ISSN 1677-7042

DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL • IMPRENSA NACIONAL

Ano CLX Nº 26 Brasília - DF, segunda-feira, 7 de fevereiro de 2022 SEÇÃO 1

Sumário

Atos do Poder Executivo 1
Presidência da República 1
Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento 2
Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações 54
Ministério das Comunicações 56
Ministério do Desenvolvimento Regional 59
Ministério da Economia 62
Ministério da Educação 64
Ministério da Infraestrutura 69
Ministério da Justiça e Segurança Pública 72
Ministério do Meio Ambiente 75
Ministério de Minas e Energia 76
Ministério das Relações Exteriores 427
Ministério da Saúde 427
Ministério do Trabalho e Previdência 474
Ministério do Turismo 476
Controladoria-Geral da União 478
Ministério Público da União 478
Tribunal de Contas da União 479
Poder Legislativo 479
Poder Judiciário 479
Entidades de Fiscalização do Exercício das Profissões Liberais 480

Esta edição é composta de 481 páginas

Atos do Poder Executivo

RETIFICAÇÃO

DECRETO DE 25 DE NOVEMBRO DE 2021
(Publicado no Diário Oficial da União de 26 de novembro de 2021, Seção 1, página 25)

No Decreto de admissão, no Quadro Suplementar da Ordem de Rio Branco, de personalidades estrangeiras,

onde se lê:

"IV - no grau de Oficial:

(...)

ANDREY GURYEV, Presidente da seção russa do Conselho Empresarial Brasil-Rússia;"

leia-se:

"III - no grau de Comendador:

(...)

ANDREY GURYEV, Presidente da seção russa do Conselho Empresarial Brasil-Rússia;".

JAIR MESSIAS BOLSONARO
Carlos Alberto Franco França

Presidência da República

DESPACHO DO PRESIDENTE DA REPÚBLICA

MENSAGEM

Nº 38, de 4 de fevereiro de 2022. Encaminhamento ao Supremo Tribunal Federal de informações para instruir o julgamento da Arguição de Descumprimento de Preceito Fundamental nº 918.

SECRETARIA-GERAL

SECRETARIA ESPECIAL DE ADMINISTRAÇÃO

PORTARIA SA/SG/PR Nº 136, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Estabelece diretrizes e regulamenta o serviço de fornecimento de alimentação e de copa no âmbito da Presidência da República e, supletivamente, da Vice-Presidência da República.

O SECRETÁRIO ESPECIAL DE ADMINISTRAÇÃO DA SECRETARIA-GERAL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 17 do Anexo I ao Decreto nº 9.982, de 20 de agosto de 2019, e tendo em vista o que dispõe o Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, resolve:

Objeto e âmbito da aplicação

Art. 1º Esta Portaria estabelece diretrizes e regulamenta o serviço de fornecimento de alimentação e de copa, no âmbito da Presidência da República e, supletivamente, da Vice-Presidência da República.

Usuários dos serviços de alimentação

Art. 2º Podem ser usuários dos serviços de alimentação e de copa de que trata esta Portaria:

I - Presidente da República, Ministros de Estado dos órgãos da Presidência da República e seus convidados devidamente identificados, registrados em suas agendas oficiais;

II - servidores públicos de órgãos e entidades do governo federal e do Distrito Federal, quando em apoio direto aos serviços de segurança ao Presidente da República;

III - corpo da guarda dos Palácios do Planalto, do Jaburu, da Alvorada e da Residência Oficial da Granja do Torto;

IV - militares dos batalhões de choque acionados e convocados para operações e eventos específicos;

V - militares atuantes em atividades relativas ao cerimonial militar da Presidência da República;

VI - militares atuantes em exposições, estandes ou visitas técnicas, enquanto estiverem nas instalações da Presidência da República;

VII - agentes de segurança e instrutores, enquanto estiverem nas instalações da Presidência da República, durante a realização de estágio ou capacitação;

VIII - alunos da rede pública de ensino e seus acompanhantes responsáveis, quando em visitação às dependências da Presidência da República; e

IX - servidores públicos, quando em serviço na Presidência da República, e visitantes durante reuniões de trabalhos, nas dependências do Palácio do Planalto e seus Anexos.

Parágrafo único. É vedada a concessão de refeições a servidores públicos ou colaboradores eventuais, em atendimento ao princípio da inacumulatividade de benefícios da mesma espécie, que:

I - já percebam, em seu órgão ou entidade de origem, esse benefício, em pecúnia ou não; e

II - tenham recebido diárias para fazer face às suas despesas de pousada, alimentação e locomoção urbana.

Tipos de serviços de fornecimento de alimentação

Art. 3º Os tipos de serviços de fornecimento de alimentação e de copa prestados no âmbito da Presidência da República são:

I - café da manhã, almoço, jantar e café noturno, prestados de forma contínua, nas dependências do Restaurante do Palácio do Planalto e nas Residências Oficiais, fornecidos aos servidores públicos envolvidos em serviços de segurança das autoridades e instalações presidenciais;

II - copa simples, com fornecimento de água e café, prestado de forma contínua aos servidores, em seus ambientes de trabalho, e aos visitantes, durante reuniões, nas dependências da Presidência da República;

III - copa completa, sob demanda, com fornecimento de água, café, chás, leite, sucos e biscoitos, disponibilizados durante reuniões de trabalho, nas dependências do Palácio do Planalto e seus Anexos, com a presença do Presidente da República, do Ministro de Estado ou de servidores detentores de cargos de natureza especial e em comissão de Direção e Assessoramento Superior de nível 6 e equivalentes, da estrutura organizacional da Presidência da República;

IV - lanche padrão, prestado sob demanda:

a) aos servidores públicos quando em apoio aos serviços internos e externos de segurança do Presidente da República e dos seus familiares, quando for o caso;

b) aos alunos da rede pública de ensino quando em visitação às dependências da Presidência da República.

V - lanche especial, prestado sob demanda, ao Presidente da República, aos Ministros de Estado dos órgãos da Presidência da República e seus convidados, devidamente identificados, no âmbito do Palácio do Planalto e Anexos e Residências Oficiais; e

VI - refeição especial transportada para almoço, prestado, sob demanda, no âmbito do Palácio do Planalto, exclusivamente ao Presidente da República, aos Ministros de Estado dos órgãos da Presidência da República e seus convidados devidamente identificados e registrados em suas agendas oficiais.

Atribuições e responsabilidades

Art. 4º São atribuições da Coordenação de Subsistência da Diretoria de Recursos Logísticos:

I - acompanhar as solicitações de fornecimento de refeições;

II - emitir e arquivar, para fins de controle, os relatórios mensais relativos à utilização dos serviços;

III - manifestar-se tecnicamente sobre a possibilidade de atendimento dos serviços objeto da presente Portaria;

IV - autorizar a execução dos serviços aprovados e solicitados pelas unidades demandantes;

V - monitorar a prestação de serviços, nos termos dos contratos vigentes; e

VI - realizar o acompanhamento gerencial dos gastos, para a produção de relatórios e notificações previstas nesta Portaria.

Art. 5º São atribuições das unidades demandantes:

I - controlar as demandas e observar as diretrizes, orientações e vedações desta Portaria;

II - observar, quando da requisição das demandas, os prazos de solicitações no contrato vigente;

III - observar as regras relacionadas à vedação do acúmulo do fornecimento da alimentação com o pagamento do auxílio alimentação;

IV - indicar à Diretoria de Recursos Logísticos servidores para atuarem como interlocutores, da seguinte forma:

a) interlocutor operacional: servidor público que submete a demanda ao interlocutor de grau hierárquico; e

b) interlocutor de grau hierárquico: ocupante de cargo de Direção e Assessoramento Superiores - DAS nível 4 e equivalente ou superior, que deverá autorizar expressamente as demandas preparadas pelo interlocutor operacional.

§ 1º Os servidores indicados deverão ter ciência expressa da indicação e de suas respectivas atribuições, antes da publicação do ato de designação.

§ 2º É permitida a indicação de servidor para atuar como interlocutor em mais de uma unidade administrativa.

§ 3º A unidade demandante, a qualquer momento, poderá ser chamada para verificação de conformidade, caso haja identificação de indício de irregularidade.

7 de fevereiro-Dia Nacional do Trabalhador Gráfico
Parabéns aos trabalhadores gráficos brasileiros pelo desempenho dessa importante atividade industrial, iniciada no País pela então Impressão Régia, hoje Imprensa Nacional, a partir do ano de 1808.

Disposições finais

Art. 6º A disponibilização dos serviços de fornecimento de alimentação e de copa deverá guardar vinculação com os objetivos institucionais da Presidência da República e de seus órgãos vinculados.

Art. 7º A Diretoria de Recursos Logísticos poderá expedir instruções complementares sobre os procedimentos necessários ao cumprimento desta Portaria.

Art. 8º Os casos omissos em relação ao disposto nesta Portaria serão resolvidos pelo Secretário Especial de Administração, com assessoramento técnico da Diretoria de Recursos Logísticos.

Revogação

Art. 9º Fica revogada a Norma Administrativa X-201, de junho de 2017.

Vigência

Art. 10. Esta Portaria entra em vigor na data da sua publicação.

ANTONIO CARLOS PAIVA FUTURO

Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento

SECRETARIA EXECUTIVA

SUPERINTENDÊNCIA FEDERAL DE AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO DA BAHIA

SERVIÇO DE FISCALIZAÇÃO DE INSUMOS PECUÁRIOS E SAÚDE ANIMAL

PORTARIA Nº 9, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O CHEFE SUBSTITUTO DO SERVIÇO DE FISCALIZAÇÃO DE INSUMOS PECUÁRIOS E SAÚDE ANIMAL-SISA/DDA/SFA-BA, no uso de suas atribuições legais e regulamentares, em especial as dispostas nos artigos 266 e 269, do Regimento Interno da Secretaria Executiva, aprovado pela Portaria nº 561, de 11 de abril de 2018, publicada no DOU de 12.04.2018, examinando os autos do Processo em epígrafe, resolve:

Art. 1º Credenciar, em conformidade com a Portaria Nº 9, de 08 de Janeiro de 1970, o Médico Veterinário THIAGO ARAÚJO BOULHOSA, inscrito no CRMV/BA nº. 04375-VP (BA), para emitir Certificado de Inspeção Sanitária - Modelo CIS-E, para o trânsito interestadual de subprodutos de origem animal, como responsável técnico da Empresa: DurliCouros Indústria e Comércio de Exportação e Importação LTDA.(BRASCOUROS), situada no município de SANTA TEREZINHA-BA, em conformidade com o processo MAPA/SFA-BA SEI nº 21012.000522/2022-66, observando as normas e dispositivos legais em vigor;

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data da sua publicação, na Seção 1, no Diário Oficial da União.

DOUGLAS HONÓRIO

SUPERINTENDÊNCIA FEDERAL DE AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO DO ESPÍRITO SANTO

PORTARIA Nº 11, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE FEDERAL DE AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO, no exercício da competência que lhe é atribuída pelo inciso VI, do art. 262 e "caput", do Regimento Interno, da Secretaria Executiva, aprovado pela Portaria Ministerial no 561, de 11/04/2018, publicada no DOU de 13/04/18, e competência delegada pela Portaria SE/MAPA nº 1.393, de 21/08/18, publicada no DOU de 23/08/18, resolve:

Art. 1º - Conceder pensão à WALDYR RENOLDI SIQUEIRA, na condição de cônjuge da ex-servidora inativa, a de cujus Sylvia Gozzi Siqueira, matrícula SIAPE nº 0004233, ocupante do cargo de Agente Administrativo, Classe S, Padrão III, com fundamento nos arts. 217, inciso I, 219, inciso I e 222, inciso VII, alinea "b", item 6 da Lei nº 8.112, de 1990, com redação dada pela Lei 13.135/2015, combinada com os arts. 23 e 24, caput, ambos da Emenda Constitucional nº 103, de 2019, com vigência a contar de, 18/01/2022, data de falecimento da ex-servidora (Processo SEI nº 21018.000325/2022-97).

Art. 2º - Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

AURELIANO NOGUEIRA DA COSTA

PORTARIA Nº 13, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE FEDERAL DE AGRICULTURA NO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pelo Regimento Interno da Secretaria Executiva (SE/MAPA), aprovado através da Portaria Ministerial nº 561, de 11 de abril de 2018, publicada no DOU de 12 de abril de 2018 e nos termos da Instrução Normativa 6, de 16 de janeiro de 2018, publicada no DOU de 17 de janeiro de 2018, resolve:

Art. 1º - Cancelar, a pedido, a Habilitação nº 038/2017 concedida ao(a) Médico(a) Veterinário(a) PAULA NUNES KUHNERT para colheita e envio de amostras para diagnóstico do Mormo no âmbito do Estado do Espírito Santo, concedida pela Portaria SFA-ES 042/2018, de 09.05.2018. Os demais nomes constantes no Anexo da Portaria SFA-ES 042/2018 permanecem inalterados.

Art. 2º. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação

AURELIANO NOGUEIRA DA COSTA

SUPERINTENDÊNCIA FEDERAL DE AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO DO RIO DE JANEIRO

PORTARIA Nº 231, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE FEDERAL DE AGRICULTURA NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, no uso das atribuições que lhe confere o Regimento Interno das Superintendências Federais de Agricultura, Pecuária e Abastecimento, aprovado através da Portaria Ministerial nº 561, de 11 de abril de 2018, publicada no Diário Oficial da União de 13 de abril de 2018 e tendo em vista o disposto no Regulamento do Serviço de Defesa Sanitária Animal, aprovado pelo Decreto nº 24.548, de 03 de julho de 1934 e o que determina à Instrução Normativa nº 22, de 20 de junho de 2013 e;

Considerando o atendimento as exigências normativas e observado parecer favorável da Secretaria de Estado de Agricultura, Pecuária, Pesca e Abastecimento - SEAPPA e;

Considerando ainda o disposto no processo eletrônico 21044.004170/2021-60, resolve:

Art. 1° - Atualizar a habilitação do Médico Veterinário ALEXANDRE CARIELLO VILLELA, não vinculado ao Serviço Oficial de Defesa Sanitária Animal, para a emissão de Guia de Trânsito Animal GTA, referente à movimentação de Equídeos, nos Municípios de Angra dos Reis, Barra Mansa, Barra do Piraí, Engenheiro Paulo de Frontin, Mangaratiba, Mendes, Miguel Pereira, Paraíba do Sul, Paty do Alferes, Pinheiral, Piraí, Quatis, Queimados, Resende, Rio Claro, Rio das Flores, Valença, Vassouras, Volta Redonda e Três Rios situados no Estado do Rio de Janeiro, em conformidade com o que determina a Instrução Normativa nº 22, de 20 de junho de 2013, devendo o habilitado observar as normas e dispositivos legais em vigor.

Art. 2º - Fica revogada a Portaria nº 194, de 06 de dezembro de 2021, publicada no DOU, Seção 1, de 08/12/2021.

Art. 3º - Esta Portaria entra em vigor na data da sua publicação.

STELLA ALVES BRANCO ROMANOS

PORTARIA Nº 232, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE FEDERAL DE AGRICULTURA NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, no uso das atribuições que lhe confere o Regimento Interno das Superintendências Federais de Agricultura, Pecuária e Abastecimento, aprovado através da Portaria Ministerial nº 561, de 11 de abril de 2018, publicada no Diário Oficial da União de 13 de abril de 2018 e tendo em vista o disposto no Regulamento do Serviço de Defesa Sanitária Animal, aprovado pelo Decreto nº 24.548, de 03 de julho de 1934 e o que determina à Instrução Normativa nº 22, de 20 de junho de 2013 e;

Considerando o atendimento as exigências normativas e observado parecer favorável da Secretaria de Estado de Agricultura, Pecuária, Pesca e Abastecimento - SEAPPA e;

Considerando ainda o disposto no processo eletrônico 21044.000299/2022-80, resolve:

Art. 1° - Habilitar o Médico Veterinário Victor Esterque Ramos, não vinculado ao Serviço Oficial de Defesa Sanitária Animal, para a emissão de Guia de Trânsito Animal GTA, referente à movimentação de animais no Município de Itaperuna/RJ para as espécies de Peixes, Suídeos e Equídeos no Município de Lajes do Muriaé/RJ para a espécie de Equídeos e no Município de Natividade/RJ para as espécies de Equídeos e Aves, em conformidade com o que determina a Instrução Normativa nº 22, de 20 de junho de 2013, devendo o habilitado observar as normas e dispositivos legais em vigor.

Art. 2º - Esta Portaria entra em vigor na data da sua publicação.

STELLA ALVES BRANCO ROMANOS

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA • SECRETARIA-GERAL • IMPRENSA NACIONAL

JAIR MESSIAS BOLSONARO
Presidente da República

LUIZ EDUARDO RAMOS BAPTISTA PEREIRA
Ministro de Estado Chefe da Secretaria-Geral

HELDO FERNANDO DE SOUZA
Diretor-Geral da Imprensa Nacional

DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO
Em circulação desde 1º de outubro de 1862

ALEXANDRE MIRANDA MACHADO
Coordenador-Geral de Publicação e Divulgação

HELDER KLEIST OLIVEIRA
Coordenador de Editoração e Publicação de Jornais Oficiais

SEÇÃO 1 • Publicação de atos normativos
SEÇÃO 2 • Publicação de atos relativos a pessoal da Administração Pública Federal
SEÇÃO 3 • Publicação de contratos, editais, avisos e ineditoriais

www.in.gov.br ouvidoria@in.gov.br
SIG, Quadra 6, Lote 800, CEP 70610-460, Brasília - DF
CNPJ: 04196645/0001-00 Fone: (61) 3441-9450

CORREGEDORIA

DECISÃO DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Termo de Julgamento nº 057/2022/CORREG/MAPA

Referência: Processo SEI nº 21000.052824/2020-97

Interessados: Corregedoria/MAPA

Assunto: Julgamento de Processo Administrativo de Responsabilização de Entes Privados - PAR

O CORREGEDOR DO MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO, no exercício da competência delegada através da Portaria MAPA nº 381, de 23 de dezembro de 2021, publicada no DOU de 24 de novembro de 2021, seção 1, página 10, prevista no art. 8º, §1º da Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013, considerando o que consta dos autos epigrafados, notadamente o conteúdo do Relatório Final do colegiado processante (SEI nº 13376962), pelos fundamentos de fato e de direito apresentados pela Corregedoria-Geral, conforme Nota Técnica nº 028/2021/CORREG/MAPA (SEI nº 13780316), bem como pela Consultoria Jurídica, conforme PARECER n. 00794/2021/CONJUR-MAPA/CGU/AGU (SEI nº 19920861), o DESPACHO CONJUR n. 01877/2021/CONJUR-MAPA/CGU/AGU (SEI nº 19920862), ratificados pelo DESPACHO DE APROVAÇÃO n. 00132/2022/CONJUR-MAPA/CGU/AGU (SEI nº 19920864), os quais adota, sem necessidade de nova fundamentação, nos termos do art. 50, parágrafo primeiro, da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, e sob o fundamento no art. 6º da Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013, no art. 3º do Decreto nº 8.420, de 18 de março de 2015, resolve:

Art. 1º - ACOLHER parcialmente o Relatório final da Comissão de Processo Administrativo de Responsabilização - CPAR nº 21000.052824/2020-97, em relação aos fatos objetos da instauração do procedimento administrativo, decorrente da Operação Enredados, deflagrada pela Polícia Federal em 2015, concluindo pela responsabilização da pessoa jurídica SINDIPI - SINDICATO DOS ARMADORES E DAS INDÚSTRIAS DE PESCA DE ITAJAÍ E REGIÃO, CNPJ: 83.822.122/0001-90, em razão prática de ato ilícito previsto no art. 5º, incisos I e III, da Lei nº 12.846/2013, por ter se utilizado de interposta pessoa para repasse de vantagem indevida a agente público, devendo-lhe ser aplicadas as sanções previstas no art. 6º, I e II da citada Lei nº 12.846/2013, quais sejam:

a) Multa no valor de R$ 81.159,68 (oitenta e um mil, cento e cinquenta e nove reais e sessenta e oito centavos), de acordo com a memória de cálculo contida na Tabela do item III da Nota Técnica 028/2021/CORREG/MAPA, a ser corrigido e pago de acordo com o descrito naquele mesmo item;

Art. 2º - DETERMINAR a publicação extraordinária desta decisão, nos termos do art. 15, inciso II e art. 24 do Decreto nº 8.420, de 2015, combinado com art. 6º, inciso II e parágrafo 5º da Lei nº 12.846, de 2013, na forma de extrato de sentença, com o título de "SINDIPI - SINDICATO DOS ARMADORES E DAS INDÚSTRIAS DE PESCA DE ITAJAÍ E REGIÃO, CNPJ: 83.822.122/0001-90, condenado pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento", contendo as informações do art. 1º do presente julgamento, às expensas do Ente Privado SINDIPI - SINDICATO DOS ARMADORES E DAS INDÚSTRIAS DE PESCA DE ITAJAÍ E REGIÃO, CNPJ: 83.822.122/0001-90, cumulativamente:

a) Publicação do extrato desta decisão em uma edição de um dos quatro jornais de maior tiragem e circulação na área da prática da infração e de atuação da pessoa jurídica ou, na sua falta, em publicação de circulação nacional, segundo o Instituto Verificador de Comunicação (IVC Brasil), à escolha da empresa, no espaço mínimo de 1/4 (um quarto) de uma página do primeiro caderno, e em fonte idêntica ou maior ao padrão das matérias do veículo. Ou, alternativamente, na página principal do portal da internet desses veículos, nos termos do item c);

b) Publicação do extrato desta decisão em edital afixado pelo prazo mínimo 30 dias no próprio estabelecimento ou no local de exercício da atividade, em posição que permita a visibilidade pelo público, em tamanho não inferior a 210 mm de largura e 297 mm de altura, em fonte "Arial" ou similar, tamanho de fonte não inferior a "32" para o título, e "20" para o restante do texto;

c) Publicação do extrato desta decisão no sítio eletrônico da empresa, acessível mediante link disponibilizado em banner fixo, contendo o título do extrato, exibido por 30 dias na página principal da empresa na internet, em local de fácil visualização e em destaque, antes do início da rolagem da barra lateral do navegador em acesso por computador, com tamanho não inferior a 300 × 250px, ou, na sua ausência, na página de redes sociais vinculada ao Ente Privado, caso exista.

Art. 3º - Após publicação desta decisão, deve a Coordenação-Geral Técnica Jurídico-Correcional:

a) notificar os Órgãos de Controle, de Fiscalização e de Persecução Penal quanto ao desfecho da presente ação disciplinar, dando ciência do inteiro teor do Relatório Final, dos Pareceres Jurídicos e do Termo de Julgamento, com remessa de demais documentos pertinentes ao caso, ou através de concessão de "acesso externo" do Sistema SEI; e

b) alimentar o Sistema CGUPJ/SISCOR, com os dados desenvolvidos nos autos do Processo Administrativo em questão, a fim de dar ciência à Corregedoria-Geral da União quanto ao deslinde do feito disciplinar.

c) acompanhar o eventual pedido de reconsideração, no prazo de 10 (dez) dias a contar da publicação, e promover a cobrança administrativa, conforme determina a legislação.

d) remeter os autos à Procuradoria da Fazenda Nacional para os procedimentos de cobrança judicial, após o trânsito em julgado da presente condenação e ausência de pagamento da multa.

NÉLIO DO AMPARO MACABU JÚNIOR

Corregedor

ANEXO

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO

EXTRATO DE DECISÃO A SER PUBLICADO:

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO

DECISÃO CONDENATÓRIA POR ATO LESIVO DA LEI Nº 12.846/2013

Julgamento do Processo Administrativo de Responsabilização nº 21000.052824/2020-97

Decisão do Corregedor do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, publicada no Diário Oficial da União, de [...DATA...], [...PÁGINA...], pela aplicação da penalidade de multa, no valor de R$ 81.159,68 (oitenta e um mil, cento e cinquenta e nove reais e sessenta e oito centavos), e de publicação extraordinária da decisão administrativa em face da pessoa jurídica:

SINDIPI - SINDICATO DOS ARMADORES E DAS INDÚSTRIAS DE PESCA DE ITAJAÍ E REGIÃO, CNPJ: 83.822.122/0001-90

em relação aos fatos objetos da instauração do procedimento administrativo, decorrente da Operação Enredados, deflagrada pela Polícia Federal em 2015, pelo cometimento de infração prevista no artigo 5º, incisos I e III da Lei nº 12.846/2013, por ter se utilizado de interposta pessoa para repasse de vantagem indevida a agente público.

AVISO

Foram publicadas em 4/2/2022 as edições extras nºs 25-A e 25-B do *DOU*.
Para acessar o conteúdo, clique nos nºs das edições.

IMPRENSA NACIONAL
Conexão com a informação oficia

SECRETARIA DE AQUICULTURA E PESCA

PORTARIA SAP/MAPA Nº 560, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Altera o valor estimado da Subvenção Econômica ao Preço do Óleo Diesel, referente ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2022, relativa ao Anexo I da Portaria nº 505, de 23 de dezembro de 2021 da Secretaria de Aquicultura e Pesca do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; estabelece a cota anual da subvenção de óleo diesel que couber a cada embarcação de pesca habilitada, bem como o valor estimado da Subvenção Econômica ao Preço do Óleo Diesel, referente ao período de 1º de fevereiro a 31 de dezembro de 2022, após revisões de recursos administrativos e cumprimento de decisões judiciais; e divulga a relação complementar de empresas credenciadas para fornecimento do óleo diesel às embarcações de pesca no Programa de Subvenção Econômica ao Preço do Óleo Diesel referente ao ano de 2022.

O SECRETÁRIO DE AQUICULTURA E PESCA DO MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO, no uso das atribuições que lhe confere o art. 32 do Anexo I ao Decreto nº 10.827, de 30 de setembro de 2021, e o que consta do Processo nº 21000.101748/2021-31, resolve

Art. 1º Alterar o valor estimado da Subvenção Econômica ao Preço do Óleo Diesel, referente ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2022, relativa ao Anexo I da Portaria nº 505, de 23 de dezembro de 2021 da Secretaria de Aquicultura e Pesca do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, conforme relação constante do Anexo I - A.

Art. 2º Estabelecer a cota anual de óleo diesel que couber a cada embarcação de pesca habilitada, bem como o valor estimado da Subvenção Econômica ao Preço do Óleo Diesel, referente ao período de 1º de fevereiro a 31 de dezembro de 2022, após revisões de recursos administrativos e cumprimento de decisões judiciais, conforme relação constante do Anexo I - B.

Art. 3º Publicar a relação complementar de empresas credenciadas para fornecimento de óleo diesel às embarcações de pesca habilitadas no Programa de Subvenção Econômica ao Preço do Óleo Diesel, conforme relação constante do Anexo II.

Art. 4º As informações constantes nesta Portaria estarão disponíveis no sítio da Secretaria de Aquicultura e Pesca do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, no endereço eletrônico https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/aquicultura-e-pesca/oleo-diesel, seção Subvenção Óleo Diesel 2022.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

JORGE SEIF JÚNIOR

ANEXO I - A

EMBARCAÇÕES DE PESCA HABILITADAS COM RESPECTIVA COTA DE ÓLEO DIESEL E VALOR ESTIMADO DE SUBVENÇÃO ECONÔMICA AO PREÇO DO ÓLEO DIESEL

I) REGIÃO NORTE

Em Operação no Estado Pará - COOPERATIVA MISTA DE PESCA E AQUICULTURA DA REGIAO DO SALGADO (COOMPESCAR - PA)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
AUGUSTO CARLOS SIMIÃO REBOUÇAS	ANNABEL	PA00270557	51.077,52	R$ 137,91
***.207.393-**	211014753			
BENEDITA BARBOSA DE VASCONCELLOS ME	SANTA PAULA	PA00000374	185.907,15	R$ 501,95
.387.527/0001-	3410103333			
BENEDITA BARBOSA DE VASCONCELLOS ME	VASCONCELLOS PESCADOS II	PA00000134	243.109,35	R$ 656,40
.387.527/0001-	210168340			
BENEDITA BARBOSA DE VASCONCELLOS ME	VASCONCELLOS PESCADOS VI	PA00007378	214.508,25	R$ 579,17
.387.527/0001-	1810035431			
BENEDITA BARBOSA DE VASCONCELLOS ME	VASCONCELLOS PESCADOS VII	PA00235547	214.508,25	R$ 579,17
.387.527/0001-	210190779			
CLEDILTON CONCEIÇÃO SOARES	MORGANA I	PA00021706	19.645,20	R$ 53,04
***.199.123-**	1610047745			
CLEDILTON CONCEIÇÃO SOARES	MORGANA VI	MA00300719	70.722,72	R$ 190,95
***.199.123-**	211020346			
E.D.PESCADOS IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO LTDA ME	BELÉM PESCA	PA00000494	214.508,25	R$ 579,17
.277.679/0001-	210228008			
E.D.PESCADOS IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO LTDA ME	FORT XVIII	PA00148487	214.508,25	R$ 579,17
.277.679/0001-	2210098564			
E.D.PESCADOS IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO LTDA ME	SVM I	PA00001128	208.788,03	R$ 563,73
.277.679/0001-	1610040261			
E.D.PESCADOS IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO LTDA ME	SVM II	PA00000168	214.508,25	R$ 579,17
.277.679/0001-	4030059724			
E.D.PESCADOS IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO LTDA ME	SVM III	PA00000184	191.627,37	R$ 517,39
.277.679/0001-	4030072208			
FRANCISCA EVILENE DE BRITO	CAPITÃO RIBEIRO I	PA00311154	86.438,88	R$ 233,38
***.448.263-**	211020338			
FRANCISCA EVILENE DE BRITO	DINIZ PESCA	PA00006418	86.438,88	R$ 233,38
***.448.263-**	210297468			
FRANCISCO MENDES RIBEIRO	ANA LUIZA	PA00011747	44.791,06	R$ 120,94
***.122.543-**	1630039942			
FRANCISCO MENDES RIBEIRO	CAPITAO RIBEIRO II	PA00141661	52.649,14	R$ 142,15
***.122.543-**	1210111900			
FRANCISCO MENDES RIBEIRO	CAPITÃO RIBEIRO IV	PA00133096	44.791,06	R$ 120,94
***.122.543-**	210229187			
FRANCISCO MENDES RIBEIRO	KLYSTENNYS I	PA00101887	27.110,38	R$ 73,20
***.122.543-**	210297425			
FRANCISCO MENDES RIBEIRO	NOVA VIDA COM JESUS III	PA00095057	102.155,04	R$ 275,82
***.122.543-**	210986506			
FRANCISCO MENDES RIBEIRO	REGINALDO	PA00101077	78.580,80	R$ 212,17
***.122.543-**	1610050266			
FRI PEIXE COM. IND. PESCADOS EIRELI	BELÉM PESCA VIII	PA00000514	243.109,35	R$ 656,40
.041.530/0001-	210244496			
FRI PEIXE COM. IND. PESCADOS EIRELI	NATAL PESCA I	PA00001384	237.389,13	R$ 640,95
.041.530/0001-	210230843			
FRI PEIXE COM. IND. PESCADOS EIRELI	NATAL PESCA V	PA00001418	214.508,25	R$ 579,17
.041.530/0001-	210185741			
FRI PEIXE COM. IND. PESCADOS EIRELI	NATAL PESCA VI	PA00001426	243.109,35	R$ 656,40
.041.530/0001-	210227605			
HARISON AUGUSTO MARTINS GAMA	JESUS É AMIGO IV	PA00194988	72.687,24	R$ 196,26
***.223.562-**	211003662			
HARISON AUGUSTO MARTINS GAMA	JESUS É AMIGO V	PA00242926	84.474,36	R$ 228,08
***.223.562-**	211007838			

J A COMERCIO DE PESCADOS LTDA	CIBRADEP IX	PA00000036	243.109,35	R$ 656,40
.490.238/0001-	210180871			
J A COMERCIO DE PESCADOS LTDA	CIBRADEP VII	PA00000048	243.109,35	R$ 656,40
.490.238/0001-	210180595			
J A COMERCIO DE PESCADOS LTDA	CIBRADEP VIII	PA00000050	243.109,35	R$ 656,40
.490.238/0001-	210180480			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	BAILIQUE	PA00105055	117.871,20	R$ 318,25
***.452.202-**	210987171			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	CLEBER LAMAS	PA00134626	40.469,11	R$ 109,27
***.452.202-**	210231513			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	L XX	PA00114360	27.110,38	R$ 73,20
***.452.202-**	210322021			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	MARCIO LAMAS	PA00128421	70.722,72	R$ 190,95
***.452.202-**	210227257			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	MAURICIO LAMAS	PA00133988	78.580,80	R$ 212,17
***.452.202-**	210312301			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	MAURO LAMAS	PA00128417	78.580,80	R$ 212,17
***.452.202-**	210285958			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	NOSSA SENHORA DE NAZARE	PA00096137	27.110,38	R$ 73,20
***.452.202-**	210986123			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	NOSSA SENHORA DO PERPETUO SOCORRO PA	PA00096157	27.110,38	R$ 73,20
***.452.202-**	210984350			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	PESCADA	PA00096125	19.252,30	R$ 51,98
***.452.202-**	210985534			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	PESCADA II	PA00101431	19.252,30	R$ 51,98
***.452.202-**	210990546			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	PESCADA III	PA00101427	19.252,30	R$ 51,98
***.452.202-**	210990538			
N. Q. COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	MARANIL	PA00001200	214.508,25	R$ 579,17
.890.397/0001-	4030059741			
N. Q. COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	ORLA I	PA00001468	214.508,25	R$ 579,17
.890.397/0001-	4030062041			
N. Q. COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	ORLA II	PA00000704	243.109,35	R$ 656,40
.890.397/0001-	210270250			
RAIMUNDO RODRIGUES DA ROCHA	DARLAN I	PA00257631	70.722,72	R$ 190,95
***.896.672-**	211012521			
RAIMUNDO RODRIGUES DA ROCHA	DARLAN II	PA00117826	44.791,06	R$ 120,94
***.896.672-**	210993251			
RAIMUNDO RODRIGUES DA ROCHA	DARLAN IV	PA00174750	44.791,06	R$ 120,94
***.896.672-**	211001848			
RAINON TELES DOS SANTOS ROCHA	RAINON I	PA00310370	51.077,52	R$ 137,91
***.011.512-**	211028631			
RAINON TELES DOS SANTOS ROCHA	RAINON II	PA00310666	51.077,52	R$ 137,91
***.011.512-**	211029271			
ROMUALDO ALVES LOPES	TUBARAO DO MAR	PA00006398	70.722,72	R$ 190,95
***.898.802-**	210296844			
ROMUALDO ALVES LOPES	TUBARAO VII	PA00006356	86.438,88	R$ 233,38
***.898.802-**	210290994			
ROMUALDO ALVES LOPES	TUBARÃO IX	PA00101325	141.445,44	R$ 381,90
***.898.802-**	210301261			
ROMUALDO ALVES LOPES	TUBARÃO VIII	PA00048448	74.651,76	R$ 201,56
***.898.802-**	210272627			
SAMIA SOARES LIMA	MORGANA VIII	MA00308761	113.942,16	R$ 307,64
***.400.953-**	1210145596			
TOTAL	53		6.338.078,92	R$ 17.112,81

Em Operação no Estado Pará - SINDICATO DAS INDUSTRIAS DE PESCA E DAS EMPRESAS ARMADORAS E PRODUTORAS, PROPRIETARIAS DE EMBARCAÇÕES DE PESCA INDUSTRIAL DO ESTADO DO PARÁ (SINPESCA - PA)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
BRASIL COMERCIO DE PESCADOS E EXPORTAÇÃO LTDA - ME	LÍDER V	CE00038811	82.509,84	R$ 222,78
.375.764/0001-	1630020010			
BRASIL COMERCIO DE PESCADOS E EXPORTAÇÃO LTDA - ME	PAI II	PA00273497	51.077,52	R$ 137,91
.375.764/0001-	211015059			
BRASIL COMERCIO DE PESCADOS E EXPORTAÇÃO LTDA - ME	PAI III	PA00273505	51.077,52	R$ 137,91
.375.764/0001-	211015148			
ECOMAR INDÚSTRIA DE PESCA S/A	ECOMAR III	PA00000078	259.697,99	R$ 701,18
.382.721/0001-	220028664			
ECOMAR INDÚSTRIA DE PESCA S/A	ECOMAR VII	PA00000098	243.109,35	R$ 656,40
.382.721/0001-	210202378			
ECOMAR INDÚSTRIA DE PESCA S/A	ECOMAR XIV	PA00006248	243.109,35	R$ 656,40
.382.721/0001-	210238585			
ECOMAR INDÚSTRIA DE PESCA S/A	ECOMAR XVI	PA00005106	259.697,99	R$ 701,18
.382.721/0001-	4430055122			
ECOMAR INDÚSTRIA DE PESCA S/A	ECOMAR XVIII	PA00133616	243.109,35	R$ 656,40
.382.721/0001-	210317213			
ECOMAR INDÚSTRIA DE PESCA S/A	ECOMAR XX	PA00133608	185.907,15	R$ 501,95
.382.721/0001-	210317221			
ECOMAR INDÚSTRIA DE PESCA S/A	LEAL SANTOS 3	PA00000238	243.109,35	R$ 656,40
.382.721/0001-	220028591			
ECOMAR INDÚSTRIA DE PESCA S/A	LEAL SANTOS 4	PA00000240	259.697,99	R$ 701,18
.382.721/0001-	220028656			

ECOMAR INDÚSTRIA DE PESCA S/A	LEAL SANTOS I	PA00000218	243.109,35	R$ 656,40
.382.721/0001-	220028567			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	CALJEVYS	PA00000528	214.508,25	R$ 579,17
.346.107/0001-	210185767			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	DOM APOLIANO	PA00000684	243.109,35	R$ 656,40
.346.107/0001-	210261412			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	DOM CEARAZINHO I	PA00301237	243.109,35	R$ 656,40
.346.107/0001-	210238780			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	DOM LEONARDO	PA00000726	220.228,47	R$ 594,62
.346.107/0001-	1610039211			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	ENELIZ	PA00002020	185.907,15	R$ 501,95
.346.107/0001-	1610053044			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	ESPERANÇA IV	PA00108807	214.508,25	R$ 579,17
.346.107/0001-	210309016			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	MISTER JÚNIOR	PA00001286	243.109,35	R$ 656,40
.346.107/0001-	210226528			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	MISTER NETO	SC00010337	214.508,25	R$ 579,17
.346.107/0001-	210223456			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	SAGA DE APOLIANO	SP00038501	185.907,15	R$ 501,95
.346.107/0001-	4010471701			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	SAGA DE APOLIANO II	PA00130888	214.508,25	R$ 579,17
.346.107/0001-	210230002			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	SAGA DE APOLIANO III	PA00001940	214.508,25	R$ 579,17
.346.107/0001-	1610032675			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	SAGA DE CRISMAR	PA00000360	185.907,15	R$ 501,95
.346.107/0001-	210176741			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	SAGA DE CRISMAR I	PA00130748	214.508,25	R$ 579,17
.346.107/0001-	210309008			
ESPERANÇA PESCADOS LTDA	SAGA DE CRISMAR II	PA00005098	214.508,25	R$ 579,17
.346.107/0001-	4430054452			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	GAROUPA	PA00011821	70.722,72	R$ 190,95
.534.212/0001-	210282011			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	GAROUPA IV	PA00006298	48.720,10	R$ 131,54
.534.212/0001-	210282029			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	GAROUPA V	PA00006384	33.033,94	R$ 89,19
.534.212/0001-	210296801			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	GAROUPA VI	PA00047868	27.110,38	R$ 73,20
.534.212/0001-	210286202			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	PAI	PA00002098	62.864,64	R$ 169,73
.534.212/0001-	1630033758			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	PONTO DA PESCA I	PA00006370	86.438,88	R$ 233,38
.534.212/0001-	210293101			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	PONTO DA PESCA III	PA00006454	86.438,88	R$ 233,38
.534.212/0001-	210301325			
ICOARACI PESCADOS E EXPORTAÇÃO LTDA	CARINHOSO I	PA00000564	241.965,31	R$ 653,31
.923.634/0001-	210162627			
ICOARACI PESCADOS E EXPORTAÇÃO LTDA	CARINHOSO II	PA00043604	194.487,48	R$ 525,12
.923.634/0001-	4430048436			
ICOARACI PESCADOS E EXPORTAÇÃO LTDA	CHARMOSO II	PA00000578	185.907,15	R$ 501,95
.923.634/0001-	2210089093			
ICOARACI PESCADOS E EXPORTAÇÃO LTDA	CHARMOSO III	PA00104507	214.508,25	R$ 579,17
.923.634/0001-	1610056540			
NORTEMAR COMÉRCIO E EXPORTAÇÃO LTDA - EPP	ANNA KAROLINE I	PA00007258	68.758,20	R$ 185,65
.556.078/0001-	1630041211			
NORTEMAR COMÉRCIO E EXPORTAÇÃO LTDA - EPP	CAPITÃO LUIZ I	PA00006368	102.155,04	R$ 275,82
.556.078/0001-	210291290			
NORTEMAR COMÉRCIO E EXPORTAÇÃO LTDA - EPP	COSTA DOURADA X	PA00001926	90.367,92	R$ 243,99
.556.078/0001-	1210112540			
NORTEMAR COMÉRCIO E EXPORTAÇÃO LTDA - EPP	MARAGOGI	PA00002208	46.362,67	R$ 125,18
.556.078/0001-	2210141796			
NORTEMAR COMÉRCIO E EXPORTAÇÃO LTDA - EPP	RECIFE X	PA00011867	46.362,67	R$ 125,18
.556.078/0001-	2210147522			
NORTEMAR COMÉRCIO E EXPORTAÇÃO LTDA - EPP	SAO RAFAEL X	PA00002210	90.367,92	R$ 243,99
.556.078/0001-	2210143772			
NORTEMAR COMÉRCIO E EXPORTAÇÃO LTDA - EPP	SÃO GABRIEL V	PA00101375	78.580,80	R$ 212,17
.556.078/0001-	1610056949			
TROPICAL PESCA LTDA	MR. Z	PA00094047	220.228,47	R$ 594,62
.641.576/0001-	1610039530			
TROPICAL PESCA LTDA	TROPICAL PESCA I	PA00001778	197.347,59	R$ 532,84
.641.576/0001-	210183063			
TROPICAL PESCA LTDA	TROPICAL PESCA II	PA00001786	181.903,00	R$ 491,14
.641.576/0001-	210190108			
TROPICAL PESCA LTDA	TROPICAL PESCA III	PA00001798	214.508,25	R$ 579,17
.641.576/0001-	210186038			
VIGIA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS EIRELI EM RECUPERAÇÃO JUDICIAL	ECOMAR X	PA00006524	185.907,15	R$ 501,95
.967.608/0001-	210306670			
VIGIA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS EIRELI EM RECUPERAÇÃO JUDICIAL	ECOMAR XII	PA00006538	214.508,25	R$ 579,17
.967.608/0001-	210307765			
VIGIA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS EIRELI EM RECUPERAÇÃO JUDICIAL	VIGIA IV	PA00000324	214.508,25	R$ 579,17

.967.608/0001-	4010137614			
TOTAL	51		8.578.112,38	R$ 23.160,90

Em Operação no Estado Pará - SINDICATO DOS PEQUENOS E MEDIOS ARMADORES DE PESCA DOS ESTADOS DO PARA E AMAPA (SINDIPAM - PA - AP)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ALYSSON MARTINS DE LIMA	ALYSSON	PA00007140	43.219,44	R$ 116,69
***579.193-**	1630040304			
ANTONIO CARLOS SOARES BORGES	ALAN III	PA00131090	19.252,30	R$ 51,98
***526.742-**	210306203			
ANTONIO CARLOS SOARES BORGES	ALAN IV	PA00131110	17.680,68	R$ 47,74
***526.742-**	210318236			
ANTONIO CARLOS SOARES BORGES	ALAN VI	PA00131138	17.680,68	R$ 47,74
***526.742-**	210318295			
ANTONIO CARLOS SOARES BORGES	ALAN VIII	PA00095651	25.538,76	R$ 68,95
***526.742-**	210301341			
JOÃO FELLIPE DE SOUSA ABDON	GELEIRA AJURUTEUA	PA00006320	86.438,88	R$ 233,38
***100.952-**	210284048			
JOÃO FELLIPE DE SOUSA ABDON	GELEIRA AJURUTEUA III	PA00047348	44.791,06	R$ 120,94
***100.952-**	210306335			
JOÃO WALDEMAR RISUENHO ABDON	GELEIRA AJURUTEUA VI	PA00011677	86.438,88	R$ 233,38
***363.192-**	210293110			
JOÃO WALDEMAR RISUENHO ABDON	GELEIRA AJURUTEUA VII	PA00104527	42.433,63	R$ 114,57
***363.192-**	1610055560			
KATIA MARIA RISUENHO ABDON	NOVA VIDA COM JESUS IV	PA00011695	12.965,83	R$ 35,01
***.893.932-**	210306289			
KATIA MARIA RISUENHO ABDON	PATO FILHO I	PA00011669	43.219,44	R$ 116,69
***.893.932-**	1630039861			
TOTAL	11		439.659,58	R$ 1.187,08

II) REGIÃO NORDESTE

Em Operação no Estado Piauí - ASSOCIAÇÃO DOS ARMADORES DE PESCA DO ESTADO DO PIAUÍ (AAPESPI - PI)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ALEXANDRE COELHO DE MENDONÇA	ISMAEL	PI00289098	35.361,36	R$ 95,48
***891.204-**	1410108791			
ANA CATARINA DE SOUZA PIRES	MIAME	PI00001250	68.642,64	R$ 185,34
***143.113-**	2610016239			
ANA PAULA VALGAS SANTOS	AQUILES	MA00151834	51.481,98	R$ 139,00
***858.065-**	1410107906			
ANTÔNIO ARISTOTELES DA SILVA	ARISTOTELES	PI00043844	47.148,48	R$ 127,30
***768.303-**	1630041289			
ANTÔNIO ARISTOTELES DA SILVA	AVENTURA	PI00043816	56.971,08	R$ 153,82
***768.303-**	1620021498			
ANTÔNIO ARISTOTELES DA SILVA	SAN DIEGO I	PI00043858	56.971,08	R$ 153,82
***768.303-**	1630039870			
ANTÔNIO ARISTOTELES DA SILVA	SAN DIEGO II	PI00043866	34.968,46	R$ 94,41
***768.303-**	1630041980			
ANTÔNIO ARISTOTELES DA SILVA	SAN DIEGO III	PI00043878	56.971,08	R$ 153,82
***768.303-**	1630041963			
ANTÔNIO ARISTOTELES DA SILVA	SAN DIEGO V	PI00044304	47.148,48	R$ 127,30
***768.303-**	1410110834			
ANTÔNIO MARCOS SANTOS	COPILOTO	PI00122189	25.168,97	R$ 67,96
***844.704-**	1410109186			
ANTÔNIO MARCOS SANTOS	PILOTO	PI00044340	48.621,87	R$ 131,28
***844.704-**	2410141269			
CAMILA FERREIRA SANTOS	REY DEL MAR	PI00023634	17.223,06	R$ 46,50
***130.673-**	1410100456			
CAMILA FERREIRA SANTOS	SENHORA SANTANA	PI00001700	47.148,48	R$ 127,30
***130.673-**	1610031091			
CAROLINE FERREIRA SANTOS	PRINCESA YASMIN	PI00001546	54.914,11	R$ 148,27
***904.013-**	1610055870			
CRISTIANO SILVA DE LIMA	GUSTAVO	PI00044558	82.943,19	R$ 223,95
***843.814-**	2610079702			
CRISTIANO SILVA DE LIMA	J CHRYSTIAN	CE00314808	96.293,84	R$ 259,99
***843.814-**	1630047155			
CRISTIANO SILVA DE LIMA	MAIANI	PI00008528	40.041,54	R$ 108,11
***843.814-**	2420107438			
FRANCINETE MAIA SARAIVA	GIDEAO	PI00018045	17.971,89	R$ 48,52
***517.443-**	1610031211			
FRANCISCO JOSÉ DE CARVALHO	ARCA DA ALIANÇA I	PI00044770	56.971,08	R$ 153,82
***337.014-**	1410109933			
FRANCISCO MAIA DE LIMA	MONTE SINAI	PI00001298	51.481,98	R$ 139,00
***031.533-**	1410109178			
FRANCISCO VALDIKS LOPES	MARCO POLO	PI00001228	130.993,04	R$ 353,68
***918.913-**	1610059697			
FRANCISCO VILMAR DE SOUSA	HANIEL-I	PI00264896	35.361,36	R$ 95,48
***308.433-**	1410111695			
GENILSON BIRIBA DA COSTA	SETE I	PI00044888	68.642,64	R$ 185,34
***940.395-**	2610076754			
GENILSON BIRIBA DA COSTA	SETE III	PI00124027	68.642,64	R$ 185,34
***940.395-**	1810044219			

GEOVANE HENRIQUE DE OLIVEIRA CARVALHO	GILVAN PESCADOS	PI00133938	41.185,58	R$ 111,20
***726.843-**	1620011662			
GEOVANE HENRIQUE DE OLIVEIRA CARVALHO	GILVAN PESCADOS II	PI00252251	42.433,63	R$ 114,57
***726.843-**	1410111822			
GEOVANE HENRIQUE DE OLIVEIRA CARVALHO	GILVAN PESCADOS IV	PI00252317	42.433,63	R$ 114,57
***726.843-**	1410111849			
GEOVANNA THAIS DE OLIVEIRA CARVALHO	GILVAN PESCADOS III	PI00218411	42.433,63	R$ 114,57
***726.853-**	1410111831			
GEOVANNA THAIS DE OLIVEIRA CARVALHO	MALAQUIAS II	PI00020710	42.683,24	R$ 115,24
***726.853-**	1610028279			
GERARDO COSME DE COUTO	RAMON	CE00037745	26.957,84	R$ 72,79
***793.633-**	1820024822			
JOSE EDVA DE SOUZA	LUAN RAEL	PI00218461	47.148,48	R$ 127,30
***595.303-**	1410112241			
JOSE EDVA DE SOUZA	LUAN RAEL I	PI00269288	47.148,48	R$ 127,30
***595.303-**	1410113051			
JOSE EDVA DE SOUZA	MICARELI	PI00217465	18.073,58	R$ 48,80
***595.303-**	1410110664			
JOSE MARIA ALVES DA SILVA	SORRISO DO MAR	PI00001764	29.173,12	R$ 78,77
***986.523-**	1410109143			
JOÃO BRAGA BORGES	JOKEBEDE	PI00000958	54.914,11	R$ 148,27
***721.073-**	1610054504			
LUIS ROGÉRIO DE SOUSA	ALMIRANTE IV	PI00000444	26.313,01	R$ 71,05
***511.493-**	1410107396			
LUIS ROGÉRIO DE SOUSA	ALMIRANTE V	PI00020048	42.683,24	R$ 115,24
***511.493-**	1610028040			
LUIS ROGÉRIO DE SOUSA	ALMIRANTE VI	PI00045076	33.003,94	R$ 89,11
***511.493-**	1610064160			
LUIZ CARLOS DOS SANTOS	NILMA	PI00001440	25.740,99	R$ 69,50
***765.383-**	1410100421			
MS PIRES - ME	F PESCA IV	CE00109837	35.943,78	R$ 97,05
868.977/0001-	1610059239			
MANOEL MESSIAS MOURA	MARCELO I	SE00297325	51.481,98	R$ 139,00
***146.175-**	2610016077			
MANOEL MESSIAS MOURA	MARCELO II	PI00001214	62.922,42	R$ 169,89
***146.175-**	2610074301			
MANOEL OTACILIO DE ARAUJO	ANA PAULA	PI00000466	29.745,14	R$ 80,31
***513.503-**	1610028716			
MARCILIO ELOI VIANA	JUNINHO BIL	PI00260644	22.308,86	R$ 60,23
***533.683-**	1410111172			
MARIA ALZENIR MELO DE CARVALHO	ARCA DA ALIANCA III	PI00014377	20.967,21	R$ 56,61
***960.284-**	1410108821			
MARIA ENETE GOMES MAIA	JESUS DE NAZARE	PI00019199	43.057,66	R$ 116,26
***372.773-**	1610038088			
MARIA ENETE GOMES MAIA	MONTE MORIA	PI00045658	37.718,78	R$ 101,84
***372.773-**	1410109470			
MARIA ENETE GOMES MAIA	MONTE SIÃO DO MAR	PI00218457	47.148,48	R$ 127,30
***372.773-**	1410111768			
MARIA LIDIANE COUTO DA SILVA	SAN DIEGO VI	PI00131610	47.148,48	R$ 127,30
***870.863-**	1410111474			
MARIA LUCELITA ARAUJO DO NASCIMENTO	MARISOL	PI00122151	20.592,79	R$ 55,60
***827.263-**	1410111041			
MARINÊS VALGAS SANTOS	GOLFO PESCA	PI00045778	42.901,65	R$ 115,83
***229.184-**	2420127315			
MELQUIZEDEQUE SOUSA PIRES	MARIA VITÓRIA	MA00001248	34.321,32	R$ 92,67
***650.073-**	1410109674			
MELQUIZEDEQUE SOUSA PIRES	MORAES I	SE00049338	68.642,64	R$ 185,34
***650.073-**	2610076835			
MELQUIZEDEQUE SOUSA PIRES	SORRISO NOVO	PI00045800	29.173,12	R$ 78,77
***650.073-**	1410111181			
NELSON RICARDO FERREIRA COSME	CLARA II	PI00123917	51.481,98	R$ 139,00
***905.143-**	1610054768			
NELSON RICARDO FERREIRA COSME	JOSIMAR	PI00000980	34.321,32	R$ 92,67
***905.143-**	2210059666			
NELSON RICARDO FERREIRA COSME	LEVI GABRIEL	PI00046120	82.943,19	R$ 223,95
***905.143-**	1630034517			
RAIMUNDO ARAUJO ROCHA	CAIO VICTOR	PI00017965	33.697,30	R$ 90,98
***189.803-**	1630039101			
RAIMUNDO CRISTIANO DOS SANTOS LEONCIO	RAUL	PI00261626	14.144,54	R$ 38,19
***536.033-**	1830056034			
RAIMUNDO CRISTIANO DOS SANTOS LEONCIO	RAUL DO MAR II	PI00001680	54.914,11	R$ 148,27
***536.033-**	1610059735			
RAIMUNDO JOSÉ REBOUÇAS	JR-II	PI00019611	18.720,72	R$ 50,55
***229.804-**	1610044801			
RODRIGO FERREIRA SANTOS	PRINCESA MARIANA	PI00001538	51.481,98	R$ 139,00
***443.343-**	1610048920			
RODRIGO WESLEY MATOS DE SOUSA	ALMIRANTE VII	PI00000858	51.481,98	R$ 139,00
***951.473-**	1410110401			
ROSIRENE FERREIRA DA COSTA	FELIPE II	PI00046704	33.396,84	R$ 90,17
***325.443-**	1410111199			

RUTIANE COUTO DA SILVA	GUILHERME	PI00046478	47.148,48	R$ 127,30
***955.763-**	1630041238			
RUTIANE COUTO DA SILVA	LIDIANE	PI00046360	54.290,09	R$ 146,58
***955.763-**	1410107931			
RUTIANE COUTO DA SILVA	NETURNO	PI00046528	54.290,09	R$ 146,58
***955.763-**	1630038423			
RUTIANE COUTO DA SILVA	PORTA DO CEU	PI00046548	43.219,44	R$ 116,69
***955.763-**	1630040720			
RUTIANE COUTO DA SILVA	SAN DIEGO IV	PI00046668	34.968,46	R$ 94,41
***955.763-**	1630041971			
SARUHE BARBARA LOPES AMARANTE	JAQUELINE - II	PI00019029	33.697,30	R$ 90,98
***975.273-**	1620007886			
SOLIJANE ALVES DE SOUSA	FELIPE I	PI00000776	54.914,11	R$ 148,27
***148.503-**	1410109097			
WELISSON ARAUJO SILVA	ZÉ FILHO	PI00001904	20.592,79	R$ 55,60
***204.363-**	1410109381			
TOTAL	72		3.224.189,86	R$ 8.705,31

Em Operação no Estado Piauí - SINDICATO DOS PEQUENOS ARMADORES DOS ESTADOS DO CEARÁ E PIAUI (SINDIPESCA - CE - PI)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
EDSON GOMES MAIA	LEVI	PI00020176	35.943,78	R$ 97,05
***379.543-**	1410108295			
MARCIO KYLDARE PEQUENO SARAIVA	MONTE DAS OLIVEIRAS	PI00021628	44.929,73	R$ 121,31
***262.113-88	1610059492			
TOTAL	2		80.873,51	R$ 218,36

Em Operação no Estado Ceará - ASSOCIAÇÃO DOS PEQUENOS E MEDIOS ARMADORES DE PESCA DE FORTALEZA (ASPEMARF - CE)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ANTONIO FRANCISCO DA COSTA	MILA I	CE00041838	25.460,18	R$ 68,74
***077.263-**	1620018055			
ANTÔNIO MARIA MARINHO COSTA	D RDA	CE00016587	17.971,89	R$ 48,52
***749.603-**	1610054920			
ELIANDO CARNEIRO FEIOZO	IZABELA II	CE00018867	19.095,13	R$ 51,56
***794.603-**	1610059883			
ELIANDO CARNEIRO FEIOZO	RUAM	CE00275145	26.717,47	R$ 72,14
***794.603-**	1610064933			
EVANDRO FERREIRA FACUNDES	ASCOPEM I	CE00014567	35.943,78	R$ 97,05
***304.513-**	1610058461			
FRANCISCO CARLOS BANHOS SUDARIO	ATOS III	CE00040470	29.204,32	R$ 78,85
***749.543-**	1610034325			
FRANCISCO ESDRAS BANHOS SUDARIO	ATOS I	CE00040434	29.204,32	R$ 78,85
***780.103-**	1610048644			
FRANCISCO GILVANDRO DE FREITAS SANTOS	GEISIVANDO	CE00040590	35.943,78	R$ 97,05
***128.723-**	1610060997			
FRANCISCO GILVANDRO DE FREITAS SANTOS	GILBERTO	CE00040658	29.204,32	R$ 78,85
***128.723-**	1630016471			
FRANCISCO GILVANDRO DE FREITAS SANTOS	GILDEMBERG	CE00040610	29.204,32	R$ 78,85
***128.723-**	1610036981			
FRANCISCO MOREIRA DA SILVA	PAULINHO FS	CE00037567	48.673,87	R$ 131,42
***704.658-**	1620012570			
HELTON DO NASCIMENTO PEREIRA	HELIO	CE00006938	20.218,38	R$ 54,59
***610.493-**	1620012260			
JOSÉ NILTON BARRETO	MILA II	CE00048330	29.204,32	R$ 78,85
***250.993-**	1610058534			
JOSÉ WELLINGTON DOS SANTOS RODRIGUES	JOÃO CLÁUDIO	CE00041478	38.190,27	R$ 103,11
***297.903-**	1610057911			
JOÃO CLAUDIO MATIAS RODRIGUES	JOSE CLAUDIO I	CE00041928	38.190,27	R$ 103,11
***884.778-**	1610060539			
JOÃO MANOEL CARNEIRO	PECEM - II	CE00211405	21.216,82	R$ 57,29
***706.393-**	1610061012			
MANOEL CABRAL DE SOUSA	JULIA I	CE00019661	14.602,16	R$ 39,43
***506.173-**	1610035712			
MARCOS ANTÔNIO NOGUEIRA BATISTA	BIDYS II	CE00014959	17.971,89	R$ 48,52
***176.843-**	1610049225			
PAULO VITOR NAPOLEÃO SUDARIO	SALMO 139	CE00040538	35.943,78	R$ 97,05
***613.333-**	1610061357			
VALMAR DOS SANTOS ALVES	SÃO PAULO III	CE00037537	35.943,78	R$ 97,05
***280.923-**	1620017792			
VICENTE FRANCISCO DA SILVA	AROLDO FILHO	CE00014467	25.460,18	R$ 68,74
***210.663-**	1620017547			
VICENTE JOSE RODRIGUES	MARROCOS	CE00021234	14.976,58	R$ 40,44
***345.293-**	1610054466			
VICENTE PAULO MARCOS	JAILSON III	CE00040794	35.943,78	R$ 97,05
***853.503-**	1610053401			
TOTAL	23		654.485,59	R$ 1.767,11

Em Operação no Estado Ceará - ASSOCIAÇÃO VIRGEM PODEROSA DOS ARMADORES E PESCADORES DO TORROES (ASSVIRGEM - CE)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ADYLLA COSTA BRAGA	AA PESCA	CE00290151	47.925,04	R$ 129,40
***.911.223-**	1630046621			
ANA SHEILA DE SOUSA MONTEIRO	JOPE ANA	CE00111948	41.185,58	R$ 111,20
***.083.983-**	1610031709			
ANDREINA MARCIANO GUILHERME	RIO IPIRANGA II	CE00248188	40.436,76	R$ 109,18

***.522.823-**	1630042072			
ANDREINA MARCIANO GUILHERME	THALITA G	CE00243626	41.185,58	R$ 111,20
***.522.823-**	1630045543			
ANTONIO JOSE DE SOUSA	ADRIAN P	CE00314578	95.406,34	R$ 257,60
***.948.643-**	1630047686			
ANTONIO JOSE DE SOUSA	SANTOARIO DA VIDA	CE00244030	40.436,76	R$ 109,18
***.948.643-**	1630039918			
ANTÔNIO NELES RODRIGUES	ASA ALVES	CE00014541	40.436,76	R$ 109,18
***.635.013-**	1610046668			
EDNEUDA SOUSA DA SILVA	TONY LUAN	CE00306121	42.433,63	R$ 114,57
***.482.083-**	1630046973			
FRANCISCA JULIANA DA SILVA DUARTE	JJ VASCONCELOS	CE00247214	55.006,56	R$ 148,52
***.151.523-**	1630045861			
FRANCISCO ADONIRAN CARNEIRO ALVES	AMIGOS DE DEUS AM	CE00020858	26.957,84	R$ 72,79
***.811.943-**	1820023753			
FRANCISCO ANTONIO DE OLIVEIRA	PH PESCA	CE00267256	47.925,04	R$ 129,40
***.319.993-**	1630046175			
FRANCISCO JARBAS DA COSTA SILVA	TULIO FILHO	CE00019827	25.085,76	R$ 67,73
***.364.723-**	1620014424			
FRANCISCO JOSÉ DA SILVA	DÁDIVA DE DEUS PA	CE00284448	47.925,04	R$ 129,40
***.195.463-**	1630046400			
FRANCISCO ZUQUINHA COSTA	ANA ROSA	CE00014067	40.436,76	R$ 109,18
***.012.023-**	1610054351			
IRALDO DE SOUZA ARAÚJO	RENATA II	CE00023598	20.218,38	R$ 54,59
***.787.003-**	1610058348			
JOSE ANDREI COUTO DOS SANTOS	SAO MANOEL IX	CE00024764	26.957,84	R$ 72,79
***.957.933-**	1610037154			
JOSÉ APOLIMAR BRAGA	HELENA MAR I	CE00018329	23.962,52	R$ 64,70
***.596.523-**	1610053346			
JOSÉ AURISTENIO RODRIGUES	LIDIANOPOLES	CE00020328	26.957,84	R$ 72,79
***.362.833-**	1630038440			
JOSÉ BONIFACIO RODRIGUES	PARAISO III	CE00022638	26.957,84	R$ 72,79
***.500.703-**	1630037842			
JOSÉ ELENILTON PINTO DE OLIVEIRA	ELAILTON	CE00115786	29.204,32	R$ 78,85
***.480.233-**	1610058551			
JOSÉ RUBENS RODRIGUES	IARA PESCA	CE00018499	26.957,84	R$ 72,79
***.397.873-**	1610059425			
JOYCE MUNIZ COUTO	THOMAS JC	CE00314618	133.125,12	R$ 359,44
***.921.423-**	1630047597			
JOÃO JOSÉ DE VASCONCELOS FILHO	SOCORRO DUTRA	CE00314598	87.476,52	R$ 236,19
***.544.203-**	1630046051			
LUIZ CARLOS DINIZ ALVES	MARIA TEREZA DI	CE00315538	42.433,63	R$ 114,57
***.609.873-**	1630047830			
MANOEL ALBUQUERQUE DA COSTA	MT LAERTE	CE00124241	42.433,63	R$ 114,57
***.138.273-**	1630045110			
MANOEL ALBUQUERQUE DA COSTA	ZACARIAS COSTA	CE00306147	42.433,63	R$ 114,57
***.138.273-**	1630046876			
MARIA DO SOCORRO SANTANA MONTEIRO	SAO JORGE N	CE00024574	23.962,52	R$ 64,70
***.247.453-**	1610059395			
MARIA ERLANDIA RODRIGUES	AGAPE DS	CE00306159	42.433,63	R$ 114,57
***.735.313-**	1630047074			
MARIO CESAR DE SOUSA	MONTESINAI	CE00021650	33.697,30	R$ 90,98
***.804.703-**	1630039241			
MATHEUS RIBEIRO COUTO	SOBRAGA	CE00280460	47.925,04	R$ 129,40
***.290.513-**	1630046302			
PAULO ROGERIO DE SOUZA	ECLAZIARTE	CE00095177	41.185,58	R$ 111,20
***.285.583-**	1630038521			
PEDRO HENRIQUE FERREIRA	TIAGO HENRIQUE	CE00025344	22.464,86	R$ 60,66
***.948.633-**	1620015153			
RAIMUNDO DINIZ ALVES	JOSÉ LUIS MT	CE00314000	60.063,23	R$ 162,17
***.801.483-**	1630047741			
RAIMUNDO DINIZ ALVES	MARIA DE JESUS JL	CE00263646	42.433,63	R$ 114,57
***.801.483-**	1630046116			
RAIMUNDO DINIZ ALVES	PATRICIA PILAR III	CE00007308	31.950,03	R$ 86,27
***.801.483-**	1630042021			
RAIMUNDO ESIO ALBUQUERQUE VIANA	RAÍ DM	CE00023396	26.957,84	R$ 72,79
***.890.583-**	1620014556			
RITA MARCIANO FERREIRA	CIBELE MF	CE00307537	44.375,04	R$ 119,81
***.689.893-**	1630046981			
RITA MARCIANO FERREIRA	LUCAS MF	CE00306197	42.433,63	R$ 114,57
***.689.893-**	1630046736			
ROBERTO DINIZ DE SOUSA	SAN MARTINUS	CE00097597	25.460,18	R$ 68,74
***.261.603-**	1610057945			
TOTAL	39		1.647.245,07	R$ 4.447,56

Em Operação no Estado Ceará - SINDICATO DOS PEQUENOS E MÉDIOS ARMADORES DOS ESTADOS DO CEARÁ E PIAUI (SINDIPESCA - CE - PI)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ADRICIO RIBEIRO COUTO	NEW BRAGA	CE00307317	128.687,62	R$ 347,46
***315.433-**	1630047180			
AMANDA ALVES DA SILVA	BROTHER 300	CE00234871	45.262,54	R$ 122,21

***624.943-**	1610068424
ANA KATIA DE SOUSA MONTEIRO	JOPE ANA II
***294.083-**	1630045128
ANA PATRICIA SILVA RIBEIRO	ODORICO MARTINS
***771.723-**	1630046124
ANA PATRICIA SILVA RIBEIRO	P MARTINS
***771.723-**	1630045535
ANDRE BRAGA DE COUTO	LEO LUCAS
***767.223-**	1410112349
ANDRE BRAGA DE COUTO	MATEUS SC
***767.223-20	1630046281
ANDRE BRAGA DE COUTO-ME	A NETO
196.281/0001-	1630048194
ANTENOR ALVES DA SILVA	BROTHER 100
***554.923-**	210985461
ANTENOR ALVES DA SILVA	BROTHER 1000
***554.923-**	211020362
ANTENOR ALVES DA SILVA	BROTHER 400
***554.923-**	1610069587
ANTENOR ALVES DA SILVA	BROTHER 500
***554.923-**	1610069579
ANTENOR ALVES DA SILVA	BROTHER 800
***554.923-**	1630047660
ANTENOR ALVES DA SILVA	BROTHER 900
***554.923-**	1630047651
ANTENOR ALVES DA SILVA	MOISES DE DEUS
***554.923-**	1610069595
ANTONIO CESAR BRAGA DE COUTO	AC MARLIN
***843.743-**	1630045900
ANTONIO CESAR BRAGA DE COUTO	CHAMBINHO JB
***843.743-**	1630047678
ANTONIO CESAR BRAGA DE COUTO	GOLF VILLE
***843.743-**	1630046094
ANTONIO CIDENIO DE OLIVEIRA	ALBACORA BP
***006.993-**	1630046680
ANTONIO CIDENIO DE OLIVEIRA	BIGEYE TUNA
***006.993-**	1630046671
ANTONIO EDNARDO DA SILVA	ALIANCA AS
***362.893-**	1630046787
ANTONIO ERICLAUDIO RODRIGUES DE SOUZA	FILHO DO PAI
***362.813-**	1630047015
ANTONIO ERICLAUDIO RODRIGUES DE SOUZA	FILHO DO PAI I
***362.813-**	211028762
ANTONIO RONALDO PEREIRA	ANDRESSA MARIA
***642.683-**	1630038466
ANTONIO ZEFERINO VERAS NETO-ME	PEPELEGAL
951.422/0001-	1630038547
ANTÔNIO RENATO SANTOS NASCIMENTO	RENATO PESCADO
***885.763-**	1610040066
AURELIO SAMPAIO LOURENÇO	PRINCESA DO PREÁ
***769.363-**	1630046493
BRUNO DE CARVALHO VERAS	CAPITÃO CAVERNA
***303.423-**	1610031806
BRUNO DE CARVALHO VERAS	DR JOSÉ MARIA I
***303.423-**	1620010097
CARLOS CHARLES BRAGA SANTOS	BRASIPESCA II
***948.973-**	1610033094
CLAUDIO HENRIQUE DE COUTO MONTEIRO	CALYPSO COUTO
***878.443-**	2610016484
ERICA CRISTINA BRAGA COUTO	ERICA 2
***295.703-**	1610068521
FRANCISCO ARIMAR BRAGA	ALESSANDRA I
***938.303-**	1610054261
FRANCISCO JOEL DOS SANTOS SILVA	JR RENAN
***585.503-**	1630047112
FRANCISCO JOSE ANDRADE PAIVA	LUIS MARTINS
***534.593-**	1610058704
FRANCISCO MADONE BRAGA DE COUTO JUNIOR	COSTAMAR BP
***290.683-**	1630047767
FRANCISCO MECENAS DE OLIVEIRA	ROSA MILI
***862.803-**	1630047066
FRANCISCO RUBERVAL RODRIGUES	BARUKI
***466.693-**	1630047023
FRANCISCO XAVIER DE HOLANDA NETO	JESUS MARIA JOSE III
***388.814-**	1630048259
FRANCISCO XAVIER DE HOLANDA NETO	O MENSSAGEIRO
***388.814-**	1630046591

CE00246564	42.433,63	R$ 114,57
CE00274481	42.433,63	R$ 114,57
CE00249044	48.812,54	R$ 131,79
PI00284626	48.812,54	R$ 131,79
PI00280474	47.925,04	R$ 129,40
CE00325057	67.450,06	R$ 182,12
PA00131188	53.250,05	R$ 143,78
CE00315398	142.000,13	R$ 383,40
CE00286708	48.164,67	R$ 130,04
CE00286674	48.164,67	R$ 130,04
CE00310968	47.925,04	R$ 129,40
CE00310976	47.925,04	R$ 129,40
CE00286660	48.164,67	R$ 130,04
CE00239417	62.125,06	R$ 167,74
CE00315060	78.543,82	R$ 212,07
CE00272057	47.925,04	R$ 129,40
CE00301427	66.562,56	R$ 179,72
CE00306135	66.562,56	R$ 179,72
CE00307701	42.433,63	R$ 114,57
CE00306117	78.543,82	R$ 212,07
CE00314916	139.781,38	R$ 377,41
CE00014199	40.436,76	R$ 109,18
CE00048246	42.600,04	R$ 115,02
CE00016549	25.460,18	R$ 68,74
CE00285206	47.925,04	R$ 129,40
CE00094819	42.433,63	R$ 114,57
CE00021256	35.361,36	R$ 95,48
CE00015171	22.464,86	R$ 60,66
PI00224440	42.600,04	R$ 115,02
CE00246478	45.262,54	R$ 122,21
CE00094977	26.957,84	R$ 72,79
CE00308017	42.433,63	R$ 114,57
CE00019851	20.218,38	R$ 54,59
CE00315008	106.500,10	R$ 287,55
CE00307491	42.433,63	R$ 114,57
CE00302645	60.793,80	R$ 164,14
CE00324837	93.631,33	R$ 252,80
CE00297919	47.925,04	R$ 129,40

FRANCISCO XAVIER DE HOLANDA NETO	O MENSSAGEIRO I	CE00314430	78.543,82	R$ 212,07
***388.814-**	1630047783			
JANIO PESSOA DO NASCIMENTO	DIPESCA VI	CE00048640	43.219,44	R$ 116,69
***647.783-**	1630037761			
JOAO BATISTA COSTA MARTINS	DECA BRAGA	CE00314500	78.543,82	R$ 212,07
***743.093-**	1630047465			
JOAO BATISTA COSTA MARTINS	GABRIELZAO	CE00301445	47.925,04	R$ 129,40
***743.093-**	1630046701			
JOAO BATISTA COSTA MARTINS	JH MARTINS	CE00314514	137.118,87	R$ 370,22
***743.093-**	1630047643			
JOAO BATISTA COSTA MARTINS	PEDRO MARTINS	CE00284394	47.925,04	R$ 129,40
***743.093-**	1630046396			
JOSE CARNEIRO ALVES	JC PESCA	CE00313828	118.020,50	R$ 318,66
***968.353-**	1630047864			
JOSE HILDER DE SOUSA	RODRIGO I	CE00254457	39.493,79	R$ 106,63
***952.753-**	1630043117			
JOSE ORLANDO DE OLIVEIRA	JOSIVONN	CE00254651	55.006,56	R$ 148,52
***880.606-**	1410112829			
JOSE ROGERIO DA SILVA	NOVA ALIANCA JR	CE00315490	28.289,09	R$ 76,38
***840.313-**	1630046795			
JOSEDITE MARQUES HOLANDA	O SHALON I	CE00306237	42.433,63	R$ 114,57
***421.463-**	1630046434			
JOSEDITE MARQUES HOLANDA	O SHALON II	CE00314740	133.125,12	R$ 359,44
***421.463-**	1630047139			
JOSÉ CAUBI RODRIGUES	DOUGLAS K	CE00112186	20.218,38	R$ 54,59
***315.653-**	1610058712			
JOSÉ EDENILTON PINTO DE OLIVEIRA	RIO IPIRANGA	CE00023704	20.218,38	R$ 54,59
***191.613-**	1610050452			
JOSÉ EVANGELISTA FERREIRA	MENSAGEIRO DA PAZ	CE00021388	23.962,52	R$ 64,70
***847.973-**	1610037294			
JOSÉ HILTOMAR COSTA MARTINS	MARTINS II	CE00021248	41.185,58	R$ 111,20
***445.093-**	1630039098			
JOSÉ HOLANDA REBOUÇAS	CHEKNAR II	CE00315560	118.037,61	R$ 318,70
***498.003-**	1630047244			
JOSÉ JERUSALEM RODRIGUES	JERUSALEM RG	CE00307479	48.204,61	R$ 130,15
***881.093-**	1630047198			
JOSÉ JOVANI DE OLIVEIRA	CELINO	CE00015565	19.469,55	R$ 52,57
***523.923-**	1610052994			
JOSÉ OLAVO DA COSTA	PANTANILHO	CE00022608	40.436,76	R$ 109,18
***488.633-**	1610057732			
JOSÉ SIMAO DE OLIVEIRA	19 DE JANEIRO I	CE00013387	20.218,38	R$ 54,59
***385.593-**	1610059549			
JOÃO CEZAR COSTA	JOÃO CEZA CT	CE00306217	59.721,41	R$ 161,25
***421.413-**	1630047325			
LEIDIANE RODRIGUES ESMERINO NASCIMENTO	DEUS DA GLORIA	CE00242630	47.925,04	R$ 129,40
***046.213-**	1630045691			
LILIAN MARIA FELIX HENRIQUE	LEÃO DO NORTE JF	CE00315426	133.125,12	R$ 359,44
***013.703-**	1630047589			
LUIS ONESTALDO MARQUES	ELISANGELA ALVES	CE00016817	20.218,38	R$ 54,59
***997.183-**	1610052684			
MARCELO RODRIGUES DE SOUZA	ANA JULIA AS	CE00316316	69.544,01	R$ 187,77
***283.713-**	1630047848			
MARCELO RODRIGUES DE SOUZA	M HENRIQUE	CE00276489	42.433,63	R$ 114,57
***283.713-**	1630046264			
MARCOS JUNIOR DOS SANTOS	G MARTINS	CE00013519	26.957,84	R$ 72,79
***260.843-**	1610051912			
MARDONES ALVES DE CARVALHO	ADRIANO LUIZ	CE00242820	37.718,78	R$ 101,84
***568.213-**	1630041050			
MARIA AURINEIDE MONTEIRO	BOLT BP	CE00315440	159.750,14	R$ 431,33
***093.178-**	1630047759			
MARIA AURINEIDE MONTEIRO	PITTY BP	CE00315546	133.125,12	R$ 359,44
***093.178-**	1630047406			
MARIA CLEUDE DE SOUSA	DEUS PROVERA JCAP	CE00308819	46.362,67	R$ 125,18
***285.533-**	1630047422			
MARIA DOS SANTOS RODRIGUES	VITORIA SANTOS	CE00112718	17.971,89	R$ 48,52
***199.533-**	1610058682			
MARIA REGIANE DA SILVA COUTO	NAEL	CE00247200	38.190,27	R$ 103,11
***754.023-**	1610068475			
MARIA ROSENI VASCONCELOS RODRIGUES	AERO NAVAL I	CE00013527	26.957,84	R$ 72,79
***548.293-**	1610035615			
PEDRO AGOBA BRAGA COUTO	AGOBÁ	CE00242438	40.436,76	R$ 109,18
***838.213-**	1630041033			
PEDRO AGOBA BRAGA COUTO	NATAMIA PE	CE00039677	28.289,09	R$ 76,38
***838.213-**	1630038059			
PEDRO AGOBA BRAGA COUTO	SILVIANE PE	CE00006870	28.289,09	R$ 76,38
***838.213-**	1610059794			
RAIMUNDA EDNA LIMA	S E PESCADOS	CE00317974	78.543,82	R$ 212,07
***126.973-**	1630047562			
ROGERIO TAMADA	TOMO MARU II	CE00303071	96.737,59	R$ 261,19
***115.928-**	1630046892			

RYCHARD NIXON MARQUES HOLANDA	R PESCA I	CE00273611	47.925,04	R$ 129,40
***367.793-**	1630046191			
RYCHARD NIXON MARQUES HOLANDA	R PESCA II	CE00273625	47.925,04	R$ 129,40
***367.793-**	1630046248			
RYCHARD NIXON MARQUES HOLANDA	R PESCA III	CE00273637	47.925,04	R$ 129,40
***367.793-**	1630046256			
SUELI LEAL SOBREIRA MONTEIRO	JU E GUI	CE00307309	78.543,82	R$ 212,07
***538.128-**	1630047163			
SUELI LEAL SOBREIRA MONTEIRO	JU E GUI I	CE00315024	78.543,82	R$ 212,07
***538.128-**	1630047791			
TOTAL	85		4.910.085,68	R$ 13.257,23

Em Operação no Estado Ceará - COOPERATIVA DOS ARMADORES DE PESCA DO CEARA (COOPACE - CE)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
MARIA MARLENE DE OLIVEIRA	MM GUANABARA	CE00112198	41.185,58	R$ 111,20
***582.954-**	1620018861			
TOTAL	1		41.185,58	R$ 111,20

Em Operação no Estado Ceará - COOPERATIVA DOS PRODUTORES DE PESCADOS DO LITORAL LESTE (COOPPELL - CE)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
AGRIPINO JOSE ROCHA	CHARLES	CE00015635	26.209,01	R$ 70,76
***295903-**	1820025241			
ALEXANDRO CASTANHO JANUARIO	MOISES DE DEUS II	CE00307751	78.543,82	R$ 212,07
***332758-**	1613327587			
ALUIZIO FRANCISCO DE OLIVEIRA	ITAMAI	CE00018771	22.464,86	R$ 60,66
***388064-**	1610055225			
AMILTON CARNEIRO HONARIO	AMOS	CE00013975	26.957,84	R$ 72,79
***961913-**	1620013789			
ANDERSON VASCONCELOS DE OLIVEIRA	REI DO ÁRTICO	CE00308799	101.175,09	R$ 273,17
***236153-**	1630047431			
ANTONIO ANDRE DE LIMA ROCHA	BRISAMAR AL	PB00015229	6.739,46	R$ 18,20
***929393-**	2010079531			
ANTONIO BRAGA DA COSTA	MAIAME	CE00094707	22.464,86	R$ 60,66
***834013-**	1620007142			
ANTONIO DE LIMA ROCHA	SATURNO AL	CE00117628	27.111,35	R$ 73,20
***652253-**	1820021645			
ANTONIO GUILHERME RODRIGUES	MIKBIL V	CE00308737	46.362,67	R$ 125,18
***537381-**	1630047392			
ANTONIO GUILHERME RODRIGUES	MIKBIL VI	CE00308845	69.544,01	R$ 187,77
***537381-**	1630047457			
ARIECILIO BRASIL DE FREITAS	ANA PATRICIA I	CE00014041	18.720,72	R$ 50,55
***034273-**	1620020475			
ARIELA DAIANE FERREIRA RIBEIRO	ARIELA PESCA	CE00314028	133.125,12	R$ 359,44
***809033-**	1630047953			
ARISMILDO GONZAGA DE OLIVEIRA FILHO	BLACK SAILS	CE00325145	133.125,12	R$ 359,44
***696553-**	1630048011			
ARISMILDO GONZAGA DE OLIVEIRA FILHO	SETE MARES WA	CE00324779	133.125,12	R$ 359,44
***696553-**	1630048216			
ARLINDO SIMÃO DA COSTA	PATORI	CE00022660	25.085,76	R$ 67,73
***063893-**	1620015889			
AUDISUI CARNEIRO DE FREITAS	ANANIAS MAR	CE00314428	78.543,82	R$ 212,07
***994043-**	1630047236			
AUDISUI CARNEIRO DE FREITAS	ANANIAS MAR I	CE00308775	42.677,23	R$ 115,23
***994043-**	1630047414			
AUDISUI CARNEIRO DE FREITAS	RAYANNE MAR	CE00255769	28.289,09	R$ 76,38
***994043-**	1620018829			
AURINEIDE GOMES PEREIRA	ROBMAR	CE00023846	23.962,52	R$ 64,70
***369723-**	1610055390			
CARLOS FRED MARQUES DAMASCENO	ANDREAZZA I	CE00095879	25.460,18	R$ 68,74
***929663-**	1620006936			
CARLOS FRED MARQUES DAMASCENO	SAMAVIL	CE00221446	40.076,21	R$ 108,21
***929663-**	1610068327			
CARMEN LEILA VASCONCELOS DE OLIVEIRA	ESPARTAGOS	PI00253497	53.250,05	R$ 143,78
***348043-**	1410112811			
CELM - AQUICULTURA S/A	AIDA II	CE00026958	25.085,76	R$ 67,73
506123/0001-	1620016354			
CELM - AQUICULTURA S/A	COMPESCAL VII	CE00132788	41.185,58	R$ 111,20
506123/0001-	2820081061			
CELM - AQUICULTURA S/A	VICENTE LEITE IV	CE00032295	41.185,58	R$ 111,20
.506.123/0001-	1620011581			
CICERO ALEXSANDRO MAIA LOBO	ESPERANCA II	PB00017067	10.858,02	R$ 29,32
***232023-**	2010077334			
DAVID MARQUES HOLANDA MAIA	ELSHADDAI JC	CE00301495	72.775,07	R$ 196,49
***015633-**	1630046817			
DIESEL MARITIMA LTDA-ME	DM IV	CE00324899	133.125,12	R$ 359,44
651368/0001-	1630048151			
EDI PEREIRA BESERRA	ALCANTARA I	CE00041586	19.469,55	R$ 52,57

***725303-**	1610058674			
EDILENE FRANCISCA REBOUCAS	SANTO ANTONIO SEGUNDO	RN00024438	25.460,18	R$ 68,74
***251434-**	1810054206			
ELISABETE PEREIRA DA SILVA GOMES	FRANCISCO FILHO	CE00095961	10.109,19	R$ 27,29
***146433-**	1830050559			
ELISAMAIRA PEREIRA DA SILVA GOMES	LACERDA	CE00103775	19.469,55	R$ 52,57
***894353-**	1620007215			
FABIO MARQUES DAMASCENO	MIROMAR	CE00021508	26.957,84	R$ 72,79
***945343-**	1620016320			
FELIPE MAIA DE OLIVEIRA REBOUÇAS	RODRIGO FR	CE00148181	26.957,84	R$ 72,79
***174143-**	2010076109			
FELIPE MOISES SOBRINHO	MOISES DE DEUS III	CE00324741	133.125,12	R$ 359,44
***541453-**	1630048178			
FERNANDO MENDES REIS	FERNANDA-MR	CE00259735	31.432,32	R$ 84,87
***382673-**	1620023709			
FERNANDO MENDES REIS	FERNANDO-MR	CE00259721	31.432,32	R$ 84,87
***382673-**	1620023717			
FLAVIO BEZERRA DA SILVA	PATRICK LE BLANC	CE00211487	38.190,27	R$ 103,11
***490014-**	1610059905			
FLAVIO BEZERRA DA SILVA	VICENTE JUNIOR	CE00113158	44.791,06	R$ 120,94
***490014-**	1610045874			
FLAVIO ROBERTO DA COSTA	ESTRELA MATUTINA I	CE00007190	25.145,86	R$ 67,89
***335173-**	1630040932			
FRANCISCA ALVES DA COSTA SILVA	ERICA	CE00016937	21.716,04	R$ 58,63
***560003-**	1620017890			
FRANCISCA ALVES DA COSTA SILVA	EVELINE	CE00017275	25.085,76	R$ 67,73
***560003-**	1620016117			
FRANCISCA ALVES DA COSTA SILVA	HEVERTON I	CE00314528	35.500,03	R$ 95,85
***560003-**	1620024519			
FRANCISCA CIDILENE DO NASCIMENTO	CAP FAUSTINO	CE00327209	78.543,82	R$ 212,07
***848052-**	1630048038			
FRANCISCA MARGARIDA COSTA DA SILVA	ALICE II	CE00026438	11.232,43	R$ 30,33
***052203-**	1620011107			
FRANCISCA MARQUES DE OLIVEIRA	JOSELICE	CE00158664	26.957,84	R$ 72,79
***301143-**	1620016541			
FRANCISCO ALENCASTRO DA COSTA	PATURI I	PB00022780	8.237,12	R$ 22,24
***908793-**	2010076656			
FRANCISCO CESAR BARBOSA	FRANCISCO BRAGA	CE00017749	22.464,86	R$ 60,66
***758833-**	1620016826			
FRANCISCO FABIO BORGES DA SILVA	FRANCISCO FABIO	CE00017761	25.460,18	R$ 68,74
***910953-**	1620016559			
FRANCISCO GILCRECIO DE VASCONCELOS	KAUANY VITÓRIA	CE00018735	20.218,38	R$ 54,59
***841933-**	1610052706			
FRANCISCO HELIO DA SILVA	O GRANDE REI I	CE00022328	19.469,55	R$ 52,57
***296905-**	1610054121			
FRANCISCO LUCENA DA SILVA	LUCENA FW	CE00313864	58.575,05	R$ 158,15
***870573-**	1630048071			
FRANCISCO SERGIO DA SILVA	ORIENTO F	CE00022434	14.976,58	R$ 40,44
***464533-**	1620012987			
FRANCISCO WENDELL MAIA	BUDAR	CE00262996	3.929,04	R$ 10,61
***797573-**	162M2013000057			
FRANCISCO WENDELL MAIA	MARIA CLARA FW	CE00287618	22.002,62	R$ 59,41
***797573-**	1620024071			
FREDERICO MARQUES DAMASCENO	LARA VITORIA	CE00268590	26.717,47	R$ 72,14
***539173-**	1610067681			
FREDERICO MARQUES DAMASCENO	LARA VITORIA I	CE00307227	40.076,21	R$ 108,21
***539173-**	1620024250			
GEORGE MAIA DAMASCENO	GIBRALTAR	CE00018031	18.720,72	R$ 50,55
***656213-**	1810040680			
GEORGINO DO NASCIMENTO MAIA	DEUS NOS GUI I	CE00016347	20.218,38	R$ 54,59
***132433-**	1620019965			
GEOVANE HENRIQUE DE OLIVEIRA CARVALHO	GILVAN PESCADOS VI	CE00314888	133.125,12	R$ 359,44
***726843-**	1630047503			
GEOVANE HENRIQUE DE OLIVEIRA CARVALHO	GILVAN PESCADOS VII	CE00324907	119.812,61	R$ 323,49
***726843-**	211031089			
GILVAN MAIA DAMASCENO	GEANE	CE00017895	22.464,86	R$ 60,66
***912873-**	1620013657			
HEVERTON COSTA SILVA	HEVERTON IV	CE00314550	51.918,80	R$ 140,18
***826133-**	1620024586			
HEVERTON COSTA SILVA	P FHC	PB00022970	26.957,84	R$ 72,79
***826133-**	2010076141			
JAILTON DE MEDEIROS SILVA	JUPITER	CE00019731	19.095,13	R$ 51,56
***716913-**	1820021106			
JOAO FERREIRA DA COSTA	MJC	CE00221458	15.975,01	R$ 43,13
***748103-**	1610063821			
JOSE HAROLDO DE SOUZA	CIROMAR	RN00015685	20.218,38	R$ 54,59
***823344-**	1820023516			
JOSE LEDO GOMES	ELIZABETE I	CE00016859	19.469,55	R$ 52,57
***056203-**	1620013487			
JOSE MAIRTON DA SILVA	DONA MARIA JM	CE00307251	42.433,63	R$ 114,57
***270683-**	1630047082			

JOSE MAIRTON DA SILVA	LUCIENE M	CE00266964	28.289,09	R$ 76,38
***270683-**	1630040916			
JOSE MARCOS DO NASCIMENTO	ACRESCIMO DO SENHOR	CE00285148	47.925,04	R$ 129,40
***845263-**	1630046469			
JOSE MARCOS DO NASCIMENTO	MARCOS FILHO NTO	CE00314896	133.125,12	R$ 359,44
***845263-**	1630047210			
JOSE MARTINS DE ARAUJO JUNIOR	M VERA	CE00289788	52.362,55	R$ 141,38
***710913-**	1630046485			
JOSE MARTINS DE ARAUJO JUNIOR	MARAUJO	CE00242658	42.433,63	R$ 114,57
***710913-**	1630045705			
JOSE MARTINS DE ARAUJO JUNIOR	THAYS A	CE00289796	47.925,04	R$ 129,40
***710913-**	1630046531			
JOSE RIBAMAR MIRANDA	ELIZANGELA MC	CE00269120	25.145,86	R$ 67,89
***370513-**	1630046078			
JOSE VASCOLOMBO DE ARAUJO	CORSARIO NEGRO II	CE00095475	16.848,65	R$ 45,49
***328127-**	1410083713			
JOSÉ ALDENOR REBOUCAS	ELDOURADO	CE00016715	41.185,58	R$ 111,20
***536104-**	1630038768			
JOSÉ AROLDO DE SOUSA	BRISO DO MAR	CE00007428	28.289,09	R$ 76,38
***382313-**	1820022781			
JOSÉ FRANCISCO DE MELLO PEREIRA	SÃO FRANCISCO DE ASSIS	CE00041754	45.262,54	R$ 122,21
***661777-**	1620017768			
JOSÉ JADER MARQUES DE OLIVEIRA	CARLOS EDUARDO	CE00015457	19.095,13	R$ 51,56
***283603-**	1620018811			
JOSÉ ORLANDO GONZAGA DE OLIVEIRA	COSTA NEGRA	PI00252701	71.000,06	R$ 191,70
***831034-**	1410112721			
JOSÉ ORLANDO GONZAGA DE OLIVEIRA	ZÉ TROVÃO	PI00299047	62.125,06	R$ 167,74
***831034-**	1410111679			
JOSÉ TEODOLINO DAMASCENO	VIRGINIA CARLA	CE00025978	20.967,21	R$ 56,61
***072993-**	1620014904			
JOSÉ VALTER GOMES DA SILVA	ROMANOS	CE00285150	47.925,04	R$ 129,40
***785903-**	1630046442			
JOSÉ WESLLEY VASCONCELOS	POSEIDON DO MAR	PI00270321	47.148,48	R$ 127,30
***115723-**	1410113086			
JOÃO HENRIQUE FILHO	HENRIQUE FILHO	CE00301477	64.343,81	R$ 173,73
***173283-**	1630046841			
JOÃO HENRIQUE FILHO	LOBÃO LEÃO	CE00289830	50.587,55	R$ 136,59
***173283-**	1630046345			
JOÃO JOSÉ CARVALHO DA SILVA	SANTA ROSA JJ	CE00097825	20.218,38	R$ 54,59
***589105-**	1620017059			
JURACI PEREIRA CRISPIM	CABO TIJUBARANA	CE00015311	22.464,86	R$ 60,66
***072013-**	1620011743			
KATIANE MELO DA SILVA	EU GALILEU	CE00305967	70.722,72	R$ 190,95
***581003-**	1630046558			
LARISSA GABRIELA DA COSTA	HEVERTON II	CE00308369	45.969,77	R$ 124,12
***110543-**	1620024403			
LARISSA GABRIELA DA COSTA	HEVERTON III	CE00314776	51.918,80	R$ 140,18
***110543-**	1620024446			
LINDOMAR MAIA DA COSTA	NAVEGANTES VII	CE00231189	40.076,21	R$ 108,21
***406224-**	1610068661			
LUCIENE SIMÃO DE FREITAS	LUCILENE II	CE00020520	26.957,84	R$ 72,79
***240053-**	1620017067			
LUCIENE SIMÃO DE FREITAS	RIANOPOLIS	CE00023656	38.190,27	R$ 103,11
***240053-**	1620013193			
LUCIMÁRIO DA SILVA	ANDRESINHO	PB00018615	20.218,38	R$ 54,59
***989864-**	2010053877			
LUCIMÁRIO DA SILVA	ANDRESINHO I	BA00015705	6.739,46	R$ 18,20
***989864-**	1620017636			
LUCIMÁRIO DA SILVA	EVERESTE III	PB00232839	14.144,54	R$ 38,19
***989864-**	2210148961			
LUCIMÁRIO DA SILVA	MISSAO ROCHA	PB00021530	41.185,58	R$ 111,20
***989864-**	2010077491			
MANOEL LACERDA BATISTA LOPES	PENELOPE CH	CE00298507	60.039,66	R$ 162,11
***870973-**	1610069528			
MANOEL SATURNINO DA GUIA	SATURNINO I	CE00307127	28.289,09	R$ 76,38
***185028-**	1630041009			
MARCILIO DE SOUSA VAZ	ANA DA GLORIA	CE00313934	28.289,09	R$ 76,38
***443463-**	1630041556			
MARIA DA CONCEIÇÃO OLIVEIRA DA SILVA REBOUÇAS	MC ROGERIO	CE00023916	41.185,58	R$ 111,20
***396744-**	1610058496			
MARIA ELIANA DE OLIVEIRA ALMEIDA	RUMO CERTO MB	CE00307297	88.750,08	R$ 239,63
***995433-**	1630047228			
MARIA MARQUES PEREIRA	MIKBIL I	CE00264218	62.125,06	R$ 167,74
***274923-**	1630045870			
MARIA MARQUES PEREIRA	MIKBIL II	CE00264238	55.006,56	R$ 148,52
***274923-**	1630045888			
MARIA MARQUES PEREIRA	MIKBIL III	CE00306357	47.925,04	R$ 129,40

***274923-**	1630046744			
MARIA MARQUES PEREIRA	MIKBIL IV	CE00306287	47.925,04	R$ 129,40
***274923-**	1630046752			
MAURICIO BRANDÃO PESSOA	JOÃO SABINO I	CE00314788	78.543,82	R$ 212,07
***069363-**	1630047813			
MIGUEL SHOITI KIKUCHI	HANAKI MARU I	CE00305339	96.737,59	R$ 261,19
***514152-**	1630046914			
MOIZÉS ROCHA MACHADO	IGARAÇU V	PI00300815	116.706,36	R$ 315,11
***343024-**	1410113469			
MOIZÉS ROCHA MACHADO	IGARAÇU VI	PI00325607	99.400,09	R$ 268,38
***343024-**	1620024705			
NADIA SIMIÃO DOS REIS	FELIPE	CE00096757	38.190,27	R$ 103,11
***869743-**	2010075609			
NAISE SIMIAO DOS REIS	NARIA	CE00021784	25.460,18	R$ 68,74
***847643-**	1610060067			
PATRICIA MENDES ARAUJO REIS	MARIS-MR	CE00259709	31.432,32	R$ 84,87
***492143-**	1620023725			
PAULO CESAR MARQUES DAMASCENO	FLAMAR I	CE00017605	20.967,21	R$ 56,61
***455464-**	1620016141			
PAULO CESAR MARQUES DAMASCENO	JUBETE	CE00019649	13.478,92	R$ 36,39
***455464-**	1620018349			
PEDRO GILSON DIAS DE ARAÚJO	MARLIN AZUL	RJ00197038	79.875,07	R$ 215,66
***666107-**	1810057906			
PEDRO GILSON DIAS DE ARAÚJO	VITORIA X	CE00007068	39.724,54	R$ 107,26
***666107-**	1630039187			
PEDRO ROMAO DE OLIVEIRA FILHO	JANAINA I	CE00018957	22.464,86	R$ 60,66
***965703-**	1620008858			
RAIMUNDA ANGELA DE OLIVEIRA FERNANDES	JONATHAN	RN00129589	33.697,30	R$ 90,98
***675014-**	1810054168			
RAIMUNDO FERREIRA DA COSTA	GUSTAVO II	CE00018267	33.697,30	R$ 90,98
***155403-**	1620008335			
RAIMUNDO FERREIRA DA COSTA	JUNIOR II	CE00019727	38.190,27	R$ 103,11
***155403-**	1810040396			
RAIMUNDO IRA DA SILVA E SOUZA	CALIFA	CE00015361	20.218,38	R$ 54,59
***952773-**	2010052013			
RAIMUNDO FERREIRA DA COSTA	NACELIO FILHO	CE00021734	16.848,65	R$ 45,49
***155.403-**	1620016231			
RAIMUNDO MANUEL DE SOUSA	RAIMUNDO PESCA	CE00307321	88.750,08	R$ 239,63
***156663-**	1620024390			
RAYSSA HANNA DO NASCIMENTO HOLANDA	REI DOS REIS JC	CE00324697	78.543,82	R$ 212,07
***654603-**	1630048208			
RAYSSA HANNA DO NASCIMENTO HOLANDA	YESHUA JC	CE00307599	119.812,61	R$ 323,49
***654603-**	1630047201			
REINALDO BARBOSA BARRETO	BOA VONTADE	CE00015039	28.081,08	R$ 75,82
***273023-**	1620017725			
RINA ISABEL SILVA MARTINS	MARTHINS	CE00249958	47.925,04	R$ 129,40
***953023-**	1630045799			
RINA ISABEL SILVA MARTINS	RYNNA	CE00280008	47.925,04	R$ 129,40
***953023-**	1630046353			
RONALDO FAUSTINO DA SILVA	TAMBAU	RN00025260	20.218,38	R$ 54,59
***125583-**	1820021041			
SILVIA HELENA DE LACERDA	ERICA I	PB00016941	26.209,01	R$ 70,76
***623923-**	2010075943			
SILVIO ANTÔNIO DE LIMA	DANIELA	CE00016099	25.460,18	R$ 68,74
***186333-**	1620007011			
TANIA MARIA DE LIMA SILVA	JERUSALEM V	CE00019149	20.967,21	R$ 56,61
***007583-**	1620015811			
UBIRATAN DE ALMEIDA FLORES	BENÇÃO DE DEUS MB	CE00302917	47.925,04	R$ 129,40
***739097-**	1630046949			
VICENTE DE PAULA DOS SANTOS	NATAN VP	CE00254019	42.433,63	R$ 114,57
***782453-**	1630042218			
TOTAL	138		6.041.553,94	R$ 16.312,20

Em Operação no Estado Rio Grande do Norte - COOPERATIVA DOS PRODUTORES DE PESCADOS DO LITORAL LESTE (COOPPELL - RN)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ADELSON GUSTAVO COELHO PONCIANO	ALFREDO PESCA	RN00312388	133.125,12	R$ 359,44
***172494-**	1820052109			
ALDEMIR FERNANDES BARBOSA	GABRIEL NETO	RN00104425	5.616,22	R$ 15,16
***870484-**	1810052360			
ALDERI SANTIAGO DA SILVA	ALICINHA I	RN00259235	23.574,24	R$ 63,65
***865454-**	1820051536			
ALDERI SANTIAGO DA SILVA	SÃO CRISTÓVÃO	RN00308521	44.375,04	R$ 119,81
***865454-**	1820051889			
ALDERI SANTIAGO DA SILVA	SÃO CRISTÓVÃO II	RN00308535	44.375,04	R$ 119,81
***865454-**	1820052095			
AMARILDO ELIAS DE MORAIS	AMARILDO NETO	RN00027076	19.095,13	R$ 51,56
***887644-**	1810047731			
ANA MARIA DE OLIVEIRA	THAVISSON	RN00222836	135.343,87	R$ 365,43
***910644-**	1820025055			
ANA MARIA DE OLIVEIRA	THAVISSON IV	RN00314858	93.187,58	R$ 251,61

***910644-**	1820051811			
ANA MARIA DE OLIVEIRA	THAVISSON V	RN00316668	118.925,11	R$ 321,10
***910644-**	1820051919			
DANIEL DA FONSECA FARIAS	GLADIADOR II	ES00184437	51.031,30	R$ 137,78
***095927-**	3410388095			
EDGARDO PAULINO DE SOUZA	ENZO GABRIEL	RN00315694	39.937,54	R$ 107,83
***024204-**	1820051838			
EDGARDO PAULINO DE SOUZA	LUIS DOS REIS II	CE00006918	40.076,21	R$ 108,21
***024204-**	1610065191			
EDGARDO PAULINO DE SOUZA	WELITON I	RN00304855	55.006,56	R$ 148,52
***024204-**	1630045896			
EDGARDO PAULINO DE SOUZA JUNIOR	CAINHA PAI II	RN00325131	70.112,56	R$ 189,30
***064424-**	1820052206			
EDGARDO PAULINO DE SOUZA JUNIOR	CAINHAPAI	RN00314928	93.950,83	R$ 253,67
***064424-**	1820052044			
EDNILSON MATEUS PAULINO DE SOUZA	CAPITÃO CAIKE	RN00312390	94.518,84	R$ 255,20
***642974-**	1820052125			
ELINEIDE VICENCIA SOARES	EDSON II	RN00016657	28.081,08	R$ 75,82
***624224-**	1810035970			
ELINEIDE VICENCIA SOARES	FRANCISCO DIEGO	RN00017757	28.455,49	R$ 76,83
***624224-**	1810054125			
FELIPE MATIAS RODRIGUES	REBECA II	RN00314458	48.812,54	R$ 131,79
***968514-**	1820051943			
FRANCISCO HUELIO REBOUCAS DA SILVA	PEDRO HENRIQUE II	RN00312410	88.750,08	R$ 239,63
***806754-**	1820051901			
FRANCISCO HUELIO REBOUCAS DA SILVA	PEDRO HENRIQUE III	RN00312408	139.337,63	R$ 376,21
***806754-**	1820052168			
FRANCISCO JOSÉ DE SOUZA	MANOEL CUNHA	RN00020758	35.361,36	R$ 95,48
***982654-**	1830055470			
FRANCISCO JOSÉ DE SOUZA	SOUZA NETO	RN00258655	35.361,36	R$ 95,48
***982654-**	1820051757			
FRANCISCO JOSÉ DE SOUZA FILHO	DUARTE NETO	RN00304829	71.076,33	R$ 191,91
***647814-**	1820051935			
FRANCISCO ZUDIMAR MAIA	NOBRE PESCA	RN00304841	58.575,05	R$ 158,15
***415314-**	1820051862			
FRANCISCO ZULEUDO MAIA	F Z MAIA	CE00312528	94.962,59	R$ 256,40
***386074-**	1820051986			
FRANCISCO ZULEUDO MAIA	FF MAIA	CE00312516	44.375,04	R$ 119,81
***386074-**	1820051927			
FRANCISCO ZULEUDO MAIA	NEYMAR	CE00205360	53.250,05	R$ 143,78
***386074-**	1820051609			
GILBERTO DAS GRAÇAS LEITE	8 DE OUTUBRO	RN00013457	20.218,38	R$ 54,59
***333214-**	1810040558			
IRINEU DE LIMA	DEUS QUIS	PB00014675	20.592,79	R$ 55,60
***063404-**	2010069153			
JOSE FRANCISCO DA SILVA	BISMARK I	RN00252011	39.937,54	R$ 107,83
***699084-**	1820051692			
JOSE FRANCISCO DA SILVA	BISMARK II	RN00308951	53.250,05	R$ 143,78
***699084-**	1820051871			
JOSE MARIA FIDELIX LOPES	DEUS ME PROTEJE	RN00311788	21.216,82	R$ 57,29
***314934-**	1818894190			
JOSE NILTON MARQUES DA SILVA	OTAVIO PESCA II	RN00252405	55.006,56	R$ 148,52
***060204-**	1820051714			
JOSE NILTON MARQUES DA SILVA	OTAVIO PESCA IV	RN00305231	57.687,55	R$ 155,76
***060204-**	1820052028			
JOSE WAGNER REBOUÇAS DA COSTA	ELL SHADAY X	RN00305347	115.375,10	R$ 311,51
***330018-**	1820051960			
JOSE WAGNER REBOUÇAS DA COSTA	HERCULES I	PA00102277	48.812,54	R$ 131,79
***330018-**	1630030503			
JOSENILDO MARQUES DA SILVA	OTAVIO PESCA	RN00252397	55.006,56	R$ 148,52
***600704-**	1820051731			
JOSENILDO MARQUES DA SILVA	OTAVIO PESCA III	RN00304837	57.687,55	R$ 155,76
***600704-**	1820052010			
JOSÉ FRANCISCO DE MELLO PEREIRA	MIGUEL FILHO I	RN00250149	39.937,54	R$ 107,83
***661777-**	1820051706			
JOSÉ MARIA NASCIMENTO JÚNIOR	ZEZINHO RAQUEL ELC	CE00317996	134.456,37	R$ 363,03
***160093-**	1630047881			
JOÃO FERREIRA DE MORAIS	JOÃO CORAGEM	RN00029440	18.720,72	R$ 50,55
***721104-**	1810046068			
JUDAS TADEU COELHO DA SILVA	TANGARÁ I	RN00205338	39.937,54	R$ 107,83
***038884-**	1820051552			
JULLEMIR BARBOSA MIRANDA	IRENE I	RN00104259	63.456,31	R$ 171,33
***867924-**	210307331			
LUCIMÁRIO DA SILVA	MENINO JESUS-L	PB00304925	62.125,06	R$ 167,74
***989864-**	1620024136			
LUIZ FONSECA DE SOUZA	SÃO LUIZ	RN00023276	5.616,22	R$ 15,16
***791574-**	1810044375			

LUIZ RIBEIRO LOPES	CALIPSON	RN00015375	18.720,72	R$ 50,55
***547484-**	1810053013			
MARIA ALZENIR DE SOUZA SILVA	SILVIA MAR	RN00025070	22.464,86	R$ 60,66
***706474-**	1620016605			
MARIA JOSENEIDE DA SILVA	ESTRELA GUIA MJ	PA00017167	50.587,55	R$ 136,59
***615154-**	210288132			
MEDEIROS FABRÍCIO MAIA	ASTRO RN	RN00308517	78.490,57	R$ 211,92
***107094-**	1820052036			
NAILDE DAS CHAGAS GUILHERME MONTENEGRO	PEDRO ARTHUR	RN00024418	16.848,65	R$ 45,49
***563344-**	1810048621			
NATHALIA DANTAS MAIA	MAGNATA X	RN00281160	53.250,05	R$ 143,78
***880414-**	1820051820			
PEDRO GILSON DIAS DE ARAÚJO	WITAMAR II	RJ00105699	53.250,05	R$ 143,78
***666107-**	3410232702			
PGD DE ARAUJO - ME	AMIGO DE DEUS	CE00041908	39.937,54	R$ 107,83
20728871/0001-33	1610065590			
RAIMUNDO NONATO MAIA	LN MAIA	RN00312220	107.032,60	R$ 288,99
***656394-**	1820052141			
RAIMUNDO NONATO MAIA	LULAMAR	RN00314980	57.687,55	R$ 155,76
***656394-**	1820051854			
RAIMUNDO NONATO MAIA	RN MAIA	RN00314978	107.032,60	R$ 288,99
***656394-**	1820052150			
RAIMUNDO NONATO MAIA	SANTA BARBARA XVI	RN00314958	57.084,05	R$ 154,13
***656394-**	1820051978			
RAIMUNDO NONATO MAIA	SORRISO	RN00007450	48.812,54	R$ 131,79
***656394-**	1820024911			
RAIMUNDO NONATO MAIA	SORRISO PESCA	RN00205358	53.250,05	R$ 143,78
***656394-**	1820051617			
RAIMUNDO REBOUÇAS NETO	RENASCER III	RN00314738	78.490,57	R$ 211,92
***360254-**	1820052133			
RONIERIO DE ARAUJO LOPES	KALIFA	RN00019801	6.739,46	R$ 18,20
***743234-**	2010066855			
SEVERINO DA CRUZ	CLOVIS	RN00015755	14.976,58	R$ 40,44
***536634-**	1810053501			
THAVISSON RAIMUNDO REBOUÇAS	THAVISSON VI	RN00314860	130.462,62	R$ 352,25
***931484-**	1820052061			
THAVISSON RAIMUNDO REBOUÇAS	THAVISSON VII	RN00325107	124.250,11	R$ 335,48
***931484-**	1820052214			
TOTAL	65		3.817.059,71	R$ 10.306,06

Em Operação no Estado Rio Grande do Norte - SINDICATO DA INDÚSTRIA DA PESCA DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE (SINDIPESCA - RN)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
BLUE OCEAN INDUSTRIA E COMERCIO	CAMBURI I	SP00103447	127.693,80	R$ 344,77
***79115/0001-**	4010649658			
INPEL PESCADOS, INDUSTRIA, COMERCIO IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO LTDA	IBIZA	RN00238349	147.339,00	R$ 397,82
***15311/0001-**	211010448			
MARCELO DE MELO MARTINI	SANTA PAULINA M	RS00005308	106.084,08	R$ 286,43
***897484-**	4430083304			
NATAL PESCA LTDA	NATAL PESCA VII	RN00006818	149.303,52	R$ 403,12
***37158/0002-**	1610056779			
OCEANO PESCA IMP EXP LTDA	NATAL PESCA IX	PA00042178	78.258,62	R$ 211,30
***19108/0001-**	1610039581			
OCEANO PESCA IMP EXP LTDA	RIO JAPURÁ	PA00105889	127.693,80	R$ 344,77
***19108/0001-**	210163151			
OCEANO PESCA IMP EXP LTDA	RIO POTENGI	RN00278909	109.914,89	R$ 296,77
***19108/0001-**	211018520			
OCEANO PESCA IMP EXP LTDA	TUNASA I	RN00006214	127.693,80	R$ 344,77
***19108/0001-**	210214996			
PRODUMAR EXPORTADORA DE PRODUTOS DO MAR EIRELI	JR LUCAS III	ES00149597	141.445,44	R$ 381,90
***32692/0001-**	3410387234			
PRODUMAR EXPORTADORA DE PRODUTOS DO MAR EIRELI	KIYOMA	RN00007638	127.693,80	R$ 344,77
***32692/0001-**	4010717025			
PRODUMAR EXPORTADORA DE PRODUTOS DO MAR EIRELI	LIDERANÇA	RN00070631	35.361,36	R$ 95,48
***32692/0001-**	1810052700			
PRODUMAR EXPORTADORA DE PRODUTOS DO MAR EIRELI	NUEVO RODRIGO DURAN	RN00007478	314.323,20	R$ 848,67
***32692/0001-**	2010076320			
PRODUMAR EXPORTADORA DE PRODUTOS DO MAR EIRELI	SANTA VITORIA M	RS00005598	104.905,37	R$ 283,24
***32692/0001-**	4430112967			
PRODUMAR EXPORTADORA DE PRODUTOS DO MAR EIRELI	STEPHANIE SEIF I	SC00008876	117.871,20	R$ 318,25
***32692/0001-**	4430117080			
RB ALIMENTOS DO MAR - EIRELI	ALICE-I	RN00300935	52.418,02	R$ 141,53
***47892/0001-**	1820051773			
RB ALIMENTOS DO MAR - EIRELI	RB I	RN00132698	44.929,73	R$ 121,31
***47892/0001-**	1810047188			
TRANSMAR - CAPTURA, IND E COM DE PESCADOS LTDA - EPP	ALFA	RN00001918	141.445,44	R$ 381,90
***72832/0001-**	1210104229			
TRANSMAR - CAPTURA, IND E COM DE PESCADOS LTDA - EPP	LEAL SANTOS 7	RN00081448	149.303,52	R$ 403,12
***72832/0001-**	220030413			

TRANSMAR - CAPTURA, IND E COM DE PESCADOS LTDA - EPP	MARLIN II	RN00006976	129.658,32	R$ 350,08
***72832/0001-**	1630018473			
TRANSMAR - CAPTURA, IND E COM DE PESCADOS LTDA - EPP	MUCURIPE III	PB00118280	127.693,80	R$ 344,77
***72832/0001-**	210226641			
TRANSMAR - CAPTURA, IND E COM DE PESCADOS LTDA - EPP	NETUNO S	SC00008756	166.984,20	R$ 450,86
***72832/0001-**	210226731			
TRANSMAR - CAPTURA, IND E COM DE PESCADOS LTDA - EPP	TRANSMAR I	RN00006798	102.155,04	R$ 275,82
***72832/0001-**	1610055462			
TOTAL	22		2.730.169,95	R$ 7.371,46

Em Operação no Estado Rio Grande do Norte - NAVEMAR INDUSTRIA E COMERCIO DE PESCADOS LTDA

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
NAVEMAR - IND E COM DE PESCADOS LTDA	ROMULO	RN00041994	113.942,16	R$ 307,64
***58513/0001-**	4010555645			
TOTAL	1		113.942,16	R$ 307,64

Em Operação no Estado Alagoas - COOPERATIVA DOS AGRICULTORES FAMILIARES E DOS EMPREENDIMENTOS SOLIDARIOS (COOPAIBA - AL)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ADEILZA RODRIGUES DOS SANTOS	ITAMARATI III	AL00222638	42.329,63	R$ 114,29
***182534-**	2210089433			
ANDRE LUCIO OLIVEIRA DOS SANTOS	VERA MAR	AL00300377	9.724,37	R$ 26,26
***559254-**	2410138888			
ANTONIO CARLOS DA SILVA PEREIRA	ANDERSON	AL00222418	44.617,72	R$ 120,47
***553864-**	2010218361			
ANTONIO CARLOS DA SILVA PEREIRA	ANDRESSA V	AL00222266	44.617,72	R$ 120,47
***553864-**	2410132821			
CLEOMARKSON SILVA SANTOS	PERAZZO III	AL00264634	44.617,72	R$ 120,47
***750804-**	2420128729			
DIVALDO SANTIAGO DE SOUZA	MARAMARU	AL00221910	25.740,99	R$ 69,50
***382224-**	2010075145			
DIVALDO SANTIAGO DE SOUZA	MARIA DAS NEVES	AL00221924	42.901,65	R$ 115,83
***382224-**	2412226440			
DIVALDO SANTIAGO DE SOUZA	MARIA DAS NEVES II	AL00226876	41.757,61	R$ 112,75
***382224-**	2420128001			
EDITE MARIA SANTOS MARINHO	QUEEN MARY II	AL00227674	43.473,67	R$ 117,38
***090634-**	2410148387			
EDSON SABINO DA SILVA	REI DOS REIS I	AL00289978	51.481,98	R$ 139,00
***730584-**	2420116879			
ELIENE BATISTA RAMALHO DOS SANTOS	ALEDSON	AL00224940	4.290,16	R$ 11,58
***122934-**	2420106458			
ERIVALDO DOS SANTOS BATISTA	LUIZ OTAVIO	AL00222018	42.901,65	R$ 115,83
***468744-**	2412222967			
EVERALDO RIBEIRO DA SILVA	O VENCEDOR III	AL00244516	37.181,43	R$ 100,39
***383874-**	2412229805			
FERNANDO FERREIRA DE SOUSA	CEZAR 2	AL00218975	33.177,28	R$ 89,58
***040204-**	2412223564			
FLAVIO ELISIÁRIO DOS SANTOS	DOURADO II	AL00295747	7.072,27	R$ 19,10
***045054-**	2420130715			
FLÁBIO ELIZIÁRIO DOS SANTOS	STA LICIA II	AL00227088	17.160,66	R$ 46,33
***001604-**	2420104102			
FRANCISCO CARLOS DA SILVA	GOLFINHO V	AL00224298	20.592,79	R$ 55,60
***103324-**	2420103670			
GENILDO LUZ DOS SANTOS	ESCUDO DO CORAÇÃO DE JESUS	AL00278295	68.642,64	R$ 185,34
***009954-**	2412224323			
GENÉSIA SANTOS DA SILVA	NOSSA SENHORA DA CONCEIÇÃO	AL00301399	25.168,97	R$ 67,96
***775674-**	2410149235			
GERSON BARNABÉ DOS SANTOS	EBENEZER	AL00221958	30.889,19	R$ 83,40
***403604-**	2410151051			
GILDO DE SOUZA SANTOS	PERAZO I	AL00264740	37.181,43	R$ 100,39
***107264-**	2410132171			
GILSON MARINHO JUNIOR	LUCIMARA	AL00264824	40.041,54	R$ 108,11
***682104-**	2010047281			
GLEYDSON PUREZA DE SOUZA	SOUZA II	AL00225570	43.473,67	R$ 117,38
***128675-**	2420133676			
IDA MARIA VIEIRA DA SILVA	JOÃO PEDRO III	AL00227970	34.321,32	R$ 92,67
***155014-**	2412227667			
JEFFERSON PEREIRA DOS SANTOS	VENCEDOR XXI	AL00325777	27.503,28	R$ 74,26
***214254-**	2412232032			
JOELMA LIMA COELHO	RISO DA MANHA II	AL00264754	42.901,65	R$ 115,83
***664834-**	2420053346			
JOSE ALDO PEREIRA	SANTA LICIA I	AL00286956	48.621,87	R$ 131,28
***663634-**	2412231273			
JOSE ALEXANDRE LIMA DOS SANTOS	DEUS PROTEJA - II	PI00001194	54.914,11	R$ 148,27
***069714-**	2210089336			
JOSE AUGUSTO DOS SANTOS	ISRAEL VI	AL00259805	54.342,09	R$ 146,72
***454304-**	2412226849			
JOSE BENEDITO DOS SANTOS	II IRMÃOS	AL00223548	34.321,32	R$ 92,67

***871884-**	2420127731			
JOSE ERIVALDO NOGUEIRA DE FARIAS	CRISTIANE II	AL00224248	34.321,32	R$ 92,67
***367004-**	2420098609			
JOSE ERIVALDO NOGUEIRA DE FARIAS	GRANDE LOBO	AL00224250	40.041,54	R$ 108,11
***367004-**	1810045002			
JOSE GILVANIO SANTANA DOS SANTOS	NETUNO IX	AL00223978	26.313,01	R$ 71,05
***307274-**	2420101618			
JOSE OLIVEIRA DOS SANTOS	RENASCER II	AL00221748	51.481,98	R$ 139,00
***075684-**	2410149022			
JOSE PAULO MARTINS	TALISMA II	AL00249910	28.601,10	R$ 77,22
***136654-**	2410126847			
JOSEILDO PEREIRA DA SILVA	LAIO I	AL00229370	42.901,65	R$ 115,83
***368484-**	2410125972			
JOSIEL VENANCIO DA SILVA	MARLIN X	AL00229524	20.592,79	R$ 55,60
***045204-**	2410148506			
JOSIMAR DOS SANTOS CEZAR	PORTO DOS MILAGRES II	AL00219199	37.181,43	R$ 100,39
***535664-**	2412226997			
JOSIVALDO VENÂNCIO DA SILVA	O SR É MEU PASTOR 1	AL00296971	42.901,65	R$ 115,83
***364644-**	2412230862			
JULIANA DE SOUZA MELO	SÃO JOÃO VI	AL00223668	42.329,63	R$ 114,29
***684614-**	2210059429			
KLEBSON DA SILVA RAMALHO	DEYVID WILLAMYS	AL00224046	29.467,80	R$ 79,56
***931944-**	2410149791			
KLEBSON DA SILVA RAMALHO	VIVIAN II	AL00224038	38.897,50	R$ 105,02
***931944-**	2210126690			
LUCILVAN FERREIRA LEITE	MÃE RAINHA	AL00277139	34.321,32	R$ 92,67
***242454-**	2410155642			
LUCILVANIA FERREIRA BRITO	GIDEÃO I	BA00043548	177.326,82	R$ 478,78
***429784-**	2820082815			
LUIZ CASSIANO DOS SANTOS	RIOMAR	AL00222658	30.889,19	R$ 83,40
***726774-**	2412222584			
MARCIO JOSE SANTOS MARINHO	QUEEN MARY III	AL00227696	28.601,10	R$ 77,22
***322444-**	2410152821			
MARCOS EUGENIO ARAUJO	CORDEIRO DE DEUS	AL00255781	34.321,32	R$ 92,67
***894184-**	2412229741			
MARIA CLEIA SOUZA DA PENHA	DANIELLY I	AL00232777	42.901,65	R$ 115,83
***441804-**	2410147747			
MARIA DE FATIMA PRAZERES DE OMENA	III IRMÃOS	AL00222386	41.757,61	R$ 112,75
***051754-**	2210127939			
MARIA FRANCISCA DOS SANTOS CARVALHO	J CARVALHO I	AL00225604	42.329,63	R$ 114,29
***802354-**	2420099371			
MARIA FRANCISCA FERREIRA SANTOS	AGUIA DOURADA I	AL00222624	34.321,32	R$ 92,67
***039584-**	2010046650			
MARIA LUCIA BATISTA DOS SANTOS	SANTA LUCIA I	AL00226770	25.740,99	R$ 69,50
***187454-**	2420108248			
PAULO HENRIQUE DOS SANTOS	MAR DE PRATA I	AL00222004	54.342,09	R$ 146,72
***808254-**	2412225125			
ROQUILANE CELESTINO DOS SANTOS	ROBERT	AL00292527	9.036,79	R$ 24,40
***042754-**	2412222371			
SEBASTIÃO BASÍLIO DA SILVA	VIAJANTE I	AL00229510	10.296,40	R$ 27,80
***368234-**	2410126979			
SIDNEY SOUZA SANTANA	ABENÇOADO DE DEUS	AL00300295	36.609,41	R$ 98,85
***975664-**	2410138951			
SILVIO MARINHO DE MELO NETO	ITAMARATI V	AL00223634	42.329,63	R$ 114,29
***771504-**	2420128133			
SIRLEIDE DA CORRENTE SANTOS	ALLYFY ALEC	AL00264776	40.041,54	R$ 108,11
***535094-**	2410131166			
SOLANGE DOS SANTOS FELIX	IV NETOS	AL00225598	43.473,67	R$ 117,38
***770084-**	2210071615			
VALDERI DOS SANTOS	BARÃO I	AL00249648	41.185,58	R$ 111,20
***603954-**	2410155871			
VALTER FERREIRA CAMARAO	NENO M E	AL00302169	34.321,32	R$ 92,67
***900144-**	2412234744			
TOTAL	61		2.335.141,16	R$ 6.304,88

Em Operação no Estado Sergipe - ASSOCIAÇÃO DOS ARMADORES DE PESCA DA GRANDE ARACAJU (ASSAPAJU - SE)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
AGAUDANTAS DE ALMEIDA	ENG III	SE00070309	68.642,64	R$ 185,34
***.313.105-**	2610078978			
AGAUDANTAS DE ALMEIDA	ENG IV	SE00168387	75.506,90	R$ 203,87
***.313.105-**	2610107919			
BERNARDO SOARES BARROSO	SAMARITANO II	SE00002274	34.321,32	R$ 92,67
***.973.303-**	2610016930			
ERIVALDO BATISTA DA SILVA	KING III	SE00039607	51.481,98	R$ 139,00
***.188.785-**	2610077297			
ERIVALDO BEZERRA DA SILVA	KING II	SE00213425	51.481,98	R$ 139,00
***.153.175-**	2610016450			
EVILASIO MARTINS DA SILVA FILHO	ELISEU	SE00319494	78.367,01	R$ 211,59
***.450.625-**	2610110961			
GINEIDE TELES BARBOSA DO ESPÍRITO SANTO	AJUMAR	SE00002498	68.642,64	R$ 185,34

***.648.165-**	2610078960			
GIVALDO BIZERRA LIMA	FALCAO DO MAR	SE00002448	68.642,64	R$ 185,34
***.204.345-**	2610077025			
GIVALDO BIZERRA LIMA	SURFISTA	SE00002258	51.481,98	R$ 139,00
***.204.345-**	2610016069			
JOSE FRANCISCO DA CONCEIÇÃO	TIMONEIROS	SE00070359	51.481,98	R$ 139,00
***.014.564-**	2610076444			
JOSE WELLINGTON DA SILVA ANDRADE	TIMONEIROS IV	SE00002330	40.041,54	R$ 108,11
***.583.645-**	2610062087			
JOSELIA CRUZ FREIRE DE CARVALHO	LUANA L	SE00234011	68.642,64	R$ 185,34
***.115.525-**	2610108729			
JOSELIA CRUZ FREIRE DE CARVALHO	LUANA LI	SE00234037	68.642,64	R$ 185,34
***.115.525-**	2610108711			
JOÃO MARIA VENÂNCIO DE ARAÚJO	AQUILES V	SE00259759	51.481,98	R$ 139,00
***.151.035-**	2610078595			
MARCELA BARBOSA DO ESPÍRITO SANTO	MUGAU	SE00230857	34.321,32	R$ 92,67
***.206.885-**	2610017189			
MARIA DO CARMO DOS SANTOS LIMA	GIVALDINHO	SE00002506	102.963,96	R$ 278,00
***.102.035-**	2610078994			
MARIA ELINETE GOMES DA SILVA	OTAVIO III	SE00002328	34.321,32	R$ 92,67
***.068.335-**	2610017448			
MARIA ELINETE GOMES DA SILVA	OTAVIO IV	SE00002478	113.294,68	R$ 305,90
***.068.335-**	2610077602			
MARIA LIGIA SILVA	MAXIMUS X	SE00213557	68.642,64	R$ 185,34
***.801.325-**	2610078927			
MARIA LIGIA SILVA	RONALDO I	SE00002414	51.481,98	R$ 139,00
***.801.325-**	2610076762			
MARIA ROZILDA DOS SANTOS	LUIZA I	SE00322717	57.202,20	R$ 154,45
***.205.005-**	2610110553			
MARLUCE LIMA FARIAS	ATLANTICO	SE00070437	51.481,98	R$ 139,00
***.790.205-**	2610076169			
MARLUCE LIMA FARIAS	PORTO REAL I	SE00070441	51.481,98	R$ 139,00
***.790.205-**	2610064357			
PATRICIA MOURA DA SILVA	WILLIAM I	SE00168391	64.066,46	R$ 172,98
***.635.225-**	1620007967			
PATRICIA MOURA DA SILVA	WILLIAM II	SE00070455	51.481,98	R$ 139,00
***.635.225-**	2610016115			
RONALDO BISPO DOS SANTOS	RONALDO X	SE00213285	68.642,64	R$ 185,34
***.073.145-**	2610108281			
TOTAL	26		1.578.243,01	4.261,26

Em Operação no Estado Sergipe - ASSOCIAÇÃO DOS PRODUTORES DE PESCADO DE PIRAMBU (APPP - SE)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
JOSE RAIMUNDO FERREIRA	LETICIA VITORIA II	SE00002190	40.041,54	R$ 108,11
***984784-**	2210127670			
JOSE RAIMUNDO FERREIRA	LETICIA VITÓRIA	SE00213259	205.927,92	R$ 556,01
***984784-**	2610075456			
JOÃO DE DEUS ALVES	RETORNO DE DEUS II	SE00324981	51.481,98	R$ 139,00
***138195-**	2610075308			
JUAREZ DE ARAUJO LIMA	DISTRIMAR II	SE00070347	25.740,99	R$ 69,50
***957685-**	2210066140			
MARIA ELIENE DOS SANTOS	CESAR I	SE00070405	51.481,98	R$ 139,00
***000215-**	2610015968			
MARIA ELIENE DOS SANTOS	E VITORIA	SE00322709	68.642,64	R$ 185,34
***000215-**	2610110421			
MARIA ROZILDA DOS SANTOS	LUIZA 2	SE00234127	22.880,88	R$ 61,78
***205005-**	2610069880			
MARIA ROZILDA DOS SANTOS	NETUNO XD	SE00002520	40.041,54	R$ 108,11
***205005-**	2610079371			
VERONICA SILVA SANTOS	TROIA 1	SE00321211	68.642,64	R$ 185,34
***223815-**	2610077017			
TOTAL	9		574.882,11	R$ 1.552,18

Em Operação no Estado Sergipe - CONSELHO DE DESENVOLVIMENTO COMUNITARIO DE PIRAMBU (CONDEPI - SE)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ADALBERTO DOS SANTOS FILHO	ESPERANÇA I	SE00002380	34.321,32	R$ 92,67
***403885-**	2610075341			
ADALBERTO DOS SANTOS FILHO	ESPERANÇA II	SE00039557	51.481,98	R$ 139,00
***403885-**	2610076673			
ELSE ALVES DE MORAIS SANTOS NETA	OTAVIO	SE00002534	51.481,98	R$ 139,00
***919455-**	2610079745			
EVERTON DOS SANTOS FERREIRA	ESTRELA DO MAR-I	SE00002486	34.321,32	R$ 92,67
***458855-**	2610077645			
JOAQUIM CALHEIROS MACHADO	GUGU	SE00002436	34.321,32	R$ 92,67
***580214-**	2610076860			

LEUDA MARIA DA SILVA	REI DAVI I	SE00002070	40.041,54	R$ 108,11
***660545-**	1620014777			
MARIA ISABEL DOS REIS	MANOEL REIS	SE00002366	51.481,98	R$ 139,00
***900575-**	2610074255			
MARIA ROSA DA SILVA DE OLIVEIRA	JERUSALEM II	SE00162819	34.321,32	R$ 92,67
***011364-**	2420108841			
VALDIR GONÇALVES GARCIA	YAMAR II	SE00039631	34.321,32	R$ 92,67
***669275-**	2210102685			
VALDSON GOMES DOS SANTOS	G SANTOS I	SE00326319	51.481,98	R$ 139,00
***419535-**	2610110286			
VALDSON GOMES DOS SANTOS	G SANTOS	SE00002084	28.601,10	R$ 77,22
***419535-**	1620016095			
VALDSON GOMES DOS SANTOS	JOAO VICTOR	SE00002378	40.041,54	R$ 108,11
***419535-**	2610075260			
TOTAL	12		486.218,70	R$ 1.312,79

Em Operação no Estado Bahia - COOPERATIVA DOS PRODUTORES DE PESCADOS DO LITORAL LESTE (COOPPELL - BA)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
JORGE JUNIOR BATISTA MAURICIO	ALMIRANTE DA GOLA	ES00105125	47.148,48	R$ 127,30
***128377-**	3410234519			
JOÃO AIRES RIBEIRO	CARAVELA I	CE00095855	25.460,18	R$ 68,74
***001083-**	1620014742			
SUL PESCADOS INDUSTRIA DE PESCA LTDA	SAO PEDRO I	CE00024818	44.929,73	R$ 121,31
***15783/0001-**	1620016931			
TOTAL	3		117.538,39	R$ 317,35

III) REGIÃO SUDESTE

Em Operação no Estado Espírito Santo - ASSOCIAÇÃO DE PESCADORES DE VILA VELHA (APEVIL - ES)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
NITSADELI DE CAMPOS NASCIMENTO	JU-MAR	ES00126465	35.361,36	R$ 95,48
***243257-**	3420053011			
ROSALINA BATISTA DE MORAES ALMEIDA	JESUS E FIEL	ES00081518	59.721,41	R$ 161,25
***296607-**	3410237402			
TOTAL	2		95.082,77	R$ 256,72

Em Operação no Estado Espírito Santo - ASSOCIAÇÃO DE ARMADORES, MARICULTORES, PESCADORES DO MUNICIPIO DE ANCHIETA (AMPA - ES)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ALDEMAR SILVA DOS ANJOS	LIMAR	ES00084448	10.296,40	R$ 27,80
***107317-**	3410230424			
ANTONIO ALBERTO BORGES SOUZA	GAIETA	ES00126915	4.067,71	R$ 10,98
***190947-**	3420042469			
ANTONIO CARLOS DA SILVA AMBUZEIRO	JUNIOR IV	ES00112686	7.987,51	R$ 21,57
***979237-**	3410240756			
LOCIVAL SIMOES	AVB	ES00169471	4.067,71	R$ 10,98
***518437-**	3410242490			
WALLAS ERNESTO GARCIA	JARDIM DO EDER	ES00109147	56.971,08	R$ 153,82
***809087-**	3410238174			
TOTAL	5		83.390,41	R$ 225,15

Em Operação no Estado Espírito Santo - ASSOCIAÇÃO DOS PESCADORES E ARMADORES DE ITAPEMIRIM (APAI - ES)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
RAFAEL FRANCISCO DE OLIVEIRA	ESPERANÇA X	ES00214591	141.445,44	R$ 381,90
***665207-**	3410388591			
TOTAL	1		141.445,44	R$ 381,90

Em Operação no Estado Espírito Santo - ASSOCIAÇÃO DOS PESCADORES, EXTRATIVISTAS E MARICULTORES DE SANTA CRUZ (APEMASC - ES)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ADALTO CAITANO	JOSE AMERICO I	ES00106097	53.250,05	R$ 143,78
***.878.687-**	3410236422			
ANADELSON BOTAN	MICAELA	ES00042074	137.285,28	R$ 370,67
***.350.597-**	3420040806			
CARLOS MACIEL FREITAS TEIXEIRA	ALELUIA I	PR00072285	91.523,52	R$ 247,11
***.175.057-**	4010394421			
FERNANDO PAULO PEREIRA SODRÉ	NOVO SURFISTA	RJ00044318	43.219,44	R$ 116,69
***.957.377-**	3850011241			
JOSÉ ARTHUR ALPOHIM CARVALHO	ITAMARACÁ IX	ES00117698	47.148,48	R$ 127,30
***.538.227-**	3410240616			
LEONARDO SANTOS SARLO	MERLIN	SC00096397	65.782,53	R$ 177,61
***.149.837-**	4420122277			
LUCIANO DE ALMEIDA SCIAMMARELLA DE SANTANNA	VITORIA MAR	RJ00051875	88.403,40	R$ 238,69
***.871.817-**	3877041027			
NORATO PESSANHA CRUZ	SILVANIA	RJ00092551	51.481,98	R$ 139,00
***.322.987-**	3850011461			
TOTAL	8		578.094,68	R$ 1.560,86

Em Operação no Estado Espírito Santo - COLONIA DE PESCADORES E AQUICULTORES Z05 MARIA ORTIZ (COLONIA Z 05 - ES)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro de 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
AHIJA MANSO CORREA	CHICO PESCADOS	ES00074477	111.544,29	R$ 301,17
***259197-**	4420121467			
ALECIO REIS PASSOS FILHO	JOÃO VICTOR I	ES00163461	51.481,98	R$ 139,00
***201247-**	3877046134			
ALMIRO DE FREITAS	CREILEI	ES00075049	10.296,40	R$ 27,80
***125117-**	3410133640			
ALOIR DUARTE	MARINALVA	ES00095975	68.642,64	R$ 185,34
***696127-**	3850004872			
ANTONIO SILVA DIAS	ESPERTO	ES00163475	45.761,76	R$ 123,56
***268637-**	3410146423			
BERNADETE BRAMBILA DARÉ	THAMARA CRYSTINA	ES00105909	47.148,48	R$ 127,30
***334447-**	3410238433			
BERNADETE BRAMBILA DARÉ	THAMARA CRYSTINA I	ES00109577	47.148,48	R$ 127,30
***334447-**	3410240888			
BERNADETE BRAMBILA DARÉ	THAMARA I	ES00105897	58.149,79	R$ 157,00
***334447-**	3410233610			
BRAZ CLARINDO FILHO	LAÇO DE FAMILIA II	RJ00147617	51.481,98	R$ 139,00
***275657-**	3870061154			
BRAZ CLARINDO FILHO	RIBEIRO DE AGUAS I	ES00099447	65.782,53	R$ 177,61
***275657-**	4010281693			
BRAZ CLARINDO FILHO	SALMO 40	PR00091447	102.963,96	R$ 278,00
***275657-**	4211453572			
CARLOS ALBERTO PIANTAVINHA DOS SANTOS	GRASSI	ES00137310	47.148,48	R$ 127,30
***792707-**	3410230807			
CAROLINA COSTA DA SILVA DECOTÉ	ANNA JULIA	ES00104717	51.077,52	R$ 137,91
***468837-**	3410236244			
CHARLES VIEIRA DE FREITAS	INDIO BALA	RJ00080066	54.342,09	R$ 146,72
***204337-**	3850008622			
FABIO DE REZENDE BASILIO	DOM JEAM IV	ES00076261	28.029,08	R$ 75,68
***716297-**	4430086664			
FABIO DE REZENDE BASILIO	ROSANIA	ES00091175	65.782,53	R$ 177,61
***716297-**	4430032572			
FABIO DE REZENDE BASILIO	SIMBA III	ES00092621	82.943,19	R$ 223,95
***716297-**	3430040116			
GABRIEL ALVES LEITE	VIVEREMOS	ES00080338	8.643,89	R$ 23,34
***287667-**	3420044739			
ILMA MARIA SANTANA	RIO CLARO	ES00098441	58.149,79	R$ 157,00
***622417-**	3410233300			
JOLETO FRANCISCO VALGAS	KIAROA V	ES00092325	68.642,64	R$ 185,34
***371899-**	3410386548			
JORGE CARLOS BASTOS	JULIVANE	ES00083508	65.782,53	R$ 177,61
***200449-**	4430087148			
LENITA CRISTINO CRYSTELLO	ABDIAS	SP00073727	52.054,00	R$ 140,55
***006497-**	4010261668			
MARCELLO DIOVANNI HELMER DA COSTA	MARCELLOS MAR	ES00163519	51.481,98	R$ 139,00
***842497-**	3877047319			
MARTA GOMES DA SILVA	ATITUDE	ES00072531	68.642,64	R$ 185,34
***359967-**	3410144412			
PAULO CÉSAR DA SILVA	GANESHA I	SP00078485	65.782,53	R$ 177,61
***709997-**	4030102174			
RENATO MARTINS DA SILVA	JOAO HEITOR VI	ES00082548	102.963,96	R$ 278,00
***087187-**	4420199342			
V E S SILVEIRA TERCEIRIZAÇÃO INDUSTRIAL, INDUSTRIA E COMERCIO DO PESCADO LTDA	ESTRELA DO MAR III	SC00173740	140.520,96	R$ 379,41
***70517/0001-**	4410100670			
WASLEY MEIRELES ANDRADE	DEUS ME ACOMPANHA	RJ00119684	51.481,98	R$ 139,00
***306707-**	3877047301			
ZEZITO DA SILVA LEITE	SKIAMAR II	ES00041156	49.765,91	R$ 134,37
***089238-**	3870059371			
TOTAL	29		1.773.637,99	R$ 4.788,82

Em Operação no Estado Rio de Janeiro - COOPERATIVA DE PRODUTORES DA PESCA DE ANGRA DOS REIS (PROPESCAR - RJ)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro de 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
BENEDITO CARLOS GONÇALVES DE ANDRADE	PEQUENO BRUNO	RJ00237107	51.481,98	139,00
***273267-**	3820097490			
BRUNO DE OLIVEIRA ANDRADE	JOÃO PEDRO	RJ00236721	65.782,53	177,61
***270887-**	3820103333			
FÁBIO NEVES DE OLIVEIRA	UM SO CORAÇÃO	RJ00237157	85.803,30	231,67
***805307-**	3820094865			
GUSTAVO RAFTOPOLLO ROSA	OBRIGADO JESUS	RJ00012097	42.526,08	114,82
***352407-**	3820092714			
JOÃO BATISTA PEREIRA	JOÃO GUILHERME	RJ00099287	103.541,76	279,56
***263767-**	3826674260			
JOÃO BATISTA PEREIRA	JOÃO GUILHERME I	RJ00066584	65.614,97	177,16
***263767-**	4430105286			
JÚLIO MAGNO RAMOS E OUTRO	NOVO HORIZONTE III	SC00149191	102.963,96	278,00
***937237-**	4040087666			
MARCELO TAVARES DA CONCEIÇÃO	MENINO BRUNO	RJ00236961	51.481,98	139,00
***881977-**	3820086986			

PAULO PEREIRA	ISAQUE FILHO	RJ00225328	42.526,08	114,82
***883717-**	3820053387			
PAULO RAMOS E OUTRA	KALEPH	RJ00236975	87.519,37	236,30
***117117-**	3820067736			
RICARDO GOMES LARA	RICARDO HENRIQUE I	RJ00106577	109.458,43	295,54
***365647-**	4030133258			
TOTAL	11		808.700,44	R$ 2.183,49

Em Operação no Estado Rio de Janeiro - SINDICATO DOS ARMADORES DE PESCA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (SAPERJ - RJ)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ALTAMIR COELHO DE SOUZA	ALTAMIR II	RJ00003566	205.927,92	556,01
***.552.247-**	3810263141			
ALTAMIR COELHO DE SOUZA	ALTAMIR III	RJ00003770	214.508,25	579,17
***.552.247-**	3810496472			
ALTAMIR COELHO DE SOUZA	SKIPER I	RJ00007570	257.375,23	694,91
***.552.247-**	3810512621			
ALTAMIR COELHO DE SOUZA	SKIPER II	RJ00003804	257.375,23	694,91
***.552.247-**	3810515361			
AMÉRICO FILIPE RAMOS E OUTRA	SÃO JOSÉ R	SC00009230	166.458,40	449,44
***.433.577-**	4010555777			
ANDERSON SETUBAL DOS SANTOS	IMPERADOR	SC00009918	137.285,28	370,67
***.023.787-**	4010126477			
ANDERSON SETUBAL DOS SANTOS	IMPERADOR II S	RS00004984	165.886,38	447,89
***.023.787-**	4410169483			
ANDERSON SETUBAL DOS SANTOS	SETUBAL	SC00009848	188.767,26	509,67
***.023.787-**	4010223189			
ANIBAL RODRIGUES DE SOUSA	BRAZAO	RJ00003304	94.296,96	254,60
***.506.907-**	3810060101			
ANIBAL RODRIGUES DE SOUSA	CARINHOSO	SP00004314	87.519,37	236,30
***.506.907-**	4010315423			
ANIBAL RODRIGUES DE SOUSA	PROVERBIOS	ES00136208	47.148,48	127,30
***.506.907-**	3410234411			
ANTÔNIO SILVESTRE VIEIRA NUNES E OUTRO	LUZ SOLAR I	RJ00005238	154.445,94	417,00
***.055.007-**	4430077151			
AURELINO COTA DOS SANTOS	VALENTE DE DAVI I	SC00009216	171.606,60	463,34
***.410.909-**	4430067317			
CIDALIA MACIEL DOS SANTOS	GLORIOSO S	SC00009898	73.010,81	197,13
***.305.908-**	4430090513			
EDUARDO DE FARIA MIRANDA	JOSÉ ALMIR I	RJ00093817	201.351,74	543,65
***.443.007-**	4010137657			
FERNANDO DOIN DE ABREU FILGUEIRAS E OUTROS	ISAMAR V	RJ00003578	205.927,92	556,01
***.467.107-**	3810339032			
FERNANDO DOIN DE ABREU FILGUEIRAS E OUTROS	LUCIANA ANDRADE	RJ00004554	154.445,94	417,00
***.467.107-**	4010555700			
FLAVIO SILVA COSTA VELHO	KADOSH II	SC00187067	61.685,93	166,55
***.101.007-**	4430123543			
JOAB HAMILTON DA COSTA FILHO	NOVA ALIANÇA	RJ00005168	131.565,06	355,23
***.331.439-**	4430062188			
JOSÉ IGNÁCIO FIGUEIREDO DO COUTO	JOSÉ IGNÁCIO	RJ00038205	152.729,87	412,37
***.170.997-**	4010258543			
JOSÉ IGNÁCIO FIGUEIREDO DO COUTO	MENINO DO RIO I	RJ00005408	169.318,51	457,16
***.170.997-**	4430091749			
JOSÉ ROMÃO ALVES	BRASINHA	RJ00003614	87.519,37	236,30
***.562.047-**	3810339377			
JOSÉ ROMÃO ALVES	BRAZA	RJ00005416	155.312,64	419,34
***.562.047-**	4430091757			
JOÃO VIANA ESPOGEIRO	MENINO DO RIO	RJ00005718	169.318,51	457,16
***.140.057-**	4450106440			
MARCELO HIPÓLITO MENDONÇA	FENIX GONÇALENSE V	RJ00003664	180.186,93	486,50
***.637.237-**	3810358487			
MARCELO MONTEIRO DE SOUZA	EDSON MATHEUS II	SC00011897	138.672,00	374,41
***.940.357-**	4430119538			
MARCELO SZMYHIEL	GLORIOSO I	SC00009886	73.010,81	197,13
***.563.178-**	4430079714			
MARIA DAS DORES DA SILVA RAMOS	MAR DA PÓVOA	RJ00038279	214.508,25	579,17
***.503.497-**	3810458376			
MOACIR BENEVIDES	POLYANNA I	RJ00003854	74.651,76	201,56
***.344.607-**	4010056061			
NIVERO FERNANDO AMENDOLA E OUTRO	COSTA AMENDOLA II	SC00010205	171.606,60	463,34
***.851.787-**	4430067333			
ONACY DOS SANTOS FARIAS	CARLOS VIEIRA	RJ00003438	55.006,56	148,52
***.193.687-**	3810211729			
PAULO RENATO DE ANDRADE	NATALIA STRAUCH	RJ00004518	166.458,40	449,44
***.881.397-**	4010555530			
PORTO E MELLO PARTICIPAÇÕES LTDA	JOÃO VICTOR I	RJ00012021	116.114,69	313,51
***10.844/0001-**	4450049977			
PORTO E MELLO PARTICIPAÇÕES LTDA	JOÃO VICTOR II	RS00004588	110.937,60	299,53
***10.844/0001-**	4010588349			
REGINALDO SOARES CAMARA	PS 101	RJ00005586	165.886,38	447,89
***.386.437-**	4430112908			

REINALDO JUNIOR FONSECA DE ALMEIDA MUJO	CHARMOSO	RJ00094105	191.627,37	517,39
***.378.207-**	4010133741			
ZM FRIGORIFICO LTDA	MAGALHÃES SILVA XIV	RJ00012067	139.041,79	375,41
***07.686/0001-**	3810224901			
TOTAL	37		5.508.496,74	14.872,94

Em Operação no Estado São Paulo - SINDICATO DOS ARMADORES DE PESCA DO ESTADO DE SÃO PAULO (SAPESP - SP)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
BENITO LOPES CABALEIRO	LUZ ADELA	SP00004468	152.729,87	R$ 412,37
***874178-**	4010484080			
BENITO LOPES CABALEIRO	LUZ MAR	SP00003988	137.285,28	R$ 370,67
***874178-**	4010137690			
BENITO LOPES CABALEIRO	LUZ MARIA	SP00004456	152.729,87	R$ 412,37
***874178-**	4010484071			
BENITO LOPES CABALEIRO	LUZ MARINA	SP00004174	185.907,15	R$ 501,95
***874178-**	4010211563			
CARLOS ROBERTO DE SOUZA E OUTRO	UNIVERSO I	SP00003910	152.729,87	R$ 412,37
***008148-**	4010107081			
CARLOS ROBERTO DE SOUZA E OUTRO	UNIVERSO III	SP00003908	152.729,87	R$ 412,37
***008148-**	4010103035			
CICERO EVANDRO ANTUNES VIEIRA	DIEGO LUCAS	SP00159540	165.886,38	R$ 447,89
***597194-**	4010113979			
EDUARDO COTON PRESADO MATOS	TRIMAR IV	SP00012225	101.091,89	R$ 272,95
***560418-**	3810214477			
FERNANDA MARIA SANTANA MENDES	SHEKNAH II	SP00005036	171.606,60	R$ 463,34
***356148-**	4430043361			
FERNANDO GUEDES NASTARI SAIA	ITALIA	SP00004484	111.544,29	R$ 301,17
***635148-**	4010548100			
FRANCISCO RICARDO ALOISE FRANZESE	DON FRANCESCO I	SP00038097	166.458,40	R$ 449,44
***341668-**	4010555408			
FRANCISCO RICARDO TORRES CARBIA	GRAN MAR	SP00004610	166.458,40	R$ 449,44
***324338-**	4010588543			
FRANCISCO RICARDO TORRES CARBIA	GRAN SOL I	SP00007618	166.458,40	R$ 449,44
***324338-**	4010555599			
FRANCISCO RICARDO TORRES CARBIA	GRAN VENTURA	SP00004434	99.968,64	R$ 269,92
***324338-**	4010449608			
FRANZESE INDUSTRIA E COMERCIO DA PESCA LTDA	FRANZESE III	SP00004660	166.458,40	R$ 449,44
***06946/0001-**	4010745584			
FRANZESE INDUSTRIA E COMERCIO DA PESCA LTDA	FRANZESE IX	SP00005064	194.487,48	R$ 525,12
***06946/0001-**	4430048606			
FRANZESE INDUSTRIA E COMERCIO DA PESCA LTDA	FRANZESE VI	SP00001954	105.390,72	R$ 284,55
***06946/0001-**	1610044029			
FRANZESE INDUSTRIA E COMERCIO DA PESCA LTDA	FRANZESE VII	SP00004646	166.458,40	R$ 449,44
***06946/0001-**	4010716916			
FRANZESE INDUSTRIA E COMERCIO DA PESCA LTDA	FRANZESE VIII	SP00004658	166.458,40	R$ 449,44
***06946/0001-**	4010745576			
FRANZESE INDUSTRIA E COMERCIO DA PESCA LTDA	FRANZESE X	SP00005050	194.487,48	R$ 525,12
***06946/0001-**	4430048592			
HOFFMAN DE OLIVEIRA E OUTRO	GAROPÃO I	RJ00003530	165.886,38	R$ 447,89
***328858-**	3810233960			
HOFFMAN DE OLIVEIRA E OUTRO	GAROPÃO II	RJ00038717	125.844,84	R$ 339,78
***328858-**	3810339628			
HÉLIO NUNES MARCELINO	LISA I	SP00042318	185.907,15	R$ 501,95
***513498-**	4010807920			
ISMAEL COELHO	AGUAS CLARAS M	SP00047806	74.651,76	R$ 201,56
***378639-**	4450079124			
ISMAEL COELHO	MORENO I	SP00004878	85.803,30	R$ 231,67
***378639-**	4040095863			
ISMAEL COELHO	TROVÃO AZUL I	SP00127615	35.361,36	R$ 95,48
***378639-**	4430095175			
ISMAEL COELHO	ÁGUA MARINHA I	SP00037917	82.371,17	R$ 222,40
***378639-**	4430053626			
JOSÉ RICARDO SIVIERO	SIVIERO I	SP00012927	121.684,68	R$ 328,55
***596118-**	4010555521			
JOSÉ RICARDO SIVIERO	SIVIERO III	SP00012939	107.239,68	R$ 289,55
***596118-**	4430082553			
KHADUN BARBOSA LIMA	PEREIRA LIMA	SP00038001	152.729,87	R$ 412,37
***523848-**	4010330031			
LUDWIG WALTER HOFFMANN	CIGANO DO MAR III	SP00007626	166.458,40	R$ 449,44
***112538-**	4010588411			
LUDWIG WALTER HOFFMANN	CIGANO DO MAR IV	SP00004590	166.458,40	R$ 449,44
***112538-**	4010588403			
LUIGI FRANZESE	FRANZESE I	SP00103509	149.869,76	R$ 404,65
***880908-**	4010148501			
LUIGI FRANZESE	FRANZESE II	SP00003460	92.448,00	R$ 249,61
***880908-**	3810224545			
LUIGI FRANZESE	FRANZESE V	SP00038159	200.207,70	R$ 540,56

***880908-**	1610044037			
LUIGI FRANZESE	JOAO PAULO I	SC00009026	185.907,15	R$ 501,95
***880908-**	4430064431			
LUIGI FRANZESE	JOAO PAULO II	SC00009038	185.907,15	R$ 501,95
***880908-**	4430064776			
LUIGI FRANZESE	SAN LUCIDO	SP00038515	87.987,38	R$ 237,57
***880908-**	4010131080			
LUIGI FRANZESE	SÃO JOÃO V	SP00038527	143.005,50	R$ 386,11
***880908-**	4010298766			
MARCIO ANTÔNIO SILVA DE JESUS	QUEBRA MAR II	SP00004470	57.285,40	R$ 154,67
***260988-**	4010527706			
MARCIO CAMPOS ASSUMPÇÃO BUENO	JUVENTUDE I	SP00103187	154.445,94	R$ 417,00
***011278-**	4410117301			
MARCIO DE OLIVEIRA CARVALHAL	BEIRA MAR I	SP00091827	51.481,98	R$ 139,00
***803688-**	4040062248			
MICHEL DA SILVA FRAGOSO	DOM MIGUEL I	RJ00241086	97.243,74	R$ 262,56
***927868-**	3820103945			
MICHEL DA SILVA FRAGOSO	DOM MIGUEL III	SP00004294	85.803,30	R$ 231,67
***927868-**	4010282070			
MÁRIO HENRIQUE HOFFMANN	GAROTA LINDA	SP00004406	152.729,87	R$ 412,37
***609198-**	4010415967			
PAULO RICARDO DE LIMA INTRIERI	PADU II	SP00040314	146.437,63	R$ 395,38
***142758-**	4010329823			
PAULO RICARDO DE LIMA INTRIERI	PADU III	SP00040328	152.729,87	R$ 412,37
***142758-**	4430049734			
PAULO RICARDO DE LIMA INTRIERI	PADU IV	RJ00217489	95.527,67	R$ 257,92
***142758-**	4430111472			
PAULO RICARDO DE LIMA INTRIERI	PADU V	SP00004708	65.782,53	R$ 177,61
***142758-**	4030064663			
RENATA CRISTINA DA SILVA	ESTRELA DE JUDA I	SC00144939	102.963,96	R$ 278,00
***095008-**	4019936064			
RENATA CRISTINA DA SILVA	ESTRELA DE ORION	SC00009778	102.963,96	R$ 278,00
***095008-**	4410166000			
RENATO YASUHIDE ODA	PESCAMAR I	SP00040110	119.812,61	R$ 323,49
***397488-**	4010808781			
RENATO YASUHIDE ODA	PESCAMAR II	SP00040498	73.010,81	R$ 197,13
***397488-**	4010588365			
RENATO YASUHIDE ODA	PESCAMAR III	SP00007640	125.729,28	R$ 339,47
***397488-**	4010808799			
RODRIGO FRANZESE	FRANZESE IV	SP00001988	200.207,70	R$ 540,56
***772788-**	1610048881			
THIAGO MORAIS CESAR	CONFIANÇA M	SC00009398	108.684,18	R$ 293,45
***227468-**	4010086840			
THIAGO MORAIS CESAR	TRIMAR	SP00101589	74.362,86	R$ 200,78
***227468-**	4030156037			
TIFFANY SANTOS DATOGUIA	AGUA VIVA I	SP00004920	58.034,23	R$ 156,69
***140318-**	4410098110			
TIFFANY SANTOS DATOGUIA	AMOROSO	SP00004328	60.114,31	R$ 162,31
***140318-**	4010315431			
TIFFANY SANTOS DATOGUIA	CARIBE	SP00004110	125.428,82	R$ 338,66
***140318-**	4010156490			
ÉRICA TEREZINHA FERNANDES	DONA TEREZINHA F	SP00003628	152.729,87	R$ 412,37
***669848-**	3810339547			
ÉRICA TEREZINHA FERNANDES	DONA TEREZINHA FII	SP00003958	131.565,06	R$ 355,23
***669848-**	4010118202			
TOTAL	62		8.088.131,00	R$ 21.837,95

IV) REGIÃO SUL

Em Operação no Estado Santa Catarina - COLONIA DE PESCADORES Z6 DE NAVEGANTES (COLONIA Z 6 - SC)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ADRIANO GARCEZ	BEATRIZ	SC00154434	7.072,27	R$ 19,10
***562989-**	4410144324			
AGOSTINHO BENTO	VO TINHO	SC00183697	34.321,32	R$ 92,67
***409609-**	4430486867			
ARNIDIO CARLOS MARIA NETO	YAN CARLOS	SC00329375	22.187,52	R$ 59,91
***847879-**	4430497184			
DEMERVAL ANTONIO PERA	ROBERTA I	SC00053707	12.584,48	R$ 33,98
***617389-**	4430095981			
DIEGO VALDEMIRO DA SILVA	DOIS IRMÃOS S	SC00061260	12.584,48	R$ 33,98
***113729-**	4410457420			
DÉBORA ALMECI LOPES	DUAS MENINAS	SC00327677	7.072,27	R$ 19,10
***221249-**	4430491895			
EDINALDO ELEUTERIO	LUIZ GUSTAVO	SC00165927	23.574,24	R$ 63,65
***338059-**	4430478180			
EVERALDO JOÃO NASCIMENTO	VO JOÃO	SC00326947	22.187,52	R$ 59,91
***985299-**	4430493341			
JANAINA FREITAS FIGUEIRO	VO NINO I	SC00227004	22.187,52	R$ 59,91
***691929-**	4430482926			
JOSE RENATO DOS PASSOS	DEUS É CONOSCO	SC00194784	12.203,14	R$ 32,95
***086209-**	4430476080			

LUIZ CARLOS GONÇALVES	DARCI II	SC00321021	4.321,94	R$ 11,67
***597089-**	4430121133			
MARCO POLO ROMÃO	CASSIANO NETO	SC00327031	22.187,52	R$ 59,91
***701829-**	4430486956			
MARIO CEZAR JACINTO JUNIOR	VO FRONTINO	SC00064838	34.321,32	R$ 92,67
***266959-**	4430059381			
ROGERIO DA SILVA	VERMELHO	SC00312854	7.072,27	R$ 19,10
***692199-**	443M2018000689			
RONALDO JOSE MAFRA	SAN SUB I	SC00055327	4.067,71	R$ 10,98
***067309-**	4430084602			
VALDIR OLIVEIRA MARTINS	MUFAZA	SC00087494	8.008,31	R$ 21,62
***755489-**	4430105219			
VANDELINO JOSÉ DOS PASSOS	LUTANDO VENCEREI	SC00085080	10.296,40	R$ 27,80
***013479-**	4430113653			
VILMAR OLIVEIRA JORGE	PRISIONEIRO DA ESPERANÇA	SC00327805	16.640,64	R$ 44,93
***529809-**	4430478988			
TOTAL	18		282.890,87	R$ 763,81

Em Operação no Estado Santa Catarina - COLONIA DE PESCADORES Z11 (COLONIA Z 11 - SC)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ADIR ARTUR ARCENIO	XAVANTE II	SC00183647	45.183,96	R$ 122,00
***252629-**	4418896341			
ALDORI ALDO DE SOUZA	VO OLIBIO II	SC00053679	12.965,83	R$ 35,01
***405839-**	4418892095			
EMANUEL MAURICIO DA SILVA	DOCE NAVE	SC00248328	51.770,88	R$ 139,78
***529609-**	4410172638			
GENTIL MANOEL CABRAL	DAVI I	SC00264618	5.893,56	R$ 15,91
***559349-**	4410458132			
ILSON HIGINO DA SILVA	VÔ DODÔ	SC00179166	35.361,36	R$ 95,48
***261779-**	4418899898			
INACIO DA LUZ MAGALHAES	ANJO DO MAR	SC00289378	5.893,56	R$ 15,91
***517919-**	4450089766			
LAURI MANOEL MARTINS	VÔ TOM	SC00220570	23.574,24	R$ 63,65
***067129-**	4418904298			
NATAN COELHO	VÔ ANTENOR	SC00180749	9.429,70	R$ 25,46
***660309-**	4410170333			
ODILON DERCIDIO DE SOUZA	AMOR CIGANO II	SC00051349	17.680,68	R$ 47,74
***494509-**	4410173049			
SILVANO PEDRO SANTOS	DOM DE DEUS I	SC00067924	9.429,70	R$ 25,46
***217699-**	4418889388			
VILMAR GOES JUNIOR	VO EGIDIO	SC00218449	23.574,24	R$ 63,65
***017179-**	4410445278			
TOTAL	11		240.757,71	R$ 650,05

Em Operação no Estado Santa Catarina - SINDICATO DA INDUSTRIA DA PESCA DE ITAJAI (SINDIPI - SC)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ABELARDO ADRIÃO PINHEIRO	ESTRELA DE OURO II	SC00009780	185.907,15	R$ 501,95
***.415.818-**	4010555637			
ACACIO ARISTIDES BALTAZAR	DUDA BALTAZAR	SC00046148	117.871,20	R$ 318,25
***.694.259-**	4030217907			
ADALTO LUCAS DOS SANTOS	DON LUCAS S	SC00009588	165.886,38	R$ 447,89
***.419.299-**	4430084467			
ADEMAR EVARISTO GONÇALVES	REI DE ISRAEL B	SC00190696	102.963,96	R$ 278,00
***.158.899-**	4430482071			
ADILSON DOMINGOS FERREIRA	PRIMAVERA XVI	SC00012725	136.823,04	R$ 369,42
***.670.389-**	4430091447			
ADRIANA MARLENE SATURNINO TEIXEIRA DA SILVA	PAMELA BRUNA	SC00055029	113.942,16	R$ 307,64
***.280.309-**	4410146173			
ADRIANO CAMILO	FLOR DO ORIENTE	SC00173338	183.047,04	R$ 494,23
***.684.189-**	4430480486			
ADRIANO WALFREDO DA SILVA	ESTRELA DE ISRAEL C	SC00262890	102.963,96	R$ 278,00
***.208.509-**	4430491330			
AGNALDO HILTON DOS SANTOS	PRIMAVERA XX	SC00013235	151.244,93	R$ 408,36
***.825.809-**	4430122156			
AGNALDO HILTON DOS SANTOS	PRIMAVERA XX A	SP00126395	166.458,40	R$ 449,44
***.825.809-**	4010588551			
AGNALDO HILTON DOS SANTOS	PRIMAVERA XX AB	SP00037935	157.306,05	R$ 424,73
***.825.809-**	4010588560			
ALAN ISMAEL DOS SANTOS	VÔ MINGO	SC00011007	117.871,20	R$ 318,25
***.396.689-**	4430116415			
ALCINESIO IRINEU BITTENCOURT	O ESPLENDOR	SC00010399	185.907,15	R$ 501,95
***.224.029-**	4610040549			
ALEX VALDO DE SOUZA	IGOMAR SI	SC00009054	108.684,18	R$ 293,45
***.770.129-**	4430118701			
ALEXANDRE DA SILVA	HIROSHO I	SC00264360	184.896,00	R$ 499,22
***.407.609-**	4430493952			
ALEXANDRE JOÃO LOPES	ALEXANDRE NETO	PR00258105	154.445,94	R$ 417,00

***.753.489-**	4215529042			
ALEXANDRE JOÃO LOPES	VENCEDOR VI	PR00038667	102.963,96	R$ 278,00
***.753.489-**	4210233447			
ALFONSO PERCIAVALLE NETO	GUADALAJARA	SC00316084	74.258,86	R$ 200,50
***.275.549-**	4430498610			
ALIRIO JOSÉ DOS SANTOS FILHO	CRISTO REI C	SC00011157	125.729,28	R$ 339,47
***.114.029-**	4430111278			
ALTAIR PORTO COMUNELLO	GALO VENCEDOR	SC00041718	185.907,15	R$ 501,95
***.994.069-**	4430046867			
ALTAIR PORTO COMUNELLO	GALO VENCEDOR II	SC00041698	214.508,25	R$ 579,17
***.994.069-**	4010447150			
ALTAIR PORTO COMUNELLO	GALO VENCEDOR III	SC00010065	200.207,70	R$ 540,56
***.994.069-**	4010447141			
ANA CAROLINA SIMON PEREIRA	REI DA GLORIA III	SC00010109	102.963,96	R$ 278,00
***.094.859-**	4410164635			
ANA CLAUDIA DOS SANTOS	MAR DA ENSEADA II	SC00010197	165.886,38	R$ 447,89
***.576.629-**	4430123161			
ANA CLAUDIA DOS SANTOS	MAR DA ENSEADA III	SC00168519	165.886,38	R$ 447,89
***.576.629-**	4430481377			
ANALINE VICENTE DA SILVA	VICTOR HUGO S	SC00082050	102.963,96	R$ 278,00
***.917.119-**	4430115818			
ANDRE BORTOLATO MATHIOLA E OUTRO	RAFA AB	SC00038659	108.684,18	R$ 293,45
***.201.609-**	4010113995			
ANDRE RAUL CALDAS	BAIA DOURADA I	SC00011049	74.651,76	R$ 201,56
***.817.739-**	4430112665			
ANSELMO ANTÔNIO DOS SANTOS	ALFA II	RS00004538	200.207,70	R$ 540,56
***.405.509-**	4010555602			
ANSELMO ANTÔNIO DOS SANTOS	KAMILA S	SC00041268	65.782,53	R$ 177,61
***.405.509-**	4660009122			
ANSELMO ANTÔNIO DOS SANTOS	KEYLA S	SC00039127	113.832,38	R$ 307,35
***.405.509-**	4430118302			
ANSELMO ANTÔNIO DOS SANTOS	NOVA JERUSALEM S	SC00146707	108.684,18	R$ 293,45
***.405.509-**	4430117934			
ANTONIO JOSE DOS SANTOS	TONICO DA COSTA	SC00060700	94.296,96	R$ 254,60
***.678.539-**	4430117128			
ANTONIO TARCILIO PINHEIRO	PONTA DAS BOMBAS	SC00008854	141.445,44	R$ 381,90
***.046.819-**	4430113602			
ANTÔNIO DOS SANTOS FILHO	ANTONIO FILHO S	SC00009470	211.648,14	R$ 571,45
***.564.999-**	4430110841			
ANTÔNIO DOS SANTOS FILHO	JOSE ARTHUR B	SC00009266	166.458,40	R$ 449,44
***.564.999-**	4430091323			
ANTÔNIO HONORIO DA CRUZ	JOSEFA AUGUSTA CRUZ	SP00038387	165.886,38	R$ 447,89
***.986.089-**	4010307331			
APOLIANO OLIVEIRA DO NASCIMENTO	ESPERANÇA V	SC00009716	214.508,25	R$ 579,17
***.640.702-**	210309024			
APOLIANO OLIVEIRA DO NASCIMENTO JUNIOR	SAGA DE APOLIANO I	SC00010671	97.243,74	R$ 262,56
***.290.572-**	4430067279			
ARIANE DE FREITAS	ANA CLARA T III	SC00009730	95.527,67	R$ 257,92
***.004.099-**	4430108234			
ARLINDO ESTROES MARTINS	CAÇADOR DO MAR	SC00009300	214.508,25	R$ 579,17
***.601.648-**	4430091897			
ARLINDO ESTROES MARTINS	UNIÃO M	SC00038635	166.458,40	R$ 449,44
***.601.648-**	4010649925			
ARLINDO ISAAC DA COSTA JUNIOR	GAVIAO PESCADOR I	SC00008924	266.250,24	R$ 718,88
***.679.429-**	4410460986			
BEATRIZ DA COSTA NEVES	COSTA NEVES CN	SC00009420	185.907,15	R$ 501,95
***.712.369-**	4430091234			
BEATRIZ DA COSTA NEVES	COSTA NEVES II CN	SC00011885	183.047,04	R$ 494,23
***.712.369-**	4430082189			
BEATRIZ DA COSTA NEVES	EROS CN	SC00009708	185.907,15	R$ 501,95
***.712.369-**	4010182199			
BEATRIZ DA COSTA NEVES	YNDAIÁ CN	SC00038767	200.207,70	R$ 540,56
***.712.369-**	4430091439			
BENICIO SILVESTRE MARQUES	ARAÇA IV	RS00004216	171.606,60	R$ 463,34
***.858.979-**	4010244542			
BENICIO SILVESTRE MARQUES	ARAÇA VI	SC00008974	205.927,92	R$ 556,01
***.858.979-**	4430112673			
BENICIO SILVESTRE MARQUES	GUSTAVO MARQUES	SC00009906	243.109,35	R$ 656,40
***.858.979-**	4430105871			
BRAS COELHO RIBEIRO	MB I	SC00234991	61.755,26	R$ 166,74
***.443.619-**	4430485020			
BRUNA BRAUN STOEBERL	COLUMBUS X	SC00011127	107.387,60	R$ 289,95
***.710.760-**	4010046953			
BRUNO GUSTAVO SANTOS	NOVO MILÊNIO II	SP00038349	183.047,04	R$ 494,23
***.214.168-**	4010500174			
BRUNO HOFFMANN	REIMAR I	SC00010565	111.544,29	R$ 301,17
***.423.869-**	4430082715			
BRUNO HOFFMANN	REIMAR II	SC00010577	111.544,29	R$ 301,17
***.423.869-**	4430090505			
CARLOS ALEXANDRE MARQUES	CARLOS GABRIEL M	SC00040778	104.905,37	R$ 283,24
***.098.959-**	4430105669			

CARLOS ALEXANDRE MARQUES	WAGNER M	SC00041408	106.084,08	R$ 286,43
***.098.959-**	4430111651			
CARLOS ARGINO MONTEIRO JÚNIOR	MADALENA MONTEIRO	SC00043450	141.445,44	R$ 381,90
***.164.619-**	4430112401			
CAROLINA VASCONCELOS LOURENCO	PRINCIPE DO MAR	RJ00225710	107.239,68	R$ 289,55
***.765.900-**	4430104131			
CELIO DJALMA MAFRA	FLIPPER XII	SC00045518	113.942,16	R$ 307,64
***.859.519-**	3410136878			
CELSO MANOEL SEVERINO	AQUARIUS 1	SC00081608	65.782,53	R$ 177,61
***.425.069-**	4430034583			
CLAIR CALDEIRA DE SOUZA E OUTROS	JOSIMAR MP	SC00010001	102.963,96	R$ 278,00
***.607.299-**	4430121141			
CLAUDENEIA DE FREITAS E FREITAS	PRISCILLA FF	SC00010495	51.481,98	R$ 139,00
***.289.489-**	4430113963			
CLAUDETE CALDEIRA DA SILVA	NESTOR SC	SC00264994	108.684,18	R$ 293,45
***.669.159-**	4430119074			
CLAUDIA ELIAS CARNEIRO CARVALHO	REI DA GLORIA C	SC00009660	165.886,38	R$ 447,89
***.949.969-**	4410169475			
CLAUDIA REGINA MACHADO BALTAZAR	MESTRE ELIAS J	SC00011321	117.871,20	R$ 318,25
***.336.149-**	4420210443			
CLAUDIANE ROSALINA COUTO CAMILO	DAYSA	SC00009484	102.963,96	R$ 278,00
***.841.629-**	4660008541			
CLAUDINEI COUTO	VÔ CLAUDIO	SC00039049	65.782,53	R$ 177,61
***.057.349-**	4430044457			
CLEITON DA SILVA	VICTOR HUGO S I	SC00134638	148.725,72	R$ 401,56
***.433.039-**	4420209259			
CLEITON DE LIMA	DOM ARTHUR	SC00010121	65.782,53	R$ 177,61
***.440.008-**	4430058105			
CLEITON DE LIMA	LIRIO DO VALE	SC00009794	65.782,53	R$ 177,61
***.440.008-**	4430058237			
CLEMENTE DOMINGOS DOS SANTOS	IRMÃOS SANTOS 1	SC00007760	141.445,44	R$ 381,90
***.509.089-**	4430120927			
CLEMENTE DOMINGOS DOS SANTOS	ROBSON III	SC00011417	113.942,16	R$ 307,64
***.509.089-**	4430113254			
CRISTOVAM ANTÔNIO CALDEIRA	DAVI NEREU	SP00004090	108.684,18	R$ 293,45
***.074.549-**	4010149329			
CRISTOVAM ANTÔNIO CALDEIRA	NEREU RAMOS	SC00010357	102.963,96	R$ 278,00
***.074.549-**	4430118973			
DANIEL HERMOGENES APARICIO	ESTRELA DE DAVI II	SC00009766	80.083,08	R$ 216,22
***.384.469-**	4430109516			
DAURIZETE MANOEL CARDOSO	GABRIEL C	SC00038705	108.684,18	R$ 293,45
***.711.929-**	3820100555			
DAURIZETE MANOEL CARDOSO	IMPERATRIZ I	SC00009920	68.642,64	R$ 185,34
***.711.929-**	4430058512			
DAURIZETE MANOEL CARDOSO	PONTA DA PRAINHA	SC00040728	217.368,36	R$ 586,89
***.711.929-**	4430113637			
DAURIZETE MANOEL CARDOSO	PONTA DO GRAVATA	SC00010361	200.207,70	R$ 540,56
***.711.929-**	4430111642			
DAURIZETE MANOEL CARDOSO	PONTA NEGRA	SC00326775	243.109,35	R$ 656,40
***.711.929-**	4430499560			
DAURIZETE MANOEL CARDOSO	SOFIA C	SC00147621	108.684,18	R$ 293,45
***.711.929-**	4430112631			
DAURIZETE MANOEL CARDOSO	VÔ BIELE C	SC00009836	108.684,18	R$ 293,45
***.711.929-**	4430118299			
DEBORA DA SILVA CORDEIRO	JOSE LINDOLFO	SC00187467	102.963,96	R$ 278,00
***.288.369-**	4430027552			
DENILSON ANTONIO PINHEIRO	PONTAS DAS BOMBAS I	SP00004568	185.907,15	R$ 501,95
***.540.219-**	4010555726			
DENISE MARILIZA DOS SANTOS ADELINO	DAVI MIGUEL	SC00196698	102.963,96	R$ 278,00
***.539.139-**	4430120048			
DEOCLECIO AUGUSTO FRANCISCO MARQUES	CAETANO MARQUES	SC00008686	94.296,96	R$ 254,60
***.052.089-**	4430115010			
DEOCLECIO AUGUSTO FRANCISCO MARQUES	CAETANO MARQUES I	SC00011061	127.693,80	R$ 344,77
***.052.089-**	4010550414			
DIEGO HERCILIO NEPOMUCENO DOS SANTOS	GIOVANA CECILIA S	SC00011479	113.942,16	R$ 307,64
***.097.979-**	4430111111			
DIEGO HERCILIO NEPOMUCENO DOS SANTOS	HARMONIA S	SC00196944	118.481,36	R$ 319,90
***.097.979-**	4430091358			
DIEGO JOSE DA SILVA	DIEGO J II	SC00258179	102.963,96	R$ 278,00
***.263.439-**	4430484309			
DOMINGAS ESPERANCA MARIA VICENTE	OURO E PRATA	SC00088736	91.523,52	R$ 247,11
***.473.279-**	4430103836			
DORIVAL PEDRO LOURENÇO	PEDRO CRISPIM I	SC00102627	108.684,18	R$ 293,45
***.123.959-**	4010103655			
EBESON ERENOR ROCHA	AQUARELA I	SC00008664	94.296,96	R$ 254,60
***.860.308-**	4030216021			
EDEMILSON MIGUEL DE JESUS	THIAGO E J	SC00039747	108.684,18	R$ 293,45

***.995.369**	4010555785			
EDEMILSON MIGUEL DE JESUS	THIAGO EJ I	SC00010647	185.907,15	R$ 501,95
***.995.369**	4010138165			
EDEMILSON MIGUEL DE JESUS	THIAGO EJ II	SC00145581	243.109,35	R$ 656,40
***.995.369**	4430112886			
EDILIAMAR DE FREITAS LIMA	KEILA L	SC00009040	108.684,18	R$ 293,45
***.715.619**	4010209445			
EDISSE MARIA LOBO AUTH	EDSON MATHEUS I	SC00008826	104.905,37	R$ 283,24
***.468.699**	4430063656			
EDUARDO ALVES DO NASCIMENTO	ALCATRAZ I	SC00009174	185.907,15	R$ 501,95
***.452.498**	4010544104			
EDUARDO ALVES DO NASCIMENTO	UNIÃO PERFEITA	RJ00038577	205.927,92	R$ 556,01
***.452.498**	4010189541			
EDUARDO GONÇALVES COSTA AMARAL	ANA AMARAL I	SC00008650	149.303,52	R$ 403,12
***.928.177**	4430111561			
ELAINE ELISABETE CALDEIRA	REI DO UNIVERSO C	SC00263624	102.963,96	R$ 278,00
***.478.489**	4430491054			
ELIANA IDALETE LOURENÇO MARQUES	AGUIA Nº 1	SC00010981	102.155,04	R$ 275,82
***.074.219**	4430085781			
ELIAS CANTENOR TEIXEIRA	DONA NILDA II	SC00009646	65.782,53	R$ 177,61
***.814.159**	4430108978			
ELISANGELA MARIA DOS SANTOS DA SILVA	VÔ MARZINHO	RS00005656	113.942,16	R$ 307,64
***.576.689**	4430116458			
ELIZANE TEIXEIRA CALDEIRA	PORTO RICO G	RS00250347	102.963,96	R$ 278,00
***.972.229**	4040076541			
ELIZANE TEIXEIRA CALDEIRA	PORTO RICO S	SC00009018	65.782,53	R$ 177,61
***.972.229**	4430076367			
ELZA MARIA BENTO	REI DE BELÉM II	SC00038477	65.782,53	R$ 177,61
***.668.699**	4430082413			
ERICO HELIO DA SILVA	ASTRO REI S	SC00037505	141.445,44	R$ 381,90
***.577.809**	4430091790			
ESPÓLIO DE GENNARO PERCIAVALLE	AGUIA DOURADA III	SC00101969	70.260,48	R$ 189,70
***.906.718**	4430081123			
ESPÓLIO DE GENNARO PERCIAVALLE	AGUIA DOURADA IX	SC00008614	155.312,64	R$ 419,34
***.906.718**	4430091641			
ESPÓLIO DE GENNARO PERCIAVALLE	AGUIA DOURADA VII	SC00008628	188.593,92	R$ 509,20
***.906.718**	4430091544			
ESPÓLIO DE GENNARO PERCIAVALLE	AGUIA DOURADA XI	SC00101977	129.427,20	R$ 349,45
***.906.718**	4430097038			
ESPÓLIO DE GENNARO PERCIAVALLE	AGUIA DOURADA XII	SC00008636	188.593,92	R$ 509,20
***.906.718**	4430107017			
ESPÓLIO DE GENNARO PERCIAVALLE	AGUIA DOURADA XVI	SC00010907	303.969,02	R$ 820,72
***.906.718**	4430121044			
ESPÓLIO DE GENNARO PERCIAVALLE	GOLDEN EAGLE X	SC00041134	166.984,20	R$ 450,86
***.906.718**	210227036			
ESPÓLIO DE GENNARO PERCIAVALLE	GOLDEN EAGLE XI	SC00041168	229.952,84	R$ 620,87
***.906.718**	210226251			
ESPÓLIO DE GENNARO PERCIAVALLE	ÁGUIA DOURADA XVII	SC00115608	166.406,40	R$ 449,30
***.906.718**	4430477990			
EVALDO VICENTE BENTO	REI DAVID VI	SC00010527	77.794,99	R$ 210,05
***.136.458**	4430091625			
FABIANO ERICO CECCATO	MARILIA III	SC00012629	120.182,40	R$ 324,49
***.183.139**	4430091285			
FABIO ISLEB DOS SANTOS E OUTRO	JOEL SANTOS	SC00199756	110.013,12	R$ 297,04
***.311.289**	4430482870			
FABIO ISLEB DOS SANTOS E OUTRO	JOEL SANTOS II	SC00295829	157.161,60	R$ 424,34
***.311.289**	4430490104			
FABIO JOSE DE MENEZES	HERÓIS DA FÉ	SC00008698	79.875,07	R$ 215,66
***.483.448**	4430121079			
FABRIZZIO DE SOUZA PERCIAVALLE	THUNNUS II	SC00012915	157.161,60	R$ 424,34
***.438.469**	4010588209			
FELIPE DE SOUZA PERCIAVALLE	THUNNUS III	SC00008938	188.593,92	R$ 509,20
***.057.439**	4430091536			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	ADOLPHO JOSE	SC00008600	252.937,73	R$ 682,93
***013.491/0001**	4430096830			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA III	SC00011955	157.161,60	R$ 424,34
***013.491/0001**	4430091781			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA IX	SC00012977	114.635,52	R$ 309,52
***013.491/0001**	4430079251			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA X	SC00012465	107.239,68	R$ 289,55
***013.491/0001**	4430071055			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA XIII	SC00013077	107.239,68	R$ 289,55
***013.491/0001**	4430079269			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA XV	SC00012951	115.005,31	R$ 310,51
***013.491/0001**	4430079285			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA XVIII	SC00008718	177.500,16	R$ 479,25
***013.491/0001**	4430090921			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA XXI	SC00008720	196.137,68	R$ 529,57
***013.491/0001**	4430103453			

FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA XXIII	SC00013057	136.823,04	R$ 369,42
***013.491/0001**	4430090556			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA XXV	SC00008748	244.062,72	R$ 658,97
***013.491/0001**	4430110565			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA XXVI	SC00035807	247.760,64	R$ 668,95
***013.491/0001**	4430480222			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA XXVII	SC00222054	277.344,00	R$ 748,83
***013.491/0001**	4430488517			
FEMEPE CAPTURA COMERCIO E INDUSTRIA DE PESCADOS LTDA	FERREIRA XXVIII	SC00010931	266.250,24	R$ 718,88
***013.491/0001**	4430122890			
FERNANDA PINTO VAZ DA SILVA	VITORIA FILHA II	RS00167117	110.013,12	R$ 297,04
***.115.820**	4610105306			
FLORENCIA MARIA ROCHA	DONA FLOR	SC00177228	141.445,44	R$ 381,90
***.281.079**	4430480982			
FLORENCIA MARIA ROCHA	DONA FLOR F	SC00011177	157.161,60	R$ 424,34
***.281.079**	4430114153			
FLORENCIA MARIA ROCHA	DONA FLOR F2	SC00040456	125.729,28	R$ 339,47
***.281.079**	4430115451			
FLORENCIA MARIA ROCHA	DONA FLOR FI	SP00037921	191.627,37	R$ 517,39
***.281.079**	4030078613			
FLORIPA CALDEIRA CIPRIANO	CELEIRO DE DEUS	SC00009348	65.782,53	R$ 177,61
***.145.778**	4430063231			
GAVIÃO PESCADOR TRANSPORTES LTDA ME	GAVIÃO PESCADOR III	SC00013217	221.875,20	R$ 599,06
***403.389/0001**	4430474303			
GENARIO CARDOZO ALVES	DOM HEBER G	SC00315158	84.312,58	R$ 227,64
***.564.057-44**	4430497095			
GIOVANI ANDRIANI	CAPITÃO THOR	SC00010255	214.508,25	R$ 579,17
***.256.528**	3810229920			
GIOVANI ANDRIANI	IRON MAN I	SC00009336	185.907,15	R$ 501,95
***.256.528**	4430041644			
GIOVANI ANDRIANI	PEROLA NEGRA A	SC00009244	185.907,15	R$ 501,95
***.256.528**	4010189835			
GIOVANI ANDRIANI	SIRIEMA IV	SC00038589	214.508,25	R$ 579,17
***.256.528**	4010745843			
GIOVANI ANDRIANI	VO SILVESTRE III	SC00010875	183.047,04	R$ 494,23
***.256.528**	4430112207			
GIOVANNI PERCIAVALLE	ALALUNGA III	SC00008946	168.625,15	R$ 455,29
***.142.078**	4430091668			
GIOVANNI PERCIAVALLE	ALALUNGA IV	SC00008958	188.593,92	R$ 509,20
***.142.078**	4430101574			
GIOVANNI PERCIAVALLE	ALALUNGA V	SC00008960	266.250,24	R$ 718,88
***.142.078**	4610036762			
GIOVANNI PERCIAVALLE	ALALUNGA VIII	SC00301311	284.000,26	R$ 766,80
***.142.078**	4430492590			
GUILHERMINA MARIA DE SOUZA RODRIGUES	ALTO MAR IV	SC00041308	133.125,12	R$ 359,44
***.056.879**	4430091382			
GUILHERMINA MARIA DE SOUZA RODRIGUES	ALTO MAR VI	SC00279659	128.687,62	R$ 347,46
***.056.879**	4010368098			
GUSTAVO COTA MARQUES	ARAÇA X	SC00040708	82.509,84	R$ 222,78
***.243.309**	4430112088			
HEITOR ADRIÃO PINHEIRO FILHO	ESTRELA DE KALY I	SC00011239	137.516,40	R$ 371,29
***.008.699**	4430120650			
HILDO MANOEL MARQUES	MATHEUS MARQUES	SC00235327	194.140,80	R$ 524,18
***.391.889**	4430484635			
HIROSHI ABE	Y.ABE	SC00008908	127.693,80	R$ 344,77
***.019.828**	4430104751			
IRENE OSMENIA DOS SANTOS	SERGIO SANTOS	SC00060166	125.729,28	R$ 339,47
***.054.529**	4430116784			
ISAIAS CORDEIRO	CORDEIRO DE DEUS II	SC00009406	102.963,96	R$ 278,00
***.772.339**	4430112738			
ISAQUE ANTONIO ANACLETO	ISABELA A	SC00038647	108.684,18	R$ 293,45
***.516.069**	4430122539			
ISAQUE ANTONIO ANACLETO	ISAQUE A	SC00211251	102.963,96	R$ 278,00
***.516.069**	4430116482			
ISAQUE ANTONIO ANACLETO	ISAQUE JR	SC00010431	157.306,05	R$ 424,73
***.516.069**	4430091048			
ISAQUE ANTONIO ANACLETO	ISAQUE S	SP00038027	108.684,18	R$ 293,45
***.516.069**	4030204813			
ISAQUE ANTONIO ANACLETO	SONIA A	SC00010729	108.684,18	R$ 293,45
***.516.069**	4430117951			
ISMAEL COELHO	VIVA VIDA C	SC00041358	137.516,40	R$ 371,29
***.378.639**	4430045127			

ISMAEL COELHO	ÁGUA VIVA M	SP00123125	74.134,05	R$ 200,16
***.378.639**	4430110352			
ISMAEL DOMINGOS DOS SANTOS	ALAN II	SC00010919	106.084,08	R$ 286,43
***.521.619**	4010209470			
ISMAEL DOMINGOS DOS SANTOS	ALAN III	SC00010927	117.871,20	R$ 318,25
***.521.619**	4430057311			
ISMAEL DOMINGOS DOS SANTOS	DOMAEL	SC00011201	113.942,16	R$ 307,64
***.521.619**	3410133704			
ISMAEL DOMINGOS DOS SANTOS	J.W.A. SANTOS	SC00011289	125.729,28	R$ 339,47
***.521.619**	4430115699			
ISMAEL DOMINGOS DOS SANTOS	VO MAEL	SC00011491	125.729,28	R$ 339,47
***.521.619**	4430116652			
ISMAEL DOMINGOS DOS SANTOS	WILLIAN SANTOS	SC00011507	113.942,16	R$ 307,64
***.521.619**	4430112592			
JAIR ANTONIO DOS SANTOS FILHO	VÔ GENESIO	SC00162997	117.871,20	R$ 318,25
***.982.449**	4420222883			
JAIRO DA SILVA	LEAO DE JUDA III	SC00041620	97.243,74	R$ 262,56
***.066.427**	4430096856			
JAISON ITAMAR MARCELINO	PRINCIPE DA PAZ J	SC00102107	93.603,60	R$ 252,73
***.596.049**	4430091714			
JAQUELINE DORALICE CALDEIRA LIMA	GIDEONE	SC00080318	154.445,94	R$ 417,00
***.850.809**	4430112177			
JEAN JOSÉ BENTO	BETÂNIA III	SC00039011	108.684,18	R$ 293,45
***.813.649**	4410172808			
JOAO DA SILVEIRA CARDOSO	DRIELLY I	SC00107239	159.750,14	R$ 431,33
***.122.929**	4420000902			
JOAO REINALDO NASCIMENTO	CATARINA N	SC00259627	125.844,84	R$ 339,78
***.716.129**	4430121711			
JOAQUIM FELIPE ANACLETO	DOM JOAQUIM A	SC00009568	243.109,35	R$ 656,40
***.615.339**	210226471			
JOAQUIM FELIPE ANACLETO	DOM LILICO	SC00048828	154.445,94	R$ 417,00
***.615.339**	3410136843			
JOAQUIM FELIPE ANACLETO	DOM SEBASTIÃO A	SC00038077	185.907,15	R$ 501,95
***.615.339**	210190001			
JOAQUIM FELIPE ANACLETO	DONA BEATRIZ	SC00009610	185.907,15	R$ 501,95
***.615.339**	1610050193			
JOAQUIM FELIPE ANACLETO	LAMBARU	SP00002006	185.907,15	R$ 501,95
***.615.339**	1610050631			
JOAQUIM FELIPE ANACLETO	LUZ DA MANHA I	SC00038255	243.109,35	R$ 656,40
***.615.339**	210168641			
JOAQUIM FELIPE ANACLETO	TROVÃO A	SC00038621	166.458,40	R$ 449,44
***.615.339**	4010555581			
JONAS JOSUÉ DA COSTA	JOSEANE JJ	SC00038135	108.684,18	R$ 293,45
***.321.269**	4430076944			
JORAN ARISTIDES BALTAZAR	MAR DO ARVOREDO	SC00011367	127.693,80	R$ 344,77
***.114.009**	4410137301			
JOSE AUGUSTO DE CASTRO	BRISA C	SC00188547	80.545,32	R$ 217,47
***.608.597**	4010122650			
JOSE AUGUSTO DE CASTRO	JOSE AUGUSTO IV	SC00013151	118.333,44	R$ 319,50
***.608.597**	3810072940			
JOSE AUGUSTO DE CASTRO	KOPESCA IV	SC00010051	127.693,80	R$ 344,77
***.608.597**	4430090009			
JOSE FONSECA	ROSA BRANCA I	SC00011429	117.871,20	R$ 318,25
***.537.279**	4430099871			
JOSE FONSECA	ROSA MISTICA F	RS00170246	127.693,80	R$ 344,77
***.537.279**	4430476977			
JOSE FONSECA	ROSA MISTICA M	SC00008868	117.871,20	R$ 318,25
***.537.279**	3820085718			
JOSE GILVANIO BARRETO	SEIVAL III	SC00013197	88.750,08	R$ 239,63
***.978.155**	4450055331			
JOSE SANCHO NETO	WILLIAM S	SC00108097	65.782,53	R$ 177,61
***.543.669**	4430076677			
JOSEANE CLAIR DE SOUZA DA COSTA	JOSEANE J	SC00038609	102.963,96	R$ 278,00
***.494.309**	4430103763			
JOSEANE CLAIR DE SOUZA DA COSTA	JOSEANE JJJ	SC00010237	102.963,96	R$ 278,00
***.494.309**	4010048701			
JOSIMAR MIGUEL DE SOUZA E OUTRO	ELANDIO MJ	SC00237421	102.963,96	R$ 278,00
***.071.339**	4430484198			
JOSÉ ANTÔNIO DOS SANTOS	ASTRO SOL I	SC00011037	113.942,16	R$ 307,64
***.724.389**	4430119911			
JOSÉ CARLOS DA SILVA	CARLOS BRUNO	SC00011099	113.942,16	R$ 307,64
***.450.489**	4430114111			
JOSÉ CARLOS DA SILVA	DIEGO J	SC00009498	102.963,96	R$ 278,00
***.249.568**	4430116776			
JOSÉ CARLOS DA SILVA	DIEGO J I	SC00009504	85.803,30	R$ 231,67
***.249.568**	4430123331			
JOSÉ CARLOS DA SILVA	DIEGO J III	SC00038237	125.844,84	R$ 339,78
***.249.568**	4430122997			
JOSÉ CARLOS FERREIRA	FERREIRA XIV	SC00013069	107.239,68	R$ 289,55
***.450.359**	4430079277			

JOSÉ CARLOS MARCELINO	DOM JOSÉ M	SC00038051	217.368,36	R$ 586,89
***.850.988**	4430046417			
JOSÉ CARLOS MARCELINO	MARASTRAL I	SC00010229	171.606,60	R$ 463,34
***.850.988**	4430067341			
JOSÉ CONCA OTERO	TRIMAR XVI	SP00255219	236.666,88	R$ 639,00
***.024.908**	4430487898			
JOSÉ CONCA OTERO	TRIMAR XVII	SP00255207	221.875,20	R$ 599,06
***.024.908**	4430489009			
JOSÉ CONCA OTERO	TRIMAR XVIII	SP00297807	221.875,20	R$ 599,06
***.024.908**	4430494754			
JOÃO CARLOS DOS SANTOS	IZAVANA	SC00008768	98.226,00	R$ 265,21
***.196.979**	4430112622			
JOÃO CARLOS INACIO	REI DA GALILEIA IV	SC00038445	65.782,53	R$ 177,61
***.661.369**	4430009244			
JOÃO CARLOS INACIO	REI DA GALILEIA VI	SC00038457	102.963,96	R$ 278,00
***.661.369**	4430138371			
JOÃO JOVENTINO DOS SANTOS	DOM HENRIQUE IV	SC00095867	106.084,08	R$ 286,43
***.824.359**	4430475211			
JUCÉLIA FERREIRA	FERREIRA XVI	SC00012947	107.239,68	R$ 289,55
***.359.169**	4430079293			
JULIANO JAIR DOS SANTOS	ELISANGELA SANTOS	SC00055079	125.729,28	R$ 339,47
***.873.699**	4430109117			
JULIO CESAR DOS SANTOS	JEAN CARLOS I-S	SC00007758	113.942,16	R$ 307,64
***.984.309**	4430113670			
LAURENO PAULO SCHUFER	VO DEM	SC00009004	70.260,48	R$ 189,70
***.553.419**	4430053332			
LAURENO PAULO SCHUFER	VO DEM I	SC00313378	137.562,62	R$ 371,42
***.553.419**	4430493936			
LAURENO PAULO SCHUFER	VO DEM II	SC00203304	137.516,40	R$ 371,29
***.553.419**	4010107103			
LILIAN LUCI COSTA	ALIANÇA JB	SC00009850	183.047,04	R$ 494,23
***.724.449**	4010550406			
LINO LAURO DA SILVA	CAPITÃO LAURO	SC00038481	111.544,29	R$ 301,17
***.367.549**	4010588268			
LINO LAURO DA SILVA	COSTA ESMERALDA L	SC00011145	113.942,16	R$ 307,64
***.367.549**	4430113165			
LUCAS OMAR MACCAGNAN LEARDINI	BALI J	SC00325537	165.886,38	R$ 447,89
***.860.379**	4418890297			
LUCAS OMAR MACCAGNAN LEARDINI	BALI JJ	SC00047008	165.886,38	R$ 447,89
***.860.379**	4418890289			
LUCAS OMAR MACCAGNAN LEARDINI	LEARDINI IV	SC00010077	214.508,25	R$ 579,17
***.860.379**	4010588446			
LUCAS OMAR MACCAGNAN LEARDINI	LEARDINI VII	SC00010089	343.213,20	R$ 926,68
***.860.379**	4010588195			
LUCAS OMAR MACCAGNAN LEARDINI	ULUWATU I	SC00009948	214.508,25	R$ 579,17
***.860.379**	4430091455			
LUCAS OMAR MACCAGNAN LEARDINI	ULUWATU II	SC00010837	214.508,25	R$ 579,17
***.860.379**	4430091463			
LUCIANA CIPRIANO DE LIMA	MENSAGEIRO DO MAR	SP00158268	95.527,67	R$ 257,92
***.918.948**	4030166253			
LUCIANA CIPRIANO DE LIMA	MENSAGEIRO DO MAR I	SC00010287	65.782,53	R$ 177,61
***.918.948**	4430053731			
LUCIANA CIPRIANO DE LIMA	MENSAGEIRO DO MAR III	SC00086906	65.782,53	R$ 177,61
***.918.948**	4010058188			
LUCIANA CIPRIANO DE LIMA	MENSAGEIRO DO MAR IV	RJ00003720	102.963,96	R$ 278,00
***.918.948**	3810447048			
LUCIANO PAULO DOS SANTOS	IAN CARLOS	SC00041958	127.693,80	R$ 344,77
***.063.629**	4010287471			
LUCIANO PAULO DOS SANTOS	IAN CARLOS S	SC00220598	165.019,68	R$ 445,55
***.063.629**	4430485071			
LUIS ANDERSON DA COSTA	LEANDRO E LUIS C	SC00013147	221.875,20	R$ 599,06
***.001.419**	4430473447			
LUIS ANDERSON DA COSTA	PRIMAVERA XVIII	SC00012167	123.880,32	R$ 334,48
***.001.419**	4430091064			
LUIZ ALBERTO MARQUES	FELIPE MARQUES	SC00012691	151.244,93	R$ 408,36
***.023.039**	4430123225			
LUIZ ALBERTO MARQUES	O PRINCIPIO	SC00154244	80.083,08	R$ 216,22
***.023.039**	4420222808			
LUIZ MACHADO	DELMAR NORTE XI	PA00000648	214.508,25	R$ 579,17
***.951.122**	1610039912			
LUIZ MACHADO	MISS EDNA	PA00001278	214.508,25	R$ 579,17
***.951.122**	210183004			
LUIZ MACHADO	SALDANHA DA GAMA	PA00001678	214.508,25	R$ 579,17
***.951.122**	210183152			
MANOEL ARARIBA	BOA FÉ M	SC00009828	79.875,07	R$ 215,66
***.854.827**	4430118060			
MANOEL JOAQUIM DOMINGOS	MESTRE DOCA I	SC00011371	137.516,40	R$ 371,29
***.447.509**	4430107416			

MANOEL SILVESTRE MARQUES	AGUIA DO MAR V	SC00010969	65.614,97	R$ 177,16
***.320.119**	4430110867			
MANOEL SILVESTRE MARQUES	MARCOS FELIPE II	SC00011511	74.651,76	R$ 201,56
***.320.119**	4430117748			
MANOEL TARCILIO PINHEIRO	STELA MARIS III	SC00011467	125.729,28	R$ 339,47
***.123.149**	4430114595			
MARCELO CORDEIRO	MANOEL CORDEIRO	SC00010171	102.963,96	R$ 278,00
***.680.839**	4430111481			
MARCELO DERUNGS EUZEBIO	ANDERSON F	RS00039367	78.580,80	R$ 212,17
***.808.279**	4610102200			
MARCELO DERUNGS EUZEBIO	JOB NETO I	SC00011265	78.580,80	R$ 212,17
***.808.279**	4610096676			
MARCELO DERUNGS EUZEBIO	JULIA M	SC00011455	78.580,80	R$ 212,17
***.808.279**	4430114102			
MARCELO MIGUEL DE SOUZA	BETEL MJ	SC00038617	102.963,96	R$ 278,00
***.148.609**	4430110859			
MARCELO MIGUEL DE SOUZA	JOSEANE MJ	SC00009998	102.963,96	R$ 278,00
***.148.609**	4430111499			
MARCIA ELIANE BOTTINI BARROS	BOTTINI MAR	SC00009328	185.907,15	R$ 501,95
***.078.789**	3810230413			
MARCIA OLINDINA DOS SANTOS	GABRIEL C	SC00011247	113.942,16	R$ 307,64
***.983.179**	4430114587			
MARCIA ROSANIA FLORES CALDEIRA	LUZ DA AURORA	SC00010027	90.379,48	R$ 244,02
***.321.009**	4430116792			
MARCIA ROSANIA FLORES CALDEIRA	LUZ DA VIDA S	SC00039169	80.083,08	R$ 216,22
***.321.009**	4430119163			
MARCIAL CUNHA NOVAS	ATLANTA II	SC00058287	111.544,29	R$ 301,17
***.351.578**	4010588489			
MARCIAL CUNHA NOVAS	ATLANTA III M	SC00038671	185.907,15	R$ 501,95
***.351.578**	4010447168			
MARCIAL CUNHA NOVAS	NOVA CONQUISTA	SC00038337	185.907,15	R$ 501,95
***.351.578**	3810205311			
MARCINEI MAURINO DO NASCIMENTO	JERUSALEM M	SC00081456	108.684,18	R$ 293,45
***.429.909**	4430068003			
MARCIO ALCIDES MONTEIRO	AQUARIUS S	RJ00003946	94.296,96	R$ 254,60
***.195.389**	4010116901			
MARCO AUGUSTO ONISHI	PRIMAVERA XIV	SC00037471	211.648,14	R$ 571,45
***.099.448**	4430086923			
MARCO AUGUSTO ONISHI	PRIMAVERA XV	SC00010481	157.306,05	R$ 424,73
***.099.448**	4430091196			
MARCO AURÉLIO DA CUNHA	CUNHAMAR II	SC00009434	217.368,36	R$ 586,89
***.268.969**	4010191279			
MARCO AURÉLIO DA CUNHA	CUNHAMAR III	SC00069148	185.907,15	R$ 501,95
***.268.969**	4430080305			
MARCOS ANTÔNIO PEIXOTO DA FONSECA	ABENÇOADO A	RJ00225738	47.148,48	R$ 127,30
***.275.927**	3820086331			
MARCOS ANTÔNIO PEIXOTO DA FONSECA	LEIXÕES I	SC00128781	140.520,96	R$ 379,41
***.275.927**	4430119767			
MARCOS ANTÔNIO PEIXOTO DA FONSECA	MAR E MAR PESCA	RJ00129671	107.239,68	R$ 289,55
***.275.927**	4430115915			
MARCOS ANTÔNIO PEIXOTO DA FONSECA	MARCOS ANTONIO F	SC00012567	157.161,60	R$ 424,34
***.275.927**	4430100594			
MARCOS ANTÔNIO PEIXOTO DA FONSECA	VIVIANE F	SC00037497	177.500,16	R$ 479,25
***.275.927**	4430111022			
MARCOS ANTÔNIO PEIXOTO DA FONSECA	YAGOPESCA F	RJ00012845	133.125,12	R$ 359,44
***.275.927**	4430043949			
MARCOS AURELIO DA SILVA	DOM MARCU S	SC00013285	140.520,96	R$ 379,41
***.943.009**	4430117721			
MARCOS VINICIUS DOS SANTOS	AMANDA SANTOS	SC00010995	125.729,28	R$ 339,47
***.979.069**	4430115346			
MARGARETH MENEZES	MENEZES F	SC00012369	140.520,96	R$ 379,41
***.187.427**	3840074398			
MARIA APARECIDA DE SOUZA SILVA	MARIA CRISTINA IS	SC00010267	91.523,52	R$ 247,11
***.211.399**	4430117802			
MARIA DA GLORIA FRANCISCO PEREIRA	REI DA GLORIA G	SC00009878	108.684,18	R$ 293,45
***.636.939**	4430115311			
MARIA IVANI PERCIAVALLE	AZTECA III	SC00320119	74.258,86	R$ 200,50
***.416.049**	4430498407			
MARIA IVANI PERCIAVALLE	DOM BERNARDO	SC00239429	76.616,28	R$ 206,86
***.416.049**	4430491810			
MARIA IVANI PERCIAVALLE	JALISCO	SC00325289	79.875,07	R$ 215,66
***.416.049**	4430498792			
MARIA IVANI PERCIAVALLE	JOÃO VICTOR IV	SC00239437	104.905,37	R$ 283,24
***.416.049**	4430490660			
MARIA IZABEL DA COSTA NEVES	ESTRELA GUIA CN	SC00037435	185.907,15	R$ 501,95
***.712.609**	4010216956			
MARLON MARQUES DE SOUSA	DONA ANA L	SC00226804	118.408,55	R$ 319,70
***.588.629**	4430118345			
MATEUS CORDEIRO	DANIEL BERG II	SC00038039	97.243,74	R$ 262,56
***.936.189**	4430111332			

MAURICIO SHIGASI	TATIANA F
***.621.628**	4430105464
MIRIAM AMORIM	MAGOS DO ORIENTE C
***.557.809**	4430481938
MIRIAN SALVALAGIO MARQUES	CAPITÃO SILVESTRE
***.689.879**	4610101092
NEIVA MARIA FAÉ	MISTER DAVID
***.670.449**	4430484180
NEREU RAMOS CALDEIRA	ELISABETE NEREU
***.426.019**	4430119660
NEREU RAMOS CALDEIRA	NEREU RAMOS I
***.426.019**	4430124159
NEREU RAMOS CALDEIRA	NEREU RAMOS II
***.426.019**	4030156550
NEURY ANTÔNIO CALDEIRA	BOA VIDA C
***.432.179**	4010610875
NEURY ANTÔNIO CALDEIRA	BOA VIDA III
***.432.179**	4430109036
NEURY ANTÔNIO CALDEIRA	NAF
***.432.179**	4430111341
NEURY ANTÔNIO CALDEIRA	NOVA VIDA V
***.432.179**	4430111430
NEURY ANTÔNIO CALDEIRA	VIDA BOA
***.432.179**	4430088985
NEURY ANTÔNIO CALDEIRA	VIDA BOA I
***.432.179**	4430109915
NEURY ANTÔNIO CALDEIRA	VIDA NOVA I
***.432.179**	4030213057
NICACIO HERMOGENES APARICIO JUNIOR	CORDEIRO DE DEUS J
***.063.449**	4430112878
NICACIO HERMOGENES APARICIO JUNIOR	GUNNAR VINGREN
***.063.449**	4010143614
NICACIO HERMOGENES APARICIO JUNIOR	GUNNAR VINGREN III
***.063.449**	4430117098
NICACIO HERMOGENES APARICIO JUNIOR	VO NICACIO I
***.063.449**	3810009954
NICACIO HERMOGENES APARICIO JUNIOR	VO NICACIO III
***.063.449**	4010132736
NICACIO HERMOGENES APARICIO JUNIOR	VÔ NICACIO
***.063.449**	4610075334
NICACIO HERMOGENES APARICIO JUNIOR	VÔ NICACIO II
***.063.449**	3860009788
OBERDAN VALDECI CUSTÓDIO	ANA CLARA II
***.486.029**	4420116307
ORACI JOSE MARTINS	IMPERIAL C
***.662.869**	4010555564
ORACI JOSE MARTINS	NINO MARTINS
***.662.869**	4010127431
ORACI JOSE MARTINS	NINO MARTINS II
***.662.869**	1610054679
ORLANDO FERREIRA	MARILIA I A
***.719.209**	4430082677
OSMAR DOS SANTOS FILHO	ADRIANO SANTOS
***.658.469**	4430110590
OSMAR DOS SANTOS FILHO	DONA LOURDES I
***.658.469**	4430112975
OSMAR DOS SANTOS FILHO	OSMAR SANTOS
***.658.469**	4430114579
OSMAR LUIZ MONTAGNA	OSMAR LUIZ M
***.290.429**	4430111502
PEDRO ANDRIANI	CUNHAMAR I
***.877.908**	4010588501
PEDRO PEREIRA	REI DA GLORIA I
***.542.159**	4430118884
PEDRO PEREIRA	REI DA GLORIA II
***.542.159**	4430123128
RAUL CLEMENTE CALDAS NETO	EMANUEL C
***.114.619**	4430121052
REGIANE MARIA CALDEIRA DOS SANTOS	BELO MAR R
***.504.979**	4430116814
REGINA CARVALHO DE OLIVEIRA DE LIMA	ROSA DE SARON L
***.247.719**	4010450037
REGINALDO ABELARDO PINHEIRO	ADRIANA PINHEIRO
***.642.259**	4410106180
REGINALDO ABELARDO PINHEIRO	BRIDA PINHEIRO
***.642.259**	4410106198
REGINALDO ABELARDO PINHEIRO	JOAQUIM PINHEIRO
***.642.259**	4010588306

SC00013127	157.161,60	R$ 424,34
SC00187005	108.684,18	R$ 293,45
RS00039289	78.580,80	R$ 212,17
SC00237435	65.782,53	R$ 177,61
SC00038407	91.523,52	R$ 247,11
SC00225568	102.963,96	R$ 278,00
SP00038325	102.963,96	R$ 278,00
SP00113708	102.963,96	R$ 278,00
SC00009294	108.684,18	R$ 293,45
SC00010349	113.942,16	R$ 307,64
SC00010375	108.684,18	R$ 293,45
SP00113728	102.963,96	R$ 278,00
SC00010849	108.684,18	R$ 293,45
SC00010857	97.243,74	R$ 262,56
SC00011131	106.084,08	R$ 286,43
RS00047848	127.693,80	R$ 344,77
SC00011251	113.942,16	R$ 307,64
RJ00003256	125.844,84	R$ 339,78
SC00195124	194.487,48	R$ 525,12
RS00039297	148.725,72	R$ 401,56
RJ00061760	97.243,74	R$ 262,56
SP00004998	125.844,84	R$ 339,78
SC00039727	171.606,60	R$ 463,34
SP00003960	185.907,15	R$ 501,95
SC00038047	205.927,92	R$ 556,01
SC00012641	120.182,40	R$ 324,49
SC00010957	104.905,37	R$ 283,24
SC00011227	113.942,16	R$ 307,64
SC00011385	113.942,16	R$ 307,64
SC00041466	171.606,60	R$ 463,34
SC00044840	203.067,81	R$ 548,28
SC00010501	148.725,72	R$ 401,56
SC00038469	97.243,74	R$ 262,56
SC00053071	110.013,12	R$ 297,04
SC00062854	152.729,87	R$ 412,37
SP00083778	108.684,18	R$ 293,45
SC00040608	200.207,70	R$ 540,56
SC00040624	200.207,70	R$ 540,56
SC00009624	171.606,60	R$ 463,34

REGINALDO ABELARDO PINHEIRO	SAGA DE VIKING	SC00010685	214.508,25	R$ 579,17
***.642.259**	4010588527			
REGINALDO ABELARDO PINHEIRO	SUNNY DAY	SC00038597	87.519,37	R$ 236,30
***.642.259**	4430059047			
RENATA CIPRIANO	MAIS Q. VENCEDOR	SC00009068	65.782,53	R$ 177,61
***.250.049**	4430062765			
RENATO ADEMAR GONÇALVES	DOM ERNESTO II	SC00009188	133.853,15	R$ 361,40
***.158.429**	4430116083			
RENATO ADEMAR GONÇALVES	SANTA PAULINA FG	SC00142515	171.606,60	R$ 463,34
***.158.429**	4010807571			
RENATO ADEMAR GONÇALVES	SANTA PAULINA G H	SC00038419	165.886,38	R$ 447,89
***.158.429**	4430084912			
RENATO ADEMAR GONÇALVES	SANTA TEREZINHA 5	SC00101167	108.684,18	R$ 293,45
***.158.429**	4010207701			
RENATO ADEMAR GONÇALVES	SANTA TEREZINHA 6	SC00038241	148.725,72	R$ 401,56
***.158.429**	4430112746			
RENATO RENOR CALDEIRA	PORTO RICO R	SC00010427	108.684,18	R$ 293,45
***.901.139**	4420131853			
RENATO RENOR CALDEIRA	PORTO RICO X	SC00009350	185.907,15	R$ 501,95
***.901.139**	4010193271			
RENOR SEBASTIÃO CALDEIRA	MAR BELO C	SC00220018	143.005,50	R$ 386,11
***.823.819**	4030213146			
RODRIGO CORDEIRO	CIGANO DO MAR II	SC00009364	165.886,38	R$ 447,89
***.554.838**	4010218304			
RODRIGO CORDEIRO	JONI I	SC00009984	171.606,60	R$ 463,34
***.554.838**	4430111464			
RODRIGO CORDEIRO	RONI	SC00010597	171.606,60	R$ 463,34
***.554.838**	4010555556			
ROMARIO JOSE DOS SANTOS	PROMESSA CD	SC00040638	127.693,80	R$ 344,77
***.181.359**	4410121456			
RONILDO AURELIANO DOS SANTOS	MAR CRISTALINO	SC00011347	113.942,16	R$ 307,64
***.729.859**	4430113629			
RONNIE TSAI	MORUMBI II	SP00038311	166.458,40	R$ 449,44
***.141.868**	4010588292			
ROSA MARIA MARTINS ALVES	ROSA MARIA A	SC00010617	165.886,38	R$ 447,89
***.734.829**	4010555441			
ROSA MARIA MARTINS ALVES	ROSA MARIA S	SC00009526	154.445,94	R$ 417,00
***.734.829**	3810205184			
ROSETE RÉGIS	MARIA EDUARDA R	SC00011025	71.901,43	R$ 194,13
***.571.139**	4430119147			
ROSÂNIA CARDOSO FLORES	LUZ DIVINA I	SC00010147	108.684,18	R$ 293,45
***.954.969**	4430119279			
RYUJI FUKUI	DRAGAO F	SP00012249	110.937,60	R$ 299,53
***.538.638**	4010555793			
SALVIO ANTÔNIO CALDEIRA	GLORIA DE DEUS II	SC00009864	85.803,30	R$ 231,67
***.917.329**	4430109541			
SANDRO ABELARDO PINHEIRO	MANUELLA P	SC00231887	152.729,87	R$ 412,37
***.342.809**	4430067261			
SANDRO ABELARDO PINHEIRO	MANUELLA PINHEIRO	SC00147565	166.458,40	R$ 449,44
***.342.809**	4010555629			
SANDRO ABELARDO PINHEIRO	MARCO ANTONIO P	SC00010241	154.445,94	R$ 417,00
***.342.809**	3810204978			
SANDRO ABELARDO PINHEIRO	MARCO ANTONIO PINHEIRO	SC00010887	185.907,15	R$ 501,95
***.342.809**	4430124256			
SARA KISCHENER SEIF	DONA ILVA	SC00299287	94.296,96	R$ 254,60
***.233.219**	4430491747			
SARA KISCHENER SEIF	MARIA CLARA	SC00301337	118.481,36	R$ 319,90
***.233.219**	4410132971			
SERGIO OSMAR DOS SANTOS	BRENDA SANTOS	SC00008678	113.942,16	R$ 307,64
***.658.709**	4430112711			
SEVERIANO JOAO DOS SANTOS	DOM HENRIQUE II	SC00011181	104.905,37	R$ 283,24
***.931.179**	4430105642			
SEVERIANO JOAO DOS SANTOS	DOM HENRIQUE III	SC00011195	113.942,16	R$ 307,64
***.931.179**	4430114005			
SIDNEI ARGINO MONTEIRO	LEÃO II	SC00011335	94.296,96	R$ 254,60
***.369.649**	3810150851			
SILVANA TIAGO DE CARVALHO	ESTRELA DOURADA I	SC00009800	177.326,82	R$ 478,78
***.558.489**	4430093741			
SILVINO DOMINGOS BENTO	ROSAS DE OURO	SC00010621	108.684,18	R$ 293,45
***.583.509**	4010402636			
SILVINO DOMINGOS BENTO	ROSAS DE OURO I	SC00041428	82.943,19	R$ 223,95
***.583.509**	4010237414			
SILVIO DORVAL BENTO	REI DE ISRAEL	SC00010547	102.963,96	R$ 278,00
***.163.749**	4430070504			
SILVIO DORVAL BENTO	REI DE ISRAEL II B	SC00236581	108.684,18	R$ 293,45
***.163.749**	4430485054			
SILVIO ROGER CALDEIRA	CAPITÃO LUCAS	SC00246888	74.651,76	R$ 201,56
***.031.009**	4430489491			
SILVIO ROGER CALDEIRA	SOBRE AS ONDAS	SC00315130	84.312,58	R$ 227,64
***.031.009**	4430493413			

SIMONI DOROTÉA BATISTA	SINUELO DO MAR I	RS00039251	125.729,28	R$ 339,47
***.872.169**	4610096200			
TAIANA ROZIANA MARQUES	ARAÇA V	SC00011011	125.729,28	R$ 339,47
***.626.359**	4430116580			
TANIA CATARINA PONCIANO CORDEIRO	BETAN I	SC00048548	165.886,38	R$ 447,89
***.480.849**	4430089671			
THIAGO GILMAR DE JESUS	ITAPOCOROY I	RS00004300	194.487,48	R$ 525,12
***.922.879**	4010307587			
VALDIR TEIXEIRA FILHO	REI DAS ESTRELAS C	SC00280016	102.963,96	R$ 278,00
***.198.819**	4430491259			
VALMIR FABRICIO PERON	FLORIPA SL 3	SC00102867	74.651,76	R$ 201,56
***.855.339**	4430480273			
VALMIR FABRICIO PERON	PRIMAVERA XVII	RS00005358	165.886,38	R$ 447,89
***.855.339**	4430091056			
VALMIR FABRICIO PERON	VO SILVESTRE I	SC00149207	183.047,04	R$ 494,23
***.855.339**	4430091803			
VALMIR SEBASTIÃO ROSA JÚNIOR	BERNARDINO ROSA	RJ00037971	183.047,04	R$ 494,23
***.126.889**	3810214370			
VANIO MIGUEL SANTOS E OUTRO	MERICIA I	SC00010307	65.782,53	R$ 177,61
***.041.269**	4430071349			
VANIO MIGUEL SANTOS E OUTRO	MERICIA II	SC00010311	74.362,86	R$ 200,78
***.041.269**	4410043005			
VANIO MIGUEL SANTOS E OUTRO	MERICIA IV	SC00104545	152.729,87	R$ 412,37
***.041.269**	4010106450			
VANIO MIGUEL SANTOS E OUTRO	MERICIA V	SC00243328	114.404,40	R$ 308,89
***.041.269**	4430485437			
VILMAR IZIDORIO DA SILVA	LUAN VILMAR	SC00040730	121.800,24	R$ 328,86
***.509.329**	4430112193			
WALMIR LEAL PORTO	ANTONIO PEDRO DOMINGOS	SC00012357	107.239,68	R$ 289,55
***.180.807**	4430079625			
WESTRE DE FREITAS MARQUES	MESTRE DO MARES	SC00107247	86.438,88	R$ 233,38
***.863.727**	4430115664			
WILSON CABRAL	CABRAL VII	SC00013259	203.385,60	R$ 549,14
***.085.719**	4430117772			
WILSON JOSE LOPES DARELLA	IVANDINA DARELLA	SC00013341	221.875,20	R$ 599,06
***.274.269**	4418889523			
WILSON JOSE LOPES DARELLA	MENINO DARELLA	SC00013329	186.375,17	R$ 503,21
***.274.269**	4430081000			
WILSON JOSÉ CORDEIRO	BETAN	SC00009280	183.047,04	R$ 494,23
***.773.109**	4010254912			
WILSON JOSÉ CORDEIRO	TANBE	SC00039739	143.005,50	R$ 386,11
***.773.109**	4010140747			
WILSON JOSÉ CORDEIRO	TANBÉ I	SC00098917	183.047,04	R$ 494,23
***.773.109**	4010588373			
YAGO MENEZES PEIXOTO	YAGO F	SC00013177	126.838,66	R$ 342,46
***.787.477**	4430091528			
TOTAL	391		53.764.363,96	145.163,78

Em Operação no Estado Santa Catarina - SINDICATO DAS INDÚSTRIAS DA PESCA, DOS ARMADORES E DA AQUICULTURA DA GRANDE FLORIANÓPOLIS E SUL CATARINENSE (SINPESCASUL - SC)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
AGNALDO MEDEIROS AGUIAR	LAGUNA	SC00013007	138.672,00	R$ 374,41
***.660.679**	4450085710			
CAIS DO ATLANTICO INDUSTRIA E COMERCIO DE PESCADOS EIRELI	COLUMBUS I	SC00009378	205.927,92	R$ 556,01
***350.944/0001**	4430110239			
CAIS DO ATLANTICO INDUSTRIA E COMERCIO DE PESCADOS EIRELI	COLUMBUS II P	SC00009386	211.648,14	R$ 571,45
***350.944/0001**	4430110581			
CAIS DO ATLANTICO INDUSTRIA E COMERCIO DE PESCADOS EIRELI	MARILIA IV	SC00012617	120.182,40	R$ 324,49
***350.944/0001**	4430091315			
COMÉRCIO DE PESCADOS PALHOÇA LTDA ME	LEALMAR I	SC00045526	181.330,97	R$ 489,59
***383.614/0001**	220030464			
COMÉRCIO DE PESCADOS PALHOÇA LTDA ME	LEALMAR II	SC00045538	243.109,35	R$ 656,40
***383.614/0001**	220031622			
COMÉRCIO DE PESCADOS PALHOÇA LTDA ME	LEALMAR IV	SC00289710	200.207,70	R$ 540,56
***383.614/0001**	4430490465			
COMÉRCIO DE PESCADOS PALHOÇA LTDA ME	TAMY Y	SC00045540	111.544,29	R$ 301,17
***383.614/0001**	4010745967			
COMÉRCIO DE PESCADOS PALHOÇA LTDA ME	TATHI M	SC00045554	111.544,29	R$ 301,17
***383.614/0001**	4010745959			
GILSON MENDONÇA	POLACO II	SC00011359	113.942,16	R$ 307,64
***.541.529**	4430118035			
JARDEL NUNES MENDES E OUTRO	LAGUNA II A	SC00012637	127.578,24	R$ 344,46
***.256.729**	4430091293			
JARDEL NUNES MENDES E OUTRO	SANTO ANTONIO DOS ANJOS IV	SC00040088	137.516,40	R$ 371,29
***.256.729**	4430123021			
JARDEL NUNES MENDES E OUTRO	SANTO ANTONIO DOS ANJOS VI	SC00058085	137.516,40	R$ 371,29

***.256.729**	4430117179			
JARDEL NUNES MENDES E OUTRO	SANTO ANTÔNIO DOS ANJOS III	SC00040068	125.729,28	R$ 339,47
***.256.729**	4430117837			
JARDEL NUNES MENDES E OUTRO	SANTO ANTÔNIO DOS ANJOS V	SC00040090	113.942,16	R$ 307,64
***.256.729**	4430117608			
JOSÉ MANOEL MENDONCA	POLACO	SC00040124	70.722,72	R$ 190,95
551.244.969-91	4450096720			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL III	SC00039979	149.303,52	R$ 403,12
***613.486/0001**	4610074605			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL IV	SC00012807	166.406,40	R$ 449,30
***613.486/0001**	4430090947			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL IX	RS00005374	152.729,87	R$ 412,37
***613.486/0001**	4430091595			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL V	SC00039987	166.458,40	R$ 449,44
***613.486/0001**	4430084394			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL VI	SC00039991	183.047,04	R$ 494,23
***613.486/0001**	4430089663			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL VII	SC00012799	120.182,40	R$ 324,49
***613.486/0001**	4410140558			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL VIII	RS00005360	152.729,87	R$ 412,37
***613.486/0001**	4430091587			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL X	SC00046240	165.886,38	R$ 447,89
***613.486/0001**	4610071240			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XI	SC00040350	165.886,38	R$ 447,89
***613.486/0001**	4610071231			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XII	SC00040018	127.693,80	R$ 344,77
***613.486/0001**	4450085086			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XIII	SC00040364	152.729,87	R$ 412,37
***613.486/0001**	4010449659			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XIV	SC00040378	165.886,38	R$ 447,89
***613.486/0001**	4010555653			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XIX	SC00146801	185.907,15	R$ 501,95
***613.486/0001**	4430091331			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XVII	SC00012787	157.161,60	R$ 424,34
***613.486/0001**	4450095944			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XVIII	SC00146827	185.907,15	R$ 501,95
***613.486/0001**	4430091340			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XX	SC00041170	165.886,38	R$ 447,89
***613.486/0001**	4430083193			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XXI	SC00041198	165.886,38	R$ 447,89
***613.486/0001**	4430083207			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XXII	SC00007746	219.084,43	R$ 591,53
***613.486/0001**	4430095744			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XXIII	SC00007738	217.368,36	R$ 586,89
***613.486/0001**	4430095736			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XXIV	SC00093821	183.047,04	R$ 494,23
***613.486/0001**	4430091251			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XXV	SC00093835	183.047,04	R$ 494,23
***613.486/0001**	4430091269			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DOM MANOEL XXVI	RS00006130	121.800,24	R$ 328,86
***613.486/0001**	4610102561			
LAGO PESCA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	DON MANOEL II	RS00006074	141.445,44	R$ 381,90
***613.486/0001**	4610096561			
MAR AZUL COMERCIO DE PESCADOS LTDA	DONA SANTINA IV	SC00044748	185.907,15	R$ 501,95
***944.779/0001**	4430079242			
MAR AZUL COMERCIO DE PESCADOS LTDA	DONA SANTINA VI	SC00040406	154.445,94	R$ 417,00
***944.779/0001**	4010793121			
MARINA BORGES GONÇALVES	SÃO PEDRO S	SC00038551	185.907,15	R$ 501,95
***.271.089**	4010588519			
PAULO SEZAR CLAUDINO	ALASKA I	SC00009160	211.648,14	R$ 571,45
***.839.449**	4010383135			
PEDRO PAULO MENDES	DONA SANTINA II	SC00009658	171.606,60	R$ 463,34
***.114.499**	4430116610			
PEDRO PAULO MENDES	DONA SANTINA III	SC00012377	140.520,96	R$ 379,41
***.114.499**	3810503479			
SALOMÃO DE ABREU GONÇALVES	J.GONÇALVES VI	SC00041238	286.011,00	R$ 772,23
***.590.459**	4010186887			
SALOMÃO DE ABREU GONÇALVES	VÔ JOÃO G 2	SC00222090	240.364,80	R$ 648,98
***.590.459**	4430487910			
TOTAL	47		7.723.007,68	20.852,12

Em Operação no Estado Santa Catarina - BENEFICIÁRIOS INDIVIDUAIS				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
REGINALDO VIEIRA	LINDAMAR	SC00005120	4.576,18	R$ 12,36
***067408-**	4430056552			
GREGORIO MANOEL DO NASCIMENTO	SOUZA MAR I	SC00120099	6.292,24	R$ 16,99
***438269-**	4420208121			
ELIEL ELIAS VICENTE	TECAO II	SC00042264	10.296,40	R$ 27,80
***900699-**	4430088900			

JEFERSON MARCOS DA SILVA	SAMARA	SC00319310	7.072,27	R$ 19,10
***967049-**	4430492620			
PAULO ROBERTO DO NASCIMENTO	MILES	SC00104115	10.296,40	R$ 27,80
***449979-**	4430048924			
JOSÉ ARLINDO DA SILVA	UNIDOS VENCEREMOS	SC00042248	25.740,99	R$ 69,50
***627939-**	4430108161			
PAULO CARDOSO DA SILVA	CLEIDE	SC00120371	5.148,20	R$ 13,90
***010899-**	4430120323			
PEDRO FRANCISCO RODRIGUES	CAMILA I	SC00005550	5.720,22	R$ 15,44
***327919-**	4430110654			
MOACIR DE FREITAS	DOM MORAIS II	SC00005634	12.584,48	R$ 33,98
***333809-**	4430115320			
DARCI SENHORINHA MONTEIRO DO PRADO	SOL NASCENTE II	SC00068406	8.643,89	R$ 23,34
***183369-**	4420222158			
RUBEM CLAUDINO JACINTO	MAGNA	SC00085284	6.292,24	R$ 16,99
***136209-**	4430109249			
WAGNER MARIA DE JESUS	DEUS PROVERÁ I	SC00047546	12.584,48	R$ 33,98
***095509-**	4430114404			
IVAN MARIA DE JESUS	ARUANA	SC00041396	10.296,40	R$ 27,80
***143049-**	4430109150			
EDINIS APARECIDA DA SILVA	PRETA	SC00073607	34.321,32	R$ 92,67
***426819-**	4420184515			
REGINALDO DA SILVA	UNIDOS VENCEREMOS I	SC00059475	51.077,52	R$ 137,91
***808439-**	4430122083			
LUCIMAR MANOEL GARCIA	MENSAGEIRO DA PAZ	SC00047940	34.321,32	R$ 92,67
***173959-**	4211462181			
SANDRO ROBERTO BATISTA	REI DO MAR I	SC00059487	12.584,48	R$ 33,98
***449629-**	4430475181			
LUCIANO MANOEL GARCIA	VITOR GABRIEL	SC00047988	25.740,99	R$ 69,50
***659239-**	4430067546			
PATRICIA APARECIDA MAIA GARCIA	VITOR GABRIEL G	SC00062910	5.720,22	R$ 15,44
***721749-**	4430059004			
JOÃO MANOEL DOS SANTOS	JOAO PAULO I	SC00077647	18.876,73	R$ 50,97
***514739-**	4010469021			
VENESIO DA SILVA	GABRIEL	SC00007710	12.584,48	R$ 33,98
***717639-**	4430070326			
FILIPE ANTONIO DA SILVA	ISABELLA S	SC00069726	12.584,48	R$ 33,98
***600959-**	4430102082			
TOTAL	22		333.355,93	R$ 900,06

Em Operação no Estado Rio Grande do Sul - SINDICATO DA INDUSTRIA DA PESCA, DOCES E CONSERVAS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL (SINDIPESCA - RS)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
AMERICO DA SILVA FARIAS	DOM PEDRO I	RS00039157	78.580,80	R$ 212,17
***546720-**	4430080518			
CAIS DO ATLANTICO INDUSTRIA E COMERCIO DE PESCADOS EIRELI	FLIPPER IX	RS00008544	165.886,38	R$ 447,89
***50944/0001-**	4430095892			
CAIS DO ATLANTICO INDUSTRIA E COMERCIO DE PESCADOS EIRELI	FLIPPER V - N	RS00008558	151.585,83	R$ 409,28
***50944/0001-**	4430085579			
CAIS DO ATLANTICO INDUSTRIA E COMERCIO DE PESCADOS EIRELI	FLIPPER VI - N	RS00008566	200.207,70	R$ 540,56
***50944/0001-**	4410149091			
CAIS DO ATLANTICO INDUSTRIA E COMERCIO DE PESCADOS EIRELI	FLIPPER VII	SC00045498	117.871,20	R$ 318,25
***50944/0001-**	4610096544			
CAIS DO ATLANTICO INDUSTRIA E COMERCIO DE PESCADOS EIRELI	FLIPPER X	RS00008578	165.886,38	R$ 447,89
***50944/0001-**	4430095906			
CAIS DO ATLANTICO INDUSTRIA E COMERCIO DE PESCADOS EIRELI	FLIPPER XVI	SC00137324	141.445,44	R$ 381,90
***50944/0001-**	4451113075			
INDUSTRIAS ALIMENTICIAS LEAL SANTOS LTDA	DELFIM	RS00005726	270.687,74	R$ 730,86
***99844/0001-**	4610036771			
INDUSTRIAS ALIMENTICIAS LEAL SANTOS LTDA	ESPADA	RS00005738	239.625,22	R$ 646,99
***99844/0001-**	4610037033			
INDUSTRIAS ALIMENTICIAS LEAL SANTOS LTDA	KATSUSHIO MARU 5	RS00005888	576.875,52	R$ 1.557,56
***99844/0001-**	4610083566			
INDUSTRIAS ALIMENTICIAS LEAL SANTOS LTDA	KATSUSHIO MARU 6	RS00005896	576.875,52	R$ 1.557,56
***99844/0001-**	4610083574			
INDUSTRIAS ALIMENTICIAS LEAL SANTOS LTDA	KATSUSHIO MARU 7	RS00005908	576.875,52	R$ 1.557,56
***99844/0001-**	4610083582			
ISAAC JOÃO GONÇALVES	J GONÇALVES III	SC00046204	243.109,35	R$ 656,40
***796829-**	4410170392			
ISAAC JOÃO GONÇALVES	J GONÇALVES IV	SC00040300	185.907,15	R$ 501,95
***796829-**	4410173081			
JOSÉ DOMINGOS MARQUES PEDRO	ANA PAULA II	RS00005858	102.155,04	R$ 275,82
***421830-**	4610075377			
JOSÉ DOMINGOS MARQUES PEDRO	ANA PAULA III	RS00006060	110.013,12	R$ 297,04
***421830-**	4610096463			
PEDRO PAULO MENDES	DONA SANTINA	RS00005668	171.606,60	R$ 463,34
***114499-**	4430116636			
ROGERIO TAMADA	AMOR II	SP00003888	131.565,06	R$ 355,23

***115928-**	4010083930			
ROGERIO TAMADA	GUARAU	SP00004068	154.445,94	R$ 417,00
***115928-**	4010145587			
ROGERIO TAMADA	GUARUÇA	SP00004076	154.445,94	R$ 417,00
***115928-**	4010145595			
ROGERIO TAMADA	HARMONIA IX	SP00003876	131.565,06	R$ 355,23
***115928-**	4019918783			
TORQUATO PONTES PESCADOS S/A	AUSTRIA	SP00139018	76.616,28	R$ 206,86
***73981/0001-**	4010548096			
TORQUATO PONTES PESCADOS S/A	MARIA	RS00005740	147.339,00	R$ 397,82
***73981/0001-**	4610038137			
TOTAL	23		4.871.171,79	R$ 13.152,16

Em Operação no Estado Rio Grande do Sul - SINDICATO DOS ARMADORES DA PESCA RO RS (SINDARPES - RS)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de janeiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ADEMIR CARVALHO MARTINS	PEIXE TORTO	RS00004730	104.905,37	R$ 283,24
***.459.577**	4030135811			
ADILSON GLAESER DE SOUZA	RIO JORDÃO I	RS00039201	55.006,56	R$ 148,52
***619.730-**	4610073676			
ALENIR SILVA DE MORAES	DOM ARMANDO I	SC00039227	117.871,20	R$ 318,25
***217.500-**	4410084763			
ALENIR SILVA DE MORAES	DOM ARMANDO III	SC00040850	74.651,76	R$ 201,56
***217.500-**	4430117420			
ALESSANDRA DA HORA RAMOS	MONTE CARLO II	RS00003408	78.580,80	R$ 212,17
***348.000-**	3810194689			
ALESSANDRA DA HORA RAMOS	MONTE CARLO VI	RS00005930	70.722,72	R$ 190,95
***348.000-**	4610085470			
ANDRE LUIZ DE SOUZA PONTES	DOM CAETANO III	RS00005978	71.508,53	R$ 193,07
***247.860-**	4610087871			
ANNE DA CUNHA PEREIRA	CAPITÃO TROVÃO	RS00141541	35.361,36	R$ 95,48
***409.950-**	4610067811			
BERNARDO DOS SANTOS LOURENÇO	BACANA VL	RS00039867	117.871,20	R$ 318,25
***758.140-**	4430112185			
CARLOS LEONEL ALVES AGOSTINHO	J.MOTTA	RS00141435	43.219,44	R$ 116,69
***092.390-**	4630032495			
DANIEL DE OLIVEIRA MELO	GRANDE RIO X	RS00006116	73.473,05	R$ 198,38
***139.600-**	4610097516			
DANIEL GUNTHER GONCALVES	ALBACORA	SC00046958	200.207,70	R$ 540,56
***553.309-**	4410165313			
DARLIANE DE OLIVEIRA IZIDORO	JAICOM II	RS00039715	43.219,44	R$ 116,69
***126.639-**	4610040077			
DARLIANE DE OLIVEIRA IZIDORO	JAICON IV	RS00039335	106.084,08	R$ 286,43
***126.639-**	3410116168			
DELAMAR GENERALDO MACHADO	DON LUCAS	RS00039817	70.722,72	R$ 190,95
***477.570-**	4610098130			
ELENILDE DA ROCHA NOBRE	YASMIN V	RS00129077	62.864,64	R$ 169,73
***222.540-**	4611514501			
EMANOELE SOLANGE DA SILVEIRA OPA	ROSA DO MAR	RS00039397	43.219,44	R$ 116,69
***049.380-**	4650011248			
EMERSON CARINHA MARQUES	MANUELA R	RS00123067	39.290,40	R$ 106,08
***753.230-**	4610102897			
FABIANE RIBEIRO BASTOS	JOAO VITOR L I	RS00006128	125.729,28	R$ 339,47
***140.540-**	4610098784			
FABIO FERREIRA DE SOUZA	S.JUNIOR	RS00141537	50.684,62	R$ 136,85
***138.840-**	4630033491			
FRANCISCO DOS SANTOS LOURENÇO	O SOCIO	SC00057385	45.183,96	R$ 122,00
***440.990-**	4410462725			
FRANCISCO JOÃO GONÇALVES	COMETA HALLEY I	SC00040336	185.907,15	R$ 501,95
***586.589-**	4010555688			
GILBERTO CORREIA SCARANTO	WIZARD	RS00005536	141.445,44	R$ 381,90
***915.480-**	4430110573			
HAISSA IARONKA CARDOSO	BUTTENBENDER I	RS00235179	88.750,08	R$ 239,63
***116.700-**	4610101246			
HOMERO AMORIM DE PAIVA	BOEMIO XIII	RS00005928	122.978,95	R$ 332,04
***771.250-**	4610083965			
JERRI DA SILVA FRANCISCO	SAO PEDRO VI	SC00047228	66.793,68	R$ 180,34
***139.009-**	4450084993			
JOSÉ ARTUR MOITA BICHO	DOM CAETANO IV	RS00006088	113.942,16	R$ 307,64
***533.100-**	4610096692			
JOSÉ GONÇALVES	SAMANTHA I	RS00004758	102.155,04	R$ 275,82
***307.900-**	4030137687			
JOSÉ IRENI SILVEIRA DA ROSA	BOEMIO X	RS00005824	51.077,52	R$ 137,91
***894.770-**	4610072980			
JOSÉ LUIZ DA HORA RAMOS	KARINE I	RS00039455	39.290,40	R$ 106,08
***770.480-**	4650011841			
JOÃO LUIZ MOREIRA DE ALMEIDA	DIPLOMATA I	RS00039119	45.183,96	R$ 122,00
***184.400-**	4630032576			
JOÃO LUIZ MOREIRA DE ALMEIDA	ECLIPSE II	RS00039507	106.084,08	R$ 286,43
***184.400-**	4610078031			
JOÃO LUIZ MOREIRA DE ALMEIDA	OCEANO I	RS00005846	74.651,76	R$ 201,56
***184.400-**	4610073773			
JULECI FIDELIX	VÓ CELI	RS00006096	78.580,80	R$ 212,17
***099.228-**	4610097036			
JULIANA DA SILVA RODRIGUES	DOM RODRIGUES	RS00039321	39.290,40	R$ 106,08
***299.210-**	4630033289			
LEANDRO COSTA DE FARIAS	LEANDERSON COSTA	SC00068228	68.758,20	R$ 185,65
***899.500-**	3810001368			
LUIS HOMERO DA SILVEIRA PAIVA	BOEMIO XVI	RS00006010	72.294,34	R$ 195,19
***052.020-**	4610095254			
MARCELO COSTA DA SILVA	DON LUIZ P	SC00225450	102.155,04	R$ 275,82
***551.640-**	4430480168			
MARCO ANTONIO RICARDO VARELA	PAULO VITOR I	RJ00012141	88.750,08	R$ 239,63
***501.470-**	3826667921			
MARIA DA GRAÇA OLIVEIRA RAMOS	MERIDIANO 3	RS00222758	104.119,56	R$ 281,12

***204.560-**	4010287438			
MAURÍCIO MAIO LOURENÇO	BACANA VI	RS00039871	104.905,37	R$ 283,24
***187.700-**	4610097737			
NELSON ROCHA DE SOUZA	DOM FRANCISCO	RS00006024	72.294,34	R$ 195,19
***920.380-**	4610095726			
NILO DOS SANTOS CARVALHO	GENERAL VARGAS III	RS00003818	74.651,76	R$ 201,56
***747.310-**	3820115579			
ODARLAN GONÇALVES FLORINDO	LIRIO DOS VALES I	RS00005790	70.722,72	R$ 190,95
***376.980-**	4610069369			
ODECIO GONÇALVES FLORINDO	MANU F	RS00039437	42.433,63	R$ 114,57
***133.870-**	4610069601			
ODÍLIO ORCANTE GONÇALVES FLORINDO	LIRIO DOS VALES II	RS00141505	70.722,72	R$ 190,95
***131.630-**	4610073668			
PATRICK CARINHA MARQUES	MARIA DA LUZ	RS00039765	39.290,40	R$ 106,08
***874.490-**	4610085666			
PAULO CESAR DA CONCEIÇÃO	SÃO JOSÉ III	RS00039359	39.290,40	R$ 106,08
***048.130-**	4450050371			
RAFAEL CORREA MATTOS	SAFADI SEIF I	SC00011317	125.729,28	R$ 339,47
***144.499-**	4430093725			
SERGIO DANIEL MAIO LOURENÇO	BACANA IV	RS00039859	102.155,04	R$ 275,82
***188.000-**	4610075717			
TIAGO DE CASTRO TEIXEIRA	JAICON I	RS00142811	86.438,88	R$ 233,38
***564.500-**	4610097206			
UENDIEL ROCHA RODRIGUES	IZADORA I	RS00196808	94.296,96	R$ 254,60
***087.540-**	4610095181			
VALCIR ADÃO DA ROCHA AMORIM	ALEGRETE II	RS00039797	43.219,44	R$ 116,69
***768.900-**	4650012244			
VALERIO RAMOS RODRIGUES	ANELIZE CARDOSO	SC00069048	55.006,56	R$ 148,52
***445.100-**	4450071662			
VERIDIANA FONSECA DA COSTA	VICTORIA MAR	SC00107131	107.239,68	R$ 289,55
***525.550-**	4430078645			
VERIDIANA FONSECA DA COSTA	VICTORINHA MAR I	RJ00011987	42.526,08	R$ 114,82
***525.550-**	3820089471			
WILSON AMORIM DE PAIVA	EMANUELLE II	RS00005966	90.367,92	R$ 243,99
***117.490-**	4610086433			
TOTAL	57		R$ 4.583.878,09	R$ 12.376,47

ANEXO I - B

EMBARCAÇÕES DE PESCA HABILITADAS COM RESPECTIVA COTA DE ÓLEO DIESEL E VALOR ESTIMADO DE SUBVENÇÃO ECONÔMICA AO PREÇO DO ÓLEO DIESEL
I) REGIÃO NORTE

Em Operação no Estado Pará - COOPERATIVA MISTA DE PESCA E AQUICULTURA DA REGIAO DO SALGADO (COOMPESCAR - PA)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ANTÔNIO XAVIER DE SOUZA	PITIA	PA00006658	37.718,78	101,84
***454.593-**	1610028091			
ANTÔNIO XAVIER DE SOUZA	ROCHELLE	PA00006700	25.145,86	67,89
***454.593-**	1610041372			
DEUSELITA VERAS DOS SANTOS	ATOS I	PA00095449	89.975,02	242,93
***551.093-**	1630038288			
FRANCISCA EVILENE DE BRITO	MARIA EDUARDA DE BRAGANÇA	PA00006490	52.649,14	142,15
***448.263-**	210303638			
IPESCA EMPRESA DE PESCADOS DO BRASIL LTDA-ME	CORENAV I	PA00000620	214.508,25	579,17
***975.193/0002**	1610042131			
IPESCA EMPRESA DE PESCADOS DO BRASIL LTDA-ME	IPESCA IX	PA00000860	214.508,25	579,17
***975.193/0002**	1610050444			
IPESCA EMPRESA DE PESCADOS DO BRASIL LTDA-ME	IPESCA VI	PA00000888	214.508,25	579,17
***975.193/0002**	1610048857			
IPESCA EMPRESA DE PESCADOS DO BRASIL LTDA-ME	IPESCA VII	PA00000896	214.508,25	579,17
***975.193/0002**	1610049128			
IPESCA EMPRESA DE PESCADOS DO BRASIL LTDA-ME	IPESCA VIII	PA00000908	214.508,25	579,17
***975.193/0002**	1610050355			
J. S. DE FREITAS JUNIOR PESCADOS - ME	ALICIA	PA00311328	44.791,06	120,94
***058.865/0001**	211029114			
J. S. DE FREITAS JUNIOR PESCADOS - ME	MELLINA	PA00301717	44.791,06	120,94
***058.865/0001**	211014141			
JOSE GUILHERME FILHO	ICEBERG I	PA00011817	30.646,51	82,75
***580.833-**	1610056591			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	LAMAS IV	PA00096111	8.643,89	23,34
***452.202-**	210300540			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	LAMAS XIV	PA00101291	5.893,56	15,91
***452.202-**	210302305			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	LAMAS XV	PA00128397	5.893,56	15,91
***452.202-**	210305266			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	LAMAS XVI	PA00114268	19.252,30	51,98
***452.202-**	210315202			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	LAMAS XVII	PA00118608	5.893,56	15,91
***452.202-**	210315741			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	LAMAS XVIII	PA00118610	19.252,30	51,98
***452.202-**	210315750			
MAURICIO DAMASCENO LAMAS	LXXI	PA00132416	27.110,38	73,20
***452.202-**	210995718			
N. Q. COMÉRCIO DE PESCADOS LTDA	MARPEX V	PA00299477	214.508,25	579,17
***890.397/0001**	1610049314			
TOTAL	20		1.704.706,48	R$ 4.602,71

Em Operação no Estado Pará - SINDICATO DAS INDUSTRIAS DE PESCA E DAS EMPRESAS ARMADORAS E PRODUTORAS, PROPRIETARIAS DE EMBARCAÇÕES DE PESCA INDUSTRIAL DO ESTADO DO PARÁ (SINPESCA - PA)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	GAROUPA III	PA00006334	23.574,24	63,65

***534.212/0001**	210286598			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	HIVYS	PA00006546	55.006,56	148,52
***534.212/0001**	210311568			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	IGOR DE BRAGANÇA	PA00006306	48.720,10	131,54
***534.212/0001**	210282045			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	PONTO DA PESCA II	PA00006404	78.580,80	212,17
***534.212/0001**	210297433			
GILVAN DE P. DA SILVA - EIRELI	PONTO DA PESCA IV	PA00006558	106.084,08	286,43
***534.212/0001**	210311886			
ICOARACI PESCADOS E EXPORTAÇÃO LTDA	CHARMOZO	PA00104519	185.907,15	501,95
***923.634/0001**	2210102995			
TOTAL	6		497.872,93	R$ 1.344,26

Em Operação no Estado Pará - SINDICATO DOS PEQUENOS E MEDIOS ARMADORES DE PESCA DOS ESTADOS DO PARA E AMAPA (SINDIPAM - PA - AP)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
FRANCISCO ERISLAN DA SILVA OLIVEIRA	IRIA I	PA00011739	41.254,92	111,39
***810.372-**	1610054172			
SUZANA PATRICIA BARROSO BASTOS	ANNA LUISA I	PA00200360	44.791,06	120,94
***396.403-**	211004669			
TOTAL	2		86.045,98	R$ 232,32

II) REGIÃO NORDESTE

Em Operação no Estado Ceará - ASSOCIAÇÃO DOS PEQUENOS E MEDIOS ARMADORES DE PESCA DE FORTALEZA (ASPEMARF - CE)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
CONCEIÇÃO DE MARIA ALMEIDA	SÃO PAULO JC	CE00037555	38.190,27	103,11
***693.733-**	1620015919			
SILVESTRE HENRIQUE FILHO	POLIANDRE	CE00023050	38.190,27	103,11
***942.953-**	1610056655			
TOTAL	2		76.380,54	R$ 206,23

Em Operação no Estado Ceará - COOPERATIVA DOS PRODUTORES DE PESCADOS DO LITORAL LESTE (COOPPELL - CE)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
FRANCISCO JOSE MONTEIRO GONZAGA	VENCEDOR ZZ	CE00302657	48.200,17	130,14
***965.354-**	1630046809			
TOTAL	1		48.200,17	R$ 130,14

Em Operação no Estado Ceará - SINDICATO DOS PEQUENOS E MÉDIOS ARMADORES DOS ESTADOS DO CEARÁ E PIAUI (SINDIPESCA - CE - PI)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ANDRE BRAGA DE COUTO	ANDRÉ LUCAS	PI00329887	47.148,48	127,30
***767.223-**	1630043401			
TEREZINHA DE JESUS DOS SANTOS NASCIMENTO	EULYNDA	CE00017211	26.957,84	72,79
***336.431-**	1610059484			
TOTAL	2		74.106,32	R$ 200,09

Em Operação no Estado Rio Grande do Norte - SINDICATO DA INDÚSTRIA DA PESCA DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE (SINDIPESCA - RN)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
RB ALIMENTOS DO MAR - EIRELI	RB II	RN00104271	48.812,54	131,79
***247.892/0001**	1630038784			
RB ALIMENTOS DO MAR - EIRELI	RB IV	RN00315088	97.625,09	263,59
***247.892/0001**	2010219490			
TOTAL	2		146.437,63	R$ 395,38

Em Operação no Estado Bahia - COOPERATIVA DOS PRODUTORES DE PESCADOS DO LITORAL LESTE (COOPPELL - BA)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
CELM - AQUICULTURA S/A	COMPESCAL II	CE00027878	121.684,68	328,55
***506.123/0001**	1610050762			
CELM - AQUICULTURA S/A	COMPESCAL VI	CE00027918	33.697,30	90,98
***506.123/0001**	1610035283			
CELM - AQUICULTURA S/A	COMPESCAL VIII	CE00027920	42.683,24	115,24
***506.123/0001**	1610039602			
CELM - AQUICULTURA S/A	EUCLIDES I	CE00028634	20.218,38	54,59
***506.123/0001**	1610039572			
CELM - AQUICULTURA S/A	MADALENA II	CE00029848	35.943,78	97,05
***506.123/0001**	1610032896			
CELM - AQUICULTURA S/A	VICENTE LEITE VI	CE00032301	44.929,73	121,31
***506.123/0001**	1620007321			
TOTAL	6		299.157,11	R$ 807,72

III) REGIÃO SUDESTE

Em Operação no Estado Espírito Santo - ASSOCIAÇÃO DE ARMADORES, MARICULTORES, PESCADORES DO MUNICIPIO DE ANCHIETA (AMPA - ES)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ALAN MEQUITA VITORINO	NOE I	ES00325181	7.987,51	21,57
***118.657-**	3410241019			
EDINEL ALVES ERNESTO	VIDAMAR	ES00132980	47.148,48	127,30
***719.547-**	3410235311			
GENECY DAS NEVES NOGUEIRA	VITORIA DE CRISTO	ES00080698	6.292,24	16,99

***102.407-**	3420014724			
HAROLDO TAURINO JOSE	FILHOS E NETOS I	ES00079565	10.296,40	27,80
***135.857-**	3410237011			
JALDEMAR SILVA FRONTINO	HEITOR	ES00047278	10.296,40	27,80
***386.547-**	3410241604			
JOSE CARLOS MENDES SIMOES	M.D.M	ES00003150	6.292,24	16,99
***790.127-**	3410237356			
JOSÉ PAULO RAMOS	IV IRMÃOS III	ES00330080	22.187,52	59,91
***267.827-**	3410392041			
JOÃO BATISTA MIRANDA FLORENTINO	MARVIMAR	ES00003220	10.296,40	27,80
***525.257-**	3420046430			
PEDRO PAULO DE MATOS	MERO	ES00086956	6.292,24	16,99
***862.496-**	3420031289			
RILDO GARCIA DA COSTA	BOREAL	ES00003128	10.296,40	27,80
***904.447-**	3410235361			
ZEIR PINTO DE MORAES	FUZIL	ES00078295	5.720,22	15,44
***456.937-**	3420015101			
ZIL PINTO DE MORAES	ARAUJO I	ES00119156	12.584,48	33,98
***951.217-**	3420040822			
TOTAL	12		155.690,53	R$ 420,36

Em Operação no Estado Espírito Santo - ASSOCIAÇÃO DOS PESCADORES, EXTRATIVISTAS E MARICULTORES DE SANTA CRUZ (APEMASC - ES)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ROSIANE MORAES COUTINHO	FORÇA DA VIDA	RJ00078091	51.481,98	139,00
***546.557-**	3877046789			
TOTAL	1		51.481,98	R$ 139,00

Em Operação no Estado Espírito Santo - COLONIA DE PESCADORES E AQUICULTORES Z05 MARIA ORTIZ (COLONIA Z 05 - ES)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
CELSO HENRIQUE LUCHINI	3 DE MAIO I	ES00070797	34.321,32	92,67
***379.327-**	3430046343			
TOTAL	1		34.321,32	R$ 92,67

IV) REGIÃO SUL

Em Operação no Estado Santa Catarina - COLONIA DE PESCADORES Z11 (COLONIA Z 11 - SC)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
ADEMILSON OSVALDO MARTINS	NAVEGANTE	SC00177608	7.072,27	19,10
***744.399-**	4418894217			
ADENILSON NILTON FLORINDO	FILHOS AMADOS III	SC00235509	8.135,42	21,97
***940.969-**	4418901116			
ADIR NEMEZIO RODRIGUES	RAINHA DAS ONDAS	SC00053401	45.183,96	122,00
***582.129-**	4410169823			
AIRTON LUIZ DE SOUZA	SANTA MARIA	SC00167567	45.183,96	122,00
***087.229-**	4418897640			
AMILTON ALVARO MARTINS	MILA E GUI	SC00171066	8.643,89	23,34
***997.539-**	4418894071			
ARNALDO ALMIRO DOS SANTOS	VIDA NOVA I	SC00226938	23.574,24	63,65
***729.989-**	4410167197			
CARLOS PEDRO MARTINS JUNIOR	GAIVOTA J	SC00281608	7.072,27	19,10
***359.109-**	4451116791			
CLEBER DOS SANTOS	SIMÃO II	SC00180655	4.321,94	11,67
***523.369-**	4410452649			
ELEMAR CRUZ	REI DA GLORIA	SC00316486	7.072,27	19,10
***352.209-**	4418921737			
ELSON MANOEL BERNARDO	GATANHÃO	SC00199338	23.574,24	63,65
***439.309-**	4418900926			
FLAVIO MANOEL DA LAPA	NOVO HORIZONTE IV	SC00058571	7.072,27	19,10
***858.849-**	4450059441			
GENTIL MANOEL CABRAL	SAN RAFAEL I	SC00059805	17.680,68	47,74
***559.349-**	4410446851			
JARDEL MOARE DA SILVA	INDIO MAR	SC00317284	4.321,94	11,67
***398.969-**	441M2018003184			
JOAREZ RAMOS PADILHA	EMANUELLY	SC00052607	7.072,27	19,10
***563.809-**	4410079913			
JOSÉ FRUTUOZO GÓES FILHO	SIMBOLO DA FE IV	SC00060286	35.361,36	95,48
***811.339-**	4418889086			
LORENI JOSE PIRES	GALEGO I	SC00191106	9.429,70	25,46
***372.389-**	4410459074			
LUCIANA MACHADO ESPINDOLA	POSEIDON	SC00303567	3.143,23	8,49
***843.209-**	4450087747			
LUCIANO VALDIR CORREIA	OS GANCHEIROS	SC00050801	11.787,12	31,83
***205.789-**	4418891528			
MAICON LAURI MARTINS	MANHOSO	SC00191308	4.321,94	11,67
***107.719-**	4410450921			
MAURO CESAR DA SILVA	PAI HEROI VI	SC00252359	5.893,56	15,91
***683.509-**	4418910689			

MELQUIADES VALDEMAR DA COSTA	LOBO DO MAR VII	SC00196978	9.429,70	25,46
***718.809-**	4410458329			
NATAN COELHO	GEORGIA DO SUL	SC00057751	17.680,68	47,74
***660.309-**	4410170139			
OSVANI ADERBAL DOS SANTOS	PESCA BRASIL	SC00053167	45.183,96	122,00
***732.209-**	4410168401			
PAULO JOSÉ FRANCISCO	OSSO DE BALEIA	SC00168499	45.183,96	122,00
***129.309-**	4410166191			
RAFAEL ESPERANDIO DOS SANTOS	LEO MAR	SC00067636	23.574,24	63,65
***820.569-**	4410174266			
RAFAEL LOPES GONCALVES	EMANUELY	SC00171148	23.574,24	63,65
***300.099-**	4410460501			
ROBERTO ANIBAL ALVES	LIDIANA	SC00328517	4.321,94	11,67
***293.529-**	441M2020001998			
ROGERIO ANTONIO ALVES	M. EDUARDA	SC00175296	7.072,27	19,10
***362.749-**	4410443402			
ROVELI LEONI VIEIRA	PINGO DE OURO II	SC00052385	23.574,24	63,65
***367.269-**	4410161644			
RUDINEI ALVES	JHONY RUDINEI ANA	SC00320317	4.321,94	11,67
***906.639-**	4418917489			
SATURNINO RIBEIRO	NOVA PESCA	SC00061448	9.822,60	26,52
***295.269-**	4410166522			
SAZIANO HENRIQUE FLORINDO	DUAS IRMÃS	SC00155740	9.429,70	25,46
***095.219-**	4410169521			
SAZIANO HENRIQUE FLORINDO	JULIA VITORIA FLORINDO	SC00257359	5.893,56	15,91
***095.219-**	441M2012000894			
SERGIO ROBERTO MARTINS	VINTE VE	SC00067390	3.536,14	9,55
***252.319-**	4410452053			
SILVANO SILVIO RAULINO	FILHO DO REI III	SC00058691	11.093,76	29,95
***269.539-**	4450084888			
SILVANO SILVIO RAULINO	THATO	SC00179596	17.680,68	47,74
***269.539-**	4418894977			
VALDENIR VANDERLIM OLIVEIRA	GIGANTE GUERREIRO	SC00054735	45.183,96	122,00
***613.719-**	4410451880			
VALDIR OSVALDINO DE SOUZA	VIDA MAR	SC00234809	23.574,24	63,65
***173.209-**	4418898051			
ZULMAR ASENDINO FELICIO	FELICIO	SC00068040	23.574,24	63,65
***888.269-**	4410445332			
TOTAL	39		639.624,58	R$ 1.726,99

Em Operação no Estado Santa Catarina - SINDICATO DA INDUSTRIA DA PESCA DE ITAJAI (SINDIPI - SC)

NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
EVALDO KOWALSKY (*)	KOPESCA I	SC00008784	149.303,52	403,12
***846.409-**	4430117373			
EVALDO KOWALSKY (*)	KOWALSKY IV	SC00012571	107.239,68	289,55
***846.409-**	4430078653			
EVALDO KOWALSKY (*)	KOWALSKY V	SC00008798	166.984,20	450,86
***846.409-**	4430096678			
EVALDO KOWALSKY (*)	KOWALSKY VI	SC00008804	266.250,24	718,88
***846.409-**	4430111634			
EVALDO KOWALSKY (*)	MACEDO I	SC00096409	113.942,16	307,64
***846.409-**	4430054011			
EVALDO KOWALSKY (*)	MACEDO IV	SC00012535	99.843,84	269,58
***846.409-**	4430082383			
EVALDO KOWALSKY (*)	MARBELLA I	SC00008818	147.339,00	397,82
***846.409-**	4430082936			
EVALDO KOWALSKY (*)	VO DAVID	SC00008890	337.250,30	910,58
***846.409-**	4430091552			
EVALDO KOWALSKY (*)	YAMAYA III	SC00008910	158.418,89	427,73
***846.409-**	4430069379			
JEAN JOSÉ BENTO	BARCELONA B	SC00071415	102.963,96	278,00
***.813.649**	4430066876			
LIZETI FERREIRA (*)	AGUIA F	SC00009158	166.458,40	449,44
***713.179-**	4430091307			
LIZETI FERREIRA (*)	ATENA F	SC00012605	157.161,60	424,34
***713.179-**	4430121630			
LIZETI FERREIRA (*)	CAROLINA F-I	SC00011107	141.445,44	381,90
***713.179-**	4030225837			
LIZETI FERREIRA (*)	LUKA F	SC00060426	105.298,27	284,31
***713.179-**	4430069476			
LIZETI FERREIRA (*)	VENEZA F	SC00010825	165.886,38	447,89
***713.179-**	4430076596			
LUCAS OMAR MACCAGNAN LEARDINI	EDUARDO ANTONIO F	SC00013139	157.161,60	424,34
***.860.379**	4430107751			
TOTAL	16		2.542.947,48	R$ 6.865,96
(*) Habilitado por decisão judicial				

Em Operação no Estado Santa Catarina - SINDICATO DAS INDÚSTRIAS DA PESCA, DOS ARMADORES E DA AQUICULTURA DA GRANDE FLORIANÓPOLIS E SUL CATARINENSE (SINPESCASUL - SC)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
FRANCISCO JOÃO GONÇALVES	J GONÇALVES V	SC00038185	217.368,36	586,89
***586.589-**	4430116300			
TOTAL	1		217.368,36	R$ 586,89

Em Operação no Estado Rio Grande do Sul - SINDICATO DA INDUSTRIA DA PESCA, DOCES E CONSERVAS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL (SINDIPESCA - RS)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
COMÉRCIO DE PESCADOS PALHOÇA LTDA ME	LEALMAR	SC00046338	171.606,60	463,34
***383.614/0001**	4430077380			
COMÉRCIO DE PESCADOS PALHOÇA LTDA ME	LEALMAR III	SC00262910	200.207,70	540,56
***383.614/0001**	4430490457			
MAR AZUL COMERCIO DE PESCADOS LTDA	DONA SANTINA V	SC00048006	185.907,15	501,95
***944.779/0001**	4430079234			
MAR AZUL COMERCIO DE PESCADOS LTDA	DONA SANTINA VII	SC00040418	154.445,94	417,00
***944.779/0001**	4010793112			
SONIA AIKO TAMADA PASSARELLA	MAR DE CORAL	SC00040588	185.907,15	501,95
***784.038-**	4410100696			
SONIA AIKO TAMADA PASSARELLA	MAR DE GALICIA	SC00040568	185.907,15	501,95
***784.038-**	4410100688			
SONIA AIKO TAMADA PASSARELLA	VO LICA I	SC00124597	154.445,94	417,00
***784.038-**	4010142774			
TOTAL	7		1.238.427,63	R$ 3.343,75

Em Operação no Estado Rio Grande do Sul - SINDICATO DOS ARMADORES DA PESCA RO RS (SINDARPES - RS)				
NOME DO BENEFICIÁRIO Nº do CNPJ ou CPF	Nome do Barco Nº do Título da Capitania dos Portos	Nº de Inscrição da Embarcação de Pesca no RGP	Previsão Consumo Diesel no período de fevereiro a dezembro 2022 (Litros)	Previsão de Valor R$
GRANDE RIO CAPTURA, TRANSPORTE E COMERCIO DE PESCADOS EIRELI	GRANDE RIO VII	RS00006046	72.687,24	196,26
***857.378/0001**	4610096188			
TOTAL	1		72.687,24	R$ 196,26

ANEXO II

EMPRESAS FORNECEDORAS DE ÓLEO DIESEL CREDENCIADAS

Razão social	CNPJ	UF DE CREDENCIAMENTO
GOLFINHO COMERCIO DE DERIVADOS DE PETROLEO LTDA	***217.854/0001**	RJ
GOLFINHO COMERCIO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO LTDA	***217.854/0002**	RJ
IPIRANGA PRODUTOS DE PETRÓLEO S A	***337.122/0001**	RJ
PETROBRAS DISTRIBUIDORA S/A	***274.233/0001**	RJ
POSTO GALO LTDA	***326.258/0006**	SC
WELP TRANSPORTE REVENDEDOR E RETALHISTA DE COMBUSTÍVEIS LTDA	***787.607/0001**	RJ

SECRETARIA DE DEFESA AGROPECUÁRIA

DEPARTAMENTO DE SANIDADE VEGETAL E INSUMOS AGRÍCOLAS

COORDENAÇÃO DO SERVIÇO NACIONAL DE PROTEÇÃO DE CULTIVARES

DECISÕES DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Serviço Nacional de Proteção de Cultivares, em cumprimento ao art. 46, da Lei nº 9456, de 25 de abril de 1997, resolve tornar público(a):

Nº 2 a EXTINÇÃO dos direitos de proteção pela renúncia da empresa Nunhems B.V., da Holanda, da cultivar de melão (Cucumis melo L.), denominada Saragazo, Certificado de Proteção nº 20200023, com base no inciso II, do art. 40, da Lei nº 9.456, de 1997.

Nº 3 a EXTINÇÃO dos direitos de proteção pela renúncia da empresa Oryza - Pesquisa e Desenvolvimento Rizícola Ltda ME, do Brasil, da cultivar de arroz (Oryza sativa L.), denominada Primoriso CL, Certificado de Proteção nº 20180238, com base no inciso II, do art. 40, da Lei nº 9.456, de 1997.

Nº 4 a EXTINÇÃO dos direitos de proteção pela renúncia das empresas UNISOJA S/A e FUNDAÇÃO DE APOIO À PESQUISA AGROPECUÁRIA DE MATO GROSSO - FUNDAÇÃO MT, ambas do Brasil, das cultivares de algodão (Gossypium hirsutum L.), denominadas TMG42WS, Certificado de Proteção nº 20180190, TMG11WS, Certificado de Proteção nº 20160081 e TMG45B2RF, Certificado de Proteção nº 20200032, TMG43WS, Certificado de Proteção nº 20180189, TMG41WS, Certificado de Proteção nº 20180191, TMG82WS Certificado de Proteção nº 20160082 e TMG62RF, Certificado de Proteção nº 20180023, com base no inciso II, do art. 40, da Lei nº 9.456, de 1997.

Nº 5 a EXTINÇÃO dos direitos de proteção pela renúncia das empresas FUNDAÇÃO DE APOIO À PESQUISA AGROPECUÁRIA DE MATO GROSSO - FUNDAÇÃO MT, do Brasil, das cultivares de algodão (Gossypium hirsutum L.), denominadas FMT 523, Certificado de Proteção nº 20100016, FMT 709, Certificado de Proteção nº 20130241 e FMT 712, Certificado de Proteção nº 20130265, com base no inciso II, do art. 40, da Lei nº 9.456, de 1997.

Nº 6 a EXTINÇÃO dos direitos de proteção pela renúncia da empresa VAN ZANTEN BREEDING B.V., da Holanda, da cultivar de crisântemo (Chrysanthemum L.), denominada Zanmurobi, Certificado de Proteção nº 20170025, com base no inciso II, do art. 40, da Lei nº 9.456, de 1997.

Nº 7 a EXTINÇÃO dos direitos de proteção pela renúncia da empresa KOPPE ROYALTY B.V., da Holanda, da cultivar de Begônia Elatior (Begonia x hiemalis Fotsch.), denominada KRSSUWH01, Certificado de Proteção nº 20150190, com base no inciso II, do art. 40, da Lei nº 9.456, de 1997.

Fica aberto o prazo de 60 (sessenta) dias para recurso, contados da publicação destas decisões.

STEFÂNIA PALMA ARAUJO
Coordenadora

DECISÃO Nº 8, DE 4 FEVEREIRO DE 2022

O Serviço Nacional de Proteção de Cultivares, em cumprimento ao art. 24, da Lei nº 9.456, de 25 de abril de 1997, DEFERE o pedido de alteração da razão social da titular de cultivares protegidas junto ao SNPC, de International Paper do Brasil Ltda. para Sylvamo do Brasil Ltda.

RICARDO ZANATTA MACHADO
Coordenador

COORDENAÇÃO-GERAL DE AGROTÓXICOS E AFINS

ATO Nº 4, DE 24 DE JANEIRO DE 2022

Resumo dos pedidos de registro, atendendo os dispositivos legais do artigo 14 do Decreto n. 4074, de 04 de janeiro de 2002, que regulamenta a Lei nº 7.802, de 11 de julho de 1989.

01. Motivo da solicitação: Registro (04/01/2022)
Requerente: Econtrole Pesquisa e Consultoria Ltda.
Marca comercial: Pretiotrix
Nome comum: Trichogramma pretiosum
Classe de Uso: Agente Biológico de Controle (inseticida biológico).
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Tuta absoluta, Helicoverpa zea, Spodoptera frugiperda, Anticarsia gemmatalis* e *Chrysodeixis includens*
Processo nº: 21016.000018/2022-26

02. Motivo da solicitação: Registro (17/09/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: TANIPROLE 200 SC.
Nome comum: Clorantraniliprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 3-bromo-4' -chloro-1-(3-chloro-2-pyridyl) -2'-methyl-6' -(methylcarbamoyl) pyrazole-5- carboxanilide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, milho, sorgo, amendoim, feijão, melão, melancia, batata, tomate e soja.
Processo nº: 21000.077260/2021-86.

03. Motivo da solicitação: Registro (17/09/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: CLORANTRANILIPROL SY 200 SC.
Nome comum: Clorantraniliprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 3-bromo-4' -chloro-1-(3-chloro-2-pyridyl) -2'-methyl-6' -(methylcarbamoyl) pyrazole-5- carboxanílide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, milho, sorgo, amendoim, feijão, melão, melancia, batata, tomate e soja.
Processo nº: 21000.077261/2021-21.

04. Motivo da solicitação: Registro (22/09/2021)
Requerente: Bioma Indústria Comércio e Distribuição - Eirelli
Marca comercial: VECTOR PROTECTION.
Nome comum: Beauveria bassiana, Isolado CBMAI 2359
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de Bemisia tabaci e Dalbulus maidis.
Processo nº: 21016.007762/2021-71.

05. Motivo da solicitação: Registro (24/09/2021)
Requerente: FMC Química do Brasil Ltda.
Marca comercial: BENEVIA®OD.
Nome comum: Ciantraniliprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 3-bromo-1-(3-chloro-2-pyridyl) -4'-cyano-2'-methyl-6'-(methylcarbamoyl) pyrazole-5- carboxanilide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de agrião, abóbora, abobrinha, alface, algodão, almeirão, alho, batata, berinjela, brócolis, café, cebola, chalota, chicória, citros, couve, couve-flor, couve-de-bruxelas, couve-chinesa, chuchu, espinafre, feijão, jiló, melancia, melão, pepino, pimenta, pimentão, quiabo, repolho, rúcula, soja e tomate.
Processo nº: 21000.079916/2021-03.

06. Motivo da solicitação: Registro (29/09/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: ACETRIX 200 SP.
Nome comum: Acetamiprido.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: (E)-N1-[(6-chloro-3-pyridyl)methyi]-N2-cyano-N 1-methy/acetamidine.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, feijão, batata, maçã, melancia, melão, tomate, mamão, milho, soja e trigo.
Processo nº: 21000.081284/2021-30.

07. Motivo da solicitação: Registro (10/03/2020)
Requerente: M.A.P. Vieira Produção de Parasitóides ME
Marca comercial: Cotesia nacobio
Nome comum: Cotesia flavipes.
Classe de Uso: Agente Biológico de Controle.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Diatraea saccharalis*
Processo nº: 21000.017554/2020-78.

08. Motivo da solicitação: Registro (30/09/2021)
Requerente: Syngenta Proteção de Cultivos Ltda.
Marca comercial: REFLECT.
Nome comum: Isopirazam.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: Mistura de 3-(difluoromethyl)-1-methyl-N-[(1RS,4SR,9RS)-1,2,3,4-tetrahydro-9-isopropyl1,4-methanonaphthalen-5-yl]pyrazole-4-carboxamide (syn-isomers) e 3-(difluoromethyl)- 1-methyl-N-[(1RS,4SR,9SR)-1,2,3,4-tetrahydro-9-isopropyl-1,4-methanonaphthalen-5- yl]pyrazole-4-carboxamide (anti-isomers).
Indicação de uso pretendido: Na cultura da Soja.
Processo nº: 21016.008063/2021-48.

09. Motivo da solicitação: Registro (30/09/2021)
Requerente: Vital Brasil Chemical Ind. e Com. Prod. Químicos Ltda.
Marca comercial: RAUBTIER.
Nome comum: *Beauveria bassiana*, isolado IBCB 66; *Metarhizium anisopliae*, isolado IBCB 425.
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Deois flavopicta* e *Euschistus heros*.
Processo nº: 21016.008105/2021-41.

10. Motivo da solicitação: Registro (30/09/2021)
Requerente: Bioma Indústria Comércio e Distribuição - Eirelli
Marca comercial: NEMA PROTECTION.
Nome comum: Bacillus amyloliquefaciens, isolado CBMAI 2356.
Classe de Uso: Nematicida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Pratylenchus brachyurus.*
Processo nº: 21016.008083/2021-19

11. Motivo da solicitação: Registro (30/09/2021)
Requerente: Basf S.A.
Marca comercial: VESTIGE® F.
Nome comum: Nematoide Steinernema feltiae UK76.
Classe de Uso: Agente biológico de controle.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Bradysia matogrossensis, Frankliniella occidentalis e Thrips tabaci.*
Processo nº: 21016.008104/2021-04.

12. Motivo da solicitação: Registro (06/10/2021)
Requerente: Sinon do Brasil Ltda.
Marca comercial: BOOM
Nome comum: Triciclazol.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: 5-methyl-1,2,4-triazolo[3,4-b][1,3]benzothiazole.
Indicação de uso pretendido: Na cultura do arroz.
Processo nº: 21000.084472/2021-10.

13. Motivo da solicitação: Registro (08/10/2021)
Requerente: Prophyto Comércio e Serviços Ltda.
Marca comercial: REDSHIELD 750 WG
Nome comum: Óxido Cuproso.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: Copper (I) Oxide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de abacate, abacaxi, abóbora, abobrinha, açaí, acerola, alho, ameixa, amora, amendoim, anomáceas, azeitona, banana, batata, batata doce, batata yacon, berinjela, beterraba, cacau, café, caju, caqui, cará, carambola, castanha-do-pará, cebola, cenoura, chalota, chuchu, citros, cravo, cupuaçu, feijão, feijão vagem, figo, framboesa, fumo, gengibre, goiaba, guaraná, inhame, jiló, kiwi, maçã, macadâmia, mamão, mandioca, mandioquinha-salsa, manga, mangaba, maracujá, marmelo, maxixe, melancia, melão, mirtilo, morango, nabo, nectarina, nêspera, pepino, pêra, pêssego, pimenta, pimentão, pitanga, plantas ornamentais, pupunha, rabanete, romã, rosa, seriguela, soja, tomate e uva.
Processo nº: 21016.008426/2021-45.

14. Motivo da solicitação: Registro (15/10/2021)
Requerente: Indigo Brazil Agricultura Ltda.
Marca comercial: biotrinsic N11 FP.
Nome comum: *Pseudomonas oryzihabitans*, Cepa SYM23945
Classe de Uso: Nematicida microbiológico
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Heterodera glycines*, *Pratylenchus brachyurus* e *Meloidogyne incógnita*.
Processo nº: 21016.008671/2021-52.

15. Motivo da solicitação: Registro (18/10/2021)
Requerente: JB Biotecnologia Ltda.
Marca comercial: PALM-VIT.
Nome comum: *Palmistichus elaeisis*
Classe de Uso: Agente Biológico de Controle.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Thyrinteina arnobia*.
Processo nº: 21016.008709/2021-97.

16. Motivo da solicitação: Registro (19/10/2021)
Requerente: Prophyto Comércio e Serviços Ltda.
Marca comercial: EMENENCE TS.
Nome comum: burkholderia rinojensis cepa A396.
Classe de Uso: Inseticida, Nematicida e Acaricida Microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de milho e soja.
Processo nº: 21016.008781/2021-14.

17. Motivo da solicitação: Registro (22/10/2021)
Requerente: Symborg Participações Ltda.
Marca comercial: Thydra
Nome comum: Trichoderma harzianum T78.
Classe de Uso: Fungicida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Sclerotinia sclerotium*.
Processo nº: 21016.008880/2021-04.

18. Motivo da solicitação: Registro (22/10/2021)
Requerente: Stoller do Brasil Ltda.
Marca comercial: STR1-PM.
Nome comum: Cinetina; Ácido Giberélico, GA3; Ácido 4-Indol-3-Ilbutírico.
Classe de Uso: Regulador de Crescimento Vegetal
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de alface, algodão, arroz, batata, café, cana-de-açúcar, cebola, cevada, citros, feijão. mamão, melão, milho, soja, tomate, trigo e uva.
Processo nº: 21016.008894/2021-10.

19. Motivo da solicitação: Registro (26/10/2021)
Requerente: Prophyto Comércio e Serviços Ltda.
Marca comercial: RIZONEMA.
Nome comum: *Burkholderia rinojensis* cepa A396.
Classe de Uso: Inseticida, nematicida e acaricida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de milho e soja.
Processo nº: 21016.008992/2021-57.

20. Motivo da solicitação: Registro (27/10/2021)
Requerente: Lallemand Soluções Agrobiológicas Ltda.
Marca comercial: LALSTOP ORGANIC DS.
Nome comum: Trichoderma asperellum, isolado URM 5911.
Classe de Uso: Fungicida Microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Rhizoctonia solani* e *Fusarium solani f. sp. Phaseoli*.
Processo nº: 21016.009062/2021-11

21. Motivo da solicitação: Registro (27/10/2021)
Requerente: Perterra Insumos Agropecuários S.A.
Marca comercial: ATTUARE W.
Nome comum: Diurom; Hexazinona.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 3- (3,4- dichlorophenyl)- 1,1- dimethylurea; 3- cyclohexyl- 6-dimethylamino- 1- methyl- 1,3,5- triazine- 2,4(1H,3H)- dione.
Indicação de uso pretendido: Na cultura da Cana-de-Açúcar.
Processo nº: 21016.009052/2021-85.

22. Motivo da solicitação: Registro (28/10/2021)
Requerente: Biorisk Assessoria e Comércio de Produtos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: SUGENT 800DF
Nome comum: Fipronil.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: (RS)-5-amino-1-(2,6-dichloro-α,α,α -trifluoro-p-tolyl)-4-trifluoromethylsulfinylpyrazole-3-carbonitrile
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de Algodão, Batata, Cana-de-Açúcar, Duboisia, Milho e Soja.
Processo nº: 21000.091462/2021-31

23. Motivo da solicitação: Registro (28/10/2021)
Requerente: Syncrom Assessoria e Comércio de Produtos Agropecuários Ltda.
Marca comercial: AGROPIONEER 240 SC.
Nome comum: Metoxifenozida.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: N-tert-butyl-N'-(3-methoxy-o-toluoyl)-3,5-xylohydrazide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de Algodão, Feijão, Maçã, Milho, Soja, Tomate e Trigo.
Processo nº: 21016.009085/2021-25.

24. Motivo da solicitação: Registro (28/10/2021)
Requerente: Syncrom Assessoria e Comércio de Produtos Agropecuários Ltda.
Marca comercial: FLECTOR.
Nome comum: Bifentrina; Clorantraniliprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 2-methylbiphenyl-3-ylmethyl (Z)-(1RS,3RS)-3-(2-chloro-3,3,3-trifluoroprop-1- enyl)-2,2- dimethylcyclopropanecarboxylate; 3-bromo-4'-chloro-1-(3-chloro-2-pyridyl)-2'-methyl-6'- (methylcarbamoyl)pyrazole-5- carboxanilide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de Algodão, Milho e Soja.
Processo nº: 21016.009088/2021-69.

25. Motivo da solicitação: Registro (29/10/2021)
Requerente: Biorisk Assessoria e Comércio de Produtos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: Arbalest 200 SC.
Nome comum: Etiprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 5-amino-1-(2,6-dichloro-a,a,a-trifluoro-p-tolyl)-4-ethylsulfinylpyrazole-3-carbonitrile.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de Algodão, Arroz, Cana-de-Açúcar, Café, Milheto, Milho, Soja e Sorgo.
Processo nº: 21016.009116/2021-48.

26. Motivo da solicitação: Registro (29/10/2021)
Requerente: Albaugh Agro Brasil Ltda.
Marca comercial: ACETAMIPRIDO+BIFENTRINA SC ALBAUGH 02
Nome comum: Acetamiprido; Bifentrina.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: (E)-N1-[(6-chloro-3-pyridyl)methyl]-N2-cyano-N1-methylacetamidine; 2-methylbiphenyl-3-ylmethyl(Z)-(1RS,3RS)-3-(2-chloro-3,3,3-trifluoroprop-1-enyl)-2,2-dimethylcyclopropanecarboxylate.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de abacate, abacaxi, mamão, manga, acelga, agrião, alface, almeirão, berinjela, brócolis, chicória, couve, couve-chinesa, couve-de-bruxelas, couve-flor, espinafre, estévia, jiló, mostarda, pimenta, pimentão, quiabo, repolho, rúcula, algodão, alho, amendoim, batata, cebola, chalota, citros, ervilha, feijão, feijãocaupi, feijão-fava, feijão-guandu, feijão-mungo, feijão-vagem, grãode-bico, lentilha, soja, arroz irrigado, aveia, centeio, cevada, trigo, triticale, café, cana-de-açúcar, milheto, milho, sorgo, crisântemo, eucalipto, melancia, melão, pastagem e tomate.
Processo nº: 21000.091715/2021-76.

27. Motivo da solicitação: Registro (29/10/2021)
Requerente: Albaugh Agro Brasil Ltda.
Marca comercial: TIAMETOXAM SC ALBAUGH 01
Nome comum: Tiametoxam.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 3-(2-chloro-1,3-thiazol-5-ylmethyl)-5-methyl-1,3,5-oxadiazinan-4-ylidene(nitro)amine.

Indicação de uso pretendido: Na cultura da cana-de-açúcar.
Processo nº: 21000.091709/2021-19.

28. Motivo da solicitação: Registro (29/10/2021)
Requerente: Rainbow Defensivos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: SPIREEL.
Nome comum: Trifloxistrobina; Protioconazol.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: 2methyl(E)-methoxyimino-{(E)-α-[1-α,α,α-trifluoro-m-tolyl)ethylideneaminooxy]-o-tolyl}acetate; (RS)-2-[2-(1-chlorocyclopropyl)-3-(2-chlorophenyl)-2- hydroxypropyl]-2,4-dihydro-1,2,4-triazole-3-thione.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, feijão, milho, soja e trigo.
Processo nº: 21016.009149/2021-98.

29. Motivo da solicitação: Registro (29/10/2021)
Requerente: Rainbow Defensivos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: DIZOLE.
Nome comum: Difenoconazol.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: Cis-trans-3-chloro-4-[4-methyl-2-(1H-1,2,4-triazol-1-ylmethyl)-1,3-dioxolan-2-yl]phenyl 4-chlorophenyl ether.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de abacate, abacaxi, acelga, acerola, abobrinha, agrião, álamo, alface, algodão, alho, almeirão, amora, amendoim, anonáceas, arroz, azeitona, banana, batata, berinjela, beterraba, cacau, café, caju, carambola, caqui, cebola, cenoura, cupuaçu, citros, chicória, coco, couve-flor, crisântemo, estévia, ervilha, espinafre, figo, feijão, framboesa, girassol, goiaba, guaraná, kiwi, maçã, mamão, manga, mangaba, maracujá, melancia, melão, milho, mirtilo, morango, mostarda, pepino, pêssego, pimentão, pitanga, plantas ornamentais, romã, rosa, rúcula, seriguela, soja, tomate e uva.
Processo nº: 21016.009153/2021-56.

30. Motivo da solicitação: Registro (29/10/2021)
Requerente: Eloiza Cristina Castelan Eireli.
Marca comercial: Combat MBc
Nome comum: *Metarhizium anisopliae*, cepa IBCB 425.
Classe de Uso: Inseticida Microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Mahanarva fimbriolata*, *Zulia entreriana* e *Deois flavopicta*.
Processo nº: 21016.009154/2021-09.

31. Motivo da solicitação: Registro (29/10/2021)
Requerente: Rainbow Defensivos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: PANOL
Nome comum: Cloridrato de Propamocarbe.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: Propyl-3-(dimethylamino)propylcarbamate hydrocloride.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de batata, cebola, melão, tomate, antúrio, cheflera pequena, cipó uva, cerinha, crisântemo, violeta, begonia, arália japonesa, lírio da paz, comigo-ninguém-pode, cinerária, poinséria, gérbera, bromélia e samambaia.
Processo nº: 21016.009155/2021-45.

32. Motivo da solicitação: Registro (29/10/2021)
Requerente: Eloiza Cristina Castelan Eireli
Marca comercial: Fulminante AKb.
Nome comum: Beauveria bassiana, isolado IBCB 66*.
Classe de Uso: Inseticida e Acaricida Microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Bemisia tabaci* raça B, *Cosmopolites sordidus*, *Tetranychus urticae*, *Dalbulus maidis* e *Sphenophoruss levis.*
Processo nº: 21016.009148/2021-43.

33. Motivo da solicitação: Registro (03/11/2021)
Requerente: Prophyto Comércio e Serviços Ltda.
Marca comercial: 1,4 SIGHT.
Nome comum: 1,4 Dimetilnaftaleno.
Classe de Uso: Regulador de Crescimento.
Indicação de uso pretendido: Na cultura da batata.
Processo nº: 21016.009200/2021-61.

34. Motivo da solicitação: Registro (03/11/2021)
Requerente: Bioma Indústria Comércio e Distribuição - EIRELI
Marca comercial: BIAGRO ARES.
Nome comum: Metarhizium anisopliae, isolado IBCB 425
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Mahanarva fimbriolata*, *Zulia entreriana* e *Deois flavopicta*.
Processo nº: 21016.009215/2021-20.

35. Motivo da solicitação: Registro (05/11/2021)
Requerente: Albaugh Agro Brasil Ltda.
Marca comercial: AMICARBAZONA SC ALBAUGH 02.
Nome comum: Amicarbazona.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 4-amino-N-tert-butyl-4,5-dihydro-3-isopropyl-5-oxo-1H1,2,4-triazole-1-carboxamide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de cana-de-açúcar e milho.
Processo nº: 21000.094210/2021-63.

36. Motivo da solicitação: Registro (05/11/2021)
Requerente: Chds do Brasil Comércio de Insumos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: FUZILLE.
Nome comum: Clorantraniliprole; Clorfenapir.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 3-bromo-4'-chloro-1-(3-chloro-2-pyridyl) -2'-methyl-6'-(methylcarbamoyl) pyrazole-5-carboxanilide; 4-bromo-2-(4-chlorophenyl)-1-(ethoxymethyl)-5-(trifluoromethyl)pyrrole-3-carbonitrile.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de batata, duboisia, milho e soja.
Processo nº: 21000.094381/2021-92.

37. Motivo da solicitação: Registro (05/11/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: GRINGO 240 SC.
Nome Comum: Metoxifenozida.
Classe De Uso: Inseticida.
Nome Químico: N-tert-butyi-N' -(3-methoxy-o-toluoyl)-3, 5-xylohydrazide.
Indicação De Uso Pretendido: Nas Culturas de algodão, milho, milheto, soja, sorgo, amendoim, aveia, centeio, cevada, ervilha, feijão, feijões, grão-de-bico, lentilha, maçã, trigo, triticale e tomate.
Processo nº: 21000.094255/2021-38.

38. Motivo da solicitação: Registro (05/11/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: METOXIFENOZIDA TR.
Nome comum: Metoxifenozida.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: N-tert-butyi-N'-(3-methoxy-o-toluoyl)-3,5-xylohydrazide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, milho, milheto, soja, sorgo, amendoim, aveia, centeio, cevada, ervilha, feijão, feijões, grão-de-bico, lentilha, maçã, trigo, triticale e tomate.
Processo nº: 21000.094253/2021-49.

39. Motivo da solicitação: Registro (05/11/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: FLEXA 240 SC.
Nome comum: Metoxifenozida.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: N-tert-butyi-N'-(3-methoxy-o-toluoyl)-3,5-xylohydrazide.
Indicação de uso pretendido: Nas Culturas de algodão, milho, milheto, soja, sorgo, amendoim, aveia, centeio, cevada, ervilha, feijão, feijões, grão-de-bico, lentilha, maçã, trigo, triticale e tomate.
Processo nº: 21000.094250/2021-13.

40. Motivo da solicitação: Registro (05/11/2021)
Requerente: Agroimport do Brasil Ltda.
Marca comercial: TEMBOTRIONE 420 SC AGROIMPORT.
Nome comum: Tembotriona.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 2-{2-chloro-4-mesyl-3-[(2,2,2-trifluoroethoxy)methyl]benzoyl}cyclohexane-1,3-dione.
Indicação de uso pretendido: Na cultura do milho.
Processo nº: 21016.009265/2021-15.

41. Motivo da solicitação: Registro (05/11/2021)
Requerente: Agroimport do Brasil Ltda.
Marca comercial: PROTIOCONAZOL 350 + TRIFLOXISTROBINA 300 WG AGROIMPORT.
Nome comum: Protioconazol; Trifloxistrobina.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: (RS)-2-[2-(1-chlorocyclopropy)-3-(2-chlorophenyl)-2-hydroxypropyl]-2,4-dihydro-1,2,4-triazole-3-thione; methyl(E)-methoxyimino-{(E)-α-[1-(α,α,α-trifluoro-m-tolyl)ethylideneaminooxy]-otolyl}acetate,
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de feijão, soja e trigo.
Processo nº: 21016.009266/2021-51.

42. Motivo da solicitação: Registro (08/11/2021)
Requerente: Biotrop Soluções Biológicas e Participações Ltda.
Marca comercial: BIOKATO.
Nome comum: Pseudomonas fluorescens, isolado CCTB03; Pseudomonas chlororaphis, isolado CCTB19.
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Bemisia tabaci* raça B, *Dalbulus maydis* e *Euchistus heros.*
Processo nº: 21016.009298/2021-57.

43. Motivo da solicitação: Registro (08/11/2021)
Requerente: Nutrien Soluções Agrícolas Ltda.
Marca comercial: FLUAZINAM LOVELAND.
Nome comum: Fluazinam.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: 3-chloro-N-(3-chloro-5-trifluoromethyl-2-pyridyl)- α,α,α-trifluoro-2,6-dinitro-ptoluidine.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de acelga, agrião, alface, almeirão, chicória, espinafre, estévia, mostarda, rúcula, algodão, batata, cana-de-açúcar, cebola, feijão, ervilha, feijão-caupi, amendoim, grão-de-bico, girassol, canola, mamona, maçã, acerola, amora, azeitona, framboesa, mirtilo, morango, pitanga, siriguela, tomate, ameixa, marmelo, nectarina, nêspera, pêra, pêssego, soja e lentilha.
Processo nº: 21000.094866/2021-86.

44. Motivo da solicitação: Registro (08/11/2021)
Requerente: Vital Brasil Chemical Ind. e Com. Prod. Químicos Ltda.
Marca comercial: BioMTZ.
Nome comum: Metarhizium anisopliae, isolado IBCB 425.
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Mahanarva fimbriolata*, *Zulia entreriana* e *Deois flavopicta*.
Processo nº: 21016.009271/2021-64.

45. Motivo da solicitação: Registro (09/11/2021)
Requerente: Nutrien Soluções Agrícolas Ltda.
Marca comercial: TRICICLAZOL LOVELAND.
Nome comum: Triciclazol.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: 5-methyl-1,2,4-triazolo[3,4-b][1,3]benzothiazole.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de arroz e arroz irrigado.
Processo nº: 21000.095476/2021-23.

46. Motivo da solicitação: Registro (09/11/2021)
Requerente: Ferbru Participações S.A.
Marca comercial: DEVARLIN 750 WG.
Nome comum: Isoxaflutol.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 5-cyclopropyl-1,2-oxazol-4-yl cx:,cx:,cx:-trifluoro-2-mesyl-p-tolyl ketone.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, batata, cana-de-açúcar, mandioca, milho, soja, eucalipto e pinus.
Processo nº: 21000.095051/2021-14.

47. Motivo da solicitação: Registro (09/11/2021)
Requerente: Perterra Insumos Agropecuários S.A.
Marca comercial: AZOXISTROBINA 250 SC PERTERRA.
Nome comum: Azoxistrobina.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: Methyl (E)-2-{2-[6-(2-cyanophenoxy) pyrimidin-4-yloxy] phenyl}-3-methoxyacrylate.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, arroz, aveia, banana, cevada, soja e trigo.
Processo nº: 21016.009331/2021-49.

48. Motivo da solicitação: Registro (09/11/2021)
Requerente: Nellty do Brasil Comércio, Importação, Exportação, Regulamentação e Registro Ltda.
Marca comercial: JOICE.
Nome comum: Quizalofope-P-Etílico.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: Ethyl (R)-2-[4-(6-chloroquinoxalin-2-yloxy)phenoxy]propionate .
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, amendoim, aveia, batata, café, cebola, centeio, cevada, citros, ervilha, feijão, feijão-caupi, grão-de-bico, lentilha, soja, tomate, trigo e triticale.
Processo nº: 21016.009334/2021-82.

49. Motivo da solicitação: Registro (10/11/2021)
Requerente: Syngenta Proteção de Cultivos Ltda.
Marca comercial: REFLECT TOP.
Nome comum: Isopirazam; Difenoconazol.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: Mistura de 3-(difluoromethyl)-1-methyl-N-[(1RS,4SR,9RS)-1,2,3,4-tetrahydro-9-isopropyl1,4-methanonaphthalen-5-yl]pyrazole-4-carboxamide (syn-isomers) e 3-(difluoromethyl)- 1-methyl-N-[(1RS,4SR,9SR)-1,2,3,4-tetrahydro-9-isopropyl-1,4-methanonaphthalen-5- yl]pyrazole-4-carboxamide (anti-isomers); cis-trans-3-chloro-4-[4-methyl-2-(1H-1,2,4-triazol-1-ylmethyl) -1,3-dioxolan-2-yl]phenyl 4- chlorophenyl ether.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de maçã e soja.
Processo nº: 21016.009351/2021-10.

50. Motivo da solicitação: Registro (11/11/2021)
Requerente: Tradecorp do Brasil Comércio de Insumos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: ESPINOSADE ASCENZA 480 SC.
Nome comum: Espinosade.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: Mixture of (2R,3aR,5aR,5bS,9S,13S,14R,16aS,16bR)-2-(6-deoxy-2,3,4-tri-O-methyl-α-Lmannopyranosyloxy)-13-(4- dimethylamino-2,3,4,6-tetradeoxy-ß-D-erythropyranosyloxy)-9-ethyl2,3,3a,5a,5b,6,7,9,10,11,12,13,14,15,16a, 16b-hexadecahydro-14-methyl-1H-8-oxacyclododeca[b]asindacene-7,15-dione and (2S,3aR,5aS,5bS,9S,13S,14R,16aS,16bR) -2-(6-deoxy-2,3,4-tri-O-methyl-α-L-mannopyranosyloxy)-13-(4-dimethylamino-2,3,4,6-tetradeoxy-ß-Derythropyranosyloxy)-9-ethyl- 2,3,3a,5a,5b,6,7,9,10,11,12,13,14,15,16a,16b-hexadecahydro-4,14- dimethyl-1H-8-oxacyclo dodeca[b]as-indacene-7, 15-dione in the proportion 50-95% to 50-5%.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de brócolis, cebola, couve, couve-chinesa, couve-de-bruxelas, couve-flor, melancia, repolho, tomate, uva, batata, feijão, maçã, algodão, café, milho, sorgo, soja, citros e plantas ornamentais.
Processo nº: 21000.096098/2021-03.

51. Motivo da solicitação: Registro (12/11/2021)
Requerente: Isk Biosciences DO BRASIL DEFENSIVOS AGRÍCOLAS LTDA.
Marca comercial: VOXY.
Nome comum: Tiafenacil Técnico; Sulfentrazona.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: Methyl 3-((2RS)-2-{2-chloro-4-fluoro-5-[1,2,3,6-tetrahydro-3-methyl-2,6-dioxo-4-(trifluoromethyl) pyrimidin-1(6H)-yl]phenylthio}propionamido)propionate; 2',4'-dichloro-5'-(4-difluoromethyl-4,5-dihydro-3-methyl-5-oxo-1H-1,2,4-triazol-1-yl) methanesulfonanilide.
Indicação de uso pretendido: Na cultura da Soja.
Processo nº: 21016.009393/2021-51.

52. Motivo da solicitação: Registro (12/11/2021)
Requerente: Vital Brasil Chemical Ind. e Com. Prod. Químicos Ltda.
Marca comercial: EcoCLAVY.
Nome comum: Metarhizium anisopliae, isolado IBCB 425.
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de Mahanarva fimbriolata, Zulia entreriana e Deois flavopicta em qualquer cultura nas quais ocorram.
Processo nº: 21016.009405/2021-47.

53. Motivo da solicitação: Registro (12/11/2021)
Requerente: Biotrop Soluções Biológicas e Participações Ltda.
Marca comercial: TAKOTROP.
Nome comum: Pseudomonas fluorescens, isolado CCTB03; Pseudomonas chlororaphis, isolado CCTB19.
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Bemisia tabaci* raça B, *Dalbulus maydis* e Euchistus heros em qualquer cultura nas quais ocorram.
Processo nº: 21016.009391/2021-61.

54. Motivo da solicitação: Registro (12/11/2021)
Requerente: Mezfer BR Soluções Agrícolas Ltda.
Marca comercial: TRICONTROL.
Nome comum: Trichoderma harzianum.
Classe de Uso: Fungicida Biológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Rhizoctonia solani*, *Scherotinia Sclerotiorum* e *Fusarium solani* f.sp.
Processo nº: 21000.096637/2021-04.

55. Motivo da solicitação: Registro (12/11/2021)
Requerente: Biotrop Soluções Biológicas e Participações Ltda.
Marca comercial: BTP 016-19
Nome comum: *Pseudomonas fluorescens*, isolado CCTB03; *Pseudomonas chlororaphis*, isolado CCTB19.
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Bemisia tabaci* raça B, *Dalbulus maydis* e *Euchistus heros*.
Processo nº: 21016.009392/2021-14.

56. Motivo da solicitação: Registro (14/11/2021)
Requerente: Indofil Industries do Brasil Ltda.
Marca comercial: GRUMA 02 SC.
Nome comum: Mancozebe; Difenoconazol; Ciproconazol.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: Manganês etilenobis (ditiocarbamato polimérico complexo com sal de zinco; cis-trans-3-chloro-4-[4-methyl-2-(1H-1,2,4-triazol-1-ylmethyl)-1,3-dioxolan-2-yl]phenyl 4-chlorophenyl ether; (2RS,3RS;2RS,3SR)-2-(4-chlorophenyl)-3-cyclopropyl-1-(1H-1,2,4-triazol-1-yl)butan-2-ol.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão e soja.
Processo nº: 21016.009419/2021-61.

57. Motivo da solicitação: Registro (16/11/2021)
Requerente: Syngenta Proteção de Cultivos Ltda.
Marca comercial: EMBLAZON.
Nome comum: Biciclopirona.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 4-hydroxy-3-{2-[(2-methoxyethoxy)methyl]-6-(trifluoromethyl)-3-pyridylcarbonyl} bicyclo[3.2.1]oct-3-en-2-one.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de eucalipto, pinus, acácia, cedro, mogno, paricá e teca.
Processo nº: 21016.009435/2021-53.

58. Motivo da solicitação: Registro (16/11/2021)
Requerente: Corteva Agriscience do Brasil Ltda.
Marca comercial: Yeldana.
Nome comum: Fluazaindolizine.
Classe de Uso: Nematicida.
Nome Químico: 8-Chloro-N-[(2-chloro-5-methoxyphenyl)sulfonyl]-6-(trifluoromethyl)imidazo[1,2-a]pyridine-2- carboxamide.
Indicação de uso pretendido: Na cultura da cana-de-açúcar.
Processo nº: 21000.097241/2021-76.

59. Motivo da solicitação: Registro (17/11/2021)
Requerente: Bionat Soluções Biológicas Ltda.
Marca comercial: BIO CENTULES.
Nome comum: Beauveria bassiana, cepa IBCB 66.
Classe de Uso: Inseticida e Acaricida Microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Bemisia tabaci* raça B, *Cosmopolites sordidus*, *Tetranychus urticae*, *Dalbulus maidis* e *Sphenophorus levis*.
Processo nº: 21016.009481/2021-52

60. Motivo da solicitação: Registro (17/11/2021)
Requerente: Proregistros Registros de Produtos Ltda.
Marca comercial: NEATLAND GUARD SC.
Nome comum: Metalaxil-M; Clorotalonil.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: methyl N-methoxyacetyl-N-2,6-xylyl-D-alaninate; tetrachloroisophthalonitrile.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de abóbora, abobrinha, batata, brócolis, cebola, couve, couve-chinesa, couve-de-bruxelas, couve-flor, chuchu, duboisia, maxixe, melão, melancia, pepino, plantas ornamentais, repolho, rosa e tomate.
Processo nº: 21000.097834/2021-32.

61. Motivo da solicitação: Registro (17/11/2021)
Requerente: Rotam do Brasil Agroquímica e Produtos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: SPINOTAM 480 SC.
Nome comum: Espinosade.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: Mixture of (2R,3aR,5aR,5bS,9S,13S,14R,16aS,16bR)-2-(6-deoxy-2,3,4-tri-O-methyl-L-mannopyranosyloxy)-13-(4-dimethylamino-2,3,4,6-tetradeoxy- β -D-erythropyranosyloxy)-9-ethyl2,3,3a,5a,5b,6,7,9,10,11,12,13,14,15,16a,16b-hexadecahydro-14-methyl-1H-8-oxacyclododeca [b]as-indacene-7,15-dione and (2S,3aR,5aS,5bS,9S,13S,14R,16aS, 16bR)-2-(6-deoxy-2,3,4-tri-O-methyl-L-mannopyranosyloxy)-13-(4-dimethylamino-2,3,4,6-tetradeoxy- β -D-erythropyrano syloxy)-9-ethyl-2,3,3a,5a,5b,6,7,9,10,11,12,13,14,15,16a,16b-hexadecahydro-4,14-dimethyl1H-8-oxacyclo dodeca[b]as-indacene-7,15-dione in the proportion 50-95% to 50-5%.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, batata, brócolis, café, cebola, citros, couve, couve-chinesa, couve-de-bruxelas, couve-flor, crisântemo, feijão, melancia, milho, repolho, soja, sorgo e tomate.
Processo nº: 21016.009461/2021-81.

62. Motivo da solicitação: Registro (17/11/2021)
Requerente: Nortox S/A - PR
Marca comercial: TEBUCO OC
Nome comum: Clorotalonil; Oxicloreto de Cobre; Tebuconazol.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: Tetrachloroisophthalonitrile; Dicopper chloride trihydroxide; (RS)-1-p-chlorophenyl-4,4-dimethyl-3-(1H-1,2,4-triazol-1-ylmethyl)pentan-3-ol.
Indicação de uso pretendido: Na cultura da soja.
Processo nº: 21016.009468/2021-01.

63. Motivo da solicitação: Registro (17/11/2021)
Requerente: Ferbru Participações S.A.
Marca comercial: PARTNER 840 WG.
Nome comum: Diclosulam.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: N-(2,6-d ich lorophenyl)-5-ethoxy-7-fl uoro [1,2,4]triazolo [1,5-c] pyri m id i ne-2-su lfonamide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de cana-de-açúcar e soja.
Processo nº: 21000.097619/2021-31.

64. Motivo da solicitação: Registro (17/11/2021)
Requerente: Bionat Soluções Biológicas Ltda.
Marca comercial: BIO PHYGGA.
Nome comum: Metarhizium anisopliae, cepa IBCB 425.
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Mahanarva fimbriolata*, *Zulia entreriana* e *Deois flavopicta*.
Processo nº: 21016.009482/2021-05.

65. Motivo da solicitação: Registro (17/11/2021)
Requerente: VSF Agricultura Sustentável e Comércio LTDA.
Marca comercial: CRYPTON.
Nome comum: Cryptolaemus montrouzieri.
Classe de Uso: Agente Biológico de Controle.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Maconellicoccus hirsutus*.
Processo nº: 21016.009469/2021-48.

66. Motivo da solicitação: Registro (17/11/2021)
Requerente: VSF Agricultura Sustentável e Comércio LTDA.
Marca comercial: ORIUS ATTACK.
Nome comum: Orius insidiosus.
Classe de Uso: Agente Biológico de Controle.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Franklinelia occidentalis*.
Processo nº: 21016.009474/2021-51.

67. Motivo da solicitação: Registro (17/11/2021)
Requerente: Biogrow do Brasil Ltda.
Marca comercial: Citobloom 2.4.
Nome comum: 6-benzilaminopurina.
Classe de Uso: Regulador de crescimento vegetal.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de maçã e café.
Processo nº: 21016.009479/2021-83.

68. Motivo da solicitação: Registro (18/11/2021)
Requerente: Koppert do Brasil Holding LTDA.
Marca comercial: Trichodermil Evo WP.
Nome comum: Trichoderma harzianum 1306.
Classe de Uso: Fungicida e Nematicida Microbiologico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Rhizoctonia solani*, *Phytophthora soja* e, *Fusarium solani*, *Macrophomina phaseolina*, *Pratylenchus brachyurus*, *Meloidogyne incógnita* e *Heterodera glycines*.
Processo nº: 21016.009496/2021-11.

69. Motivo da solicitação: Registro (18/11/2021)
Requerente: Bioma Indústria Comércio e Distribuição - EIRELLI
Marca comercial: LAPHY PROTECTION.
Nome comum: Spodoptera frugiperda multiple nucleopolyhedrovirus (SfMNPV).
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Spodoptera Frugiperda*.
Processo nº: 21016.009499/2021-54.

70. Motivo da solicitação: Registro (18/11/2021)
Requerente: Adama Brasil S/A
Marca comercial: DT-CE-MPP-460-23T.
Nome comum: Mancozebe; Protioconazol; Picoxistrobina.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: Manganese ethylenebis(dithiocarbamate) (polymeric) complex with zinc salt; (RS)-2-[2-(1-chlorocyclopropyl)-3-(2-chlorophenyl)-2-hydroxypropyl]-2,4-dihydro-1,2,4-triazole-3-thione; Methyl (E)-3-methoxy-2-{2-[6-(trifluoromethyl)-2-pyridyloxymethyl]phenyl}acrylate.
Indicação de uso pretendido: Na cultura da soja.
Processo nº: 21016.009483/2021-41.

71. Motivo da solicitação: Registro (18/11/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: TRACKING 720 WG.
Nome comum: Glifosato.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: Sal de amônio de N-(phosphonomethyl)glycine.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, ameixa, arroz, banana, cacau, café, cana-de-açúcar, citros, eucalipto, maçã, milho, nectarina, pastagens, pêra, pêssego, pinus, soja, soja geneticamente modificada resistente ao glifosato, trigo e uva.
Processo nº: 21000.097988/2021-24.

72. Motivo da solicitação: Registro (18/11/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: PRO-PIC 720 WG.
Nome comum: Glifosato.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: Sal de amônia de N-(phosphonomethyl)glycine.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, ameixa, arroz, banana, cacau, café, cana-de-açúcar, citros, eucalipto, maçã, milho, nectarina, pastagens, pêra, pêssego, pinus, soja, soja geneticamente modificada resistente ao glifosato, trigo e uva.
Processo nº: 21000.097991/2021-48.

73. Motivo da solicitação: Registro (18/11/2021)
Requerente: Syncrom Assessoria e Comércio de Produtos Agropecuários Ltda.
Marca comercial: CLIFTON.
Nome comum: Bifentrina; Clorantraniliprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 2-methylbiphenyl-3-ylmethyl (Z)-(1RS,3RS)-3-(2-chloro-3,3,3-trifluoroprop-1- enyl)-2,2- dimethylcyclopropanecarboxylate; 3-bromo-4'-chloro-1-(3-chloro-2-pyridyl)-2'-methyl-6'- (methylcarbamoyl)pyrazole-5- carboxanilide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, milho e soja.
Processo nº: 21016.009495/2021-76.

74. Motivo da solicitação: Registro (18/11/2021)
Requerente: BRA Defensivos Agrícolas LTDA.
Marca comercial: FLUROXIPIR + TRICLOPIR EC BRA.
Nome comum: Fluroxipir-Meptílico; Triclopir Butotílico.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 1-methylheptylester (4-amino-3,5-dichloro-6-fluoro-2-pyridyloxy)acetate; Butoxyethyl 3,5,6-trichloro-2-pyridyloxyacetate.
Indicação de uso pretendido: Na cultura de pastagem.
Processo nº: 21000.098263/2021-53.

75. Motivo da solicitação: Registro (19/11/2021)
Requerente: CHDS do Brasil Comercio de Insumos Agricolas Ltda.
Marca comercial: JANGADA I
Nome comum: Acetamiprido; Piriproxifem.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: (E)-N1-[(6-chloro-3-pyridyl)methyl]-N2-cyano-N1-methylacetamidine; 4-phenoxyphenyl (RS)-2-(2-pyridyloxy)propyl ether.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, amendoim, citros, ervilha, feijão, feijões, grão-de-bico, lentilha, melancia, melão, rosa, soja e tomate.
Processo nº: 21016.009506/2021-18.

76. Motivo da solicitação: Registro (19/11/2021)
Requerente: RAINBOW DEFENSIVOS AGRÍCOLAS LTDA.
Marca comercial: SILVZOLE.
Nome comum: Tebuconazol.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: (RS)-1-p-chlorophenyl-4,4-dimethyl-3-(1H-1,2,4-triazol-1 ylmethyl)pentan-3-ol.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, amendoim, arroz, aveia, café, centeio, cevada, ervilha, grão-de-bico, lentilha, feijão, feijões, milho, milheto, soja, sorgo, trigo e triticale.
Processo nº: 21016.009533/2021-91.

77. Motivo da solicitação: Registro (19/11/2021)
Requerente: Tudo Rural Agronegócios do Brasil Ltda.
Marca comercial: DOUTOR TR.
Nome comum: Protioconazol; Fenpropimorfe; Picoxistrobina.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: (RS)-2-[2-(1-chlorocyclopropyl)-3-(2-chlorophenyl)-2-hydroxypropyl]-2,4-dihydro-1,2,4-triazole-3-thione; (RS)-cis-4-[3-(4-tert-butylphenyl)-2-methylpropyl] -2,6-dimethylmorpholine; methyl (E)-3-methoxy-2-{2-[6-(trifluoromethyl)-2-pyridyloxymethyl]phenyl}acrylate.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, soja e trigo.
Processo nº: 21016.009531/2021-00.

78. Motivo da solicitação: Registro (23/11/2021)
Requerente: Albaugh Agro Brasil Ltda.
Marca comercial: PROTIOCONAZOL EC ALBAUGH 02.
Nome comum: Protioconazol.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: (RS)-2-[2-(1-chlorocyclopropyl)-3-(2-chlorophenyl)-2-hydroxypropyl]-2,4-dihydro-1,2,4- triazole-3-thione.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, feijão e soja.
Processo nº: 21000.099831/2021-33.

79. Motivo da solicitação: Registro (23/11/2021)
Requerente: Biotrop Soluções Biológicas e Participações Ltda.
Marca comercial: BTP 010-19.
Nome comum: Bacillus subtilis, isolado CCTB04; Bacillus velezensis, isolado CCTB09; Bacillus pumilus, isolado CCTB05.
Classe de Uso: Fungicida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Septoria glycines*.
Processo nº: 21016.009582/2021-23.

80. Motivo da solicitação: Registro (24/11/2021)
Requerente: CHDS do Brasil Comercio de Insumos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: JANGADA II.
Nome comum: Acetamiprido; Piriproxifem.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: (E)-N1-[(6-chloro-3-pyridyl)methyl]-N2-cyano-N1-methylacetamidine; 4-phenoxyphenyl (RS)-2-(2-pyridyloxy)propyl ether.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, amendoim, citros, ervilha, feijão, feijões, grão-de-bico, lentilha, melancia, melão, rosa, soja e tomate.
Processo nº: 21016.009603/2021-19.

81. Motivo da solicitação: Registro (24/11/2021)
Requerente: Syncrom Assessoria e Comércio de Produtos Agropecuários Ltda.
Marca comercial: CAMORE.
Nome comum: Cletodim.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: (RS)-2-[(E)-1-[(E)-3-chloroallyloxyimino]propyl]-5-[2- (ethylthio)propyl]-3-hydroxycyclohex-2-enone.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de abacaxi, algodão, alho, batata, cebola, cenoura, ervilha, feijão, feijão caupi, grão de bico, lentilha, amendoim, batata doce, batata-yacon, beterraba, cará, gengibre, inhame nabo, rabanete, café, jiló, melancia, pimenta, pimentão, quiabo, tomate, fumo, girassol, canola, gergelim, linhaça, mamona, maçã, mandioca, mandioquinha-salsa, milho, soja, cana-de-açúcar, arroz irrigado, aveia, centeio, cevada, trigo, triticale, uva, caju, caqui, carambola, figo, goiaba e mangaba.
Processo nº: 21016.009608/2021-33.

82. Motivo da solicitação: Registro (25/11/2021)
Requerente: Partner Agroservice Consultoria em Agronegócio Ltda. - EPP
Marca comercial: MIL FH 0455/09.
Nome comum: Dibrometo de Diquate; Diquate.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 1,1'-ethylene-2,2'-bipyridyldiylium dibromide; 9,10-dihydro-8a,10a-diazoniaphenanthrene.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, batata, café, citros, feijão, girassol, milho e soja.
Processo nº: 21000.100760/2021-29.

83. Motivo da solicitação: Registro (25/11/2021)
Requerente: Simbiose Indústria e Comércio de Fertilizantes e Insumos Microbiológicos
Marca comercial: FrontierControl.
Nome comum: *Bacillus velezensis* (Cepam Labim 40).
Classe de Uso: Fungicida Microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Septoria glycines* e *Pantoea ananatis* em qualquer cultura nas quais ocorram.
Processo nº: 21000.100959/2021-57.

84. Motivo da solicitação: Registro (26/11/2021)
Requerente: Rainbow Defensivos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: ABAMET FULL.
Nome comum: Abamectina.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: (10E,14E,16E,22Z)-(1R,4S,5'S,6S,6'R,8R,12S, 13S,20R,21R,24S)-6'-[(S)-secbutyl]-21,24-dihydroxy5',11,13,22-tetramethyl-2-oxo-(3,7,19-trioxatetracyclo[15.6.1.14,8.020,24]pentacosa-10,14,16, 22- tetraene-6-spiro-2'-(5',6'-dihydro-2'Hpyran)-12-yl 2,6-dideoxy-4-O-(2,6-dideoxy-3-O-methyl-α-L-arabinohexopyranosyl)-3-O-methyl-α-L-arabino-hexopyranoside (i) mixture with (10E,14E,16E,22Z)- (1R,4S,5'S,6S,6'R,8R,12S,13S,20R,21R,24S)-21,24-dihydroxy-6' isopropyl-5',11,13,22-tetramethyl-2- oxo-3,7,19-trioxatetracyclo[15.6.1.14,8.020,24]pentacosa-10,14,16,22-tetraene-6-spiro-2'-(5',6'-dihydro2'Hpyran)-12-yl 2,6-dideoxy-4-O-(2,6- dideoxy-3-O-methyl-α-L-arabino-hexopyranosyl)-3-O-methyl-α-Larabino-α-hexo pyranoside (ii) (4:1).
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, batata, café, citros, soja e tomate.
Processo nº: 21016.009630/2021-83.

85. Motivo da solicitação: Registro (26/11/2021)
Requerente: Sumitomo Chemical Brasil Industria Química S.A.
Marca comercial: S-3100-1
Nome comum: Epirifenacil.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: Ethyl [(3-{2-chloro-4-fluoro-5-[3-methyl-2,6-dioxo-4-(trifluoromethyl)-3,6-dihydropyrimidin-1(2H)- yl]phenoxy}-2-pyridyl)oxy]acetate.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de soja, milho e algodão.
Processo nº: 21000.101203/2021-25.

86. Motivo da solicitação: Registro (26/11/2021)
Requerente: Tide do Brasil S/A.
Marca comercial: NEPSO
Nome comum: Cletodim.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: (RS)-2-[(E)-1-[(E)-3-chloroallyloxyimino]propyl]-5-[2-(ethylthio)propyl]-3-hydroxycyclohex-2-enone.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de abacaxi, algodão, alho, batata, cebola, cenoura, ervilha, feijão, feijão caupi, grão-de-bico, lentilha, amendoim, cana-de-açúcar, arroz irrigado, batata doce, batata yacon, beterraba, cará, gengibre, inhame, nabo, rabanete, berinjela, café, citros, melancia, jiló, pimenta, pimentão, quiabo, tomate, fumo, girassol, canola, gergelim, linhaça, mamona, mandioca, mandioquinha-salsa, milho, soja, aveia, centeio, cevada, trigo, triticale, uva, caju, caqui, carambola, figo, goiaba, mangaba e maçã.
Processo nº: 21000.101333/2021-68.

87. Motivo da solicitação: Registro (26/11/2021)
Requerente: Tide do Brasil S/A.
Marca comercial: JASPE
Nome comum: Espinosade.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: Mixture of (2R,3aR,5aR,5bS,9S,13S,14R,16aS,16bR)-2-(6-deoxy-2,3,4-tri-O-methyl-α-L-mannopyranosyloxy)- 13-(4-dimethylamino-2,3,4,6-tetradeoxy-β-D-erythropyranosyloxy)-9-ethyl2,3,3a,5a,5b,6,7,9,10,11,12,13,14,15,16a,16b-hexadecahydro-14-methyl-1H-8-oxacyclododeca[b]asindacene-7,15-dione and (2S,3aR,5aS,5bS,9S,13S,14R,16aS,16bR)-2-(6-deoxy-2,3,4-tri-O-methyl-α-Lmannopyranosyloxy)-13-(4-dimethylamino-2,3,4,6-tetradeoxy-β-D-erythropyranosyloxy)-9-ethyl2,3,3a,5a,5b,6,7,9,10,11,12,13,14,15,16a,16b-hexadecahydro-4,14-dimethyl-1H-8-oxacyclo dodeca[b]asindacene-7,15-dione in the proportion 50-95% to 50-5%.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, batata, brócolis, café, cebola, citros, couve, couve-chinesa, couve-de-bruxelas, couve-flor, crisântemo, feijão, melancia, milho, repolho, soja, sorgo e tomate.
Processo nº: 21000.101328/2021-55.

88. Motivo da solicitação: Registro (29/11/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: ROGUE X
Nome comum: Isoxaflutol.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 5-cyclopropyl-1 ,2-oxazol-4-yl oc,oc,oc-trifluoro-2-mesyl-p-tolyl ketone.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, batata, cana-de-açúcar, mandioca, milho, soja, eucalipto e pinus.
Processo nº: 21000.101685/2021-13.

89. Motivo da solicitação: Registro (29/11/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: ROGUE BR
Nome comum: Isoxaflutol.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 5-cyclopropyl-1 ,2-oxazol-4-yl oc,oc,oc-trifluoro-2-mesyl-p-tolyl ketone.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, batata, cana-de-açúcar, mandioca, milho, soja, eucalipto e pinus.
Processo nº: 21000.101698/2021-92.

90. Motivo da solicitação: Registro (29/11/2021)
Requerente: AllierBrasil Agro Ltda.
Marca comercial: CRIATIVO TR
Nome comum: Isoxaflutol.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 5-cyclopropyl-1 ,2-oxazol-4-yl oc,oc,oc-trifluoro-2-mesyl-p-tolyl ketone.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, batata, cana-de-açúcar, mandioca, milho, soja, eucalipto e pinus.
Processo nº: 21000.101703/2021-67.

91. Motivo da solicitação: Registro (29/11/2021)
Requerente: COROMANDEL BRASIL LTDA.
Marca comercial: CILTRION
Nome comum: Mesotriona.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 2-(4-mesyl-2-nitrobenzoyl) cyclohexane-1,3-dione.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de Cana-de-açúcar, Milho, Milheto e Milho Geneticamente Modificado.
Processo nº: 21016.009671/2021-70.

92. Motivo da solicitação: Registro (29/11/2021)
Requerente: Bionat Soluções Biológicas Ltda.

Marca comercial: LEPTHURE
Nome comum: Bacillus thuringiensis
Classe de Uso: Inseticida e Microbiológico
Indicação de uso pretendido: Para controle de em qualquer cultura nas quais ocorram.
Processo nº: 21016.009681/2021-13.

93. Motivo da solicitação: Registro (30/11/2021)
Requerente: Bayer S.A
Marca comercial: XIVANA® SMART
Nome comum: Fluoxapiprolim; Fluopicolida
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: 2-{3-[2-(1-{[3,5-bis(difluoromethyl)-1H-pyrazol-1-yl]acetyl}piperidin-4-yl)-1,3-thiazol-4-yl]-4,5-dihydro-1,2-oxazol-5-yl}-3-chlorophenylmethanesulfonate; 2,6-dichloro-N-[[3-chloro-5-(trifluoromethyl)-2-pyridinyl]methyl]benzamide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de alface, batata, cebola, tomate e uva.
Processo nº: 21016.009712/2021-28.

94. Motivo da solicitação: Registro (30/11/2021)
Requerente: Biotrop Soluções Biológicas e Participações Ltda.
Marca comercial: Acc Max
Nome comum: Bacillus amyloliquefaciens, isolado CCTB06; Bacillus velezensis, isolado CCTB09; Bacillus thuringiensis, isolado CCTB25.
Classe de Uso: Fungicida e nematicida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Rhizoctonia solani* e *Pratylenchus brachiurus*
Processo nº: 21016.009717/2021-51.

95. Motivo da solicitação: Registro (01/12/2021)
Requerente: Koppert do Brasil Holding LTDA.
Marca comercial: Larvanem
Nome comum: Heterorhabditis bacteriophora.
Classe de Uso: Agente Biológico de Controle.
Indicação de uso pretendido: Para controle de Sphenophorus levis, Spodoptera frugiperda e Scaptocoris castanea em qualquer cultura nas quais ocorram.
Processo nº: 21016.009732/2021-07.

96. Motivo da solicitação: Registro (01/12/2021)
Requerente: Chds do Brasil Comercio DE INSUMOS AGRICOLAS LTDA.
Marca comercial: SANSEY I
Nome comum: Clorantraniliprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 3-bromo- -chloro-1-(3-chloro-2-pyridyl)- -methyl- -(methylcarbamoyl)pyrazole5-carboxanilide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de Algodão, Milho, Soja e Sorgo.
Processo nº: 21016.009745/2021-78.

97. Motivo da solicitação: Registro (01/12/2021)
Requerente: Chds do Brasil Comercio de Insumos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: SANSEY II
Nome comum: Clorantraniliprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 3-bromo- -chloro-1-(3-chloro-2-pyridyl)- -methyl- -(methylcarbamoyl)pyrazole5-carboxanilide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, milho, soja e sorgo.
Processo nº: 21016.009746/2021-12.

98. Motivo da solicitação: Registro (01/12/2021)
Requerente: Koppert do Brasil Holding LTDA.
Marca comercial: CAPSANEM
Nome comum: Steinernema carpocapsae
Classe de Uso: Agente Biológico de Controle.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Sphenophorus levis*, *Spodoptera frugiperda* e *Bradysia matogrossensi*.
Processo nº: 21016.009730/2021-18.

99. Motivo da solicitação: Registro (02/12/2021)
Requerente: Brilliance Produtos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: CLOMAZONE 360 g/L CS BRILLIANCE
Nome comum: Clomazona.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 2-(2-chlorobenzyl) -4,4-dimethyl-1,2-oxazolidin-3-one.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, arroz, batata, cana-de-açúcar, mandioca, soja, eucalipto e fumo.
Processo nº: 21016.009755/2021-11.

100. Motivo da solicitação: Registro (02/12/2021)
Requerente: Genica Inovação Biotecnologica S.A.
Marca comercial: GNC 006-3
Nome comum: Trichoderma asperellum, isolado CBMAI 1622.
Classe de Uso: Fungicida Microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de Sclerotinia sclerotiorum em qualquer cultura nas quais ocorram.
Processo nº: 21016.009751/2021-25.

101. Motivo da solicitação: Registro (02/12/2021)
Requerente: Genica Inovação Biotecnologica S.A.
Marca comercial: GNC 009-3
Nome comum: Metarhizium anisopliae, isolado IBCB 425.
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Mahanarva fimbriolata*, *Zulia entreriana* e *Deois flavopicta*.
Processo nº: 21016.009763/2021-50.

102. Motivo da solicitação: Registro (03/12/2021)
Requerente: Genica Inovação Biotecnologica S.A.
Marca comercial: GNC 010-3
Nome comum: Beauveria bassiana cepa IBCB 66.
Classe de Uso: Inseticida e acaricida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Bemisia tabaci* raça B, *Cosmopolites sordidus*, *Tetranychus urticae*, *Dalbulus maidis* e *Sphenophorus levis*.
Processo nº: 21016.009776/2021-29.

103. Motivo da solicitação: Registro (03/12/2021)
Requerente: CropChem Ltda.
Marca comercial: ZAKI DUO
Nome comum: Tiametoxam; Clorantraniliprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 3-(2-chloro-1,3-thiazol-5-ylmethyl) -5-methyl-1,3,5-oxadiazinan-4-ylidene(nitro)amine; 3-bromo-N-[4-chloro-2-methyl-6-(methylcarbamoyl)phenyl] -1-(3-chloropyridin-2-yl)-1.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, café, citros, feijão, milho, repolho e tomate.
Processo nº: 21016.009768/2021-82.

104. Motivo da solicitação: Registro (03/12/2021)
Requerente: Prentiss Química Ltda.
Marca comercial: FORTY
Nome comum: PICLORAM, sal trietanolamina; 2,4-D, sal trietanolamina; Trietanolamina.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: Sal trietanolamina do ácido 4-amino 3,5,6-Tricloropicolínico; Sal Trietanolamina do ácido 2,4-Diclorofenoxiacético; 2-[bis(2-hydroxyethyl)amino]etanol.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de arroz, pastagens, eucalipto e cana-de-açúcar.
Processo nº: 21000.104065/2021-36.

105. Motivo da solicitação: Registro (03/12/2021)
Requerente: Rainbow Defensivos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: SPOZINE
Nome comum: Espirodiclofeno.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 3-(2,4-dichlorophenyl)-2-oxo-1-oxaspiro[4.5]dec-3-en-4-yl 2,2-dimethylbutyrate
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de café, citros, coco, maçã, mamão, seringueira e tomate.
Processo nº: 21016.009782/2021-86.

106. Motivo da solicitação: Registro (03/12/2021)
Requerente: Ferbru Participações S.A.
Marca comercial: EYRE
Nome comum: INDOXACARBE; TEFLUBENZUROM.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: methyl(S)-N-[7-chloro-2,3,4a,5-tetrahydro-4a-(methoxycarbonyl) indeno[1,2-e] [1,3,4]oxadiazin-2-ylcarbonyl]-4'- (trifluoromethoxy)carbanilate; 1-(3,5-dichloro-2,4-difluorophenyl)-3-(2,6-difluorobenzoyl)urea.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, repolho, brócolis, couve, couve-flor, couve-chinesa, couve-de-bruxelas, pimentão, berinjela, jiló, pimenta, quiabo, pepino, abóbora, abobrinha, chuchu, maxixe, feijão, amendoim, ervilha, feijões, grão-de-bico, lentilha, milho, milheto, sorgo, soja, batata, manga, abacate, abacaxi, anonáceas, azeitona, cacau, cupuaçu, guaraná, lichia, macadâmia, mamão, maracujá, noz-pecã, romã, café e tomate.
Processo nº: 21016.009795/2021-55.

107. Motivo da solicitação: Registro (03/12/2021)
Requerente: Yonon Biociências e Defensivos Agrícolas Ltda.
Marca comercial: YOSTAR PRO
Nome comum: Glufosinato-P - Sal De Amônio.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: (2S)-2-amino-4-(hydroxymethylphosphinyl)butanoic acid ammonium salt.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de acelga, agrião, alface, algodão, algodão ogm, almeirão, ameixa, aveia, banana, batata, brócolis, café, centeio, cevada, chicória, citros, couve, couve-flor, couve chinesa, couve-de-bruxelas, estévia, espinafre, eucalipto, feijão, maçã, marmelo, milho, milheto, milho ogm, mostarda, nectarina, nêspera, pêra, pêssego, repolho, rúcula, soja, soja ogm, sorgo, trigo, triticale e uva.
Processo nº: 21016.009800/2021-20.

108. Motivo da solicitação: Registro (03/12/2021)
Requerente: Nutrien Soluções Agrícolas Ltda.
Marca comercial: TRIFLOXI LOVELAND
Nome comum: Trifloxistrobina.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: Methyl (E)- methoxyimino-{(E)-α-[1-(α,α,α-trifluoro- m-tolyl)ethylideneaminooxy]-o-toly l} acetate.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de citros e maçã.
Processo nº: 21000.104235/2021-82.

109. Motivo da solicitação: Registro (03/12/2021)
Requerente: Proregistros Registros de Produtos Ltda.
Marca comercial: BLASTWAVE 240 EC
Nome comum: Oxifluorfem.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 2-chloro-α,α,α-trifluoro-p-tolyl 3-ethoxy-4-nitrophenyl ether.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, arroz irrigado, café, cebola, cana-de-açúcar, citros, eucalipto, pinus e repolho.
Processo nº: 21000.104241/2021-30.

110. Motivo da solicitação: Registro (06/12/2021)
Requerente: Syngenta Proteção de Cultivos Ltda.
Marca comercial: Implash
Nome comum: Isocycloseram.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 4-[5-(3,5-dichloro-4-fluorophenyl)-5-(trifluoromethyl)-4,5-dihydro-1,2-oxazol-3-yl]-N-(2-ethyl-3-oxo-1,2-oxazolidin-4-yl)-2-methylbenzamide.
Indicação de uso pretendido: Na cultura da cana-de-açúcar.
Processo nº: 21016.009824/2021-89.

111. Motivo da solicitação: Registro (07/12/2021)
Requerente: Bioma Indústria Comércio e Distribuição - EIRELI.
Marca comercial: BIAGRO CANA
Nome comum: Metarhizium anisopliae, isolado IBCB 425.
Classe de Uso: Inseticida microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Mahanarva fimbriolata*, *Zulia entreriana* e *Deois flavopicta*
Processo nº: 21016.009914/2021-70.

112. Motivo da solicitação: Registro (07/12/2021)
Requerente: Syngenta Proteção de Cultivos Ltda.
Marca comercial: DUXIS
Nome comum: ISOCYCLOSERAM; LAMBDA-CIALOTRINA.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 4-[5-(3,5-dichloro-4-fluorophenyl)-5-(trifluoromethyl)-4,5-dihydro-1,2-oxazol-3-yl]-N-(2-ethyl-3-oxo-1,2-oxazolidin-4-yl)-2-methylbenzamide; Reaction product comprising equal quantities of (R)-α-cyano-3-phenoxybenzyl (1S,3S)-3-[(Z)-2-chloro-3,3,3-trifluoropropenyl]-2,2-dimethylcyclopropanecarboxylate and (S)-α-cyano-3-phenoxybenzyl (1R,3R)-3-[(Z)-2-chloro-3,3,3-trifluoropropenyl]-2,2-dimethylcyclopropanecarboxylate.
Indicação de uso pretendido: Na cultura da cana-de-açúcar.
Processo nº: 21016.009878/2021-44.

113. Motivo da solicitação: Registro (07/12/2021)
Requerente: CDHS DO BRASIL COMERCIO DE INSUMOS AGRICOLAS LDA.
Marca comercial: Faisão.
Nome comum: S-Metolacloro.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: Mixture of 80-100% 2-chloro-6'-ethyl-N-[(1S)-2-methoxy-1-methylethyl]acet-o-toluidide and 20-0% 2-chloro6'-ethyl-N-[(1R)-2-methoxy-1-methylethyl]acet-o-toluidide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de Algodão, Cana-de-açúcar, Canola, Feijão, Girassol, Mandioca, Milho, Soja, Sorgo e Uva.
Processo nº: 21016.009887/2021-35.

114. Motivo da solicitação: Registro (08/12/2021)
Requerente: Syngenta Proteção de Cultivos Ltda.
Marca comercial: ELATUS 100 EC
Nome comum: Benzovindiflupir.
Classe de Uso: Fungicida.
Nome Químico: N-[(1RS,4SR)-9-(dichloromethylene)-1,2,3,4-tetrahydro-1,4-methanonaphthalen5-yl]-3-(difluoromethyl)-1-methylpyrazole-4-carboxamide.

Indicação de uso pretendido: Na cultura da Soja.
Processo nº: 21016.009921/2021-71.

115. Motivo da solicitação: Registro (28/12/2021)
Requerente: Ferbru Participações S.A.
Marca comercial: ETHIX
Nome comum: Etiprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: 5-amino-1-(2,6-dichloro-α,α,α-trifluoro-p-tolyl)-4- ethylsulfinylpyrazole-3-carbonitrile.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de Algodão, Arroz, Cana-de-açúcar, Café, Milheto, Milho, Soja e Sorgo.
Processo nº: 21000.112994/2021-19.

116. Motivo da solicitação: Registro (28/12/2021)
Requerente: CropChem Ltda.
Marca comercial: CHUST DUO
Nome comum: Lambda-Cialotrina; Clorantraniliprole.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: Reaction product comprising equal quantities of (R) -α-cyano-3-phenoxybenzyl (1S,3S) -3- [(Z) -2- chloro-3,3,3-trifluoropropenyl]-2,2-dimethylcyclopropanecarboxylate and (S) -α-cyano3- phenoxybenzyl (1R,3R) -3-[(Z)-2-chloro-3,3,3-trifluoropropenyl]-2,2- dimethylcyclopropanecarboxylate; 3-bromo-4'-chloro-1- (3-chloro-2-pyridyl) -2'-methyl-6'- (methylcarbamoyl) pyrazole-5-carboxanilide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, amendoim, aveia, batata, brócolis, cana-de-açúcar, cevada, citros, couve, couve-flor, ervilha, feijão, feijão-caupi, feijão-fava, feijão-vagem, girassol, grão-de-bico, lentilha, milheo, milho, plantas ornamentais, repolho, soja, sorgo, tomate e trigo.
Processo nº: 21016.010281/2021-42.

117. Motivo da solicitação: Registro (28/12/2021)
Requerente: CropChem Ltda.
Marca comercial: ABADIN MAX
Nome comum: Abamectina.
Classe de Uso: Inseticida.
Nome Químico: (10E,14E,16E,22Z)-(1R,4S,5'S,6S,6'R,8R,12S,13S,20R,21R,24S)-6'-[(S)-sec-butyl]-21,24-dihydroxy5',11,13,22-tetramethyl-2-oxo-(3,7,19-trioxatetracyclo[15.6.1.14,8.020,24]pentacosa-10,14,16,22- tetraene-6-spiro-2'-(5',6'-dihydro-2'H-pyran)-12-yl-2,6-dideoxy-4-O-(2,6-dideoxy-3-O-methyl-α-Larabino-hexopyranosyl)-3-O- methyl-α-L-arabino-hexopyranoside (i)mixture with (10E,14E,16E,22Z)- (1R,4S,5'S,6S,6'R,8R,12S,13S, 20R, 21R,24S)-21,24- dihydroxy-6'-isopropyl-5',11,13,22-tetramethyl2-oxo-3,7,19-trioxatetracyclo [15.6.1.14,8. 020,24] pentacosa-10,14,16,22-tetraene-6-spiro-2'-(5',6'- dihydro-2'H-pyran)- 12-yl 2,6-dideoxy-4-O-(2,6-dideoxy -3-O-methyl-α-L-arabino-hexopyranosyl)-3-Omethyl-a-L-arabino-hexopyranoside (ii) (4:1).
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de algodão, alho, batata, café, citros, coco, açaí, castanha-do-pará, dendê, pinhão, pupunha, ervilha, feijão, feijões, grão-de-bico, amendoim, feijão-vagem, figo, maçã, mamão, abacate, abacaxi, anonáceas, azeitona, cacau, cupuaçu, guaraná, lichia, macadâmia, maracujá, noz-pecã, romã, manga, melancia, melão, morango, amora, framboesa, mirtilo, pitanga, seriguela, plantas ornamentais, pepino, abóbora, abobrinha, chuchu, maxixe, pêra, pêssego, ameixa, marmelo, nectarina, nêspera, pimentão, berinjela, jiló, pimenta, quiabo, soja, tomate, uva, caju, caqui, carambola, goiaba, kiwi e mangaba.
Processo nº: 21016.010278/2021-29.

118. Motivo da solicitação: Registro (29/12/2021)
Requerente: Helm do Brasil Mercantil Ltda.
Marca comercial: HDB 259B
Nome comum: Sulfentrazona; Flumioxazina.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 2',4'-dichloro-5'-(4-difluoromethyl-4,5-dihydro-3-methyl-5-oxo-1H-1,2,4-triazol-1- yl) methanesulfonanilide; N-(7-fluoro-3,4-dihydro-3-oxo-4-prop-2-ynyl-2H-1,4-benzoxazin-6-yl)cyclohex-1-ene-1,2- dicarboxamide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de cana-de-açúcar e soja.
Processo nº: 21000.113441/2021-83.

119. Motivo da solicitação: Registro (29/12/2021)
Requerente: HELM DO BRASIL MERCANTIL LTDA.
Marca comercial: HDB 239B
Nome comum: S-Metolacloro; Sulfentrazona.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: mixture of 80-100% 2-chloro-6'-ethyl-N-[(1S)-2-methoxy1-methylethyl]acet-o-toluidide and 20-0% 2- chloro-6'-ethyl-N-[(1R)-2- methoxy-1-methylethyl]acet-o-toluidide; 2',4'-dichloro-5'-(4-difluoromethyl-4,5-dihydro-3-methyl-5-oxo-1H-1,2,4-triazol-1- yl) methanesulfonanilide.
Indicação de uso pretendido: Nas culturas de cana-de-açúcar e soja.
Processo nº: 21000.113399/2021-09.

120. Motivo da solicitação: Registro (30/12/2021)
Requerente: RAINBOW DEFENSIVOS AGRÍCOLAS LTDA.
Marca comercial: REDFIRE
Nome comum: Tidiazurom; Diurom.
Classe de Uso: Herbicida.
Nome Químico: 1-phenyl-3-(1,2,3-thiadiazol-5-yl)urea; 3-(3,4-dichlorophenyl)-1,1-dimethylurea.
Indicação de uso pretendido: Na cultura do algodão.
Processo nº: 21016.010300/2021-31.

121. Motivo da solicitação: Registro (30/12/2021)
Requerente: Vittia Fertilizantes e Biologicos S.A.
Marca comercial: BV0518
Nome comum: *Purpureocillium lilacinum* BV05
Classe de Uso: Nematicida Microbiológico.
Indicação de uso pretendido: Para controle de *Heterodera glycines*, *Meloidogyne incognita* e *Meloidogyne javanica*.
Processo nº: 21016.010307/2021-52.
Obs: os caracteres symbol 9 são para aparecerem a letra grega alfa

ANDRE FELIPE CARRAPATOSO PERALTA DA SILVA
Coordenador-Geral

ATO Nº 6, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador-Geral de Agrotóxicos e Afins no uso das suas atribuições legais resolve dar publicidade ao resumo dos registros de agrotóxicos e afins concedidos, conforme previsto no Artigo 14 do Decreto nº 4.074, de 04 de janeiro de 2002.

1-a. Titular do registro: Sumitomo Chemical do Brasil Representações Ltda.- São Paulo/SP.
b. Marca comercial: EXCALIA MAX.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 00122, conforme processo nº 21000.053656/2017-51, protocolado em 15/12/2017.
d. Fabricante do produto técnico(Inpyrfluxam Técnico): Nome: Sumitomo Chemical Co., Ltd. - Endereço: Oita Works 2200 - Tsurusaki Oita-Shi, Oita - 870-0106 - Japão; Nome: Bayer AG - Endereço: Alte Heerstrasse - 41538, Dormagen - Alemanha; Nome: Bayer AG - Endereço: Industriestrasse - Chemiepark Knapsack, 50354 Hürth - Alemanha. Produto Técnico(Tebuconazole Técnico Agripec): Nome: Adama Brasil S.A. - CNPJ: 02.290.510/0001-76 - Endereço: Rua Pedro Antônio de Souza, 400, Parque Rui Barbosa, Londrina/PR - CEP: 86.031-610; Nome: Sevencontinent Agrichemical Co. Ltd. - Endereço: 28 Chengbei Road, Zhangjiagang, Jiangsu 215600 - China; Nome: Jiangsu Rotam Chemistry Co. Ltd. - Endereço: Nº88 Rotam Road - Economic & Technical Development Zone - Kunshan, Jiangsu Province - China; Nome: Shangyu Nutrichem Co., Ltd. - Endereço: Nº 9, Weijiu Rd., Hangzhou Bay Shangyu Economic and Technological Development Area, Zhejiang, 312369 - China. Produto Técnico(Folicur Técnico USA): Nome: Bayer CropScience LP - Endereço: 8400 Hawthorn Road, PO Box 4913 - Kansas City, Missouri - Estados Unidos. Produto Técnico(Tebuconazole Técnico Nufarm BR): Nome: Sumitomo Chemical India Limited - Endereço: 6/2 Ruvapari Road Bhavnagar - 364001 Gujarat - Índia.
e. Formulador: Nome: Sumitomo Chemical Brasil Indústria Química S.A. - CNPJ: 07.467.822/0001-26 - Endereço: Avenida Parque Sul, 2138, 1º Distrito Industrial, Maracanaú/CE - CEP: 61.939-000.
f. Nome químico: 3-(difluoromethyl)-N-[(R)-2,3-dihydro-1,1,3-trimethyl-lH-inden-4-yl]-l-methylpyrazole-4-carboxamide; (RS)-1-p-chlorophenyl-4,4-dimethyl-3-(1H-1,2,4-triazol-1-ylmethyl)pentan-3-ol.
g. Nome comum: Impirfluxam; Tebuconazol.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para a cultura da Soja.
j. Classificação toxicológica: Categoria 5 - Produto Improvável de Causar Dano Agudo.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe II - Produto Muito Perigoso ao Meio Ambiente.

2-a. Titular do registro: BASF S.A. - São Paulo/SP.
b. Marca comercial: NARIA DM.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 00222, conforme processo nº 21000.003112/2014-04, protocolado em 07/05/2014.
d. Fabricante do produto técnico(Dimethomorph Técnico): Nome: BASF SE - Endereço: Carls-Bosch Strasse, 38, D-67056 - Ludwigshafen - Alemanha; Nome: Servatis S.A. - CNPJ: 06.697.008/0001-35 - Endereço: Rodovia Presidente Dutra, s/n Km 300,5, Fazenda da Barra, Resende/RJ - CEP: 27.537-000; Nome: Jiangsu Huifeng Bio Agriculture Co., Ltd. - Endereço: Weier Road, South Area Of Ocean Economic Development Zone Dafeng, Jiangsu, 224145 - China. Produto Técnico(Pyraclostrobin Técnico): Nome: Basf Schwarzheide Gmbh - Endereço: Schipkauerstr. 1,6 D-01986-Schwarzheide - Alemanha. Produto Técnico(Pyraclostrobin Técnico Cristalino): Nome: Basf Schwarzheide Gmbh - Endereço: Schipkauerstr. 1,6 D-01986-Schwarzheide - Alemanha; Nome: Basf Agri-Production SAS-Usine d'Elbeuf - Endereço: 32, rue de Verdun - 76410 Saint Aubin Les Elbeuf - França.
e. Formulador: Nome: IPT-Pergande GmbH - Endereço: Wilfried-Pergande-Platz, 1 - D-06369, Weissandt-Goelzau - Alemanha.
f. Nome químico: (EZ)-4-[3-(4-chlorophenyl)-3-(3,4-dimethoxyphenyl)acryloyl]morpholine; methyl N-{2-[1-(4-chlorophenyl)-1H-pyrazol-3-yloxymethyl]phenyl}(Nmethoxy)carbamate.
g. Nome comum: Dimetomorfe; Piraclostrobina.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Alface, Batata, Fumo, Repolho e Tomate.
j. Classificação toxicológica: Categoria 4 - Produto Pouco Tóxico.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe II - Produto Muito Perigoso ao Meio Ambiente.

3-a. Titular do registro: Iharabras S.A. Indústrias Químicas- Sorocaba/SP.
b. Marca comercial: DORAI MAX.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 00322, conforme processo nº 21000.033615/2018-20, protocolado em 31/08/2018.
d. Fabricante do produto técnico(Diquat Técnico): Nome: Syngenta Limited - Endereço: Huddsfield Manufacturing Centre, PO Box A38, Leeds Road, Huddesfield West Yorkshire, HD2 1FF - Reino Unido. Produto Técnico(Diquat Técnico Ihara): Nome: ZheJiang Funong Biotech Co. Ltd. - Endereço: Lantian Yongqiang, 325024, Wenzhou - China; Nome: Nanjing Huazhou Pharmaceutical Co., Ltd. - Endereço: No. 9 Dongfeng Road, Yaxi town, Gaochun Country, Nanjing - Jiangsu - China; Nome: Dezhou Luba Fine Chemical Co. Ltd. - Endereço: nº 288 Hengdong Road, Tianqu Industrial Park, Dezhou, Shandong - China. Produto Técnico(Magneto Técnico): Nome: Iharabras S.A. Indústria Químicas - CNPJ: 61.142.550/0001-30 - Endereço: Avenida Liberdade nº 1701, Cajuru do Sul, Sorocaba/SP - CEP: 18.087-170; Nome: Jiangsu Agrochem Laboratory Co., Ltd. - Endereço: No.1218 North Changjiang Rd, Hi-tech Development Zone, Changzhou, Jiangsu, 213034 - China; Nome: Jiangsu Flag Chemical Industry Co., Ltd. - Endereço: nº 309, Changfenghe Road, Nanjing Chemical Industrial Park - Nanjing - Jiangsu Province - 210047 - China.
e. Formulador: Nome: Iharabras S.A. Indústrias Químicas - CNPJ: 61.142.550/0001-30 - Endereço: Av. Liberdade, 1701, Cajuru do Sul, Sorocaba/SP - CEP: 18.087-170.
f. Nome químico: 1,1'-ethylene-2,2'-bipyridyldiylium dibromide; 4-amino-N-tert-butyl-4,5-dihydro-3-isopropyl-5-oxo-1H-1,2,4-triazole1-carboxamide.
g. Nome comum: Dibrometo de Diquate; Amicarbazona.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para a cultura da Soja.
j. Classificação toxicológica: Categoria 2 - Produto Altamente Tóxico.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe II - Produto Muito Perigoso ao Meio Ambiente.

4-a. Titular do registro: Iharabras S.A. Indústrias Químicas- Sorocaba/SP.
b. Marca comercial: XEQUE MATE HT.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 00422, conforme processo nº 21000.087671/2019-65, protocolado em 29/11/2019.
d. Fabricante do produto técnico(Glifosato Técnico CH): Nome: Jingma Chemicals Co., Ltd. - Endereço: No.50 Baota Road, Longyou, Quzhou City, Zhejiang Province - China; Nome: Shandong Weifang Rainbow Chemical Co., Ltd. - Endereço: Binhai Economic Development Area, Weifang City, Shandong Province, 262737 - China. Produto Técnico(Glifosate Técnico Monsanto): Nome: Monsanto do Brasil Ltda. - CNPJ: 64.858.525/0002-26 - Endereço: Avenida Carlos Marcondes, 1200 - Km 159,5, Limoeiro, São José dos Campos/SP - CEP: 12.241-420; Nome: Bayer CropScience LP - Endereço: 2.500 Wiggins Road - Musacatine - Iowa - CEP.:52.761 - Estados Unidos; Nome: Bayer CropScience LP - Endereço: 12.501, River Road - PO BOX 174 - Lulling - Louisiana - CEP:70.070 - Estados Unidos; Nome: Monsanto Europe S.A. - Endereço: aven 627, Scheldelaan 460 - Antuérpia (Lillo), CEP:2040 - Bélgica; Nome: Monsanto Argentina S.A.I.C. - Endereço: Ruta 12, km 83.100 - Zarate CEP: 2800 - Argentina. Produto Técnico(Glifosato Técnico GHA): Nome: Jiangsu Good Harvest - Weien Agrochemical Co. Ltd. - Endereço: Loagang, Qidong City, Jiangsu Province - China. Produto Técnico(Glifosato Técnico SH): Nome: Nantong Jiangshan Agrochemical & Chemical Ltd. Liability Co. - Endereço: nº 53 Yaogang Road Nantong Jiangsu 226006 - China. Produto Técnico(Glifosato Técnico Wynca): Nome: Zhenjiang Jiangnan Chemical Co., Ltd. - Endereço: New International Chemical Industry Park; 212152; Zhenjiang; Jiangsu - China. Produto Técnico(Glifosato XW Técnico): Nome: Hubei Trisun Chemicals Co., Ltd. - Endereço: Group 3, Changjiang Village, Xiaoting District, Yichang, Hubei - China. Produto Técnico(Glyphosate Técnico Fuhua): Nome: Sichuan Leshan Fuhua Tongda Agro-Chemical Technology Co Ltd. - Endereço: Qiaogou Town Wutong District Leshan City Schuan Province 614800 - China.
e. Formulador: Nome: Iharabras S.A. Indústrias Químicas - CNPJ: 61.142.550/0001-30 - Endereço: Av. Liberdade, 1.701 - Bairro Cajuru do Sul, Sorocaba/SP - CEP: 18.087-170
.
f. Nome químico: Potassium N-[(hydroxyphosphinato)methyl]glycine.
g. Nome comum: Glifosato, Sal de Potássio.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Algodão, Amendoim Arroz, Banana, Batata-doce, Batata yacon, Beterraba, Cacau, Café, Caju, Cana-de-açúcar, Caqui, Cará, Carambola, Cenoura, Citros, Ervilha, Eucalipto, Feijão, Feijão caupi, Figo, Fumo, Gengibre, Goiaba, Grão de bico, Inhame, Lentilha, Maçã, Mandioca, Mandioquinha-salsa, Mangaba, Milho, Milho OGM, Nabo, Pinus, Rabanete, Soja, Soja OGM, Trigo e Uva.
j. Classificação toxicológica: Categoria 5 - Produto Improvável de Causar Dano Agudo.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe III - Produto Perigoso ao Meio Ambiente.

5-a. Titular do registro: FMC Química do Brasil Ltda.- Campinas/SP.
b. Marca comercial: PROVILAR.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 00522, conforme processo nº 21000.002575/2021-09, protocolado em 15/04/2021.
d. Fabricante: Nome: Chr. Hansen GmbH - Endereço: Str.93-97, 31582, Nienburg - Alemanha.
e. Formulador: Nome: Cheminova Deutschland GmbH & Co. KG - Endereço: Stader Elbstrabe 26, 21683 Stade - Alemanha.
f. Nome químico: Não se aplica.
g. Nome comum: Não se aplica.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: *Bacillus velezensis* isolado RTI301; *Bacillus subtilis* isolado RTI477.
i. Indicação de uso: Indicado para qualquer cultura com ocorrência do alvo biológico Sclerotinia sclerotiorum.
j. Classificação toxicológica: Categoria 5 - Produto Improvável de Causar Dano Agudo.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe IV - Pouco Perigoso ao Meio Ambiente.

6-a. Titular do registro: Syngenta Proteção de Cultivos Ltda.- São Paulo/SP.
b. Marca comercial: MODDUS NEO.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 00622, conforme processo nº 21000.002714/2015-17, protocolado em 15/05/2015.
d. Fabricante do produto técnico(Moddus Técnico): Nome: Syngenta Crop Protection Monthey S.A. - Endereço: Route de l'lle-au-Bois, 1870 - Caixa Postal 273 - Usine de Monthey - Monthey - Suíça.
e. Formulador: Nome: Syngenta Proteção de Cultivos Ltda. - CNPJ: 60.744.463/0010-80 - Endereço: Rodovia Professor Zeferino Vaz/SP 332, s/nº, km 127,5, Bairro Santa Terezinha, Paulínia/SP - CEP: 13.148-915.
f. Nome químico: ethyl 4-cyclopropyl(hydroxy)methylene-3,5-dioxocyclohexanecarboxylate.
g. Nome comum: Trinexapaque-etílico.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Cana-de-açúcar, Cevada e Trigo.
j. Classificação toxicológica: Categoria 5 - Produto Improvável de Causar Dano Agudo.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe III - Produto Perigoso ao Meio Ambiente.

7-a. Titular do registro: ADAMA BRASIL S/A-Londrina/PR.
b. Marca comercial: ARQUERO.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 00722, conforme processo nº 21000.023777/2017-79, protocolado em 29/05/2017.
d. Fabricante do produto técnico(Acetamiprid Técnico Milenia): Nome: Adama Makhteshim Ltd. - Endereço: Neot-Hovav, Neot-Hovav Eco-Industrial Park, Beer-Sheva - Israel; Nome: Proficol SA - Endereço: Carrera 11-87-51 - Piso 4 - A.A. 92126 - Santafé de Bogotá D.C. - Colômbia; Nome: Jiangsu Yangnong Chemical Co. Ltd. - Endereço: nº 39, Wenfeng Road, Yangzhou -225009 - Jiangsu Province - China; Nome: Jiangsu Fengshang Group Co. Ltd. - Endereço: Wanggang Town, Dafeng District, Yancheng City, Jiangsu Province, 224134 - China; Nome: Shandong Hailir Chemical Co., Ltd. - Endereço: Lingang Industry Zone - Coastal Econ. Development Zone - Weifang - China. Produto Técnico(Mospilan Técnico): Nome: Iharabras S.A. Indústria Químicas - CNPJ: 61.142.550/0001-30 - Endereço: Avenida Liberdade nº 1701 Bloco B, Cajuru do Sul, Sorocaba/SP - CEP: 18.087170; Nome: Nippon Soda Co. Ltd. - Endereço: Nihongi PLant - 950 Fusisawa, Nakagoh Naka-Kubiki-Gun, Niigata 949-23 - Japão; Nome: Tiajin Rotam Chemical Indústry Co. Ltd. - Endereço: Tie Dong Road, Beichen District Tianhin - China; Nome: Liling Fine Chemical Co. Ltd. - Endereço: Xing Gang Road, Riverside Industry Park,Changshu Economic Development Zone - 215537 Jiangsu - China; Jiangsu Chemspec-Weier Chemical Co., Ltd. - Endereço: Weiliu Road, Chenjiangang Chenical Park, Xiangshui, 224600 Yancheng, Jiangsu - China; Nome: Deccan Fine Chemical (Índia) Private Limited - Endereço: Plot N° 74A, Road N° 9, Jubilee Hills, 500 033 Hyderabad, Telangana - Índia. Produto Técnico(Bifentrina Técnico Milenia): Nome: Adama Makhteshim Ltd - Endereço: Neot-Hovav, Eco-Industrial Park, Beer Sheva - Israel.
e. Formulador: Nome: Adama Brasil S/A - CNPJ: 02.290.510/0001-76 - Endereço: Rua Pedro Antônio de Souza, 400, Parque Rui Barbosa, Londrina/PR - CEP: 86.031-610; Nome: Adama Brasil S/A - CNPJ: 02.290.510/0004-19 - Endereço: Avenida Júlio de Castilhos, 2085, Taquari/RS - CEP: 95.860-000; Nome: Adama Makhteshim Ltd. - Endereço: Neot-Hovav, Eco-Industrial Park, Beer Sheva - Israel.
f. Nome químico: (E)-N1-[(6-chloro-3-pyridyl)methyl]-N2-cyano-N1-methylacetamidine; 2-methylbiphenyl-3-ylmethyl (Z)-(1RS,3RS)-3-(2-chloro3,3,3-trifluoroprop-1-enyl)-2,2-dimethylcyclopropanecarboxylate.
g. Nome comum: Acetamiprido; Bifentrina.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Algodão, Aveia, Centeio, Cevada, Feijão, Melancia, Melão, Milheto, Milho, Soja, Sorgo, Tomate, Trigo e Triticale.
j. Classificação toxicológica: Categoria 4 - Produto Pouco Tóxico.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe I - Produto Altamente Perigoso ao Meio Ambiente.

8-a. Titular do registro: Mosoletto & Vicente Cano Ltda.- Sertãozinho/SP.
b. Marca comercial: BIOPODISI.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 00822, conforme processo nº 21000.005575/2021-52, protocolado em 14/07/2021.
d. Fabricante/Formulador: Nome: Mosoletto & Vicente Cano Ltda. CNPJ: 00.270.502/0001-32 - Endereço: Rua das Orquídeas, 29 - Chácara Recreio Planalto, Sertãozinho/SP - CEP: 14.176-416.
e. Nome químico: Não se aplica.
f. Nome comum: Não se aplica.
g. Nome científico, no caso de agente biológico: *Telenomus podisi*.
h. Indicação de uso: Indicado para qualquer cultura com ocorrência do alvo biológico Euschistus heros.
i. Classificação toxicológica: Categoria Não classificado - Produto Não Classificado.
j. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe IV - Pouco Perigoso ao Meio Ambiente.
k. Produto Fitossanitário com Uso Aprovado para a Agricultura Orgânica.

9-a. Titular do registro: AllierBrasil Agro Ltda.- São Paulo/SP.
b. Marca comercial: CINTURÃO 500 SC.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 00922, conforme processo nº 21000.008103/2014-00, protocolado em 19/11/2014.
d. Fabricante do produto técnico(Carbendazim Técnico AG): Nome: Anhui Guangxin Agrochemical Co. Ltd. - Endereço: Caijiashan Pengcun Village, Xinhang Town, Guangde County, Xuancheng, Anhui, 242235 - China; Nome: Ningxia Wynca Technology Co. Ltd. - Endereço: Taisha Industrial Park, Pingluo, Ningxia, 753401 - China.
e. Formulador: Nome: Anhui Guangxin Agrochemical Co. Ltd. - Endereço: Caijiashan Pengcun Village, Xinhang Town, Guangde County, Xuancheng, Anhui, 242235 - China; Nome: CHD'S Agrochemicals S.A.I.C. - Endereço: La Supercarretera Km 32,5, Campo Tacurú, Hernandarias, Alto Paraná - Paraguai; Nome: Ningxia Wynca Technology Co. Ltd. - Endereço: Taisha Industrial Park, Pingluo, Ningxia, 753401 - China.
f. Manipulador: Nome: Adama Brasil S.A. - CNPJ: 02.290.510/0001-76 - Endereço: Rua Pedro Antônio de Souza, 400 - Londrina/PR - CEP: 86.031-610; Nome: Adama Brasil S.A. - CNPJ: 02.290.510/0004-19 - Endereço: Av. Júlio de Castilhos, 2085, Coqueiros, Taquari/RS - CEP 95.860-000; Nome: Iharabras S.A. Indústrias Químicas - CNPJ: 61.142.550/0001-30 - Endereço: Avenida Liberdade, 1701 - Sorocaba/SP - CEP: 18.001-970; Nome: Nortox S.A. - CNPJ: 75.263.400/0001-99 - Endereço: Rodovia BR 369, Km 197 - Arapongas/PR - CEP: 86.700-970; Nome: Nortox S.A. - CNPJ: 75.263.400/0011-60 - Endereço: Rod. BR 163, km 116 - Rondonópolis/MT - CEP: 78.740-275; Nome: Tagma Brasil Indústria e Comércio de Produtos Químicos Ltda. - CNPJ: 03.855.423/0001-81 - Endereço: Avenida Roberto Simonsen, 1459, Recanto dos Pássaros, Paulínia/SP - CEP 13.148-030.
g. Nome químico: methyl benzimidazol-2-ylcarbamate.
h. Nome comum: Carbendazim.
i. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
j. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Algodão, Citros, Feijão, Soja e Trigo.
k. Classificação toxicológica: Categoria 5 - Produto Improvável de Causar Dano Agudo.
l. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe III - Produto Perigoso ao Meio Ambiente.

10-a. Titular do registro: Oxon Brasil Defensivos Agrícolas Ltda.- São Paulo/SP.
b. Marca comercial: CLOROTALONIL OXON 720 SC II.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 01022, conforme processo nº 21000.057698/2020-67, protocolado em 08/09/2020.
d. Fabricante do produto técnico(Clorotalonil Técnico Oxon): Nome: Jiangyin Suli Chemical Co., Ltd. - Endereço: No. 7, Runhua Road, Ligang Town, Jiangyin City, Jiangsu Province, 214444 - China. Produto técnico(Chlorothalonil Técnico Oxon): Nome: Jiangsu Weunite Fine Chemical Co., Ltd. - Endereço: Jinger Road, Industry Chemical Park, Xinyi, Jiangsu - China.
e. Formulador: Nome: Sipcam Nichino Brasil S.A. - CNPJ: 23.361.306/0001-79 - Endereço: Rua Igarapava, 599, Distrito Industrial III, Uberaba/MG - CEP: 38.044-755; Nome: Jiangyin Suli Chemical Co., Ltd. - Endereço: No. 7, Runhua Road, Ligang Town, Jiangyin City, Jiangsu Province, 214444 - China.
f. Nome químico: Tetrachloroisophthalonitrile.
g. Nome comum: Clorotalonil.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Algodão, Amendoim, Batata, Berinjela, Cebola, Cenoura, Feijão, Maçã, Mamão, Melancia, Milho, Pepino, Rosa, Soja, Tomate, Trigo e Uva.
j. Classificação toxicológica: Categoria 2 - Produto Altamente Tóxico.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe II - Produto Muito Perigoso ao Meio Ambiente.

11-a. Titular do registro: Oxon Brasil Defensivos Agrícolas Ltda.- São Paulo/SP.
b. Marca comercial: BRAVENGIS.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 01122, conforme processo nº 21000.047910/2020-88, protocolado em 27/07/2020.
d. Fabricante do produto técnico(Clorotalonil Técnico Oxon): Nome: Jiangyin Suli Chemical Co., Ltd. - Endereço: No. 7, Runhua Road, Ligang Town, Jiangyin City, Jiangsu Province, 214444 - China. Produto técnico(Chlorothalonil Técnico Oxon): Nome: Jiangsu Weunite Fine Chemical Co., Ltd. - Endereço: Jinger Road, Industry Chemical Park, Xinyi, Jiangsu - China. Produto técnico(Tebuconazole Técnico Oxon): Nome: Astec Lifesciences Limited - Endereço: B-17 M.I.D.C, Mahad, District Raigad, 402301 – Maharashtra - India; Nome: Yancheng Huihuang Chemical Co., Ltd. - Endereço: Zhongshan Road (North), Binhai Economic Development Zone Coastal Industrial Park, Jiangsu - China. Produto técnico(Tebuconazole Tech Oxon): Nome: Oxon Italia SpA. - Endereço: Strada Provinciale Km 2.6, 27030 Mezzana Bigli, Provincia di Pavia - Itália.
e. Formulador: Nome: Sipcam Nichino Brasil S.A. - CNPJ: 23.361.306/0001-79 - Endereço: Rua Igarapava, 599, Distrito Industrial III, Uberaba/MG - CEP: 38.044-755; Nome: Sipcam Oxon S.p.A - Endereço: Via Vittorio Veneto, 81, Salerano sul Lambro, Lodi, 26857 - Itália; Nome: Sipcam Inagra, S.A. - Endereço: Crta. Sueca, Mareny Blau s/n, 46410, Sueca, Valencia - Espanha; Nome: Jiangyin Suli Chemical Co., Ltd. - Endereço: No. 7, Runhua Road, Ligang Town, Jiangyin City, Jiangsu Province, 214444 - China.
f. Nome químico: Tetrachloroisophthalonitrile; (RS)-1-p-chlorophenyl-4,4-dimethyl-3-(1H-1,2,4-triazol-1-ylmethyl)pentan-3-ol.
g. Nome comum: Clorotalonil; Tebuconazole.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Algodão, Amendoim, Aveia, Café, Centeio, Cevada, Feijão, Milho, Soja, Triticale e Trigo.
j. Classificação toxicológica: Categoria 4 - Produto Pouco Tóxico.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe II - Produto Muito Perigoso ao Meio Ambiente.

12-a. Titular do registro: Oxon Brasil Defensivos Agrícolas Ltda.- São Paulo/SP.
b. Marca comercial: TERBUTILAZINA OXON 500 SC I.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 01222, conforme processo nº 21000.065447/2020-56, protocolado em 13/10/2020.
d. Fabricante do produto técnico(Terbuthylazine Técnico): Nome: Jiangyin Suli Chemical Co., Ltd. - Endereço: No. 7, Runhua Road, Ligang Town, Jiangyin City, Jiangsu Province, 214444 - China; Nome: Jiangsu Weunite Fine Chemical Co., Ltd. - Endereço: Jinger Road, Industry Chemical Park, Xinyi, Jiangsu - China.
e. Formulador: Nome: Sipcam Nichino Brasil S.A. - CNPJ: 23.361.306/0001-79 - Endereço: Rua Igarapava, 599, Distrito Industrial III, Uberaba/MG - CEP: 38.044-755; Nome: Sipcam Oxon S.p.A - Endereço: Via Vittorio Veneto, 81, Salerano sul Lambro, Lodi, 26857 - Itália; Nome: Sipcam Inagra, S.A. - Endereço: Crta. Sueca, Mareny Blau s/n, 46410, Sueca, Valencia - Espanha.
f. Nome químico: N2-tert-butyl-6-chloro-N4-ethyl-1,3,5-triazine-2,4-diamine.
g. Nome comum: Terbutilazina.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para a cultura do Milho.
j. Classificação toxicológica: Categoria 4 - Produto Pouco Tóxico.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe II - Produto Muito Perigoso ao Meio Ambiente.

13-a. Titular do registro: Oxon Brasil Defensivos Agrícolas Ltda.- São Paulo/SP.
b. Marca comercial: CLOROTALONIL OXON 720 SC.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 01322, conforme processo nº 21000.057696/2020-78, protocolado em 08/09/2020.
d. Fabricante do produto técnico(Clorotalonil Técnico Oxon): Nome: Jiangyin Suli Chemical Co., Ltd. - Endereço: No. 7, Runhua Road, Ligang Town, Jiangyin City, Jiangsu Province, 214444 - China. Produto técnico(Chlorothalonil Técnico Oxon): Nome: Jiangsu Weunite Fine Chemical Co., Ltd. - Endereço: Jinger Road, Industry Chemical Park, Xinyi, Jiangsu - China.
e. Formulador: Nome: Sipcam Nichino Brasil S.A. - CNPJ: 23.361.306/0001-79 - Endereço: Rua Igarapava, 599, Distrito Industrial III, Uberaba/MG - CEP: 38.044-755; Nome: Jiangyin Suli Chemical Co., Ltd. - Endereço: No. 7, Runhua Road, Ligang Town, Jiangyin City, Jiangsu Province, 214444 - China.
f. Nome químico: Tetrachloroisophthalonitrile.
g. Nome comum: Clorotalonil.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Algodão, Amendoim, Batata, Berinjela, Cebola, Cenoura, Feijão, Maçã, Mamão, Melancia, Milho, Plantas ornamentais, Pepino, Rosa, Soja, Tomate, Trigo e Uva.
j. Classificação toxicológica: Categoria 2 - Produto Altamente Tóxico.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe II - Produto Muito Perigoso ao Meio Ambiente.

14-a. Titular do registro: Sumitomo Chemical Brasil Indústria Química S.A.- Maracanaú/CE.
b. Marca comercial: EXERT 540 EC.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 01422, conforme processo nº 21000.056174/2016-72, protocolado em 11/11/2016.
d. Fabricante do produto técnico(Haloxifop-P-Metílico Técnico Sumitomo): Nome: Shandong Luba Chemical Co. Ltd. - Endereço: Loujia Village, Tangwang Town, Licheng District Jinan City 250106, Shandong Province - China.
e. Formulador: Nome: Ouro Fino Química S.A. - CNPJ: 09.100.671/0001-07 - Endereço: Av. Filomena Cartafina, 22335 - Quadra 14, Lote 5, Distrito Industrial III, Uberaba/MG - CEP: 38.044-750; Nome: Sumitomo Chemical Brasil Indústria Química S.A. - CNPJ: 07.467.822/0001-26 - Endereço: Av. Parque Sul, 2138 - Distrito Industrial I, Maracanaú/CE - CEP: 61.939-000; Nome: Tagma Brasil Indústria e Comércio de Produtos Químicos Ltda. - CNPJ: 03.855.423/0001-81 - Endereço: Av. Roberto Simonsen, 1459 - Bairro Recanto dos Pássaros, Paulínia/SP - CEP: 13.148-030.

f. Nome químico: methyl (R)-2-{4-[3-chloro-5-(trifluoromethyl)-2-pyridyloxy]phenoxy}propanoate.
g. Nome comum: Haloxifope-P-metílico.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Algodão, Feijão e Soja.
j. Classificação toxicológica: Categoria 4 - Produto Pouco Tóxico.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe III - Produto Perigoso ao Meio Ambiente.

15-a. Titular do registro: Tecnomyl Brasil Distribuidora de Produtos Agrícolas Ltda.- Foz do Iguaçu/PR.
b. Marca comercial: ADVER 240 SC.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 01522, conforme processo nº 21000.008003/2015-56, protocolado em 27/11/2015.
d. Fabricante do produto técnico(Clorfenapir Técnico Tecnomyl): Nome: Shandong Weifang Shuangxing Pescide Co., Ltd. - Endereço: Weifang Binhai Development Zone, Yansi District 403, Building 403 262737 Weifang, Shandong - China.
e. Formulador: Nome: Tecnomyl S.A. - Endereço: Parque Industrial Avay, Villeta, Central - Paraguai; Nome: Shandong Weifang Shuangxing Pesticide Co., Ltd. - Endereço: North of industrial Street, Binhai Development Zone, Weifang City, Shandong - China; Nome: Tagma Brasil Indústria e Comércio de Produtos Químicos Ltda. - CNPJ: 03.855.423/0001-81 - Endereço: Av. Roberto Simonsen, 1459, Recanto dos Pássaros - CEP: 13148-030.
f. Manipulador: Nome: Ouro Fino Química Ltda. - CNPJ.: 09.100.671/0001-07 - Endereço: Av. Filomena Cartafina, 22335 Quadra 14 Lote 5 - Uberaba - MG - CEP: 38044-750; Nome: Sipcam Nichino Brasil S.A. - CNPJ.: 23.361.306/0001-79 - Endereço: Rua Igarapava, 599, Distrito Industrial III - Uberaba - MG - CEP: 38044-755.
g. Nome químico: 4-bromo-2-(4-chlorophenyl)-1-ethoxymethyl-5-(trifluoromethyl)pyrrole-3- carbonitrile.
h. Nome comum: Clorfenapir.
i. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
j. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Algodão, Batata, Cebola, Crisântemo, Eucalipto, Feijão, Melancia, Milho, Pimentão e Rosa.
k. Classificação toxicológica: Categoria 5 - Produto Improvável de Causar Dano Agudo.
l. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe II - Produto Muito Perigoso ao Meio Ambiente.

16-a. Titular do registro: Adama Brasil S/A- Londrina/PR.
b. Marca comercial: CROPPER.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 01622, conforme processo nº 21000.029403/2020-62, protocolado em 28/04/2020.
d. Fabricante do produto técnico(Mancozeb Técnico Dow AgroSciences): Nome: Dow Agrosciences Industrial Ltda. - CNPJ: 47.180.625/0020-09 - Endereço: Av. Presidente Humberto de A. Castelo Branco, 3200, Jacareí/SP - CEP: 12.300-000. Produto Técnico(Mancozeb Técnico Indofil): Nome: Indofil Industries Limited - Planta Azad Nagar - Endereço: Azad Nagar, Sandoz Baug P.O., Off Ghodbunder Road, Near Chitalsar, Manpada, Thane - 400607 - Índia. Produto Técnico(Mancozeb Técnico Sabero): Nome: Coromandel International Limited. - Unit I - Endereço: Plot nº 2102, GIDC, Distrito Bulsar, Sarigam, 395155, Valsad District- Gujarat State - Índia. Produto Técnico(Protioconazol Técnico Adama BR): Nome: Adama Brasil S.A. - CNPJ: 02.290.510/0004-19 - Endereço: Avenida Júlio de Castilhos, 2085 - Coqueiros, Taquari/RS - CEP: 90.586-000. Produto Técnico(Protioconazol Técnico Adama Brasil): Nome: Adama Makhteshim Ltd. - Endereço: Neot-Hovav, Neot-Hovav Eco-Industrial Park, Beer-Sheva - Israel. Produto Técnico (Fluxapyroxad Técnico): Nome: BASF SE - Endereço: Carls-Bosch Strasse, 38, D-67056 - Ludwigshafen - Alemanha.
e. Formulador: Nome: Adama Brasil S/A - CNPJ: 02.290.510/0001-76 - Endereço: Rua Pedro Antônio de Souza, 400, Parque Rui Barbosa, Londrina/PR - CEP: 86.031-610; Nome: Adama Brasil S/A - CNPJ: 02.290.510/0004-19 - Endereço: Av. Júlio de Castilhos, 2085, Coqueiros, Taquari/RS - CEP: 95.860-000.
f. Nome químico: manganese ethylenebis(dithiocarbamate) (polymeric) complex with zinc salt; (RS)-2-[2-(1-chlorocyclopropyl)-3-(2-chlorophenyl)-2- hydroxypropyl]-2,4-dihydro-1,2,4-triazole-3-thione; 3-(difluoromethyl)-1-methyl-N-(3',4',5'-trifluorobiphenyl-2-yl)pyrazole-4-carboxamide.
g. Nome comum: Mancozebe; Protioconazol; Fluxapiroxade.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para a cultura da Soja.
j. Classificação toxicológica: Categoria 5 - Produto Improvável de Causar dano Agudo.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe II - Produto Muito Perigoso ao Meio Ambiente.

17-a. Titular do registro: ISK Biosciences do Brasil Defensivos Agrícolas Ltda.- Indaiatuba/sp.
b. Marca comercial: AMAZE 450 WG.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 01722, conforme processo nº 21000.004774/2015-74, protocolado em 05/08/2015.
d. Fabricante do produto técnico(Cymoxanil Técnico ISK): Nome: Indofil Industries Limited - Planta Azad Nagar - Endereço: Azad Nagar, Sandoz Baug P.O., Off Ghodbunder Road, Near Chitalsar, Manpada, Thane - 400607 - Índia.
e. Formulador: Nome: STI Solfotecnica Italiana S.p.A. - Endereço: Via Evangelista Torricelli, 2, Cotignola, Ravenna, 48010 - Itália.
f. Nome químico: 1-(2-cyano-2-methoxyiminoacetyl)-3-ethylurea.
g. Nome comum: Cimoxanil.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Batata, Tomate e Uva.
j. Classificação toxicológica: Categoria 1 - Produto Extremamente Tóxico.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe IV - Produto Pouco Perigoso ao Meio Ambiente.

18-a. Titular do registro: Tradecorp do Brasil Comércio de Insumos Agrícolas Ltda.- Hortolândia/SP.
b. Marca comercial: MANZIVEX I.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 01822, conforme processo nº 21000.048795/2017-63, protocolado em 14/11/2017.
d. Fabricante do produto técnico(Mancozebe Tradecorp Técnico): Nome: Hebei Shuangji Chemical Co., Ltd. - Endereço: East Suburb Kinji City - China. Produto Técnico(Mancozeb Técnico Indofil): Nome: Indofil Industries Limited - Planta Azad Nagar - Endereço: Azad Nagar, Sandoz Baug P.O., Off Ghodbunder Road, Near Chitalsar, Manpada, Thane - 400607 - Índia.
e. Formulador: Nome: Indofil Industries Limited. - Endereço: Azad Nagar, Sandoz Baug P.O., Off Ghodbunder Road., Near Chitalsar, Manpada, Thane, 400607 - Índia; Nome: Indofil Industries Limited. - Endereço: Plot N7 - 1/Z8, Sez Dahej Limited, Sez Dahej, Distr Bharuch Taluka Vagra, Gujarat, 392130 - Índia.
f. Nome químico: manganese ethylenebis(dithiocarbamate) (polymeric) complex with zinc salt.
g. Nome comum: Mancozebe.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Algodão, Milho, Soja e Trigo.
j. Classificação toxicológica: Categoria 5 - Produto Improvável de Causar Dano Agudo.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe III - Produto Perigoso ao Meio Ambiente.

19-a. Titular do registro: Topbio - Insumos Biológicos Indústria e Comércio Ltda.- Tibau/RN.
b. Marca comercial: ORINS.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 01922, conforme processo nº 21000.049554/2020-37, protocolado em 31/07/2020.
d. Fabricante/Formulador: Nome: TOPBIO - Insumos Biológicos Indústria e Comércio LTDA. - CNPJ: 22.296.945/0002-16 - Endereço: Fazenda Famosa, s/n, Sala E, Sítio Gravier - Zona rural, Tibau/RN - CEP: 59.678-000.
e. Nome químico: Não se aplica.
f. Nome comum: Não se aplica.
g. Nome científico, no caso de agente biológico: Inseto predador *Orius insidiosus.*
h. Indicação de uso: Indicado para qualquer cultura com ocorrência do alvo biológico Franklinella occidentalis.
i. Classificação toxicológica: Categoria Não Classificado - Produto Não Classificado.
j. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe IV - Produto Pouco Perigoso ao Meio Ambiente.
k. Produto Fitossanitário com Uso Aprovado para a Agricultura Orgânica.

20-a. Titular do registro: Sumitomo Chemical Brasil Representações Ltda.- São Paulo/SP.
b. Marca comercial: PAYLOAD.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 02022, conforme processo nº 21000.058750/2016-16, protocolado em 29/11/2016.
d. Fabricante do produto técnico(Sumyzin Técnico): Nome: Sumitomo Chemical CO. Ltd. - Endereço: Ohita Works 2200 - Tsurusaki Ohita-Shi - Ohita - 870-0106 - Japão. Produto Técnico(Flumyzin Técnico): Nome: Sumitomo Chemical CO. Ltd. - Endereço: Ohita Works 2200 - Tsurusaki Ohita-Shi - Ohita - 870-0106 - Japão. Produto Técnico(Sumisoya Técnico): Nome: Sumitomo Chemical CO. Ltd. - Endereço: Ohita Works 2200 - Tsurusaki Ohita-Shi - Ohita - 870-0106 - Japão. Produto Técnico(Chlorimuron Ethyl Técnico PR): Nome: Du Pont Agricultural Caribe Industries Ltd. - Endereço: La Carretera 686 - Km 2,3 - Manati, 00674 - Porto Rico.
e. Formulador: Nome: Corteva Agriscience LLC - Endereço: 2830 U.S. Highway 24 E - El Paso - Illinois - 61738 - Estados Unidos.
f. Nome químico: N-(7-fluoro-3,4-dihydro-3-oxo-4-prop-2-ynyl-2H-1,4-benzoxazin-6-yl)cyclohex-1-ene-1,2- dicarboxamide; ethyl 2-(4-chloro-6-methoxypyrimidin-2-ylcarbamoylsulfamoyl)benzoate.
g. Nome comum: Flumioxazina; Clorimurom-etílico.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para a cultura da Soja.
j. Classificação toxicológica: Não Classificado.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe III - Produto Perigoso ao Meio Ambiente.

21-a. Titular do registro: Biotrop Soluções Biológicas Ltda.- Vinhedo/SP.
b. Marca comercial: BTP 400-21.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 02122, conforme processo nº 21000.005831/2021-10, protocolado em 22/07/2021.
d. Fabricante/Formulador: Nome: Kriya Biotech - Endereço: 114, Orchid Block, Keerthi Flora, Brookefields, Bangalore - 560037, Karnataka - India.
e. Manipulador: Nome: Total Biotecnologia Indústria e Comércio S.A. - CNPJ: 07.483.401/0001-99 - Endereço: Rua Emilio Romani, 1190 - Curitiba/PR - CEP: 81.460-020.
f. Nome químico: dimethyl(2aR,3S,4S,4aR,5S,7aS,8S,10R,10aS,10bR)-10-acetoxy-3,5-dihydroxy-4-[(1aR,2S,3aS,6aS,7S,7aS)-6a-hydroxy-7a-methyl-3a,6a,7,7a-tetrahydro-2,7-methanofuro[2,3-b]oxireno[e]oxepin-1a(2H)-yl]-4-methyl-8-{[(2E)-2-methylbut-2-enoyl]oxy}octahydro-1H-naphtho[1,8a-c:4,5-b'c']difuran-5,10a(8H)-dicarboxylate; 1H,7H-Naphtho[1,8-bc:4,4a-c']difuran-5,10a(8H)-dicarboxylic acid,octahydro-3,8-dihydroxy-4-methyl-10-[[(2E)-2-methyl-1-oxo-2-butenyl]oxy]-4-[(1aR,2S,3aS,6aS,7S,7aS)-3a,6a,7,7atetrahydro-6a-hydroxy-7a-methyl-2,7-methanofuro[2,3-b]oxireno[e]oxepin-1a(2H)-yl]-,dimethyl ester,(2aR,3S,4S,4aR,5S,7aS,8S,10R,10aS,10bR).
g. Nome comum: *Azadirachta indica* (Óleo de Nim).
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para qualquer cultura com ocorrência dos alvos biológicos Erysiphe polygoni, Bemisia argentifolli e Bemisia tabaci.
j. Classificação toxicológica: Categoria 5 - Produto Improvável de Causar Dano Agudo.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe IV - Produto Pouco Perigoso ao Meio Ambiente.
l. Produto Fitossanitário com Uso Aprovado para Agricultura Orgânica.

22-a. Titular do registro: TOPBIO - Insumos Biológicos Indústria e Comércio LTDA.- Tibau/RN.
b. Marca comercial: CRISOP.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 02222, conforme processo nº 21000.049552/2020-48, protocolado em 31/07/2020.
d. Fabricante/Formulador: Nome: TOPBIO - Insumos Biológicos Indústria e Comércio LTDA. - CNPJ: 22.296.945/0002-16 - Endereço: Fazenda Famosa, s/n, Sala E, Sítio Gravier, Zona rural, Tibau/RN - CEP: 59.678-000.
e. Nome químico: Não se aplica.
f. Nome comum: Não se aplica.
g. Nome científico, no caso de agente biológico: *Chrysoperla externa.*
h. Indicação de uso: Indicado para qualquer cultura com ocorrência dos alvos biológicos Bemisia tabaci biótipo B, Myzus persicae, Schizaphis graminum, Macrosiphum euphorbiae, Macrosiphum rosae, Rhodobium porosum e Aphis gossypii.
i. Classificação toxicológica: Categoria Não Classificado - Produto Não Classificado.
j. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe IV - Produto Pouco Perigoso ao Meio Ambiente.
k. Produto Fitossanitário com Uso Aprovado para a Agricultura Orgânica.

23-a. Titular do registro: Sumitomo Chemical Brasil Representações Ltda.- São Paulo/SP.
b. Marca comercial: SUREGUARD.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 02322, conforme processo nº 21000.060199/2016-71, protocolado em 07/12/2016.
d. Fabricante do produto técnico(Sumyzin Técnico): Nome: Sumitomo Chemical CO. Ltd. - Endereço: Ohita Works 2200 - Tsurusaki Ohita-Shi - Ohita - 870-0106 - Japão. Produto Técnico(Flumyzin Técnico): Nome: Sumitomo Chemical CO. Ltd. - Endereço: Ohita Works 2200 - Tsurusaki Ohita-Shi - Ohita - 870-0106 - Japão. Produto Técnico(Sumisoya Técnico): Nome: Sumitomo Chemical CO. Ltd. - Endereço: Ohita Works 2200 - Tsurusaki Ohita-Shi - Ohita - 870-0106 - Japão. Produto Técnico(Chlorimuron Ethyl Técnico PR): Nome: Du Pont Agricultural Caribe Industries Ltd. - Endereço: La Carretera 686 - Km 2,3 - Manati, 00674 - Porto Rico.
e. Formulador: Nome: Corteva Agriscience LLC - Endereço: 2830 U.S. Highway 24 E - El Paso - Illinois - 61738 - Estados Unidos.
f. Nome químico: N-(7-fluoro-3,4-dihydro-3-oxo-4-prop-2-ynyl-2H-1,4-benzoxazin-6-yl)cyclohex-1-ene-1,2- dicarboxamide; ethyl 2-(4-chloro-6-methoxypyrimidin-2-ylcarbamoylsulfamoyl)benzoate.
g. Nome comum: Flumioxazina; Clorimurom-etílico.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para a cultura da Soja.
j. Classificação toxicológica: Não Classificado.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe III - Produto Perigoso ao Meio Ambiente.

24-a. Titular do registro: Sumitomo Chemical Brasil Representações Ltda.- São Paulo/SP.
b. Marca comercial: INTRISIC.
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 02422, conforme processo nº 21000.060202/2016-56, protocolado em 07/12/2016.
d. Fabricante do produto técnico(Sumyzin Técnico): Nome: Sumitomo Chemical CO. Ltd. - Endereço: Ohita Works 2200 - Tsurusaki Ohita-Shi - Ohita - 870-0106 - Japão. Produto Técnico(Flumyzin Técnico): Nome: Sumitomo Chemical CO. Ltd. - Endereço: Ohita Works 2200 - Tsurusaki Ohita-Shi - Ohita - 870-0106 - Japão. Produto Técnico(Sumisoya Técnico): Nome: Sumitomo Chemical CO. Ltd. - Endereço: Ohita Works 2200 - Tsurusaki Ohita-Shi - Ohita - 870-0106 - Japão. Produto Técnico(Chlorimuron Ethyl Técnico PR): Nome: Du Pont Agricultural Caribe Industries Ltd. - Endereço: La Carretera 686 - Km 2,3 - Manati, 00674 - Porto Rico.
e. Formulador: Nome: Corteva Agriscience LLC - Endereço: 2830 U.S. Highway 24 E - El Paso - Illinois - 61738 - Estados Unidos.

f. Nome químico: N-(7-fluoro-3,4-dihydro-3-oxo-4-prop-2-ynyl-2H-1,4-benzoxazin-6-yl)cyclohex-1-ene-1,2- dicarboxamide; ethyl 2-(4-chloro-6-methoxypyrimidin-2-ylcarbamoylsulfamoyl)benzoate.
g. Nome comum: Flumioxazina; Clorimurom-etílico.
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para a cultura da Soja.
j. Classificação toxicológica: Não Classificado.
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe III - Produto Perigoso ao Meio Ambiente.

25-a. Titular do registro: Iharabras S.A. Indústrias Químicas
b. Marca comercial: BURNER
c. Resultado do pedido: Deferido. Concedido Certificado com registro nº 02522, conforme processo nº 21000.033616/2018-74, protocolado em 31/08/2018.
d. Fabricante do produto técnico (Diquat Técnico): Nome: Syngenta Limited - Endereço: Huddsfield Manufacturing Centre, PO Box A38, Leeds Road, Huddesfield West Yorkshire, HD2 1FF - Reino Unido. Produto Técnico (Diquat Técnico Ihara): Nome: ZheJiang Funong Biotech Co. Ltd. - Endereço: Lantian Yongqiang, 325024, Wenzhou - China. Nome: Nanjing Huazhou Pharmaceutical Co., Ltd. - Endereço: No. 9 Dongfeng Road, Yaxi town, Gaochun Country, Nanjing - Jiangsu - China Nome: Dezhou Luba Fine Chemical Co. Ltd. - Endereço: nº 288 Hengdong Road, Tianqu Industrial Park, Dezhou, Shandong - China. Produto Técnico (Flumyzin Técnico): Nome: Sumitomo Chemical Co. Ltd - Endereço: Ohita Works 2200, Turusaki Ohita-shi, Ohita 870-0106, 870-0106 - Japão.
e. Formulador: Nome: Iharabras S.A. Indústrias Químicas - CNPJ: 61.142.550/0001-30 - Endereço: Av. Liberdade, 1701, Cajuru do Sul, Sorocaba/SP - CEP: 18.087-170
f. Nome químico: 1,1'-ethylene-2,2'-bipyridyldiylium dibromide -N-(7-fluoro-3,4-dihydro-3-oxo-4-prop-2-ynyl-2H-1,4-benzoxazin-6-yl)cyclohex-1-ene-1,2-dicarboxamide
g. Nome comum: Dibrometo de Diquate; Flumioxazina
h. Nome científico, no caso de agente biológico: Não se aplica.
i. Indicação de uso: Indicado para as culturas de Algodão, Feijão, Milho e Soja.
j. Classificação toxicológica: Categoria 2 - Produto Altamente Tóxico
k. Classificação quanto ao potencial de periculosidade ambiental: Classe II - Produto Muito Perigoso ao Meio Ambiente.

ANDRE FELIPE CARRAPATOSO PERALTA DA SILVA

INSTITUTO NACIONAL DE COLONIZAÇÃO E REFORMA AGRÁRIA

PORTARIA Nº 180, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

Alterar a Portaria INCRA/P nº 565, de 27 de setembro de 2017

O PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DE COLONIZAÇÃO E REFORMA AGRÁRIA - INCRA, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pelos incisos II, VI e VII do art. 19 do Decreto nº 10.252, de 20 de fevereiro de 2020, que aprova a Estrutura Regimental do INCRA e pelos incisos II, IX e XX do art. 110 da Portaria nº 531, de 23 de março de 2020 - Regimento Interno do Incra, e tendo em vista o constante do processo nº 54000.024564/2021-08, resolve:

Art. 1º Alterar a Portaria INCRA/P nº 565, de 27 de setembro de 2017, que passa a vigorar com as seguintes alterações:

" Art. 57. .....

§ 1º As unidades do Incra poderão propor a criação de novos "Tipos de Processos", as quais devem ser avaliadas e, se for o caso, aprovadas pela Diretoria da área específica e encaminhadas à unidade responsável pela gestão de documentos para análise final e classificação arquivística.

§ 2º As unidades do Incra poderão propor a criação de novos "Tipos de Documentos", devendo realizar os seguintes procedimentos:

I - abrir um processo no SEI, apresentando a demanda, justificando a necessidade e informando:

a) Título do Documento;

b) Descrição;

c) Tipo de Numeração, dentre as seguintes opções: Sem Numeração; Sequencial na Unidade; Sequencial no Órgão; Sequencial Anual na Unidade; ou Sequencial Anual no Órgão.

d) se o tipo de documento permite Interessados ou Destinatários, e

e) se o tipo de documento pode ser usado por qualquer unidade do Incra ou somente em algumas unidades, indicando quais.

II - a unidade demandante deve submeter o pedido ao Diretor da área competente que irá avaliar a pertinência e, se for o caso, aprovará a solicitação de criação do novo Tipo de Documento e encaminhará o pedido para a Diretoria de Gestão Operacional - DO.

III - a unidade responsável pela gestão de documentos verificará se já existe documento de mesmo teor ou se a demanda pode ser atendida de outra forma mais eficiente, orientando a unidade sobre a alternativa.

IV - caso não exista documento de mesmo teor ou forma mais eficiente de atendimento, o processo será encaminhado para a área de informática para criar o Tipo de Documento solicitado e liberar a utilização no SEI após aprovação da versão final pela unidade demandante.

§ 3º Os pedidos de criação de novos tipos de documentos ou tipos de processos serão enviadas para o CGSEI, para análise final, somente se houver divergência de entendimentos entre a área demandante, a área de gestão de documentos e a área de informática, dispensando-se esse trâmite nos casos em que as áreas envolvidas estiverem de acordo." (NR)

Art. 2º. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

GERALDO JOSÉ DA CAMARA FERREIRA DE MELO FILHO

Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações

COMISSÃO TÉCNICA NACIONAL DE BIOSSEGURANÇA

EXTRATO DE PARECER TÉCNICO Nº 7.887/2022

O Presidente da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança - CTNBio, no uso de suas atribuições e de acordo com o artigo 14, inciso XIX, da Lei 11.105/05 e do Art. 5º, inciso XIX do Decreto 5.591/05, torna público que na 248ª. Reunião Ordinária ocorrida em 03/02/2022, a CTNBio apreciou e emitiu parecer técnico para o seguinte processo:

Processo SEI nº: 01245.016802/2021-64
Requerente: Syngenta Seeds Ltda.
CQB: 01/96
Assunto: Extensão e revisão de Certificado de Qualidade em Biossegurança - CQB.
Decisão: DEFERIDO

A CTNBio, após análise de pedido de extensão e revisão de CQB para a Linha de preparo de sementes de milho OGM regulado e Câmara Fria localizadas dentro da Unidade Básica de Sementes (UBS), localizada na Unidade Operativa da Syngenta Seeds em Uberlândia/MG, concluiu pelo DEFERIMENTO. As finalidades propostas são pesquisa em regime de contenção, uso comercial, transporte, avaliação de produto, detecção e identificação de OGM, descarte, armazenamento com plantas geneticamente modificadas da classe de risco 01.

A CTNBio esclarece que este extrato não exime a requerente do cumprimento das demais legislações vigentes no país, aplicáveis ao objeto do requerimento.

No âmbito das competências do art. 14 da Lei 11.105/05, a CTNBio considerou que as medidas de biossegurança propostas atendem às normas e à legislação pertinente que visam garantir a biossegurança do meio ambiente, agricultura, saúde humana e animal. Assim, atendidas as condições descritas no processo e neste parecer técnico, essa atividade não é potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente ou saúde humana.

A íntegra deste Parecer Técnico consta do processo arquivado na CTNBio. Informações complementares ou solicitações de maiores informações sobre o processo, deverão ser encaminhadas, via Sistema de Informação ao Cidadão - SIC, através da página eletrônica do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

PAULO AUGUSTO VIANNA BARROSO

EXTRATO DE PARECER TÉCNICO Nº 7.888/2022

O Presidente da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança - CTNBio, no uso de suas atribuições e de acordo com o artigo 14, inciso XIX, da Lei 11.105/05 e do Art. 5º, inciso XIX do Decreto 5.591/05, torna público que na 248ª. Reunião Ordinária ocorrida em 03/02/2022, a CTNBio apreciou e emitiu parecer técnico para o seguinte processo:

Processo SEI nº: 01245.019461/2021-89
Requerente: Escola Superior Luiz de Queiroz - ESALQ
CQB: 22/97
Assunto: Cancelamento de Extensão de Certificado de Qualidade em Biossegurança - CQB.
Decisão: DEFERIDO

A CTNBio, após análise do pedido de cancelamento do CQB do Laboratório de Virologia Vegetal, concluiu pelo DEFERIMENTO.

A CTNBio esclarece que este extrato não exime a requerente do cumprimento das demais legislações vigentes no país, aplicáveis ao objeto do requerimento.

No âmbito das competências do art. 14 da Lei 11.105/05, a CTNBio considerou que as medidas de biossegurança propostas atendem às normas e à legislação pertinente que visam garantir a biossegurança do meio ambiente, agricultura, saúde humana e animal. Assim, atendidas as condições descritas no processo e neste parecer técnico, essa atividade não é potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente ou saúde humana.

A íntegra deste Parecer Técnico consta do processo arquivado na CTNBio. Informações complementares ou solicitações de maiores informações sobre o processo, deverão ser encaminhadas, via Sistema de Informação ao Cidadão - SIC, através da página eletrônica do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

PAULO AUGUSTO VIANNA BARROSO

EXTRATO DE PARECER TÉCNICO Nº 7.889/2022

O Presidente da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança - CTNBio, no uso de suas atribuições e de acordo com o artigo 14, inciso XIX, da Lei 11.105/05 e do Art. 5º, inciso XIX do Decreto 5.591/05, torna público que na 248ª. Reunião Ordinária ocorrida em 03/02/2022, a CTNBio apreciou e emitiu parecer técnico para o seguinte processo:

Processo SEI nº: 01245.019739/2021-18
Requerente: SGS DO BRASIL
CQB: 143/01
Assunto: Cancelamento de CQB de Unidade Operativa
Decisão: DEFERIDO

A CTNBio, após análise do pedido de cancelamento a extensão de CQB da unidade operativa de Primavera do Leste/MT, concluiu pelo DEFERIMENTO.

A CTNBio esclarece que este extrato não exime a requerente do cumprimento das demais legislações vigentes no país, aplicáveis ao objeto do requerimento.

No âmbito das competências do art. 14 da Lei 11.105/05, a CTNBio considerou que as medidas de biossegurança propostas atendem às normas e à legislação pertinente que visam garantir a biossegurança do meio ambiente, agricultura, saúde humana e animal. Assim, atendidas as condições descritas no processo e neste parecer técnico, essa atividade não é potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente ou saúde humana.

A íntegra deste Parecer Técnico consta do processo arquivado na CTNBio. Informações complementares ou solicitações de maiores informações sobre o processo, deverão ser encaminhadas, via Sistema de Informação ao Cidadão - SIC, através da página eletrônica do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

PAULO AUGUSTO VIANNA BARROSO

EXTRATO DE PARECER TÉCNICO Nº 7.890/2022

O Presidente da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança - CTNBio, no uso de suas atribuições e de acordo com o artigo 14, inciso XIX, da Lei 11.105/05 e do Art. 5º, inciso XIX do Decreto 5.591/05, torna público que na 248ª. Reunião Ordinária ocorrida em 03/02/2022, a CTNBio apreciou e emitiu parecer técnico para o seguinte processo:

Processo: 01245.000567/2022-90
Requerente: BASF S.A
CQB: 31/97
Assunto: Extensão de Certificado de Qualidade em Biossegurança - CQB
Decisão: DEFERIDO

A CTNBio, após análise de adequação de CQB referente a mudanças de atividades da uma Sala denominada Sala de Secador II para Laboratório de Análises de Sementes na unidade operativa de Trindade/GO, compreendendo as atividades de pesquisa em regime de contenção, liberação planejada no meio ambiente, transporte, avaliação de produto, descarte, armazenamento com organismos geneticamente modificados da classe de risco 01, concluiu pelo DEFERIMENTO.

A CTNBio esclarece que este extrato não exime a requerente do cumprimento das demais legislações vigentes no país, aplicáveis ao objeto do requerimento.

No âmbito das competências do art. 14 da Lei 11.105/05, a CTNBio considerou que as medidas de biossegurança propostas atendem às normas e à legislação pertinente que visam garantir a biossegurança do meio ambiente, agricultura, saúde humana e animal. Assim, atendidas as condições descritas no processo e neste parecer técnico, essa atividade não é potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente ou saúde humana.

A íntegra deste Parecer Técnico consta do processo arquivado na CTNBio. Informações complementares ou solicitações de maiores informações sobre o processo, deverão ser encaminhadas, via Sistema de Informação ao Cidadão - SIC, através da página eletrônica do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

PAULO AUGUSTO VIANNA BARROSO

EXTRATO DE PARECER TÉCNICO Nº 7.891/2022

O Presidente da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança - CTNBio, no uso de suas atribuições e de acordo com o artigo 14, inciso XIX, da Lei 11.105/05 e do Art. 5º, inciso XIX do Decreto 5.591/05, torna público que na 248ª. Reunião Ordinária ocorrida em 03/02/2022, a CTNBio apreciou e emitiu parecer técnico para o seguinte processo:

Processo nº: 01200.702462/2016-47
Requerente: Syngenta Seeds Ltda.
CQB: 01/96
Assunto: liberação Comercial finalidade de cultivo, produção, manipulação, transporte, transferência, comercialização, importação, exportação, armazenamento, liberação e descarte deste organismo geneticamente modicado (OGM) e seus derivados,

bem como suas progênies e isenção de plano de monitoramento pós-liberação comercial.

Decisão: DEFERIDO

A requerente, com base nos requisitos dispostos na Resolução Normativa 32 da CTNBio, solicita o aditamento da finalidade de cultivo na liberação comercial do milho Milho 3272. O presente evento de modificação genética já possui aprovação comercial para manipulação, transporte, transferência, comercialização, importação, armazenamento, consumo, e descarte, conforme parecer 5226/2016. Solicita também a isenção do plano de monitoramento pós-liberação comercial. A CTNBio analisou o pedido da inclusão das atividades de cultivo, produção, manipulação, transporte, transferência, comercialização, importação, exportação, armazenamento, liberação e descarte deste organismo geneticamente modicado (OGM) e seus derivados, bem como suas progênies e a isenção de plano de monitoramento e concluiu pelo DEFERIMENTO.

A CTNBio esclarece que este extrato não exime a requerente do cumprimento das demais legislações vigentes no país, aplicáveis ao objeto do requerimento.

No âmbito das competências do art. 14 da Lei 11.105/05, a CTNBio considerou que as medidas de biossegurança propostas atendem às normas e à legislação pertinente que visam garantir a biossegurança do meio ambiente, agricultura, saúde humana e animal. Assim, atendidas as condições descritas no processo e neste parecer técnico, essa atividade não é potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente ou saúde humana.

A íntegra deste Parecer Técnico consta do processo arquivado na CTNBio. Informações complementares ou solicitações de maiores informações sobre o processo, deverão ser encaminhadas, via Sistema de Informação ao Cidadão - SIC, através da página eletrônica do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.

PAULO AUGUSTO VIANNA BARROSO

EXTRATO DE PARECER TÉCNICO Nº 7.894/2022

A Presidência da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança - CTNBio, no uso de suas atribuições e de acordo com o artigo 14, inciso XIX, da Lei 11.105/05 e do Art. 5º, inciso XIX do Decreto 5.591/05, torna público que na 248ª Reunião Ordinária da CTNBio, realizada em 03 de fevereiro de 2022, a CTNBio apreciou e emitiu parecer técnico para o seguinte processo:

Processo: 01245.017473/2021-79

Requerente: Evolutta Agro Biotecnologia Ltda.

CQB: 487/19

Assunto: Exclusão de Unidade Operativa.

A CTNBio, após análise do pedido de exclusão de Unidade Operativa do CQB, deliberou pelo DEFERIMENTO conforme esse parecer técnico. A requerente solicita exlcusão do CQB 487/19 a Unidade Operativa 01 localizado em Ribeirão Preto/SP.

No âmbito das competências dispostas na Lei 11.105/05 e seu decreto 5.591/05, a CTNBio concluiu que o presente pedido atende às normas e legislação pertinentes que visam garantir a biossegurança do meio ambiente, agricultura, saúde humana e animal.

A CTNBio esclarece que este extrato não exime a requerente do cumprimento das demais legislações vigentes no país, aplicáveis ao objeto do requerimento.

Este é um extrato do Parecer Técnico da CTNBio. Sua íntegra, assim como todos os documentos referentes à solicitação, constam do processo armazenado na CTNBio. Informações complementares poderão ser solicitadas por meio do Serviço de Informação ao Cidadão - SIC ou pelo sistema FALABR, pelo sítio eletrônico https://esic.cgu.gov.br/.

PAULO AUGUSTO VIANNA BARROSO
Presidente da Comissão

EXTRATO DE PARECER TÉCNICO Nº 7.895/2022

A Presidência da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança - CTNBio, no uso de suas atribuições e de acordo com o artigo 14, inciso XIX, da Lei 11.105/05 e do Art. 5º, inciso XIX do Decreto 5.591/05, torna público que na 248ª Reunião Ordinária da CTNBio, realizada em 03 de fevereiro de 2022, a CTNBio apreciou e emitiu parecer técnico para o seguinte processo:

Processo: 01245.001214/2022-15

Requerente: Embrapa Recursos Genéticos e Biotecnologia (CENARGEN)

CQB: 004/96

Assunto: Extensão do CQB

A CTNBio, após análise do pedido de extensão de CQB, deliberou pelo DEFERIMENTO conforme esse parecer técnico. A requerente solicita extensão de CQB para inclusão da Área de Acesso Restrito do Novo Prédio da Estação Quarentenária de Germoplasma Vegetal e da Casa de Vegetação "Quarentenário 2". As atividades a serem desenvolvidas serão: pesquisa em regime de contenção, transporte, descarte, armazenamento e análise de presença de pragas quarentenárias em germoplasma de plantas e seus derivados pertencentes à Classe de risco 01.

No âmbito das competências dispostas na Lei 11.105/05 e seu decreto 5.591/05, a CTNBio concluiu que o presente pedido atende às normas e legislação pertinentes que visam garantir a biossegurança do meio ambiente, agricultura, saúde humana e animal.

A CTNBio esclarece que este extrato não exime a requerente do cumprimento das demais legislações vigentes no país, aplicáveis ao objeto do requerimento.

Este é um extrato do Parecer Técnico da CTNBio. Sua íntegra, assim como todos os documentos referentes à solicitação, constam do processo armazenado na CTNBio. Informações complementares poderão ser solicitadas por meio do Serviço de Informação ao Cidadão - SIC ou pelo sistema FALABR, pelo sítio eletrônico https://esic.cgu.gov.br/.

PAULO AUGUSTO VIANNA BARROSO
Presidente da Comissão

EXTRATO DE PARECER TÉCNICO Nº 7.896/2022

A Presidência da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança - CTNBio, no uso de suas atribuições e de acordo com o artigo 14, inciso XIX, da Lei 11.105/05 e do Art. 5º, inciso XIX do Decreto 5.591/05, torna público que na 248ª Reunião Ordinária da CTNBio, realizada em 03 de fevereiro de 2022, a CTNBio apreciou e emitiu parecer técnico para o seguinte processo:

Processo: 01245.012423/2021-03

Requerente: SeedCorpHO

CQB:

Assunto: Extensão de CQB.

A CTNBio, após análise do pedido de extensão de CQB, deliberou pelo DEFERIMENTO conforme esse parecer técnico. A requerente extensão do Certificado de Qualidade em Biossegurança - CQB para inclusão do Contêiner Refrigerado, Campo Experimental e Área de descarte localizadas na Unidade Operativa de Sertanópolis - PR. As atividades a serem realizadas serão: pesquisa em regime de contenção, liberação planejada no meio ambiente transporte, descarte e armazenamento de plantas geneticamente modificadas pertencentes à Classe de Risco 01.

No âmbito das competências dispostas na Lei 11.105/05 e seu decreto 5.591/05, a CTNBio concluiu que o presente pedido atende às normas e legislação pertinentes que visam garantir a biossegurança do meio ambiente, agricultura, saúde humana e animal.

A CTNBio esclarece que este extrato não exime a requerente do cumprimento das demais legislações vigentes no país, aplicáveis ao objeto do requerimento.

Este é um extrato do Parecer Técnico da CTNBio. Sua íntegra, assim como todos os documentos referentes à solicitação, constam do processo armazenado na CTNBio. Informações complementares poderão ser solicitadas por meio do Serviço de Informação ao Cidadão - SIC ou pelo sistema FALABR, pelo sítio eletrônico https://esic.cgu.gov.br/.

PAULO AUGUSTO VIANNA BARROSO
Presidente da Comissão

DESPACHO DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Presidente da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança - CTNBio, no uso de suas atribuições e de acordo com o artigo 14, inciso XIX, da Lei 11.105/05 e do Art. 5º, inciso XIX do Decreto 5.591/05, torna público que foram notificados na 248ª. Reunião Ordinária da CTNBio, ocorrida em 03/02/2022, os seguintes processos relativos à Resolução Normativa 35/21 da CTNBio:

Monsanto do Brasil Ltda.; CQB 003/96; Processo: 01245.011791/2020-45. Comunica Cancelamento de Liberação planejada no meio ambiente no 006/2020 de milho MON 87427 × MON 95379 × MON 87411, a ser conduzida nas Estações Experimentais localizadas em Cachoeira Dourada (MG), Luís Eduardo Magalhães (BA), Não-Me-Toque (RS), Rolândia (PR), Santa Cruz das Palmeiras (SP) e Sorriso (MT). Motivo: Houve a Liberação Comercial dos eventos. Protocolado em 18/11/2021;

Centro de Tecnologia Canavieira - CTC; CQB 006/96; Processo 01245.021136/2021-86. Liberação planejada no meio ambiente, proposta intitulada de condução de ensaios para fins de registro de formulação de agroquímicos em cana de açúcar geneticamente modificada, Objetivo: O evento será testado por meio dos protocolos experimentais de Resíduo (Magnitude de Resíduo) e Eficácia (Praticabilidade Agronômica), em cincos locais. Protocolado em 17/12/2021;

GDM - Genética do Brasil Ltda.; CQB 367/13; Processo 01245.013929/2021-21. Comunica o cancelamento da Liberação Planejada no Meio Ambiente, motivo: ocorreu por decisão técnica da empresa em virtude do cancelamento da importação de sementes. Protocolado em 17/01/2022;

Corteva Agriscience do Brasil Ltda.; CQB 013/97; Processo 01245.021469/2021-13. Liberação planejada no meio ambiente de milho geneticamente modificado Objetivo: de "Avaliar a campo, em condições brasileiras, a eficácia de eventos de milho (Zea mays) geneticamente modificado que conferem resistência a insetos da ordem Lepidoptera - Referência Interna 0074-CRN-BR-2021". Protocolado em 24/12/2021;

Suzano S.A.; CQB 325/11; Processo 01245.021568/2021-97. Liberação planejada no meio ambiente - RN35 Objetivo: "Avaliação da germinação de plantas no campo do eucalipto geneticamente modificado comparado ao eucalipto convencional". Protocolado em 06/01/2022;

Embrapa Recursos Genéticos e Biotecnologia (Cenargen); CQB 004/96; Processo 01245.000530/2022-61. Liberação planejada no meio ambiente (LPMA) de linhagens de alface geneticamente modificadas, o objetivo: avaliar populações de eventos de alface GM em condição natural (meio ambiente) que apresentam aumento do teor de folato nas folhas. Protocolado em 13/01/2022;

Syngenta Seeds Ltda.; CQB 001/96; Processo 01245.000601/2022-26. Liberação Planejada no Meio Ambiente de Milho Geneticamente Modificado para Resistência a Insetos, Tolerância a Herbicidas e Alteração da Qualidade do Produto, - SYN2112039, RN35. Objetivo: a produção de sementes de híbridos de milho (Zea mays L.) geneticamente modificados para resistência a insetos, tolerância a herbicidas e alteração da qualidade do produto. Nessa liberação planejada em questão serão produzidas sementes de milho geneticamente modificado (GM) para produção sementes híbridas contendo o evento 3272 x Bt11 x GA21 x MIR162. Localizada no município de Lucas do Rio Verde/MT; Protocolado em 18/01/2022;

GDM - Genética do Brasil Ltda.; CQB 367/13; Processo 01245.001342/2022-51. Liberação Planejada no Meio Ambiente, visando a hibridação/cruzamento artificial de soja geneticamente modificada tolerante a herbicidas (MON-87708-9 x MON 89788-1 x ACS-GM006-4). Objetivo: Blocos de Cruzamentos visando a realização de hibridações/cruzamentos artificiais entre diferentes linhagens. As hibridações/cruzamentos são realizadas para desenvolver germoplasma com variabilidade genética visando selecionar plantas com características desejadas. Protocolado em 27/01/2022;

Suzano S.A.; CQB 325/11; Processo 01245.001292/2022-10. Liberação Planejada no Meio Ambiente para Testes de campo com progênies geneticamente modificadas obtidas por meio de cruzamentos controlados envolvendo eventos contendo genes de resistência a praga alvo e matrizes convencionais não transformadas. Objetivo: selecionar em cada região indivíduos geneticamente modificados resistentes ao inseto praga, para clonagem e plantios futuros de testes clonais; Protocolado em 27/01/2022;

PAULO AUGUSTO VIANNA BARROSO

CONSELHO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO CIENTÍFICO E TECNOLÓGICO

DIRETORIA DE GESTÃO E TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

DESPACHO DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

54ª RELAÇÃO DE PESQUISADORES CREDENCIADOS À IMPORTAÇÃO - Lei 8.010/1990

PORTAL GOV.BR

CREDENCIAMENTO	**NOME**	CPF	VENCIMENTO
920.000934/2004	Jean Michel Lafon	***.750.102-**	03/02/2027
920.003606/2022	William Barbosa Vianna	***.660.911-**	03/02/2027
920.003618/2022	Germano Maioli Penello	***.968.147-**	03/02/2027
920.003075/2008	Joao Victor Boechat Gomide	***.297.916-**	03/02/2027
920.003707/2022	Eduardo Inocente Jussiani	***.083.219-**	03/02/2027
920.003735/2022	Joachim Werner Zang	***.351.111-**	03/02/2027
920.003742/2022	Paulo Rogerio Da Costa Couceiro	***.028.272-**	03/02/2027

THALES MARÇAL VIEIRA NETTO

Ministério das Comunicações

SECRETARIA DE RADIODIFUSÃO

DEPARTAMENTO DE OUTORGA E PÓS-OUTORGA

PORTARIA MCOM Nº 4.559, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR DE OUTORGA E PÓS-OUTORGA, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo § 2º, do artigo 27, da Portaria nº 141, de 22 de julho de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 24 de julho de 2020, e tendo em vista o que consta do Processo nº 53115.017779/2021-12, invocando as razões presentes da Nota Técnica nº 1433/2022/SEI-MCOM, resolve:

Art. 1º Homologar a operação efetuada pela TV Costa Norte Ltda, executante do serviço de retransmissão de televisão, em caráter primário, no município de Bertioga, estado de São Paulo, utilizando o canal 13 (treze), digital, consistente na alteração da geradora cedente da sua programação, que passará a ser a Fundação Virgínia Ferraz (anteriormente denominada Fundação Educativa Pio XII de Radiodifusão), concessionária do serviço de radiodifusão de sons e imagens, no município de Juiz de Fora, estado de Minas Gerais.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

WILLIAM IVO KOSHEVNIKOFF ZAMBELLI

AGÊNCIA NACIONAL DE TELECOMUNICAÇÕES

SUPERINTENDÊNCIA DE RADIOFREQUÊNCIA E FISCALIZAÇÃO

ATO Nº 1.714, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

Extinguir, por renúncia, a outorga do Serviço de Interesse Restrito, de forma a extinguir a autorização para exploração do Serviço Limitado Privado antes titulada pela entidade AGRÍCOLA XINGU S/A, CNPJ nº 07.205.440/0003-96, tendo em vista a manifestação de desinteresse pela continuidade na prestação do serviço.

FÁBIO ALEXANDRE OLIVEIRA LAGO
Gerente

SUPERINTENDÊNCIA DE CONTROLE DE OBRIGAÇÕES
SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO

PORTARIA ANATEL Nº 2.188, DE 3 DE JANEIRO DE 2022

Altera o Anexo I e revoga o Anexo III da Portaria n.º 2175, de 23 de dezembro de 2021 (SEI 7849939).

O SUPERINTENDENTE DE CONTROLE DE OBRIGAÇÕES DA AGÊNCIA NACIONAL DE TELECOMUNICAÇÕES, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pelo Regimento Interno da Anatel, aprovado pela Resolução nº 612, de 29 de abril de 2013, e

CONSIDERANDO a Portaria n.º 1.868, de 29 de dezembro de 2020 (SEI n.º 6384237), que dispõe sobre procedimentos específicos a serem observados na implementação de Programa de Gestão por Desempenho (PGD) das atividades no âmbito da Agência Nacional de Telecomunicações de forma complementar às regras vigentes estabelecidas pelo órgão central do SIPEC;

CONSIDERANDO a Portaria n.º 2175, de 23 de dezembro de 2021 (SEI n.º 7849939), que Institui o Programa de Gestão por Desempenho na Superintendência de Controle de Obrigações da Anatel (PGD-SCO) e dispõe sobre os seus procedimentos gerais;

CONSIDERANDO o constante dos autos do processo n.º 53500.004157/2021-72; , resolve:

Art. 1º Retificar o parágrafo único do art. 18 da Portaria n.º 2175, de 23 de dezembro de 2021 (SEI n.º 7849939), nos seguintes termos:

Onde se lê:

Parágrafo único. O servidor participante do Programa de Gestão de Desempenho e seu gerente funcional devem assinar o Plano de Trabalho, na forma do Anexo III a esta Portaria.

Leia-se:

Parágrafo único. O servidor participante do Programa de Gestão de Desempenho e seu gerente funcional devem assinar o Plano de Trabalho, na forma do Anexo I a esta Portaria.

Art. 2º Retificar o Anexo I da Portaria n.º 2175, de 23 de dezembro de 2021 (SEI n.º 7849939), nos seguintes termos:

Onde se lê:

"TERMO DE CIÊNCIA E RESPONSABILIDADE

O presente Termo de Compromisso constitui-se no compromisso formal do requerente de reconhecer, concordar e acatar as cláusulas e condições abaixo referendadas, observando os termos da Portaria SCO n.º 2175, de 23 de dezembro de 2021, da Portaria Anatel n.º 1.868, de 27 de dezembro de 2020, e da Instrução Normativa n.º 65, de 30 de julho de 2020, publicada pelo Ministério da Economia, declarando que atende às condições para participação no Programa de Gestão por Desempenho, tem ciência e está de acordo:

I - que compete exclusivamente ao servidor providenciar e arcar com as estruturas físicas e tecnológicas necessárias à realização das atividades (computador, acesso à Internet, telefone, etc.), não cabendo à Agência a prestação de serviço de suporte e manutenção a equipamentos pessoais ou qualquer indenização por eventuais danos ocorridos à estrutura física e tecnológica utilizada;

II - com as atribuições e responsabilidades do servidor participante a que se refere o art. 22 da Instrução Normativa n.º 65, de 30 de julho de 2020, publicada pelo Ministério da Economia;

III - que a participação no Programa de Gestão por Desempenho, na modalidade teletrabalho, não constitui direito adquirido, podendo ser desligado nas condições estabelecidas na Portaria SCO n.º 2175, de 23 de dezembro de 2021, e no Capítulo III da Instrução Normativa 65, de 2020;

IV - quanto à vedação de pagamento das vantagens a que se referem os arts. 29 a 36 da Instrução Normativa 65, de 2020;

V - quanto à vedação de utilização de terceiros para a execução dos trabalhos acordados como parte das metas;

VI - com o dever de observar as disposições constantes da Lei n.º 13.709, de 14 e agosto de2018, Lei Geral de Proteção de Dados Pessoas (LGPD), no que couber;

VII- com as orientações da Portaria n.º 15.543/SEDGG/ME, de 2 de julho de 2020, que divulga o Manual de Conduta do Agente Público Civil do Poder Executivo Federal;

VIII - com todas as demais normas previstas na Portaria SCO n.º 2175, de 23 de dezembro de 2021, na Portaria Anatel 1868, de 2020 e na Instrução Normativa 65, de 2020;

IX - que a saúde do servidor deve ser preservada, atendendo as regras de ergonomia da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), como a NBR 13962 sobre cadeiras, a NBR 13966 sobre mesas e a NBR 10152 sobre ruído e iluminação; e,

X - a violação de quaisquer uma das obrigações instituídas no presente Termo ensejarão o descredenciamento do signatário do Programa de Gestão por Desempenho, sem prejuízo da apuração disciplinar da conduta."

Leia-se:

"PLANO DE TRABALHO

1. DADOS DO SERVIDOR

Nome Completo do Servidor Participante	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	
Unidade de Lotação	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	
Unidade do Programa de Gestão por Desempenho	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	
Portaria de Procedimentos Gerais do Dirigente da Unidade	Portaria n.º 2175, de 23 de Dezembro de 2021 (SEI n.º 7849939)	
Modalidade de Trabalho		**Presencial**
		Teletrabalho
Regime de Execução		**Integral**
		Parcial

2. OBJETO

2.1. O presente Plano de Trabalho constitui-se no compromisso formal do Servidor acima identificado de reconhecer, concordar e acatar as cláusulas e condições abaixo referendadas, observando os termos das regras estabelecidas na:

I - Instrução Normativa n.º 65, de 30 de julho de 2020, Secretaria Especial de Desburocratização, Gestão e Governo Digital/Secretaria de Gestão e Desempenho de Pessoal do Ministério da Economia, que estabelece orientações, critérios e procedimentos gerais a serem observados pelos órgãos e entidades integrantes do Sistema de Pessoal Civil da Administração Federal (SIPEC) rela vos à implementação de Programa de Gestão.

II - Portaria Anatel n.º 1.868, de 29 de dezembro de 2020, que dispõe sobre procedimentos específicos a serem observados na implementação de Programa de Gestão por Desempenho (PGD) das atividades no âmbito da Agência Nacional de Telecomunicações de forma complementar às regras vigentes estabelecidas pelo órgão central do SIPEC.

III - Resolução Interna Anatel n.º 17, de 18 de maio de 2021, que aprovou a Política de Segurança da Informação e Comunicações da Agência Nacional de Telecomunicações (POSIC/Anatel), inclusive nas normas destinadas à implantação e operacionalização das diretrizes previstas nesta política.

IV - Portaria de Procedimentos Gerais do Dirigente da Unidade acima identificada

3. ATIVIDADES A SEREM DESENVOLVIDAS

3.1. As atividades a serem desenvolvidas com as respectivas metas a serem alcançadas expressas em horas equivalentes são as estabelecidas na Tabela de Atividades constante como anexo da Portaria de Procedimentos Gerais do Dirigente da Unidade acima identificada.

3.2. As entregas realizadas pelo participante deverão ser avaliadas conforme o disposto no art. 14 da Instrução Normativa n.º 65, de 30 de julho de 2020.

3.3. O acompanhamento e controle do cumprimento de metas e alcance de resultados será feito por meio do Módulo de Desempenho do Sistema Eletrônico de Informações (SEI-Desempenho).

4. TERMO DE CIÊNCIA E RESPONSABILIDADE

4.1. Declaro que atendo às condições para participação no Programa de Gestão acima identificado.

4.2. Declaro ciência do prazo de antecedência mínima de convocação para comparecimento pessoal do participante à unidade constante na Portaria de Procedimentos Gerais do Dirigente da Unidade acima identificada.

4.3. Declaro ciência das atribuições e responsabilidades do participante constantes na Portaria de Procedimentos Gerais do Dirigente da Unidade acima identificada.

4.4. Declaro ciência do dever de manter a infraestrutura necessária para o exercício de minhas atribuições, inclusive aquelas relacionadas à segurança da informação, quando executar o programa de gestão na modalidade Teletrabalho, incluindo a responsabilidade exclusiva por providenciar e arcar com as estruturas físicas e tecnológicas necessárias à realização das atividades e que não cabe à Anatel a prestação de serviço de suporte e manutenção a equipamentos pessoais ou qualquer indenização por eventuais danos ocorridos à estrutura física e tecnológica u lizada, devendo ser observados os requisitos mínimos abaixo:

I - link de acesso à Internet com banda suficiente para execução de suas atividades e uso das soluções corporativas de tecnologia da informação e comunicação;

II - computador com configuração capaz de executar de forma multitarefa os softwares necessários à execução das atividades, inclusive no que diz respeito à segurança da informação;

III - sistema operacional licenciado que suporte o acesso aos sistemas da Anatel e as soluções de TI corporativas e que receba atualizações de segurança do fabricante/fornecedor;

IV - câmera web, fone de ouvido e microfone configurados para utilização do software padrão de videoconferência adotado pela Anatel;

V - antivírus atualizado e de atuação ativa (independente de ação do usuário); e

VI - telefone móvel.

4.4. Declaro ciência de que minha participação no programa de gestão na modalidade Teletrabalho não constitui direito adquirido, podendo ser desligado nas condições estabelecidas na Portaria de Procedimentos Gerais do Dirigente da Unidade acima identificada e no Capítulo III da Instrução Normativa n.º 65, de 30 de julho de 2020.

4.5. Declaro ciência quanto à vedação de pagamento das vantagens a que se referem os arts. 29 a 36 da Instrução Normativa n.º 65, de 30 de julho de 2020.

4.6. Declaro ciência quanto à vedação de utilização de terceiros para a execução dos trabalhos.

4.7. Declaro ciência quanto ao dever de observar as disposições constantes da Lei n.º 13.709, de 14 e agosto de 2018, Lei Geral de Proteção de Dados Pessoas (LGPD), no que couber.

4.8. Declaro ciência quanto às orientações da Portaria n.º 15.543/SEDGG/ME, de 2 de julho de 2020, que divulga o Manual de Conduta do Agente Público Civil do Poder Executivo Federal."

Art. 3º Revogar o Anexo III da Portaria n.º 2175, de 23 de dezembro de 2021 (SEI n.º 7849939).

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor no ato de sua publicação.

GUSTAVO SANTANA BORGES

GERÊNCIA REGIONAL NOS ESTADOS DO PARANÁ E SANTA CATARINA

ATO Nº 2.052, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 53516.000288/2022-92: Expede à TERCEIRO MILENIO AVIACAO AGRICOLA LTDA, CNPJ nº 03.476.684/0001-90, autorização para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Restrito, por prazo indeterminado, sem caráter de exclusividade, e tendo como área de prestação de serviço todo o território nacional.

CELSO FRANCISCO ZEMANN
Gerente

ATO Nº 2.065, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 53516.000283/2022-60: Outorga à A DEMOURA & COSTA LTDA, CNPJ nº 12.131.006/0001-87, autorização para uso de radiofrequência associada à autorização para exploração do Serviço Limitado Privado.

CELSO FRANCISCO ZEMANN
Gerente

GERÊNCIA REGIONAL NO ESTADO DE SÃO PAULO

ATO Nº 1.151, DE 27 DE JANEIRO DE 2022

Processo nº 53504.006735/2021-75. Outorgar autorização de uso da(s) radiofrequência(s) à KLABIN S.A., CNPJ nº 89.637.490/0001-45, associada à autorização para execução do Serviço Limitado Privado.

MARCELO AUGUSTO SCACABAROZI
Gerente

ATO Nº 1717, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 53504.009552/2021-10. Outorgar autorização de uso da(s) radiofrequência(s) à Sociedade Administradora de Estacionamentos e Servicos S.A., CNPJ nº 08.280.626/0005-34, associada à autorização para execução do Serviço Limitado Privado.

MARCELO AUGUSTO SCACABAROZI
Gerente

GERÊNCIA REGIONAL NOS ESTADOS DE GOIÁS, MATO GROSSO, MATO GROSSO DO SUL E TOCANTINS

ATO Nº 1.704, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Processo nº 53542.000224/2022-74. Expede autorização a TIAGO BRAGA PEREIRA, CPF nº ***.570.511-**, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Restrito, por prazo indeterminado, sem caráter de exclusividade, e tendo como área de prestação de serviço todo o território nacional.

PAULO AURELIO PEREIRA DA SILVA
Gerente

ATOS DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

Nº 1.897. Processo nº 53542.000132/2022-94. Outorga autorização para uso de radiofreqüência(s) a CARLOS ALBERTO PELISÃO, CPF nº ***.991.871-**, associada à autorização para execução do Serviço Limitado Privado.

Nº 1.898. Processo nº 53542.000003/2022-04. Outorga autorização para uso de radiofreqüência(s) a MARIO SAITO MATSUDA, CPF nº ***.017.418-**, associada à autorização para execução do Serviço Limitado Privado.

PAULO AURELIO PEREIRA DA SILVA
Gerente

UNIDADE OPERACIONAL NO ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL
COORDENAÇÃO DE PROCESSO DE OUTORGA E RECURSOS À PRESTAÇÃO

ATO Nº 1.688, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Processo nº 53548.000045/2022-87. Outorga autorização para uso de radiofreqüência ao CAUE FONTANELLA GAIGHER, CPF nº ***.244.001-**, associada à autorização para exploração do Serviço Limitado Privado.

PAULO AURELIO PEREIRA DA SILVA
Gerente

ATOS DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

Nº 1.899. Processo nº 53548.000112/2022-63. Expede autorização à DANIEL ALBUQUERQUE PEREIRA, CPF nº ***.074.511-**, para explorar o Serviço de Interesse Restrito, por prazo indeterminado, sem caráter de exclusividade, em âmbito nacional e internacional e tendo como área de prestação de serviço todo o território nacional.

Nº 1.900. Processo nº 53548.000125/2022-32. declara extinta, por renúncia, a autorização outorgada à entidade, JAMES CORDOBA ORTIZ, CPF nº ***.597.501-**, para explorar o Serviço de Telecomunicações de Interesse Restrito, declara também notificado o desinteresse para exploração do Serviço Rádio do Cidadão.

PAULO AURELIO PEREIRA DA SILVA
Gerente

ATOS DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Nº 1.991. Processo nº 53542.000223/2022-20. declara extinta, por renúncia, a autorização outorgada à entidade, EDIVALDO CUSTODIO PERAZOLLO NANTES, CPF nº ***.918.311-**, para explorar o Serviço de Telecomunicações de Interesse Restrito, declara também notificado o desinteresse para exploração do Serviço Rádio do Cidadão.

Nº 1.992. Processo nº 53548.000089/2022-15. declara extinta, por renúncia, a autorização outorgada à entidade, VALMIR JOSE DANIEL SILVA, CPF nº ***.808.041-**, para explorar o Serviço de Telecomunicações de Interesse Restrito, declara também notificado o desinteresse para exploração do Serviço Rádio do Cidadão.

PAULO AURELIO PEREIRA DA SILVA
Gerente

GERÊNCIA REGIONAL NOS ESTADOS DE PERNAMBUCO, PARAÍBA E ALAGOAS

ATO Nº 1.982, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Expedir autorização a Djair Alves de Andrade, CPF: XXX.901.914-XX, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Restrito.

THIAGO CARDOSO HENRIQUES BOTELHO
Gerente

ATO Nº 1.983, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Expedir autorização a Ubaldo da Cruz Pequeno, CPF: XXX.129.444-XX, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Restrito.

THIAGO CARDOSO HENRIQUES BOTELHO
Gerente

ATO Nº 1.985, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Expedir autorização a Perterson Onildo da Silva, CPF: XXX.473.934-XX, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Restrito.

THIAGO CARDOSO HENRIQUES BOTELHO
Gerente

ATO Nº 1.986, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Expedir autorização a Joao Manoel Lima, CPF: XXX.857.174-XX, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Restrito.

THIAGO CARDOSO HENRIQUES BOTELHO
Gerente

SUPERINTENDÊNCIA DE OUTORGA E RECURSOS À PRESTAÇÃO
GERÊNCIA DE OUTORGA E LICENCIAMENTO DE ESTAÇÕES

ATOS DE 15 DE JANEIRO DE 2022

Nº 520 Processo nº 53500.093928/2021-98. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à RADIO E TELEVISAO BANDEIRANTES DE MINAS GERAIS LTDA, CNPJ 17.184.649/0001-02, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Engenheiro Caldas/MG.

Nº 521 Processo nº 53500.093942/2021-91. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Engenheiro Caldas/MG.

RENATO SALES BIZERRA AGUIAR
Gerente

ATO Nº 712, DE 20 DE JANEIRO DE 2022

Processo nº 53500.003378/2022-12. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à FUNDACAO TRES FRONTEIRAS , CNPJ 03.787.465/0001-22, executante do Serviço de Radiodifusão de Sons e Imagens, na localidade de Nanuque/MG.

RENATO SALES BIZERRA AGUIAR
Gerente

ATOS DE 21 DE JANEIRO DE 2022

Nº 748 Processo nº 53500.003627/2022-61. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Santa Maria da Boa Vista/PE.

Nº 775 Processo nº 53500.003669/2022-01. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à SOCIEDADE RÁDIO E TELEVISÃO ALTEROSA LTDA, CNPJ 17.247.925/0001-34, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Nova Serrana/MG.

Nº 776 Processo nº 53500.003670/2022-27. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à SOCIEDADE RÁDIO E TELEVISÃO ALTEROSA LTDA, CNPJ 17.247.925/0001-34, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Pequeri/MG.

Nº 777 Processo nº 53500.003671/2022-71. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência a TV UNIÃO DE MINAS LTDA, CNPJ 20.060.471/0001-00, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Carmo da Mata/MG.

Nº 790 Processo nº 53500.003773/2022-97. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Montezuma/MG.

Nº 791 Processo nº 53500.003774/2022-31. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Serra dos Aimorés/MG.

Nº 792 Processo nº 53500.003776/2022-21. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Verdelândia/MG.

Nº 793 Processo nº 53500.003777/2022-75. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Capinópolis/MG.

Nº 794 Processo nº 53500.003778/2022-10. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de São Miguel do Anta/MG.

Nº 795 Processo nº 53500.003779/2022-64. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Veredinha/MG.

Nº 796 Processo nº 53500.003782/2022-88. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à Fundação João Paulo II, CNPJ 50.016.039/0001-75, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Itaú de Minas/MG.

Nº 802 Processo nº 53500.003788/2022-55. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à Fundacao Joao Paulo II, CNPJ 50.016.039/0001-75, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de São José do Goiabal/MG.

Nº 811 Processo nº 53500.003892/2022-40. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Itanhomi/MG.

Nº 812 Processo nº 53500.003893/2022-94. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Capitólio/MG.

Nº 818 Processo nº 53500.003901/2022-01. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Serra Azul de Minas/MG.

Nº 819 Processo nº 53500.003903/2022-91. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à FUNDACAO SECULO VINTE E UM, CNPJ 59.016.873/0001-35, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Itaú de Minas/MG.

Nº 823 Processo nº 53500.003908/2022-14. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à RÁDIO E TELEVISÃO RECORD S.A, CNPJ 60.628.369/0001-75, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Ipuiúna/MG.

Nº 824 Processo nº 53500.003909/2022-69. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à RADIO E TELEVISAO RECORD S.A, CNPJ 60.628.369/0001-75, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Pratápolis/MG.

Nº 825 Processo nº 53500.003912/2022-82. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à REDE MINEIRA DE RADIO E TELEVISAO LTDA, CNPJ 25.640.004/0001-65, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Itaú de Minas/MG.

Nº 826 Processo nº 53500.003913/2022-27. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência a REDE MINEIRA DE RÁDIO E TELEVISÃO LTDA, CNPJ 25.640.004/0001-65, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Iguatama/MG.

Nº 827 Processo nº 53500.003915/2022-16. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à TELEVISAO SOCIEDADE LIMITADA, CNPJ 25.288.333/0001-99, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Capitólio/MG.

Nº 828 Processo nº 53500.003919/2022-02. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à TV JUIZ DE FORA S/A, CNPJ 21.575.063/0001-46, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Mercês/MG.

Nº 829 Processo nº 53500.003921/2022-73. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à TV JUIZ DE FORA S/A, CNPJ 21.575.063/0001-46, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Senador Cortes/MG.

Nº 830 Processo nº 53500.003924/2022-15. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à RADIO SOCIEDADE TRES FRONTEIRAS LTDA, CNPJ 25.699.026/0001-09, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Carlos Chagas/MG.

Nº 832 Processo nº 53500.004040/2022-70. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Guiricema/MG.

Nº 833 Processo nº 53500.004041/2022-14. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Cristais/MG.

Nº 834 Processo nº 53500.004042/2022-69. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Santa Maria de Itabira/MG.

Nº 837 Processo nº 53500.004046/2022-47. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à TV JUIZ DE FORA S/A, CNPJ 21.575.063/0001-46, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Guiricema/MG.

RENATO SALES BIZERRA AGUIAR
Gerente

ATOS DE 22 DE JANEIRO DE 2022

Nº 869 Processo nº 53500.004183/2022-81. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à RADIO CULTURA DE LEME LTDA. - EPP, CNPJ 51.379.253/0001-59, executante do Serviço de Radiodifusão Sonora em Frequência Modulada, na localidade de Leme/SP.

Nº 870 Processo nº 53500.004283/2022-16. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CEBELWAM COMUNICACAO E CONSULTORIA LTDA, CNPJ 03.841.614/0001-94, executante do Serviço de Radiodifusão Sonora em Frequência Modulada, na localidade de Santa Cruz do Piauí/PI.

RENATO SALES BIZERRA AGUIAR
Gerente

ATOS DE 24 DE JANEIRO DE 2022

Nº 878 Processo nº 53500.004163/2022-19. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Ipubi/PE.

Nº 879 Processo nº 53500.004164/2022-55. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à NOSSO LAR SERVIÇOS DE RADIODIFUSÃO LTDA-ME, CNPJ 08.777.397/0001-34, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Ipubi/PE.

Nº 880 Processo nº 53500.004165/2022-08. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à REDE VITORIOSA DE COMUNICACOES LTDA, CNPJ 03.521.447/0001-02, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Cachoeira Dourada/MG.

RENATO SALES BIZERRA AGUIAR
Gerente

ATOS DE 26 DE JANEIRO DE 2022

Nº 969 Processo nº 53500.004065/2022-73. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à TELEVISAO CAPIXABA LTDA, CNPJ 31.296.882/0001-08, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Marechal Floriano/ES.

Nº 970 Processo nº 53500.004754/2022-88. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Anadia/AL.

Nº 971 Processo nº 53500.004755/2022-22. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Muquém de São Francisco/BA.

Nº 972 Processo nº 53500.004761/2022-80. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Nilo Peçanha/BA.

Nº 973 Processo nº 53500.004763/2022-79. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Nova Redenção/BA.

Nº 974 Processo nº 53500.004764/2022-13. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Nova Soure/BA.

Nº 975 Processo nº 53500.004766/2022-11. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Novo Horizonte/BA.

Nº 976 Processo nº 53500.004768/2022-00. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Novo Triunfo/BA.

Nº 977 Processo nº 53500.004769/2022-46. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Ourolândia/BA.

Nº 983 Processo nº 53500.004778/2022-37. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Presidente Tancredo Neves/BA.

Nº 999 Processo nº 53500.004811/2022-29. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Teofilândia/BA.

Nº 1.000 Processo nº 53500.004813/2022-18. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Teolândia/BA.

Nº 1.001 Processo nº 53500.004814/2022-62. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Ubaíra/BA.

Nº 1.002 Processo nº 53500.004830/2022-55. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Wagner/BA.

Nº 1.003 Processo nº 53500.004832/2022-44. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Afrânio/PE.

Nº 1.004 Processo nº 53500.004833/2022-99. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Água Preta/PE.

Nº 1.005 Processo nº 53500.004837/2022-77. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Alagoinha/PE.

Nº 1.006 Processo nº 53500.004838/2022-11. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Aliança/PE.

Nº 1.007 Processo nº 53500.004840/2022-91. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CÂMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ nº 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Amaraji/PE.

Nº 1.008 Processo nº 53500.004841/2022-35. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CÂMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ nº 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Angelim/PE.

Nº 1.009 Processo nº 53500.004842/2022-80. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Betânia/PE.

Nº 1.010 Processo nº 53500.004843/2022-24. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Bodocó/PE.

Nº 1.011 Processo nº 53500.004845/2022-13. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Bonito/PE.

Nº 1.012 Processo nº 53500.004855/2022-59. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Brejão/PE.

Nº 1.013 Processo nº 53500.004856/2022-01. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Brejinho/PE.

Nº 1.014 Processo nº 53500.004858/2022-92. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Cachoeirinha/PE.

Nº 1.015 Processo nº 53500.004860/2022-61. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Calçado/PE.

Nº 1.016 Processo nº 53500.004864/2022-40. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Camocim de São Félix/PE.

Nº 1.017 Processo nº 53500.004866/2022-39. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Canhotinho/PE.

Nº 1.018 Processo nº 53500.004868/2022-28. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Capoeiras/PE.

Nº 1.019 Processo nº 53500.004870/2022-05. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Carnaíba/PE.

Nº 1.020 Processo nº 53500.004871/2022-41. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Carnaubeira da Penha/PE.

Nº 1.021 Processo nº 53500.004872/2022-96. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Casinhas/PE.

RENATO SALES BIZERRA AGUIAR
Gerente

ATO Nº 1.347, DE 28 DE JANEIRO DE 2022

Processo nº 53500.005391/2022-06. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICAÇÃO S.A. - EBC, CNPJ nº 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Olinda Nova do Maranhão/MA.

RENATO SALES BIZERRA AGUIAR
Gerente

ATOS DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

Nº 1725 Processo nº 53500.004228/2022-18. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à FUNDAÇÃO ALTAMIRO GALINDO, CNPJ 03.211.077/0001-07, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Primavera do Leste/MT.

Nº 1.842 Processo nº 53500.007201/2022-87. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Itaverava/MG.

Nº 1.872 Processo nº 53500.007254/2022-06. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à TELEVISAO SUL DE MINAS S/A, CNPJ 25.166.281/0001-88, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Estiva/MG.

Nº 1.890 Processo nº 53500.007898/2022-96. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à RÁDIO GUARUJÁ PAULISTA LTDA, CNPJ 48.689.921/0001-30, executante do Serviço de Radiodifusão Sonora em Frequência Modulada, na localidade de Guarujá/SP.

Nº 1.965 Processo nº 53500.008075/2022-88. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à CAMARA DOS DEPUTADOS, CNPJ 00.530.352/0001-59, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Barreirinhas/MA.

Nº 1.966 Processo nº 53500.008077/2022-77. Outorga Autorização de Uso de Radiofrequência à EMPRESA BRASIL DE COMUNICACAO S.A. - EBC, CNPJ 09.168.704/0001-42, executante do Serviço de Retransmissão de Radiodifusão de Sons e Imagens - Digital, na localidade de Barreirinhas/MA.

Nº 1.976 Processo nº 53500.004512/2022-94. Expede autorização à ATIVECONECT MULTIMIDIA E COMUNICACAO LTDA, CNPJ/MF nº 44.389.574/0001-79, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Coletivo e de Interesse Restrito, por prazo indeterminado, em todo o território nacional.

Nº 1.977 Processo nº 53500.093371/2021-95. Expede autorização à TLD TELEDATA TECNOLOGIA EM CONECTIVIDADE EIRELI, CNPJ/MF nº 80.043.904/0001-33, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Coletivo e de Interesse Restrito, por prazo indeterminado, em todo o território nacional.

RENATO SALES BIZERRA AGUIAR
Gerente

ATOS DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Nº 1.984 Processo nº 53500.005806/2022-33. Expede autorização à WSA PROVEDOR DE INTERNET LTDA, CNPJ/MF nº 28.903.099/0001-50, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Coletivo e de Interesse Restrito, por prazo indeterminado, em todo o território nacional.

Nº 1.996 Processo nº 53500.006871/2022-86. Expede autorização à R G LIMA SERVICOS, CNPJ/MF nº 32.081.896/0001-77, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Coletivo e de Interesse Restrito, por prazo indeterminado, em todo o território nacional.

Nº 1.997 Processo nº 53500.006975/2022-91. Expede autorização à SIPTI TELECOM & IMPORTACAO LTDA, CNPJ/MF nº 44.351.593/0001-06, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Coletivo e de Interesse Restrito, por prazo indeterminado, em todo o território nacional.

Nº 2.004 Processo nº 53500.093564/2021-46. Expede autorização à RE9 TECNOLOGIA LTDA, CNPJ/MF nº 42.624.666/0001-60, para explorar Serviços de Telecomunicações de Interesse Coletivo e de Interesse Restrito, por prazo indeterminado, em todo o território nacional.

RENATO SALES BIZERRA AGUIAR
Gerente

ATO Nº 2.066, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 53115.025406/2021-15. Outorga autorização de uso de radiofrequência(s) à GALLE - SISTEMA DE COMUNICACAO LTDA, CNPJ 05.034.688/0001-44, associada à autorização para execução de Serviço Especial Para Fins Científicos ou Experimentais.

RENATO SALES BIZERRA AGUIAR
Gerente

Ministério do Desenvolvimento Regional

SECRETARIA NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL

PORTARIA Nº 276, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, no uso da competência que lhe foi delegada pela Portaria Ministerial nº 1.048, de 28 de maio de 2021, publicada no Diário Oficial da União, Seção 1, de 01 de junho de 2021, resolve:

Art. 1° Tornar sem efeito o reconhecimento da Situação de Emergência dos municípios: Belo Horizonte/MG, Careaçu/MG, Chiador/MG, Cristiano Otoni/MG, Estrela Dalva/MG, Lagoa Dourada/MG, Luisburgo/MG, Paraisópolis/MG, Pedra Bonita/MG e Pingo D'água/MG, reconhecidos por meio da Portaria n° 119, de 13 de janeiro de 2022, publicado no Diário Oficial da União N° 10, Seção 1, página 13, de 14 de janeiro de 2022, por não terem atendidos aos critérios estabelecidos na Instrução Normativa MDR nº 36, de 04 de dezembro de 2020.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 277, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, no uso da competência que lhe foi delegada pela Portaria Ministerial nº 1.048, de 28 de maio de 2021, publicada no Diário Oficial da União, Seção 1, de 01 de junho de 2021, resolve:

Art. 1° Tornar sem efeito o reconhecimento da Situação de Emergência dos municípios: Cruzeiro da Fortaleza/MG, Entre-Rios de Minas/MG, Itapecerica/MG e Pai Pedro/MG, reconhecidos por meio da Portaria n° 124, de 13 de janeiro de 2022, publicado no Diário Oficial da União N° 10, Seção 1, página 14, de 14 de janeiro de 2022, por não terem atendidos aos critérios estabelecidos na Instrução Normativa MDR nº 36, de 04 de dezembro de 2020.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 279, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Jacareacanga - PA, para execução de ações de Defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Jacareacanga-PA, no valor de R$ 500.000,00 (quinhentos mil reais), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008753/2022-14.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 100; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 280, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Rurópolis - PA, para execução de ações de defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Rurópolis-PA, no valor de R$ 480.000,00 (quatrocentos e oitenta mil reais), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008752/2022-70.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 100; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 281, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza a transferência de recursos ao Município de Orizânia - MG, para a execução de ações de Defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida

pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1º Autorizar o repasse de recursos ao Município de Orizânia - MG, no valor de R$ 115.475,45 (cento e quinze mil quatrocentos e setenta e cinco reais e quarenta e cinco centavos), para a execução de ações de recuperação, descritas no Plano de Trabalho integrante do processo n. 59053.004711/2021-13.

Art. 2º Os recursos necessários para a execução do objeto, a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, correrão à conta da dotação orçamentária, consignada no Orçamento Geral da União, para o Ministério do Desenvolvimento Regional, Nota de Empenho n. 2021NE000173, Programa de Trabalho: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 4.4.40.42; Fonte: 0329; UG: 530012.

Art. 3º O Plano de Trabalho foi analisado e aprovado pela área técnica competente, com cronograma de desembolso previsto para liberação dos recursos em parcela única nos termos do art. 14 da Portaria n. 3.033, de 4 de dezembro de 2020.

Art. 4º A liberação dos recursos da União somente será efetuada após atendimento, pelo ente federado, do disposto no § 2º do art. 13 da Portaria n. 3.033, de 4 de dezembro de 2020.

Art. 5º Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 365 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 6º A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada, exclusivamente, à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria e no Plano de Trabalho aprovado, devendo obedecer ao disposto no Decreto n. 7.983, de 8 de abril de 2013.

Art. 7º O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias contados do término da vigência ou do último pagamento efetuado, quando este ocorrer em data anterior ao encerramento da vigência, nos termos do art. 21 da Portaria n. 3.033, de 4 de dezembro de 2020.

Art. 8º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 282, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Bom Jesus do Tocantins - PA, para execução de ações de defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Bom Jesus do Tocantins-PA, no valor de R$ 366.744,00 (trezentos e sessenta e seis mil setecentos e quarenta e quatro reais), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008737/2022-21.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 100; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 283, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Encruzilhada - BA, para execução de ações de defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Encruzilhada-BA, no valor de R$ 182.064,00 (cento e oitenta e dois mil sessenta e quatro reais), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008649/2022-00.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 100; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 284, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Conceição do Almeida - BA, para execução de ações de defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Conceição do Almeida-BA, no valor de R$ 99.390,00 (noventa e nove mil trezentos e noventa reais), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008595/2022-01.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 100; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 285, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Prorrogar o prazo de execução das ações de resposta, previsto no art. 3° da Portaria n. 1.571, de 30 de junho de 2021, constante no processo administrativo nº 59052.006703/2021-11, que autorizou o empenho e a transferência de recursos ao Estado de Roraima, para ações de Defesa Civil até 30/03/2022.

Art. 2° Ficam ratificados os demais dispositivos da Portaria acima citada, não alterados por esta.

Art. 3° Esta Portaria entra em vigor na data de sua assinatura.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 286, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Angical - BA, para execução de ações de defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Angical-BA, no valor de R$ 224.257,70 (duzentos e vinte e quatro mil duzentos e cinquenta e sete reais e setenta centavos), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008590/2022-70.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 100; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 288, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Santa Helena de Minas - MG, para execução de ações de defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Santa Helena de Minas-MG, no valor de R$ 182.724,93 (cento e oitenta e dois mil setecentos e vinte e quatro reais e noventa e três centavos), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008392/2021-25.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 329; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 294, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, no uso da competência que lhe foi delegada pela Portaria Ministerial nº 1.048, de 28 de maio de 2021, publicada no Diário Oficial da União, Seção 1, de 01 de junho de 2021, resolve:

Art. 1º Reconhecer a situação de emergência na área descrita no Formulário de Informações do Desastre - FIDE, conforme informações relacionadas abaixo.

UF	Município	Desastre	Decreto	Data	Processo
BA	Itamari	Chuvas Intensas - 1.3.2.1.4	106	27/12/2021	59051.014312/2022-61
BA	Rafael Jambeiro	Chuvas Intensas - 1.3.2.1.4	351	30/12/2021	59051.014373/2022-29
BA	Xique-Xique	Chuvas Intensas - 1.3.2.1.4	329	11/01/2022	59051.014837/2022-05
ES	Vargem Alta	Alagamentos - 1.2.3.0.0	4613	30/12/2021	59051.014581/2022-28
PA	Baião	Chuvas Intensas - 1.3.2.1.4	011	20/01/2022	59051.014796/2022-49
PA	Dom Eliseu	Chuvas Intensas - 1.3.2.1.4	005	19/01/2022	59051.014812/2022-01
PA	Placas	Chuvas Intensas - 1.3.2.1.4	006	21/01/2022	59051.014803/2022-11
PE	Ibirajuba	Estiagem - 1.4.1.1.0	073	11/01/2022	59051.014163/2021-50
PR	Pinhal de São Bento	Estiagem - 1.4.1.1.0	1023	11/01/2022	59051.014561/2022-57
RJ	Laje do Muriaé	Chuvas Intensas - 1.3.2.1.4	1683	10/01/2022	59051.014778/2022-67
RJ	Santo Antônio de Pádua	Inundações -1.2.1.0.0	004	11/01/2022	59051.014799/2022-82
RN	São Tomé	Seca - 1.4.1.2.0	123	18/01/2022	59051.014800/2022-79
RS	Canguçu	Estiagem - 1.4.1.1.0	8.965	18/01/2022	59051.014813/2022-48
RS	Ponte Preta	Estiagem - 1.4.1.1.0	2.498	03/01/2022	59051.014240/2022-52
RS	Vale Verde	Estiagem - 1.4.1.1.0	2.313	12/01/2022	59051.014814/2022-92
SP	Caieiras	Chuvas Intensas - 1.3.2.1.4	8610	30/01/2022	59051.014767/2022-87
SP	Santa Isabel	Chuvas Intensas - 1.3.2.1.4	6.607	31/01/2022	59051.014824/2022-28

Art. 2º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 295, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Itajuípe - BA, para execução de ações de defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Itajuípe-BA, no valor de R$ 204.293,82 (duzentos e quatro mil duzentos e noventa e três reais e oitenta e dois centavos), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008588/2022-09.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 100; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 296, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Divino das Laranjeiras - MG, para execução de ações de defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Divino das Laranjeiras-MG, no valor de R$ 103.466,36 (cento e três mil quatrocentos e sessenta e seis reais e trinta e seis centavos), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008720/2022-74.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 100; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 297, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Xique-Xique - BA, para execução de ações de defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Xique-Xique-BA, no valor de R$ 534.400,00 (quinhentos e trinta e quatro mil e quatrocentos reais), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008811/2022-18.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 100; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

PORTARIA Nº 298, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza o empenho e a transferência de recursos ao Município de Ponto dos Volantes - MG, para execução de ações de defesa Civil.

A UNIÃO, por intermédio do MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL, neste ato representado pelo SECRETÁRIO NACIONAL DE PROTEÇÃO E DEFESA CIVIL, nomeado pela Portaria n. 830, de 25 de janeiro de 2019, publicada no DOU, de 25 de janeiro de 2019, Seção II, Edição Extra A, consoante delegação de competência conferida pela Portaria n. 730, de 25 de março de 2020, publicada no DOU, de 26 de março de 2020, Seção 1, e tendo em vista o disposto na Lei nº 12.340, de 01 de dezembro de 2010, na Lei nº 12.608, de 10 de abril de 2012 e no Decreto nº 7.257, de 04 de agosto de 2010, resolve:

Art. 1° Autorizar o empenho e o repasse de recursos ao Município de Ponto dos Volantes-MG, no valor de R$ 812.333,68 (oitocentos e doze mil trezentos e trinta e três reais e sessenta e oito centavos), para a execução de ações de resposta, conforme processo n. 59052.008411/2021-13.

Art. 2° Os recursos financeiros serão empenhados a título de Transferência Obrigatória, conforme legislação vigente, observando a classificação orçamentária: PT: 06.182.2218.22BO.6500; Natureza de Despesa: 3.3.40.41; Fonte: 329; UG: 530012.

Art. 3° Considerando a natureza e o volume de ações a serem implementadas, o prazo de execução será de 180 dias, a partir da publicação desta portaria no Diário Oficial da União (DOU).

Art. 4° A utilização, pelo ente beneficiário, dos recursos transferidos está vinculada exclusivamente à execução das ações especificadas no art. 1° desta Portaria.

Art. 5° O proponente deverá apresentar prestação de contas final no prazo de 30 dias a partir do término da vigência, nos termos do art. 14 do Decreto n. 7.257, de 4 de agosto de 2010.

Art. 6° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALEXANDRE LUCAS ALVES

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO

SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DE USOS DE RECURSOS HÍDRICOS

ATOS DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DE USOS DE RECURSOS HÍDRICOS DA AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO - ANA, torna público que, no exercício da competência delegada pelo art. 3º, inciso I, da Resolução ANA nº 26, de 8/5/2020, nos termos do art. 12, V, da Lei nº 9.984, de 17/6/2000, com fundamento nas Resoluções ANA nº 1.938 de 30/10/2017, resolveu indeferir os pedidos de outorga de direito de uso de recursos hídricos de:

Nº 145 - CONSORCIO A. GASPAR / ARTELESTE / V. GARAMBONE, rio Araguaia, Município de São Geraldo do Araguaia/PA, outras.

Nº 146 - CONSORCIO A. GASPAR / ARTELESTE / V. GARAMBONE, rio Araguaia, Município de São Geraldo do Araguaia/PA, outras.

Nº 147 - LUCIANO BUZZO, Açude Lagoa do Arroz, Município de Cajazeiras/PB, outras.

Nº 148 - MINERACAO RIO DO NORTE SA, rio Iguarapé Araticum, Município de Oriximiná/PA, outras.

Nº 149 - A R NETO NONATO - ME, rio Santa Teresa, Município de Peixe/TO, mineração.

Nº 150 - ANA RITA VALVERDE DOREA, rio Pardo, Município de Camacan/BA, irrigação.

Nº 151 - HEDEM DE OLIVEIRA LIMA, rio Pardo, Município de Macarani/BA, irrigação.

Nº 152 - FRANKCO ROBERTO ALVES DA SILVA, UHE Luiz Gonzaga, Município de Belém do São Francisco/PE, aquicultura.

Nº 153 - INTERCEMENT BRASIL S.A, rio Doce, Município de Santana do Paraíso/MG, mineração.

Nº 154 - HERALDO REIS MOUSESSIAN, rio Pardo, Município de Mococa/SP, mineração.

Nº 155 - HERALDO REIS MOUSESSIAN, rio Pardo, Município de Mococa/SP, mineração.

O inteiro teor dos Indeferimentos de Outorgas, bem como as demais informações pertinentes está disponível no www.gov.br/ana.

PATRICK THOMAS

DEPARTAMENTO NACIONAL DE OBRAS CONTRA AS SECAS

PORTARIA DG Nº 22, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE OBRAS CONTRA AS SECAS, no uso da competência que lhe confere o Art. 28 § 5º, da Lei nº 12.787, de 11 de janeiro de 2013 e entendimento da Nota nº 271/2013/CONJUR-MIN/CGU/AGU, de 17 de julho de 2013, resolve: Art. 1º Fixar, para o exercício de 2021/2022, os valores da tarifa de água (K2) - parcela correspondente ao rateio das despesas de administração, operação, conservação e manutenção da infraestrutura de irrigação de uso comum e apoio à produção - para o Projeto Público de Irrigação Tabuleiro Litorâneos do Piauí, sob a responsabilidade do Departamento Nacional de Obras Contra as Secas - DNOCS, conforme o "Anexo I - Valor da tarifa d'água, parcela K2, para o Projeto Público de Irrigação - Plano Operativo de 2021/2022" e o "Anexo II - Previsão de arrecadação da tarifa K2 do Projeto Público de Irrigação - Plano Operativo de 2021/2022". Art. 2º A presente Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

FERNANDO MARCONDES DE ARAÚJO LEÃO

ANEXO I

Valor da Tarifa d água, parcela k2, para o Projeto Público de Irrigação do DNOCS - Plano Operativo de 2021/2022

Coordenadoria	Projeto de Irrigação	Tarifa d'água K2	
CEST-PI		K2.1 (R$/1000m3)	K2.2 (R$/ha/mês)
	Tabuleiros Litorâneos do Piauí		25,89

ANEXO II

Previsão de Arrecadamento da Tarifa k2 do Projeto Público de Irrigação do DNOCS - Plano Operativo de 2021/2022

Coordenadoria	Projeto de Irrigação	Arrecadação		
		Com K2.1 (R$)	Com K2.2 (R$)	Total (R$
CEST-PI	Tabuleiros Litorâneos do Piauí		639.722,82	639.722,82

Ministério da Economia

GABINETE DO MINISTRO

DESPACHO DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 17944.102234/2021-76
Interessados: Município de Virmond - PR.
Assunto: Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Financiamento nº 0558076, de 10 de dezembro de 2021, referente à operação de crédito interna, com garantia da União, celebrada entre o Município de Virmond-PR e a Caixa Econômica Federal, no valor de R$ 2.000.000,00 (dois milhões de reais), cujos recursos são destinados a obras em infraestrutura urbana e habitação de interesse social.

Tendo em vista as manifestações da Secretaria do Tesouro Nacional e da Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, assim como o disposto na Lei nº 10.552, de 13 de novembro de 2002, ratifico a concessão da garantia da União referente ao contrato acima mencionado.

PAULO GUEDES
Ministro

DESPACHO DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 17944.110245/2018-24
Interessados: Município de São Gabriel do Oeste - MS.
Assunto: Alteração contratual. Primeiro Termo Aditivo ao contrato firmado entre o Município de São Gabriel do Oeste - MS e a Caixa Econômica Federal, com garantia da União, no valor de R$ 4.999.763,91 (quatro milhões, novecentos e noventa e nove mil, setecentos e sessenta e três reais e noventa e um centavos).

Tendo em vista as manifestações da Secretaria do Tesouro Nacional e da Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, assim como o disposto na Lei nº 10.552, de 13 de novembro de 2002, ratifico a concessão da garantia da União referente ao contrato acima mencionado.

PAULO GUEDES
Ministro

DESPACHO DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 17944.102351/2020-59
Interessados: Município Jandira - SP.
Assunto: Alteração contratual (Primeiro Termo Aditivo) referente à operação de crédito interno, com garantia da União, entre Município de Jandira - SP e a Caixa Econômica Federal, no valor de R$23.500.000,00 (vinte e três milhões e quinhentos mil reais), cujos recursos são destinados a obras de modernização administrativa, pavimentação/recapeamento, iluminação pública e saúde, no âmbito do FINISA.

Tendo em vista as manifestações da Secretaria do Tesouro Nacional e da Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, assim como o disposto na Lei nº 10.552, de 13 de novembro de 2002, ratifico a concessão da garantia da União referente ao contrato acima mencionado.

PAULO GUEDES
Ministro

DESPACHO DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 17944.101898/2020-37
Interessados: Município Abdon Batista - SC.
Assunto: Alteração contratual (Primeiro Termo Aditivo) referente à operação de crédito interno, com garantia da União, entre Município de Abdon Batista - SC e a Caixa Econômica Federal, no valor de R$3.500.000 (três milhões e quinhentos mil reais), cujos recursos são destinados a investimentos para implantação de infraestrutura turística.

Tendo em vista as manifestações da Secretaria do Tesouro Nacional e da Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, assim como o disposto na Lei nº 10.552, de 13 de novembro de 2002, ratifico a concessão da garantia da União referente ao contrato acima mencionado.

PAULO GUEDES
Ministro

CONSELHO DE RECURSOS DO SISTEMA FINANCEIRO NACIONAL

ACÓRDÃO

132ª Sessão
Recurso 1271
Processo 10372.100323/2018-65
Processo na primeira instância BCB 137819 (Pt 92000027491)
RECURSOS VOLUNTÁRIOS
RECORRENTES:
LUIZ FERNANDO NAZARIAN
MANOEL FRANCISCO PIRES DA COSTA
RICARDO DE ALMEIDA PRADO DO AMARAL
RECORRIDO:
BANCO CENTRAL DO BRASIL
RECURSO DE OFÍCIO
RECORRENTE:
BANCO CENTRAL DO BRASIL
RECORRIDO:
PATENTE S.A. CORRETORA DE CAMBIO E VALORES MOBILIÁRIOS
RELATOR: VICENTE CARAVELLO FILHO
REVISOR: PEDRO HENRIQUE MARIANI BITTENCOURT
PRESIDENTE: CLAIR LENITE GOBBO

Certifico que, dada a inexistência de óbice judicial impeditivo de publicação de decisão tomada pelo Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional - CRSFN, no Recurso 1271 (Processo nº 10372.100323/2018-65), na 132ª Sessão de Julgamento, em 12 de março de 1996, o Colegiado proferiu a seguinte decisão:

"EMENTA: RECURSOS VOLUNTÁRIOS E DE OFÍCIO. Operações irregulares em LFT, mediante compra e venda, em um mesmo dia, de um mesmo produto, com preço de compra sempre superior ao de venda. Operações irregulares com a venda e a compra direta de ações, de sua própria carteira, para empresa controlada, proporcionando lucros indevidos à esta última. Operações com ouro fora do pregão da BM&F, acarretando prejuízos â corretora. Recursos não providos.

PENALIDADE: Inabilitação Temporária.

BASE LEGAL: Lei nº 4.595/64, artigo 44, parágrafo 4º.

ACÓRDÃO/CRSFN Nº 1622/96: Vistos, relatados e discutidos os presentes autos, os Membros do Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional, decidem: (a) negar provimento aos Recursos Voluntários para manter a decisão do Banco Central do Brasil no sentido de aplicar aos Srs. LUIZ FERNANDO NAZAREAN, MANOEL FRANCISCO PIRES DA COSTA e RICARDO DE ALMEIDA PRADO DO AMARAL, a pena de inabilitação temporária para o exercício de cargos de direção na administração ou gerência em instituições financeiras e entidades integrantes do sistema de distribuição do mercado de capitais, pelo prazo de 01 (um) ano, por ter ficado caracterizada a má gestão administrativa dos diretores na condução dos negócios da sociedade, vencidos os Conselheiros Dr. Pedro Henrique Mariani Bittencourt, Drª Elizabeth Lopez Rios Machado, Dr. Alfried Karl Ploeger e Dr. Hélio Ramos Domingues, que votavam pela aplicação de multa pecuniária equivalente a 100 (cem) vezes o Maior Valor de Referência (MVR) vigente no País. 0 Presidente do Conselho fez uso do voto de qualidade; (b) e, por unanimidade, também manter a decisão do Banco Central do Brasil no sentido de arquivar o processo em relação à pessoa jurídica. A decisão referente aos Recursos Voluntários foi proferida após ter-se verificado, em primeira votação, três resultados distintos: 4 (quatro) votos pela manutenção da pena de inabilitação de 1 (um) ano, tendo votado neste sentido os Conselheiros Dr. Vicente Caravello Filho, Dr. João Osamir Cunha, Dr. Luiz Carlos Cazetta e Dr. Clair lenite Gobbo; 3 (três) votos pela modificação da pena de inabilitação para a pena de multa, votos dos Conselheiros Dr. Pedro Henrique Mariani Bittencourt, Drª Elizabeth Lopes Rios Machado e Dr. Alfried Karl Ploeger; e, um voto pelo arquivamento, do Conselheiro Dr. Hélio Ramos Domingues. Colocado em votação entre a multa e o arquivamento, foi obtido o resultado favorável à multa, por 7 (sete) votos contra 1 (um), vencido o Conselheiro Dr. Hélio Ramos Domingues. Votado, em seguida, entre a multa e a inabilitação, decidiu o Colegiado manter a pena de inabilitação temporária, por um ano, na forma descrita na alínea "a" retro. O Conselheiro Dr. Hélio Ramos Domingues, apresentou declaração de voto em separado. Presente o advogado Dr. Sérgio Spinelli da Silva Junior, que fez sustentação oral em favor de todos os recorrentes. O Sr. Manoel Francisco Pires da Costa, também fez sustentação oral em seu favor.

Participaram do julgamento os seguintes Conselheiros: Dr. Pedro Henrique Mariani Bittencourt, Drª Elizabeth Lopez Rios Machado, Dr. Alfried Karl Ploeger, Dr. João Osamir Cunha, Dr. Hélio Ramos Domingues, Dr. Luiz Carlos Cazetta, Dr. Vicente Caravello Filho e Dr. Clair lenite Gobbo. Presentes o Dr. Luiz Alfredo Ribeiro da Silva Paulin, Procurador da Fazenda Nacional e o Dr. Manuel dos Anjos Marques Teixeira, Secretário-Executivo do CRSFN."

Brasília-DF, 3 de fevereiro de 2022.
LUÍZA BASILIO LAGE
Secretária-Geral do CRSFN

SECRETARIA ESPECIAL DE DESBUROCRATIZAÇÃO, GESTÃO E GOVERNO DIGITAL

SECRETARIA DE GESTÃO E DESEMPENHO DE PESSOAL

DEPARTAMENTO DE CENTRALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE INATIVOS, PENSIONISTAS E ÓRGÃOS EXTINTOS

COORDENAÇÃO-GERAL DE GESTÃO DE COMPLEMENTAÇÃO DA FOLHA

PORTARIA CGCAF/DECIPEX/SGP/SEDGG/ME Nº 984, DE 27 DE JANEIRO DE 2022

A COORDENADORA GERAL DE GESTÃO DE COMPLEMENTAÇÃO DA FOLHA, DO DEPARTAMENTO DE CENTRALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE INATIVOS, PENSIONISTAS E ÓRGÃOS EXTINTOS, DA SECRETARIA DE GESTÃO E DESEMPENHO DE PESSOAL, DA SECRETARIA ESPECIAL DE DESBUROCRATIZAÇÃO, GESTÃO E GOVERNO DIGITAL, DO MINISTÉRIO DA ECONOMIA, no uso da competência que lhe foi delegada pela Portaria - DEPEX nº 131, de 11 de março de 2015, em conformidade com a Lei nº 8.186, de 21 de maio de 1991 e art. 118 da Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001, e nos termos do que consta no Processo SEI nº 19975.101835/2022-19, resolve:

Art. 1º Reconhecer o direito de IRACI RIBEIRO BARRETO, benefício INSS 21/199.306.860-8, à percepção do benefício da complementação de pensão, correspondente à remuneração que seria devida ao instituidor de pensão, JOSÉ MELO BARRETO, no cargo de Assistente Administrativo, Nível 232, do Plano de Cargos e Salários da extinta RFFSA, aplicados aos empregados cujos contratos de trabalho foram transferidos para o quadro de pessoal especial da VALEC Engenharia, Construções e Ferrovias S.A, nos termos do previsto no §1º do art. 118 da Lei nº 10.233/2001, acrescido de 35% (trinta e cinco por cento) de anuênios, com vigência a partir de 25 de janeiro de 2022, data do requerimento da pensionista. A pensionista é representada por seu procurador JOSÉ MELO BARRETO FILHO.

Art. 2º A complementação de pensão de que trata esta Portaria será atualizada pelos índices de reajustes da categoria dos ferroviários originários da extinta RFFSA.

DENISE MENEZES DE OLIVEIRA

SECRETARIA ESPECIAL DA RECEITA FEDERAL DO BRASIL

PORTARIA RFB Nº 118, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Altera a Portaria RFB nº 68, de 27 de setembro de 2021, que estabelece os procedimentos gerais do programa de gestão no âmbito da Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil.

O SECRETÁRIO ESPECIAL DA RECEITA FEDERAL DO BRASIL, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 180 do Anexo I do Decreto nº 9.745, de 8 de abril de 2019, e o inciso III do art. 350 do Regimento Interno da Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil, aprovado pela Portaria ME nº 284, de 27 de julho de 2020, e tendo em vista o disposto no § 6º do art. 6º do Decreto nº 1.590, de 10 de agosto de 1995, na Portaria MF nº 196, de 14 de junho de 2016, na Portaria ME nº 334, de 2 de outubro de 2020, na Instrução Normativa SGP/SEDGG/ME nº 65, de 30 de julho de 2020, e na Portaria RFB nº 1.915, de 11 de abril de 2017, resolve:

Art. 1º A Portaria RFB nº 68, de 27 de setembro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 3º .....

.....

§ 1º .....

I - tenha incorrido em falta disciplinar apurada mediante procedimento de sindicância ou processo administrativo disciplinar no período de 2 (dois) anos anteriores à data de solicitação para participar do programa de gestão;

II - tenha sido desligado do programa de gestão com base na disposição prevista na alínea "b" do inciso II do caput do art. 15 nos 2 (dois) meses anteriores à data da solicitação para participar do programa de gestão; e

III - encontre-se em exercício em unidade ou setor para o qual não tenha sido formalmente designado pelo menos um servidor para ocupar o cargo de chefe titular ou substituto.

§ 2º .....

I - .....

a) .....

.....

7. Coordenações-Gerais; e

8. Coordenações Especiais; e

.....

§ 4º Excetuam-se da vedação constante da alínea "b" do inciso I do § 2º do art. 3º, os Delegados Adjuntos das Delegacias de Julgamento da Receita Federal do Brasil (DRJ)." (NR)

"Art. 6º .....

.....

§ 3º Sempre que possível, o chefe imediato promoverá, a cada 2 (dois) anos, o revezamento entre os interessados em participar do programa, observado os critérios estabelecidos no § 1º, caso haja mais interessados do que vagas disponíveis.

§ 4º O teletrabalho em regime de execução integral poderá ser adotado como alternativa para os servidores que atendam aos requisitos para concessão da licença para acompanhar cônjuge ou companheiro prevista no art. 84 da Lei nº 8.112, de 1990, observadas as seguintes disposições:

I - o servidor incluído no teletrabalho deverá exercer atividade compatível com seu cargo, sem prejuízo para a RFB, nos termos do § 4º do art. 12 da Instrução Normativa SGP/SEDGG/ME nº 65, de 2020;

II - o servidor somente poderá se afastar do País após a publicação da autorização para o afastamento, com ônus limitado, emitida pela autoridade competente, desde que observados os procedimentos estabelecidos pela legislação de regência e o disposto nesta Portaria;

III - será facultado, quando possível, o atendimento ao disposto no inciso IV do art. 11 por meio de videoconferência ou outro meio eletrônico aplicável;

III - eventuais deslocamentos do servidor a que se refere o caput do § 4º para a sua unidade de lotação e exercício para atendimento ao disposto no inciso IV e no parágrafo único do art. 11, na impossibilidade de realização de forma remota, correrão exclusivamente às expensas do servidor;

IV - a unidade de exercício do servidor a que se refere o caput do § 4º será considerada sua unidade de origem para todos os efeitos funcionais, inclusive para fins de deslocamento, a serviço, no interesse da Administração; e

VI - o disposto no item 4 da alínea "e" do inciso IX do caput do art. 8º não se aplicará ao servidor para o qual tenha sido concedido o teletrabalho em substituição à licença de que trata este parágrafo. (NR)"

"Art. 8º .....

.....

IX - o modelo do termo de ciência e responsabilidade, constante do sistema disponibilizado pela RFB, que conterá, no mínimo:

.....

e) .....

.....

7. quanto ao dever de observar as demais normas internas da RFB e os procedimentos relativos à segurança da informação e à salvaguarda de informações de natureza sigilosa, nos termos da Política de Segurança da Informação da RFB e legislação aplicável, e, especialmente, o disposto no art. 198 da Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966;

8. de que sua admissão e permanência no programa de gestão, em função da conveniência do serviço, é ato discricionário da Administração e não constitui direito do solicitante; e

9. de que a participação em programa de gestão não o exime da observância da legislação relativa a conflito de interesses, em especial da Lei nº 12.813, de 16 de maio de 2013;

X - .....

a) 0 (zero) ponto: atendimento insatisfatório - não houve entrega ou a entrega não atendeu ao esperado;

....." (NR)

"Art. 10. .....

.....

§ 2º Atestada e avaliada a regularidade da proposta de projeto de gestão para a atividade em conformidade com o caput e o § 1º, a proposta será encaminhada ao Subsecretário de Gestão Corporativa, que então a encaminhará, se estiver de acordo:

I - ao Secretário Especial Adjunto da Receita Federal do Brasil, para a análise e aprovação, no caso das atividades pertinentes à Subsecretaria de Tributação e Contencioso (Sutri) e às Unidades de Assessoramento Direto Assessoria Especial (Asesp), Assessoria de Relações Internacionais (Asain), Assessoria de Comunicação Institucional (Ascom), Assessoria de Cooperação de Integração Fiscal (Ascif), Assessoria Legislativa (Asleg) e ao Centro de Estudos Tributários e Aduaneiros (Cetad); e

II - ao Subsecretário-Geral da Receita Federal do Brasil, para análise e aprovação, nos demais casos.

....." (NR)

"Art. 11. .....

.....

IV - estar disponível para participação em reuniões presenciais ou remotas, eventos de capacitação ou eventos locais, sempre que houver interesse da RFB e mediante agendamento prévio com antecedência mínima prevista no projeto de gestão;

.....

XIV - assinar o termo de ciência e responsabilidade; e

XV - realizar outros trabalhos que lhe sejam atribuídos no interesse da Administração, em caráter presencial ou remoto.

Parágrafo único. Caso haja impossibilidade de atendimento remoto, caberá ao participante apresentar prontamente o equipamento à equipe responsável pelo atendimento na sede de sua unidade sempre que houver necessidade de suporte técnico ou atualização da estação de trabalho móvel ou de outros equipamentos da RFB, que, em conformidade com as normas de controle de patrimônio, estiverem à disposição do participante em regime de teletrabalho." (NR)

"Art. 12. O servidor designado para desenvolver suas atividades em Modelo de Dedicação Funcional ou com dedicação a equipes ou setores diversos dos de seu exercício poderá aderir ao programa de gestão, em consonância com o respectivo projeto de gestão, para cada uma das dedicações desenvolvidas.

Parágrafo único. A dedicação a que se refere o caput condiciona-se à regulamentação pelo Secretário Especial da Receita Federal do Brasil e ao cadastramento em módulo específico do Sistema da Apoio às Atividades Administrativas (SA3)." (NR)

"Art. 15. .....

.....

§ 3º O desligamento por não atingimento das metas estabelecidas será aplicado nos casos de resultado abaixo de:

I - 50% (cinquênta por cento) da meta exigida no trimestre; ou

II - 100% (cem por cento) da meta exigida na média do resultado dos últimos 2 (dois) trimestres.

§ 4º O desligamento do participante do programa de gestão ocorrerá mediante revogação de seu plano de trabalho." (NR)

"Art. 16. O Subsecretário-Geral da Receita Federal do Brasil poderá, a qualquer tempo, suspender, alterar ou revogar o plano de trabalho e o projeto de gestão para a atividade, por razões técnicas ou de conveniência e oportunidade.

Parágrafo único. A competência de que trata o caput será exercida pelo Secretário Especial Adjunto da Receita Federal do Brasil no caso de planos de trabalho e projetos de gestão relativos à Sutri, à Asesp, à Asain, à Ascom, à Ascif, à Asleg e ao Cetad." (NR)

"Art. 17. .....

.....

V - sugerir a suspensão, alteração ou revogação do plano de trabalho e do projeto de gestão para a atividade ao Subsecretário-Geral da Receita Federal do Brasil, com base em relatório de acompanhamento." (NR)

"Art. 18. .....

.....

§ 2º Na hipótese de servidor designado para desenvolver suas atividades em Modelo de Dedicação Funcional, as competências referidas no caput serão exercidas pelo titular da unidade gestora da atividade." (NR)

"Art. 19. .....

.....

X - autorizar a participação ou promover o desligamento do participante nas hipóteses previstas nesta Portaria; e

XI - acompanhar e avaliar a adaptação dos participantes ao programa de gestão.

....." (NR)

"Art. 23. .....

.....

§ 3º Aplica-se o disposto nos arts. 3º, 6º, 9º, 11, 15 e 16, aos participantes do Programa de Gestão da RFB regulamentado pela Portaria RFB nº 2.383, de 2017." (NR)

"Art. 26. Os casos omissos serão decididos pelo Subsecretário-Geral da Receita Federal do Brasil." (NR)

Art. 2º Ficam revogados os seguintes dispositivos:

I - da Portaria RFB nº 68, de 27 de setembro de 2021:

a) o item 9 da alínea "a" do inciso I do § 2º do art. 3º;

b) o art. 7º;

c) as alíneas "b" e "d" do inciso X e inciso XI do caput do art. 8º;

d) os incisos XII e XIII do caput do art. 9º;

e) os incisos V e XVI do caput do art. 11;

f) o inciso III do § 3º do art. 15;

g) o § 3º e os incisos II, VII, VIII do caput do art. 18;

h) o § 2º e os incisos VIII e IX do caput do art. 19; e o art. 25; e

II - da Portaria RFB nº 2.383, de 13 de julho de 2017:

a) o § 1º do art. 2º; e

b) o parágrafo único do art. 13.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação no Diário Oficial da União.

JULIO CESAR VIEIRA GOMES

SECRETARIA ESPECIAL DO TESOURO E ORÇAMENTO

SECRETARIA DO TESOURO NACIONAL

SUBSECRETARIA DE RELAÇÕES FINANCEIRAS INTERGOVERNAMENTAIS

PORTARIA Nº 1.246, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

A SUBSECRETÁRIA DE RELAÇÕES FINANCEIRAS INTERGOVERNAMENTAIS DO TESOURO NACIONAL, no uso das atribuições que lhe confere o art. 54 do ANEXO I do Decreto nº 9.679 de 02 de janeiro de 2019, tendo em vista o disposto no art. 6º, § 2º da Lei nº 9.496, de 11 de setembro de 1997, no art. 1º da Lei nº 11.533, de 25 de outubro de 2007, no art. 7º da Medida Provisória nº 2.185-35, de 24 de agosto de 2001, nos arts. 2º e 3º da Lei nº 12.348, de 15 de dezembro de 2010, no art. 6º da Lei nº 12.872, de 24 de outubro de 2013, na Lei Complementar nº 178, de 13 de janeiro de 2021, na Portaria STN nº 738, de 23 de outubro de 2018 e na Portaria STN nº 739, de 11 de março de 2021, torna público:

Art. 1º O valor da Receita Líquida Real - RLR do ente que não assinou o aditivo contratual referente ao art. 1º da Lei Complementar nº 156, de 28 de dezembro de 2016, e do Município a ser utilizado como base de cálculo dos pagamentos a serem efetuados no mês de fevereiro de 2022.

R$ 1,00

MUNICÍPIO	RLR 12 MESES	RLR MÉDIA MENSAL (1/12 AVOS)
Campina Grande/PB	645.337.640,17	53.778.136,68

§ 1º A apuração da RLR dos Municípios se restringe àqueles que não foram relacionados no Anexo I ou no Anexo II da Portaria STN nº 738, de 23 de outubro de 2018, e que possuem contrato de refinanciamento de dívidas firmado com a União, ao amparo da Medida Provisória nº 2.185-35, de 24 de agosto de 2001, e/ou da Lei nº 8.727, de 5 de novembro de 1993.

§ 2º A situação "Faltam Dados" no campo do valor da RLR indica que o ente da Federação não apresentou a documentação necessária ao respectivo cálculo, conforme estabelece o contrato de refinanciamento de dívidas firmado com a União, ao amparo da Medida Provisória nº 2.185-35, de 2001, e/ou da Lei nº 8.727 de 1993, e/ou da Lei nº 9.496, de 11 de setembro de 1997.

Art. 2º As retificações dos valores da RLR da unidade da Federação abaixo, tendo em vista alterações nas apurações, são as seguintes:

R$ 1,00

Campina Grande/PB					
MÊS PAGTº	DIVULGAÇÃO ANTERIOR			VALOR ATUAL	
	PORTARIA Nº	RLR 12 MESES	RLR MÉDIA MENSAL (1/12 AVOS)	RLR 12 MESES	RLR MÉDIA MENSAL (1/12 AVOS)
mar/21	-	-	-	582.266.356,26	48.522.196,35
abr/21	-	-	-	597.132.956,23	49.761.079,69
mai/21	-	-	-	592.869.097,69	49.405.758,14

jun/21	-	-	-	605.434.811,92	50.452.900,99
jul/21	-	-	-	615.124.901,60	51.260.408,47
ago/21	-	-	-	627.954.287,96	52.329.524,00
set/21	-	-	-	601.666.956,86	50.138.913,07
out/21	-	-	-	627.026.147,63	52.252.178,97
nov/21	-	-	-	638.525.781,31	53.210.481,78
dez/21	-	-	-	622.155.161,85	51.846.263,49
jan/22	-	-	-	629.360.277,53	52.446.689,79

Art. 3º A RLR é calculada a partir da receita realizada nos doze meses anteriores ao mês imediatamente anterior àquele que se está apurando. A RLR MÉDIA MENSAL corresponde à média aritmética simples dos doze meses usados no cálculo.

Art. 4º Esta Portaria tem efeitos financeiros para o mês de fevereiro de 2022.

PRICILLA MARIA SANTANA

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
SUPERINTENDÊNCIA-GERAL
SUPERINTENDÊNCIA DE SUPERVISÃO DE INVESTIDORES INSTITUCIONAIS
GERÊNCIA DE ACOMPANHAMENTO DE INVESTIDORES INSTITUCIONAIS

ATOS DECLARATÓRIOS CVM DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Nº 19.537 - O Gerente de Acompanhamento de Investidores Institucionais da Comissão de Valores Mobiliários, no uso da competência dada pela Resolução CVM nº 24, de 5 de março de 2021, autoriza AUDREY ALMEIDA, CPF nº 368.804.588-23, a prestar os serviços de Administrador de Carteira de Valores Mobiliários previstos na Resolução CVM nº 21, de 25 de fevereiro de 2021.

Nº 19.538 - O Gerente de Acompanhamento de Investidores Institucionais da Comissão de Valores Mobiliários, no uso da competência dada pela Resolução CVM nº 24, de 5 de março de 2021, autoriza a INVESTIS CAPITAL INVESTIMENTOS E SERVICOS LTDA, CNPJ nº 29.685.570, a prestar os serviços de Consultor de Valores Mobiliários, previstos na Resolução CVM nº 19, de 25 de fevereiro de 2021.

ARTUR PEREIRA DE SOUZA

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA
DIRETORIA DE METROLOGIA LEGAL

PORTARIA DIMEL Nº 43, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR DE METROLOGIA LEGAL DO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - (INMETRO), no exercício da delegação de competência outorgada pela Presidência do Inmetro, por meio da Portaria Inmetro nº 257, de 12 de novembro de 1991, conferindo-lhe as atribuições dispostas no subitem 4.1, alínea "b", da regulamentação metrológica aprovada pela Resolução nº 8, de 22 de dezembro de 2016, do Conmetro;

De acordo com o Regulamento Técnico Metrológico para instrumentos de pesagem não automáticos, aprovado pela Portaria Inmetro nº 236/1994; e,

Considerando os elementos constantes do processo Inmetro nº 0052600.000793/2022-15, resolve:

Incluir a nova designação "MGR-4000 Campo", opcional, para o dispositivo indicador para instrumentos de pesagem modelo MGR-Campo, aprovado pela Portaria Inmetro/Dimel nº 115, de 11 de maio de 2007, publicada no D.O.U. em 22/05/2007, seção 1, página 64, de acordo com as condições especificadas disponível no sítio do Inmetro: http://www.inmetro.gov.br/pam/ (Aditivo à Portaria Inmetro/Dimel nº 115/2007)

PERICELES JOSE VIEIRA VIANNA

PORTARIA DIMEL Nº 44, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR DE METROLOGIA LEGAL DO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - (INMETRO), no exercício da delegação de competência outorgada pela Presidência do Inmetro, por meio da Portaria Inmetro nº 257, de 12 de novembro de 1991, conferindo-lhe as atribuições dispostas no subitem 4.1, alínea "b", da regulamentação metrológica aprovada pela Resolução nº 8, de 22 de dezembro de 2016, do Conmetro;

De acordo com o Regulamento Técnico Metrológico para instrumentos de pesagem não automáticos, aprovado pela Portaria Inmetro nº 236/1994; e,

Considerando os elementos constantes do processo Inmetro nº 0052600.007988/2021-13, resolve:

Aprovar a família de modelos BCI, de instrumentos de pesagem não automáticos, classe de exatidão III, marca CIANORTE, de acordo com as condições especificadas disponível no sítio do Inmetro: http://www.inmetro.gov.br/pam/

PERICELES JOSE VIEIRA VIANNA

PORTARIA DIMEL Nº 45, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR DE METROLOGIA LEGAL DO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - (INMETRO), no exercício da delegação de competência outorgada pela Presidência do Inmetro, por meio da Portaria Inmetro nº 257, de 12 de novembro de 1991, conferindo-lhe as atribuições dispostas no subitem 4.1, alínea "b", da regulamentação metrológica aprovada pela Resolução nº 8, de 22 de dezembro de 2016, do Conmetro;

De acordo com o Regulamento Técnico Metrológico para instrumentos de pesagem não automáticos, aprovado pela Portaria Inmetro nº 236/1994; e,

Considerando os elementos constantes do processo Inmetro nº 0052600.000797/2022-01, resolve:

Incluir a designação MGR-4000 Campo, opcional, para o dispositivo indicador descrito no subitem 1.5 da Portaria Inmetro/Dimel nº 116, de 11 de maio de 2007, publicada no D.O.U. em 04/06/2007, seção 1, página 44, de acordo com as condições especificadas disponível no sítio do Inmetro: http://www.inmetro.gov.br/pam/

PERICELES JOSE VIEIRA VIANNA

RETIFICAÇÃO

Retificar, na última frase do terceiro parágrafo do item 5 "DESCRIÇÃO FUNCIONAL", da Portaria Inmetro/Dimel nº 36, de 24 de janeiro de 2022, publicada no Diário Oficial da União de 26 de janeiro de 2022, página 26, seção 1:

Onde se lê: "À montante dos medidores, há amostradores manual e automático e analisadores de BSW e densidade.";

Leia-se: "À jusante dos medidores, há amostradores - manual e automático, e analisadores de BSW e densidade.".

SUPERINTENDÊNCIA DE SEGUROS PRIVADOS
DIRETORIA TÉCNICA 1
COORDENAÇÃO-GERAL DE REGIMES ESPECIAIS, AUTORIZAÇÕES E JULGAMENTOS

PORTARIA CGRAJ/SUSEP Nº 617, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O COORDENADOR-GERAL DE REGIMES ESPECIAIS, AUTORIZAÇÕES E JULGAMENTOS DA SUPERINTENDÊNCIA DE SEGUROS PRIVADOS - SUSEP, no uso da competência delegada pelo Superintendente da Susep, por meio da Portaria nº 7.861, de 22 de setembro de 2021, tendo em vista o disposto na alínea "a" do artigo 36 do Decreto-Lei nº 73, de 21 de novembro de 1966, e o que consta do processo Susep nº 15414.646689/2021-61, resolve:

Art. 1º Homologar a eleição de administrador de ITAÚ VIDA E PREVIDÊNCIA S.A., CNPJ nº 92.661.388/0001-90, com sede na cidade de São Paulo - SP, conforme deliberado na reunião do conselho de administração realizada em 20 de outubro de 2021.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

CARLOS AUGUSTO PINTO FILHO

Ministério da Educação

GABINETE DO MINISTRO

PORTARIA Nº 58, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O MINISTRO DE ESTADO DA EDUCAÇÃO, no uso de suas atribuições, tendo em vista o art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995; o art. 4º da Lei nº 10.870, de 19 de maio de 2004; o Decreto nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017 e as Portarias Normativas nº 20 e 23, republicadas em 03 de setembro de 2018, resolve:

Art. 1º Homologar o Parecer nº 557/2021, da Câmara de Educação Superior do Conselho Nacional de Educação, referente ao processo e-MEC nº 201904029.

Art. 2º Credenciar a Faculdade FISEPE, a ser instalada na Rua Paissandu, nº 1.830, Centro, no município de Passo Fundo, no estado do Rio Grande do Sul, mantida pelo CONSEBE - Centro de Ensino Pesquisa e Extensão Ltda., com sede na Rua Moron, nº 1324, 1º andar, sala 103, Centro, no município de Passo Fundo, no estado do Rio grande do Sul (CNPJ 17.393.107/0001-40).

Art. 3º O credenciamento de que trata o art. 2º é válido pelo prazo de 4 (quatro) anos, conforme previsto na Portaria Normativa nº 1, de 3 de janeiro de 2017.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MILTON RIBEIRO

PORTARIA Nº 59, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O MINISTRO DE ESTADO DA EDUCAÇÃO, no uso de suas atribuições, tendo em vista o art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995; o art. 4º da Lei nº 10.870, de 19 de maio de 2004; o Decreto 9.235, de 15 de dezembro de 2017; as Portarias Normativas nº 20 e 23, republicadas em 03 de setembro de 2018; nos termos da Resolução CNE/CES nº 1/2010, alterada pela Resolução CNE/CES nº 2/2017, resolve:

Art. 1º Homologar o Parecer nº 599/2021, da Câmara de Educação Superior do Conselho Nacional de Educação, referente ao processo e-MEC nº 201931850.

Art. 2º Credenciar o Centro Universitário Itop (UNITOP), por transformação da Faculdade Itop, com sede na Quadra ACSUSE 40, Conjunto 2, Lote 16, s/n, Centro, no município de Palmas, no estado do Tocantins, mantida pelo Instituto Tocantinense de Educação Superior e Pesquisa Ltda. - ME, com sede no mesmo endereço (CNPJ 07.919.717/0001-80).

Art. 3º O credenciamento de que trata o art. 2º é válido pelo prazo de 5 (cinco) anos, conforme previsto na Portaria Normativa nº 1, de 3 de janeiro de 2017.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MILTON RIBEIRO

PORTARIA Nº 60, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O MINISTRO DE ESTADO DA EDUCAÇÃO, no uso de suas atribuições, tendo em vista o art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995; o art. 4º da Lei nº 10.870, de 19 de maio de 2004; o Decreto nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017 e as Portarias Normativas nº 20 e 23, republicadas em 03 de setembro de 2018, resolve:

Art. 1º Homologar o Parecer nº 589/2021, da Câmara de Educação Superior do Conselho Nacional de Educação, referente ao processo e-MEC nº 201925882.

Art. 2º Credenciar a Faculdade INBEC, a ser instalada na Rua Joaquim Nabuco, nº 2.906, bairro Dionísio Torres, no município de Fortaleza, no estado do Ceará, mantida pelo INEC - Instituto Nacional de Educação Continuada Eireli, com sede na Rua Doutor Edmilson Barros de Oliveira, nº 147, bairro São João do Tauape, no município de Fortaleza, no estado do Ceará (CNPJ 32.828.292/0001-41).

Art. 3º O credenciamento de que trata o art. 2º é válido pelo prazo de 5 (cinco) anos, conforme previsto na Portaria Normativa nº 1, de 3 de janeiro de 2017.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MILTON RIBEIRO

PORTARIA Nº 61, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O MINISTRO DE ESTADO DA EDUCAÇÃO, no uso de suas atribuições, tendo em vista o art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995; o art. 4º da Lei nº 10.870, de 19 de maio de 2004; o Decreto nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017 e as Portarias Normativas nº 20 e 23, republicadas em 03 de setembro de 2018, resolve:

Art. 1º Homologar o Parecer nº 576/2021, da Câmara de Educação Superior do Conselho Nacional de Educação, referente ao processo e-MEC nº 202013773.

Art. 2º Credenciar a Faculdade Biopark II, a ser instalada na Área Rural, s/n, bairro Área Rural de Toledo, no município de Toledo, no estado do Paraná, mantida pela Associação de Ensino, Pesquisa e Extensão UNIBIO, com sede no mesmo município e estado (CNPJ 30.694.272/0001-08).

Art. 3º O credenciamento de que trata o art. 2º é válido pelo prazo de 5 (cinco) anos, conforme previsto na Portaria Normativa nº 1, de 3 de janeiro de 2017.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MILTON RIBEIRO

PORTARIA Nº 62, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O MINISTRO DE ESTADO DA EDUCAÇÃO, no uso de suas atribuições, tendo em vista o art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995; o art. 4º da Lei nº 10.870, de 19 de maio de 2004; o Decreto 9.235, de 15 de dezembro de 2017; as Portarias Normativas nº 20 e 23, republicadas em 03 de setembro de 2018; nos termos da Resolução CNE/CES nº 1/2010, alterada pela Resolução CNE/CES nº 2/2017, resolve:

Art. 1º Homologar o Parecer nº 629/2021, da Câmara de Educação Superior do Conselho Nacional de Educação, referente ao processo e-MEC nº 201926199.

Art. 2º Credenciar o Centro Universitário FUNCESI (UNIFUNCESI), por transformação da Faculdade de Desenvolvimento das Ciências e Humanidades (FADECH), com sede na Rua Venâncio Augusto Gomes, nº 50, bairro Major Lage de Cima, no município de Itabira, no estado de Minas Gerais, mantido pela Fundação Comunitária de Ensino Superior de Itabira, com sede no mesmo endereço (CNPJ 73.610.818/0001-08).

Art. 3º O credenciamento de que trata o art. 2º é válido pelo prazo de 4 (quatro) anos, conforme previsto na Portaria Normativa nº 1, de 3 de janeiro de 2017.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MILTON RIBEIRO

PORTARIA Nº 64, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Institui o Grupo de Trabalho voltado ao Eixo Integração das Redes, no âmbito do Programa Itinerários Formativos.

O MINISTRO DE ESTADO DA EDUCAÇÃO, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso I, da Constituição, e tendo em vista o disposto no art. 20 da Portaria MEC nº 733, de 16 de setembro de 2021, resolve:

Art. 1º Instituir o Grupo de Trabalho - GT voltado para o Eixo Integração das Redes, no âmbito do Programa Itinerários Formativos.

Art. 2º Compete ao GT:

I - propor normativos necessários para a integração entre as redes;

II - criar fóruns de integração entre equipes técnicas;

III - propor modelos de documentos para viabilizar parcerias entre as redes;

IV - coordenar a harmonização entre os instrumentos normativos de escrituração escolar; e

V - orientar e promover apoio técnico para interoperabilidade entre os sistemas das redes federais e redes estaduais.

Parágrafo único. Para a aprovação das decisões do GT será obrigatória a participação de um representante, titular ou suplente, de cada instância que compõem o GT.

Art. 3º O GT terá a seguinte composição:

I - um representante, titular e suplente, indicado pela Secretaria de Educação Básica - SEB do Ministério da Educação - MEC, o qual coordenará os trabalhos;

II - um representante, titular e suplente, indicado pela Secretaria de Educação Superior - Sesu do MEC;

III - um representante, titular e suplente, indicado pela Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica - Setec do MEC;

IV - um representante, titular e suplente, indicado pelo Conselho Nacional de Secretários de Educação - Consed;

V - um representante, titular e suplente, indicado pelo Conselho Nacional das Instituições da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica - Conif;

VI - um representante, titular e suplente, indicado pelo Conselho Nacional de Dirigentes das Escolas Técnicas Vinculadas às Universidades Federais - Condetuf; e

VII - um representante, titular e suplente, indicado pela Associação Nacional dos Dirigentes das Instituições Federais de Ensino Superior - Andifes.

Parágrafo único. Caberá ao Secretário-Executivo a designação, por ato próprio, dos representantes e suplentes indicados.

Art. 4º O GT se reunirá mensalmente, conforme o cronograma pactuado entre os integrantes na primeira reunião ordinária.

§ 1º As reuniões serão realizadas por videoconferência, quando os membros estiverem em entes federativos diversos.

§ 2º O GT poderá se reunir extraordinariamente, ficando a convocação dos demais integrantes a cargo do coordenador.

§ 3º É vedada a divulgação de discussões em curso sem a prévia anuência do titular do órgão ao qual o colegiado esteja vinculado.

Art. 5º A participação no GT será considerada prestação de serviço público relevante e não remunerado.

Art. 6º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MILTON RIBEIRO

PORTARIA Nº 65, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Dispõe sobre a redistribuição de cargos do Ministério da Educação - MEC para o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Pará - IFPA.

O MINISTRO DE ESTADO DA EDUCAÇÃO, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso II, da Constituição, em observância ao disposto no Decreto nº 7.311, de 22 de setembro de 2010, e conforme consta do Processo nº 23000.001437/2022-80, resolve:

Art. 1º Redistribuir, do Ministério da Educação - MEC para o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Pará - IFPA, os cargos e os códigos de vaga a eles referentes, constantes do Anexo a esta Portaria.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor em 2 de março de 2022.

MILTON RIBEIRO

ANEXO

DO MEC PARA O IFPA

CÓDIGO DO ÓRGÃO: 26416 - IFPA				
CÓDIGO SIAPE	**CARGO**	**CLASSE**	**QUANTIDADE**	**CÓDIGO DE VAGA**
701211	Revisor de Textos Braille	D	1	0965194
701211	Revisor de Textos Braille	D	1	0965459
701211	Revisor de Textos Braille	D	1	0965460
701211	Revisor de Textos Braille	D	1	0965461
701211	Revisor de Textos Braille	D	1	0965462
701211	Revisor de Textos Braille	D	1	0965463
701211	Revisor de Textos Braille	D	1	0965464
701211	Revisor de Textos Braille	D	1	0965465
701215	Técnico em Alimentos e Laticínios	D	1	0835389
701221	Técnico em Audiovisual	D	1	0969913
701221	Técnico em Audiovisual	D	1	0969932
701221	Técnico em Audiovisual	D	1	0969933
TOTAL REMANEJADO			**12**	

PORTARIA Nº 67, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O MINISTRO DE ESTADO DA EDUCAÇÃO, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, e considerando o disposto no Processo nº 23000.002248/2022-24, resolve:

Art. 1º Homologar o Parecer nº 2/2022/CHEFIA/GAB/SEB/SEB, de 31 de janeiro de 2022, da Secretaria de Educação Básica desta Pasta, que apresenta o piso salarial nacional dos profissionais do magistério da educação básica pública para o ano de 2022.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MILTON RIBEIRO

DESPACHOS DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Nos termos do art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995, homologo o Parecer CNE/CES nº 562/2021, da Câmara de Educação Superior do Conselho Nacional de Educação CES/CNE, que analisou recurso interposto para, no mérito, negar-lhe provimento, mantendo a decisão da Secretaria de Regulação e Supervisão da Educação Superior, expressa na Portaria nº 812, de 5 de agosto de 2021, que indeferiu o pedido de autorização para funcionamento do curso superior de Enfermagem, bacharelado, na modalidade a distância, que seria ministrado pelo Centro Universitário Favip Wyden - UniFavip Wyden, com sede na Avenida Adjar da Silva Casé, nº 800, Bairro Indianópolis, no município de Caruaru, no estado de Pernambuco, mantido pela Sociedade de Educação do Vale do Ipojuca Ltda., com sede no mesmo município e estado, conforme consta do Processo nº 00732.000022/2022-29 (e-MEC nº 201713109).

Nos termos do art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995, HOMOLOGO o Parecer CNE/CES nº 538/2021, da Câmara de Educação Superior, do Conselho Nacional de Educação, que conheceu do recurso para, no mérito, negar-lhe provimento, mantendo a decisão da Secretaria de Regulação e Supervisão da Educação Superior, expressa na Portaria nº 282, de 30 de setembro de 2020, que indeferiu o pedido de autorização para funcionamento do curso superior de Biomedicina, bacharelado, que seria ministrado pela Faculdade Uninassau Brasília, com sede na QNM 34, área Especial 1, s/n, Shopping JK, Taguatinga, em Brasília, no Distrito Federal, mantida pelo Ser Educacional S.A., com sede no município de Recife, no estado de Pernambuco, conforme consta do Processo SEI nº 00732.000021/2022-84 (e-MEC nº 201711435).

Nos termos do art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995, homologo o Parecer CNE/CES nº 537/2021, da Câmara de Educação Superior do Conselho Nacional de Educação - CES/CNE, que analisou recurso interposto para, no mérito, negar-lhe provimento, mantendo a decisão da Secretaria de Regulação e Supervisão da Educação Superior - SERES, expressa na Portaria nº 329, de 20 de outubro de 2020, que indeferiu o pedido de autorização para funcionamento do curso superior de Biologia, licenciatura, na modalidade a distância, que seria ministrado pela Faculdade Campos Elíseos - FCE, com sede na Rua Basílio da Gama, nº 77, Bairro República, no município de São Paulo, no estado de São Paulo, mantida pelo Instituto de Ensino Médio e Superior Francois Marie Arouet Ltda., com sede no município de Barueri, no estado de São Paulo, conforme consta do Processo nº 00732.000011/2022-49 (e-MEC nº 201713120).

Nos termos do art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995, homologo o Parecer CNE/CES nº 561/2021, da Câmara de Educação Superior do Conselho Nacional de Educação - CES/CNE, que conheceu do recurso para, no mérito, negar-lhe provimento, mantendo a decisão da Secretaria de Regulação e Supervisão da Educação Superior SERES, expressa na Portaria nº 805, de 4 de agosto de 2021, que indeferiu o pedido de autorização para funcionamento do curso superior de Enfermagem, bacharelado, que seria ministrado pela Faculdade Filos, com sede na Quadra 71, Lotes 26/31, Avenida Tiradentes, Bairro Jardim Pérola da Barragem II, no município de Águas Lindas de Goiás, no estado de Goiás, mantida pelo Instituto de Educação e Cultura Águas Lindas S/C Ltda. - ME, com sede no mesmo município e estado, conforme consta do Processo SEI nº 00732.000014/2022-82 (e-MEC nº 201900915).

Nos termos do art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995, homologo o Parecer CNE/CES nº 547/2021, da Câmara de Educação Superior do Conselho Nacional de Educação CES/CNE, que conheceu do recurso para, no mérito, negar-lhe provimento, mantendo a decisão da Secretaria de Regulação e Supervisão da Educação Superior, expressa na Portaria nº 805, de 4 de agosto de 2021, que indeferiu o pedido de autorização para funcionamento do curso superior de Nutrição, bacharelado, que seria ministrado pela Faculdade Multivix Vila Velha, com sede na Rua Sete de Setembro, nº 173, Centro, no município de Vila Velha, no estado do Espírito Santo, conforme consta do Processo SEI nº 00732.000015/2022-27 (e-MEC nº 201820372).

Nos termos do art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995, homologo o Parecer CNE/CES nº 552/2021, da Câmara de Educação Superior do Conselho Nacional de Educação, que, em sede de reexame, reformou o Parecer CNE/CES nº 706/2020, manifestando-se desfavoravelmente ao pedido de autorização para o funcionamento do curso superior de Psicologia, bacharelado, que seria ministrado pela Faculdade Ibra de Brasília - Faculdade FABRAS, com sede na Avenida Independência Scc, Quadra 1, Bloco C, s/n, Bairro Planaltina, em Brasília, no Distrito Federal, mantida pelo SEI Sistema de Ensino Ibra Eireli, com sede no município de Caratinga, no estado de Minas Gerais, conforme consta do Processo nº 00732.000037/2021-14 (e-MEC nº 201601217).

Nos termos do art. 2º da Lei nº 9.131, de 24 de novembro de 1995, HOMOLOGO o Parecer CNE/CES nº 610/2021, da Câmara de Educação Superior, do Conselho Nacional de Educação, que conheceu do recurso para, no mérito, negar-lhe provimento, mantendo a decisão da Secretaria de Regulação e Supervisão da Educação Superior - SERES, expressa na Portaria nº 989, de 9 de setembro de 2021, que indeferiu o pedido de autorização para funcionamento do curso superior de Odontologia, bacharelado, que seria ministrado pelo Centro Universitário Anhanguera - Unifian, com sede na Rua Waldemar Silenci, nº 340, bairro Cidade Jardim, no município de Leme, no estado de São Paulo, mantido pela Anhanguera Educacional Participações S/A, com sede no município de Valinhos, no estado de São Paulo, conforme consta do Processo SEI nº 00732.000035/2022-06 (e-MEC nº 201819375).

MILTON RIBEIRO
Ministro

DESPACHO DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Nos termos do art. 4º, inciso IV, do Decreto nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017, homologo o Parecer CONAES, de 23 de setembro de 2021, aprovado por unanimidade, na 172ª Reunião Ordinária da Comissão Nacional de Avaliação da Educação Superior - CONAES, que analisou proposta de alteração da Lei nº 10.861, de 14 de abril de 2004, conforme consta do Processo nº 23123.006157/2021-91.

MILTON RIBEIRO
Ministro

SECRETARIA DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR

PORTARIA Nº 433, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto nº 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista os Decretos nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e nº 9.057, de 25 de maio de 2017, as Portarias Normativas MEC nº 20 e 23, de 21 de dezembro de 2017, e nº 11, de 22 de junho de 2017, e conforme consta do(s) processo(s) e-MEC listado(s) na planilha anexa, resolve:

Art. 1º Fica(m) autorizado(s) o(s) curso(s) superior(es) na modalidade a distância, relacionado(s) no Anexo desta Portaria, com as vagas totais anuais nele estabelecidas, nos termos do art. 10, do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 2º Os endereços utilizados para as atividades presenciais dos cursos de graduação, ofertados na modalidade a distância, são, exclusivamente, aqueles constantes do Cadastro e-MEC, nos termos do art. 16, do Decreto nº 9.057, de 2017.

Art. 3º A(s) instituição(ões) deverá(ão) solicitar o reconhecimento do(s) curso(s), neste ato autorizado(s), nos termos do art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 4º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos EaD)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora
1	202013647	EDUCAÇÃO FÍSICA (Bacharelado)	1000 (uma mil)	FACULDADE ALIS DE ITABIRITO	ASSOCIACAO DE ENSINO SUPERIOR DOS INCONFIDENTES - ASESI
2	202015369	ENFERMAGEM (Bacharelado)	1000 (uma mil)	FACULDADE ALIS DE ITABIRITO	ASSOCIACAO DE ENSINO SUPERIOR DOS INCONFIDENTES - ASESI

PORTARIA Nº 434, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto nº 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista os Decretos nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e nº 9.057, de 25 de maio de 2017, as Portarias Normativas MEC nº 20 e 23, de 21 de dezembro de 2017, e nº 11, de 22 de junho de 2017, e conforme consta dos processos e-MEC listados na planilha anexa, resolve:

Art. 1º Fica(m) indeferido(s) o(s) pedido(s) de autorização de curso superior na modalidade a distância, relacionado(s) no Anexo desta Portaria, conforme disposto nos arts. 10 e 44 do Decreto nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017.

Art. 2º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos EaD)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora
1	201819634	ENFERMAGEM (Bacharelado)	200 (duzentas)	FACULDADE METROPOLITANA SÃO CARLOS BJI	SOCIEDADE METROPOLITANA DE EDUCACAO, CULTURA E TECNOLOGIA SAO CARLOS S/S LTDA - ME
2	201809386	ENFERMAGEM (Bacharelado)	200 (duzentas)	UNIVERSIDADE CIDADE DE SÃO PAULO	SECID - SOCIEDADE EDUCACIONAL CIDADE DE SAO PAULO LTDA

PORTARIA Nº 435, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto n° 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista o Decreto n° 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e as Portarias Normativas MEC n° 20 e nº 23, de 21 de dezembro de 2017, republicadas em 3 de setembro de 2018, bem como a Instrução Normativa SERES nº 1, de 17 de setembro de 2018, e considerando o disposto nos processos e-MEC listados na planilha anexa, resolve:

Art. 1º Ficam autorizados os cursos superiores de graduação constantes da tabela do Anexo desta Portaria, solicitados pelas Instituições de Educação Superior citadas, nos termos do disposto no art. 10 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Parágrafo único. As autorizações a que se refere esta Portaria são válidas exclusivamente para os cursos ministrados nos endereços citados na tabela constante do Anexo desta Portaria.

Art. 2º As instituições citadas na tabela constante do Anexo desta Portaria deverão protocolar pedido de reconhecimento dos respectivos cursos, nos termos do disposto no art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora	Endereço de funcionamento do curso
1	202008681	ENFERMAGEM (Bacharelado)	75 (setenta e cinco)	FACULDADE DO AMAZONAS DE ENSINO, PESQUISA E INOVAÇÃO	DIGITRON DA AMAZONIA INDUSTRIA E COMERCIO S. A.	AVENIDA MINISTRO MÁRIO ANDREAZZA, 916, DISTRITO INDUSTRIAL I, MANAUS/AM
2	202022153	PSICOLOGIA (Bacharelado)	100 (cem)	FACULDADE ESAMC CAMPINAS	CENTRO DE ESTUDOS DE ADMINISTRACAO E MARKETING CEAM LTDA	AVENIDA DOUTOR MANOEL AFONSO FERREIRA, 245, JARDIM PARAÍSO, CAMPINAS/SP

PORTARIA Nº 436, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto nº 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista os Decretos nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e nº 9.057, de 25 de maio de 2017, as Portarias Normativas MEC nº 20 e 23, de 21 de dezembro de 2017, e nº 11, de 22 de junho de 2017, e conforme consta do(s) processo(s) e-MEC listado(s) na planilha anexa,

resolve:

Art. 1º Fica(m) autorizado(s) o(s) curso(s) superior(es) na modalidade a distância, relacionado(s) no Anexo desta Portaria, com as vagas totais anuais nele estabelecidas, nos termos do art. 10, do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 2º Os endereços utilizados para as atividades presenciais dos cursos de graduação, ofertados na modalidade a distância, são, exclusivamente, aqueles constantes do Cadastro e-MEC, nos termos do art. 16, do Decreto nº 9.057, de 2017.

Art. 3º A(s) instituição(ões) deverá(ão) solicitar o reconhecimento do(s) curso(s), neste ato autorizado(s), nos termos do art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 4º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos EaD)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora
1	202013649	FARMÁCIA (Bacharelado)	1000 (uma mil)	FACULDADE ALIS DE ITABIRITO	ASSOCIACAO DE ENSINO SUPERIOR DOS INCONFIDENTES - ASESI
2	202014355	ADMINISTRAÇÃO (Bacharelado)	1600 (uma mil, seiscentas)	FACULDADE ANÍSIO TEIXEIRA DE FEIRA DE SANTANA	SOCIEDADE CIENTIFICA E CULTURAL ANISIO TEIXEIRA LTDA

PORTARIA Nº 437, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto n° 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista o Decreto n° 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e as Portarias Normativas MEC n° 20 e nº 23, de 21 de dezembro de 2017, republicadas em 3 de setembro de 2018, bem como a Instrução Normativa SERES nº 1, de 17 de setembro de 2018, e considerando o disposto nos processos e-MEC listados na tabela anexa, resolve:

Art. 1º Ficam indeferidos os pedidos de autorização para os cursos superiores de graduação constantes da tabela do Anexo desta Portaria, solicitados pelas Instituições de Educação Superior citadas, nos termos do disposto no art. 44 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora	Endereço de funcionamento do curso
1	202014404	ENFERMAGEM (Bacharelado)	100 (cem)	CENTRO UNIVERSITÁRIO CIDADE VERDE	UNIAO MARINGAENSE DE ENSINO LTDA - EPP	AVENIDA ADVOGADO HORÁCIO RACCANELLO FILHO, 5950, SOBRELOJA, ZONA 07, MARINGÁ/PR
2	202014322	COMPUTAÇÃO EM NUVEM (Tecnológico)	240 (duzentas e quarenta)	FACULDADE CAPITAL FEDERAL	FEDERAL EDUCACIONAL LTDA.	AVENIDA VIDA NOVA, 166, JARDIM MARIA ROSA, TABOÃO DA SERRA/SP

PORTARIA Nº 438, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto nº 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista os Decretos nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e nº 9.057, de 25 de maio de 2017, as Portarias Normativas MEC nº 20 e 23, de 21 de dezembro de 2017, e nº 11, de 22 de junho de 2017, e conforme consta do(s) processo(s) e-MEC listado(s) na planilha anexa,

resolve:

Art. 1º Fica(m) autorizado(s) o(s) curso(s) superior(es) na modalidade a distância, relacionado(s) no Anexo desta Portaria, com as vagas totais anuais nele estabelecidas, nos termos do art. 10, do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 2º Os endereços utilizados para as atividades presenciais dos cursos de graduação, ofertados na modalidade a distância, são, exclusivamente, aqueles constantes do Cadastro e-MEC, nos termos do art. 16, do Decreto nº 9.057, de 2017.

Art. 3º A(s) instituição(ões) deverá(ão) solicitar o reconhecimento do(s) curso(s), neste ato autorizado(s), nos termos do art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 4º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos EaD)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora
1	202008911	EDUCAÇÃO ESPECIAL (Licenciatura)	375 (trezentas e setenta e cinco)	FACULDADE BATISTA DE MINAS GERAIS	INSTITUTO PEDAGOGICO DE MINAS GERAIS LTDA
2	201929553	ARQUITETURA E URBANISMO (Bacharelado)	300 (trezentas)	FACULDADE CAPITAL FEDERAL	FEDERAL EDUCACIONAL LTDA.

PORTARIA Nº 439, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto n° 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista o Decreto n° 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e as Portarias Normativas MEC n° 20 e nº 23, de 21 de dezembro de 2017, republicadas em 3 de setembro de 2018, bem como a Instrução Normativa SERES nº 1, de 17 de setembro de 2018, e considerando o disposto nos processos e-MEC listados na planilha anexa, resolve:

Art. 1º Ficam autorizados os cursos superiores de graduação constantes da tabela do Anexo desta Portaria, solicitados pelas Instituições de Educação Superior citadas, nos termos do disposto no art. 10 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Parágrafo único. As autorizações a que se refere esta Portaria são válidas exclusivamente para os cursos ministrados nos endereços citados na tabela constante do Anexo desta Portaria.

Art. 2º As instituições citadas na tabela constante do Anexo desta Portaria deverão protocolar pedido de reconhecimento dos respectivos cursos, nos termos do disposto no art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora	Endereço de funcionamento do curso
1	202013755	PSICOLOGIA (Bacharelado)	150 (cento e cinquenta)	FACULDADE ESTÁCIO DE CASTANHAL	FACULDADES INTEGRADAS DE CASTANHAL LTDA - EPP	RODOVIA BR 316 KM 60, S/N, APEÚ, CASTANHAL/PA
2	201904729	ENFERMAGEM (Bacharelado)	100 (cem)	FACULDADE ESTÁCIO DE CURITIBA	IREP SOCIEDADE DE ENSINO SUPERIOR, MEDIO E FUNDAMENTAL LTDA.	AV. SENADOR SOUZA NAVES, 1715, CRISTO REI, CURITIBA/PR

PORTARIA Nº 440, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto nº 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista os Decretos nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e nº 9.057, de 25 de maio de 2017, as Portarias Normativas MEC nº 20 e 23, de 21 de dezembro de 2017, e nº 11, de 22 de junho de 2017, e conforme consta do(s) processo(s) e-MEC listado(s) na planilha anexa,

resolve:

Art. 1º Fica(m) autorizado(s) o(s) curso(s) superior(es) na modalidade a distância, relacionado(s) no Anexo desta Portaria, com as vagas totais anuais nele estabelecidas, nos termos do art. 10, do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 2º Os endereços utilizados para as atividades presenciais dos cursos de graduação, ofertados na modalidade a distância, são, exclusivamente, aqueles constantes do Cadastro e-MEC, nos termos do art. 16, do Decreto nº 9.057, de 2017.

Art. 3º A(s) instituição(ões) deverá(ão) solicitar o reconhecimento do(s) curso(s), neste ato autorizado(s), nos termos do art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 4º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos EaD)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora
1	202008838	CIÊNCIA DE DADOS (Tecnológico)	300 (trezentas)	FACULDADE CAPITAL FEDERAL	FEDERAL EDUCACIONAL LTDA.
2	201929552	ENGENHARIA DA COMPUTAÇÃO (Bacharelado)	300 (trezentas)	FACULDADE CAPITAL FEDERAL	FEDERAL EDUCACIONAL LTDA.

PORTARIA Nº 441, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto n° 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista o Decreto n° 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e as Portarias Normativas MEC n° 20 e nº 23, de 21 de dezembro de 2017, republicadas em 3 de setembro de 2018, bem como a Instrução Normativa SERES nº 1, de 17 de setembro de 2018, e considerando o disposto nos processos e-MEC listados na planilha anexa, resolve:

Art. 1º Ficam autorizados os cursos superiores de graduação constantes da tabela do Anexo desta Portaria, solicitados pelas Instituições de Educação Superior citadas, nos termos do disposto no art. 10 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Parágrafo único. As autorizações a que se refere esta Portaria são válidas exclusivamente para os cursos ministrados nos endereços citados na tabela constante do Anexo desta Portaria.

Art. 2º As instituições citadas na tabela constante do Anexo desta Portaria deverão protocolar pedido de reconhecimento dos respectivos cursos, nos termos do disposto no art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora	Endereço de funcionamento do curso
1	202013617	FISIOTERAPIA (Bacharelado)	50 (cinquenta)	FACULDADE MÁRIO QUINTANA	FAMAQUI EDUCACIONAL LTDA	PRAÇA CÔNEGO MARCELINO, 107, FACULDADE MÁRIO QUINTANA, CIDADE BAIXA, PORTO ALEGRE/RS
2	201930783	DIREITO (Bacharelado)	200 (duzentas)	FACULDADE METROPOLITANA DE COARI	IME INSTITUTO METROPOLITANO DE ENSINO LTDA	RUA INDEPENDÊNCIA, 220, CENTRO, COARI/AM

PORTARIA Nº 442, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto nº 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista os Decretos nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e nº 9.057, de 25 de maio de 2017, as Portarias Normativas MEC nº 20 e 23, de 21 de dezembro de 2017, e nº 11, de 22 de junho de 2017, e conforme consta do(s) processo(s) e-MEC listado(s) na planilha anexa,

resolve:

Art. 1º Fica(m) autorizado(s) o(s) curso(s) superior(es) na modalidade a distância, relacionado(s) no Anexo desta Portaria, com as vagas totais anuais nele estabelecidas, nos termos do art. 10, do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 2º Os endereços utilizados para as atividades presenciais dos cursos de graduação, ofertados na modalidade a distância, são, exclusivamente, aqueles constantes do Cadastro e-MEC, nos termos do art. 16, do Decreto nº 9.057, de 2017.

Art. 3º A(s) instituição(ões) deverá(ão) solicitar o reconhecimento do(s) curso(s), neste ato autorizado(s), nos termos do art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 4º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos EaD)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora
1	201929547	ENGENHARIA DE PRODUÇÃO (Bacharelado)	300 (trezentas)	FACULDADE CAPITAL FEDERAL	FEDERAL EDUCACIONAL LTDA.
2	202008842	RADIOLOGIA (Tecnológico)	300 (trezentas)	FACULDADE CAPITAL FEDERAL	FEDERAL EDUCACIONAL LTDA.

PORTARIA Nº 443, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto n° 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista o Decreto n° 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e as Portarias Normativas MEC n° 20 e nº 23, de 21 de dezembro de 2017, republicadas em 3 de setembro de 2018, bem como a Instrução Normativa SERES nº 1, de 17 de setembro de 2018, e considerando o disposto nos processos e-MEC listados na planilha anexa, resolve:

Art. 1º Ficam autorizados os cursos superiores de graduação constantes da tabela do Anexo desta Portaria, solicitados pelas Instituições de Educação Superior citadas, nos termos do disposto no art. 10 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Parágrafo único. As autorizações a que se refere esta Portaria são válidas exclusivamente para os cursos ministrados nos endereços citados na tabela constante do Anexo desta Portaria.

Art. 2º As instituições citadas na tabela constante do Anexo desta Portaria deverão protocolar pedido de reconhecimento dos respectivos cursos, nos termos do disposto no art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora	Endereço de funcionamento do curso
1	202015757	DIREITO (Bacharelado)	200 (duzentas)	FACULDADE METROPOLITANA DO CEARÁ	FAURBE EDUCACIONAL LTDA	RUA ANTÔNIO GENTIL GOMES, 408, SEDE CAMBEBA, CAMBEBA, FORTALEZA/CE
2	202013880	PSICOLOGIA (Bacharelado)	120 (cento e vinte)	FACULDADE PIAGET	UNIPIAGET/BRASIL	AV. SENADOR ROBERTO SIMONSEN, 972, JARDIM IMPERADOR, SUZANO/SP

PORTARIA Nº 444, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto nº 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista os Decretos nº 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e nº 9.057, de 25 de maio de 2017, as Portarias Normativas MEC nº 20 e 23, de 21 de dezembro de 2017, e nº 11, de 22 de junho de 2017, e conforme consta do(s) processo(s) e-MEC listado(s) na planilha anexa,

resolve:

Art. 1º Fica(m) autorizado(s) o(s) curso(s) superior(es) na modalidade a distância, relacionado(s) no Anexo desta Portaria, com as vagas totais anuais nele estabelecidas, nos termos do art. 10, do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 2º Os endereços utilizados para as atividades presenciais dos cursos de graduação, ofertados na modalidade a distância, são, exclusivamente, aqueles constantes do Cadastro e-MEC, nos termos do art. 16, do Decreto nº 9.057, de 2017.

Art. 3º A(s) instituição(ões) deverá(ão) solicitar o reconhecimento do(s) curso(s), neste ato autorizado(s), nos termos do art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 4º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos EaD)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora
1	201929804	EDUCAÇÃO FÍSICA (Bacharelado)	1000 (uma mil)	FACULDADE CATÓLICA PAULISTA	ASSOCIACAO EDUCACIONAL LATINO AMERICANA
2	201931385	EDUCAÇÃO ESPECIAL (Licenciatura)	750 (setecentas e cinquenta)	FACULDADE CENSUPEG	SOCIEDADE DE EDUCACAO, CULTURA E TECNOLOGIA SAO FIDELIS LTDA - EPP

PORTARIA Nº 445, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE REGULAÇÃO E SUPERVISÃO DA EDUCAÇÃO SUPERIOR, no uso da atribuição que lhe confere o Decreto n° 10.195, de 30 de dezembro de 2019, e tendo em vista o Decreto n° 9.235, de 15 de dezembro de 2017, e as Portarias Normativas MEC n° 20 e nº 23, de 21 de dezembro de 2017, republicadas em 3 de setembro de 2018, bem como a Instrução Normativa SERES nº 1, de 17 de setembro de 2018, e considerando o disposto nos processos e-MEC listados na planilha anexa, resolve:

Art. 1º Ficam autorizados os cursos superiores de graduação constantes da tabela do Anexo desta Portaria, solicitados pelas Instituições de Educação Superior citadas, nos termos do disposto no art. 10 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Parágrafo único. As autorizações a que se refere esta Portaria são válidas exclusivamente para os cursos ministrados nos endereços citados na tabela constante do Anexo desta Portaria.

Art. 2º As instituições citadas na tabela constante do Anexo desta Portaria deverão protocolar pedido de reconhecimento dos respectivos cursos, nos termos do disposto no art. 46 do Decreto nº 9.235, de 2017.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

PAULO ROBERTO ARAUJO DE ALMEIDA

ANEXO (Autorização de Cursos)

Nº de Ordem	Registro e-MEC nº	Curso	Nº de vagas totais anuais	Mantida	Mantenedora	Endereço de funcionamento do curso
1	201901177	ODONTOLOGIA (Bacharelado)	100 (cem)	FACULDADE QUIRINÓPOLIS	CENTRO DE ENSINO SUPERIOR DO SUDOESTE GOIANO LTDA - EPP	AVENIDA QUIRINO CÂNDIDO DE MORAES, 38-D, CENTRO, QUIRINÓPOLIS/GO

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALFENAS

PORTARIA Nº 190, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Pró-Reitora de Gestão de Pessoas da Universidade Federal de Alfenas, no uso de suas atribuições legais, delegadas por meio da Portaria nº 2318/2019, de 23-10-2019, publicada no DOU em 25-10-2019, Seção 1, fls. 50 e tendo em vista o que consta do Processo nº 23087.012954/2019-76, resolve:

Prorrogar pelo período de 10-03-2022 a 09-03-2023, a validade do Processo Seletivo para Professor Visitante e Professor Visitante Estrangeiro, realizado por meio do Edital nº 148/2019-Vaga B-Reabertura, cujo resultado foi homologado através do Edital nº 15/2021, de 09-03-2021, publicado no DOU de 10-03-2021, Seção 3, fls. 61.

JULIANA GUEDES MARTINS

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS

RETIFICAÇÃO

Na portaria nº 447, publicada no D.O.U. em 12/02/2021, Seção 1, página 43, que prorrogou o prazo de validade do Processo Seletivo Simplificado para contratação de professor substituto, Área: Administração Geral, realizado pela Faculdade de Administração, Ciências Contábeis e Ciências Econômicas, objeto do Edital Geral nº 23/2019, publicado no D.O.U de 20/11/2019 e Específico nº 3/2020, homologado através do Edital nº 2, publicado no D.O.U. de 06/01/2021, Seção 3, página 75, para constar: onde se lê "Prorrogar até 06/01/2022", leia-se "Prorrogar até 06/01/2023" (Processo nº 23070.002136/2020-88)

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PRÓ-REITORIA DE DESENVOLVIMENTO E GESTÃO DE PESSOAS
DEPARTAMENTO DE DESENVOLVIMENTO DE PESSOAS

PORTARIA Nº 86/DDP, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Diretora do Departamento de Desenvolvimento de Pessoas da Universidade Federal de Santa Catarina, no uso de suas atribuições e tendo em vista o que consta do processo nº 23080.038933/2021-65 resolve:

Homologar o resultado do Processo Seletivo Simplificado do Departamento de Ciências Contábeis - CCN/CSE, instituído pelo Edital nº 101/2021/DDP, de 30 de dezembro de 2021, publicado no Diário Oficial da União nº 247, Seção 3, de 31/12/2021.

Campo de conhecimento: Contabilidade Financeira e Auditoria.

Regime de Trabalho: 40 (quarenta) horas semanais.

Nº de Vagas: 02 (duas)

Classificação	Candidato	Média final
1º	Leila Chaves Cunha	9,44
2º	Nathália Helena Fernandes Laffin	9,33
3º	Marília Paranaíba Ferreira	9,02
4º	João Paulo Machado Ribeiro	8,56
5º	Vanessa de Menêses Silva	8,46
6º	Kátia Dalcero	8,40
7º	Vania Regina Morás	8,01
8º	Ana Claudia M Ramos	7,84
9º	Ednaldo de Souza Vilela	7,34

ELIETE WARQUEN BAHIA COSTA

Ministério da Infraestrutura

GABINETE DO MINISTRO

RETIFICAÇÃO

Na Portaria nº 96, publicada no Diário Oficial da União nº 21, de 31 de janeiro de 2022, Seção 1, páginas 187 e 188, onde se lê: "PORTARIA Nº 96, DE 27 DE JANEIRO DE 2021"; leia-se: PORTARIA Nº 96, DE 27 DE JANEIRO DE 2022;

SECRETARIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES

DELIBERAÇÃO Nº 2, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES, no uso da competência que lhe é conferida pelo inciso V do art. 7° da Portaria n° 46, de 11 de março de 2021, em observância ao art. 10° da Portaria n° 131, de 14 de outubro de 2021, e considerando o que consta do Processo nº 50000.024524/2021-05, resolve:

Art. 1° Deliberar pelo deferimento do requerimento de autorização ferroviária, realizado pela empresa VLI MULTIMODAL S.A., para a Estrada de Ferro EF-480, localizada entre Perequê (Cubatão/SP) e TIPLAM (Santos/SP), pelo prazo de vigência 99 (noventa e nove) anos.

MARCELLO DA COSTA VIEIRA

DELIBERAÇÃO Nº 3, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES, no uso da competência que lhe é conferida pelo inciso V do art. 7° da Portaria n° 46, de 11 de março de 2021, em observância ao art. 10° da Portaria n° 131, de 14 de outubro de 2021, e considerando o que consta do Processo nº 50000.028782/2021-52 resolve:

Art. 1º Deliberar pelo deferimento do requerimento de autorização ferroviária realizado pela Morro do Pilar Minerais S.A., para Estrada de Ferro EF-A16, localizada entre os municípios de Colatina/ES e Linhares/ES, pelo prazo de vigência de 99 anos.

MARCELLO DA COSTA VIEIRA

DELIBERAÇÃO Nº 5, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES, no uso da competência que lhe é conferida pelo inciso V do art. 7° da Portaria n° 46, de 11 de março de 2021, em observância ao art. 10° da Portaria n° 131, de 14 de outubro de 2021, e considerando o que consta do Processo nº 50000.032909/2021-38, resolve:

Art. 1° Deliberar pelo deferimento do requerimento de autorização ferroviária realizado pela 3G Empreendimentos e Consultoria Ltda., para Estrada de Ferro EF-152/ EF-A09 / EF-414, localizada entre os municípios de Barcarena/PA e Santana do Araguaia/PA, pelo prazo de vigência de 99 anos.

MARCELLO DA COSTA VIEIRA

DELIBERAÇÃO Nº 6, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES, no uso da competência que lhe é conferida pelo inciso V do art. 7° da Portaria n° 46, de 11 de março de 2021, em observância ao art. 10° da Portaria n° 131, de 14 de outubro de 2021, e considerando o que consta do Processo nº 50000.035500/2021-73, resolve:

Art. 1° Deliberar pelo deferimento do requerimento de autorização ferroviária realizado pela RUMO S.A., para Estrada de Ferro ABAB, EF-441, localizada entre os municípios de Bom Jesus do Araguaia/MT e Água Boa/MT, pelo prazo de vigência de 99 anos.

MARCELLO DA COSTA VIEIRA

AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL
SUPERINTENDÊNCIA DE INFRAESTRUTURA AEROPORTUÁRIA

PORTARIA Nº 7.084, DE 26 DE JANEIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE INFRAESTRUTURA AEROPORTUÁRIA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 33, incisos X e XII, do Regimento Interno aprovado pela Resolução nº 381, de 14 de junho de 2016, nos termos do disposto na Resolução nº 158, de 13 de julho de 2010, com fundamento na Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986, que dispõe sobre o Código Brasileiro de Aeronáutica, e considerando o constante dos autos do processo nº 00065.038707/2021-77, resolve:

Art. 1º Excluir o aeródromo público abaixo do cadastro, fechando-o ao tráfego aéreo:

I - denominação: Ituberá;

II - código identificador de aeródromo - CIAD: BA0063;

III - município (UF): Ituberá (BA); e

IV - ponto de referência do aeródromo (coordenadas geográficas): 13° 43' 54'' S / 039° 08' 26'' W.

Art. 2º Ficam revogadas a Portaria nº 2105/SIA, de 05 de agosto de 2015, publicada no Diário Oficial da União de 06 de agosto de 2015, Seção 1, página 3, e a Portaria nº 5954/SIA, de 20 de setembro de 2021, publicada no Diário Oficial da União de 23 de setembro de 2021, Seção 1, página 44.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

GIOVANO PALMA

GERÊNCIA DE CERTIFICAÇÃO E SEGURANÇA OPERACIONAL

PORTARIA Nº 7.085, DE 26 DE JANEIRO DE 2022

O GERENTE DE CERTIFICAÇÃO E SEGURANÇA OPERACIONAL SUBSTITUTO, no uso da atribuição que lhe confere o art. 5º, inciso II, alínea b, item 1 da Portaria nº 3.901, de 30 de dezembro de 2020, tendo em vista o disposto na Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986, e na Resolução nº 158, de 13 de julho de 2010, e Portaria nº 3.352/SIA, de 30 de outubro de 2018, e considerando o que consta do processo nº 00065.038707/2021-77, resolve:

Art. 1º Inscrever o Aeródromo Privado abaixo no cadastro com as seguintes características:

I - denominação: De Itubera;

II - código identificador de aeródromo - CIAD: BA0063;

III - município (UF): Ituberá (BA);

IV - ponto de referência do aeródromo (coordenadas geográficas): 13° 43' 54" S / 039° 08' 26'' W.

Art. 2º A inscrição no cadastro tem validade de 10 (dez) anos.

Art. 3º As características cadastrais do aeródromo serão publicadas no sítio da ANAC na rede mundial de computadores.

Art. 4º O interessado pelo aeródromo deve garantir que as informações prestadas a respeito das características da infraestrutura correspondam à situação do aeródromo, a fim de manter sua inscrição cadastral atualizada na ANAC.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

LUCAS BERNARDINO TRAVAGIN

PORTARIA Nº 7.093, DE 27 DE JANEIRO DE 2022

O GERENTE DE CERTIFICAÇÃO E SEGURANÇA OPERACIONAL, no uso da atribuição que lhe confere o art. 4º, inciso III, da Portaria nº 6.880, de 30 de dezembro de 2021, tendo em vista o disposto na Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986, e na Resolução nº 158, de 13 de julho de 2010, e Portaria nº 3.352/SIA, de 30 de outubro de 2018, e considerando o que consta do processo nº 00065.002499/2022-59, resolve:

Art. 1º Renovar a inscrição do Aeródromo Privado abaixo no cadastro de aeródromos da ANAC com as seguintes características:

I - denominação: Fazenda Tanguro;

II - código identificador de aeródromo - CIAD: MT0253;

III - município (UF): Querência (MT);

IV - ponto de referência do aeródromo (coordenadas geográficas): 12° 43' 37'' S / 052° 23' 03'' W.

Art. 2º A renovação da Inscrição tem validade de 10 (dez) anos.

Art. 3º As características cadastrais do aeródromo serão publicadas no sítio da ANAC na rede mundial de computadores.

Art. 4º O interessado pelo aeródromo deve garantir que as informações prestadas a respeito das características da infraestrutura correspondam à situação do aeródromo, a fim de manter sua inscrição cadastral atualizada na ANAC.

Art. 5º Fica revogada a Portaria nº 2269/SIA de 21 de agosto de 2015, publicada no Diário Oficial da União de 27 de agosto de 2015, Seção 1, Página 9.

Art. 6º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

FÁBIO LOPES MAGALHÃES

PORTARIA Nº 7.105, DE 30 DE JANEIRO DE 2022

O GERENTE DE CERTIFICAÇÃO E SEGURANÇA OPERACIONAL, no uso da atribuição que lhe confere o art. 4º, inciso III, da Portaria nº 6.880, de 30 de dezembro de 2021, tendo em vista o disposto na Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986, e na Resolução nº 158, de 13 de julho de 2010, e Portaria nº 3.352/SIA, de 30 de outubro de 2018, e considerando o que consta do processo nº 00065.000440/2022-26, resolve:

Art. 1º Alterar a inscrição do Aeródromo Privado abaixo no cadastro de aeródromos da ANAC com as seguintes características:

I - denominação: Fazenda Caacupê;

II - código identificador de aeródromo - CIAD: MS0207;

III - município (UF): Nioaque (MS);

IV - ponto de referência do aeródromo (coordenadas geográficas): 21° 17' 26'' S / 055° 49' 22'' W.

Art. 2º A inscrição no cadastro tem validade até 10 de abril de 2025.

Art. 3º As características cadastrais do aeródromo serão publicadas no sítio da ANAC na rede mundial de computadores.

Art. 4º O interessado pelo aeródromo deve garantir que as informações prestadas a respeito das características da infraestrutura correspondam à situação do aeródromo, a fim de manter sua inscrição cadastral atualizada na ANAC.

Art. 5º Fica revogada a Portaria nº 856/SIA de 9 de abril de 2015, publicada no Diário Oficial da União de 10 de abril de 2015, Seção 1, Página 1.

Art. 6º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

FÁBIO LOPES MAGALHÃES

PORTARIA Nº 7.119, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O GERENTE DE CERTIFICAÇÃO E SEGURANÇA OPERACIONAL, no uso da atribuição que lhe confere o art. 4º, inciso III, da Portaria nº 6.880, de 30 de dezembro de 2021, tendo em vista o disposto na Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986, e na Resolução nº 158, de 13 de julho de 2010, e Portaria nº 3.352/SIA, de 30 de outubro de 2018, e considerando o que consta do processo nº 00065.002465/2022-64, resolve:

Art. 1º Excluir o Heliponto Privado abaixo do cadastro de aeródromos da ANAC, fechando-o ao tráfego aéreo:

I - denominação: Transportadora Americana;

II - código identificador de aeródromo - CIAD: SP0657;

III - município (UF): São Paulo (SP);

IV - ponto de referência do aeródromo (coordenadas geográficas): 27° 49' 09" S / 050° 20' 03" W.

Art. 2º Fica revogada a Portaria nº 795/SIA, de 25 de março de 2013, publicada no Diário Oficial da União de 26 de março de 2013, Seção 1, Página 2.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

FÁBIO LOPES MAGALHÃES

SUPERINTENDÊNCIA DE PADRÕES OPERACIONAIS

PORTARIA Nº 7.142, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE PADRÕES OPERACIONAIS, no uso da atribuição que lhe conferem o art. 34, incisos VII e VIII do Regimento Interno aprovado pela Resolução nº 381, de 14 de junho de 2016, tendo em vista o disposto no art. 18-A da Resolução nº 30, de 21 de maio de 2008, e a Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, e considerando o que consta do processo nº 00058.065037/2021-51, resolve:

Art. 1º Aprovar a Instrução Suplementar nº 91-012, Revisão B (IS nº 91-012B), intitulada "Lista de Equipamentos Mínimos (MEL) e operação com equipamentos e instrumentos inoperantes".

Parágrafo único. A Instrução de que trata este artigo encontra-se disponível no Boletim de Pessoal e Serviço - BPS (endereço eletrônico https://www.anac.gov.br/assuntos/legislacao/links-acesso-rapido/boletim-de-pessoal-e-servico-bps) e na página "Legislação" (endereço eletrônico https://www.anac.gov.br/assuntos/legislacao) desta Agência, na rede mundial de computadores.

Art. 2º Fica expressamente revogada a Portaria nº 5.783/SPO, de 26 de agosto de 2021, publicada no Diário Oficial da União de 3 de setembro de 2021, Seção 1, página 79, que aprovou a IS nº 91-012, Revisão A.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor em 2 de março de 2022.

JOÃO SOUZA DIAS GARCIA

GERÊNCIA DE OPERAÇÕES DA AVIAÇÃO GERAL

PORTARIA Nº 7.137, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O GERENTE DE OPERAÇÕES DA AVIAÇÃO GERAL no uso das atribuições que lhes conferem o Art. 8º da Portaria nº 4.919/SPO, de 30 de abril de 2021, tendo em vista o disposto no Regulamento Brasileiro de Aviação Civil - RBAC n°137 e na Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986, e considerando o que consta do processo nº 00066.007578/2021-65, resolve:

Art. 1º Tornar Pública a emissão do Certificado de Operador Aéreo - COA nº 2018-11-60EU-02-01, emitido em 1º de fevereiro de 2022, em favor da sociedade empresária DETONI AEROAGRICOLA LTDA, CNPJ - 27.769.023/0001-1.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

BRUNO DINIZ DEL BEL

PORTARIA Nº 7.138, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O GERENTE DE OPERAÇÕES DA AVIAÇÃO GERAL no uso das atribuições que lhes conferem o Art. 8º da Portaria nº 4.919/SPO, de 30 de abril de 2021, tendo em vista o disposto no Regulamento Brasileiro de Aviação Civil - RBAC n°137 e na Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986, e considerando o que consta do processo nº 00066.004774/2021-88, resolve:

Art. 1º Tornar Pública a emissão do Certificado de Operador Aéreo - COA nº 2022-01-00KE-02-00, emitido em 1º de fevereiro de 2022, em favor da sociedade empresária JUMP MASTER LTDA, CNPJ - 41.663.290/0001-3

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

BRUNO DINIZ DEL BEL

PORTARIA Nº 7.139, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O GERENTE DE OPERAÇÕES DA AVIAÇÃO GERAL no uso das atribuições que lhes conferem o Art. 8º da Portaria nº 4.919/SPO, de 30 de abril de 2021, tendo em vista o disposto no Regulamento Brasileiro de Aviação Civil - RBAC n°137 e na Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986, e considerando o que consta do processo nº 00066.010997/2021-84, resolve:

Art. 1º Tornar Pública a emissão do Certificado de Operador Aéreo - COA nº 2022-02-00KF-01-00, emitido em 1º de fevereiro de 2022, em favor da sociedade empresária RMJ SERVIÇOS DE AVIAÇÃO LTDA, CNPJ - 19.124.575/0001-44.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

BRUNO DINIZ DEL BEL

SUPERINTENDÊNCIA DE PESSOAL DA AVIAÇÃO CIVIL
GERÊNCIA DE CERTIFICAÇÃO DE ORGANIZAÇÕES DE INSTRUÇÃO
GERÊNCIA TÉCNICA DE ORGANIZAÇÃO DE FORMAÇÃO

PORTARIA Nº 7.141, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O GERENTE TÉCNICO DE ORGANIZAÇÕES DE FORMAÇÃO, no uso da atribuição que lhe confere o art. 18, inciso V, da Portaria nº 2.928/SPL, de 21 de outubro de 2020, tendo em vista o disposto no Regulamento Brasileiro da Aviação Civil - RBAC nº 141, e considerando o que consta do processo nº 00065.001715/2020-87, resolve:

Art. 1º Tornar púbica a emissão do Certificado de Centro de Instrução de Aviação Civil - CIAC, emitido em 3 de fevereiro de 2022, em favor da FLY COMPANY CENTRO DE INSTRUÇÃO DA AVIAÇÃO CIVIL LTDA, CNPJ 03.334.993/0001-26, situado Rua Quinze de Novembro, 1010, Centro, Campo Grande/MS - CEP 79002-141.

Art. 2° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ STOCK HOFFMANN

GERÊNCIA DE CERTIFICAÇÃO DE PESSOAL

PORTARIA Nº 6.659, DE 9 DE DEZEMBRO DE 2021

O GERENTE DE CERTIFICAÇÃO DE PESSOAL, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 12 da Portaria nº 2.928, de 21 de outubro de 2020, e considerando o que consta do processo nº 00065.002137/2020-04, resolve:

Art. 1º Publicar a efetivação da decisão administrativa de suspensão punitiva do Certificado de Habilitação Técnica e todas as habilitações nele averbadas, entre os dias 14 de fevereiro de 2022 e 26 de março de 2022, do aeronauta do aeronauta DENIS ROSY BARBOSA AGUIAR, detentor do CANAC 162655.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MARCUS VINICIUS FERNANDES RAMOS

PORTARIA Nº 7.035, DE 21 DE JANEIRO DE 2021

O GERENTE DE CERTIFICAÇÃO DE PESSOAL, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 12 da Portaria nº 2.928, de 21 de outubro de 2020, e considerando o que consta do processo nº 00065.024892/2020-31, resolve:

Art. 1º Publicar a efetivação da decisão administrativa de suspensão punitiva do Certificado de Habilitação Técnica e todas as habilitações nele averbadas, entre os dias 02 de março de 2022 e 11 de abril de 2022, do aeronauta LUCAS DELGADO FERNANDES, detentor do CANAC 277587.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MARCUS VINICIUS FERNANDES RAMOS

AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES AQUAVIÁRIOS

SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO E COORDENAÇÃO DAS UNIDADES REGIONAIS
GERÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DE PORTOS E INSTALAÇÕES PORTUÁRIAS

DELIBERAÇÃO Nº 7, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 50300.002048/2021-89. Fiscalizada: APM TERMINALS ITAJAÍ S.A, CNPJ nº 04.700.714/0001-63. Objeto e Fundamento Legal: O Gerente de Fiscalização de Portos e Instalações Portuárias, no uso da competência que lhe é conferida pelo art. 58 do Regimento Interno, DECIDO aplicar a penalidade de multa no valor de R$60.500,00 (sessenta mil e quinhentos reais) em desfavor da empresa, pela prática da infração capitulada no art. 36, inciso XII, da Norma aprovada pela Resolução nº 3.274/2014-ANTAQ.

FERNANDO JOSÉ DE PÁDUA COSTA FONSECA

AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES

SUPERINTENDÊNCIA DE INFRAESTRUTURA RODOVIÁRIA

PORTARIA Nº 38, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Autoriza a regularização de acesso na faixa de domínio da Rodovia BR-116/PR, sob concessão da Concessionária Autopista Régis Bittencourt S.A. - Régis Bittencourt - Interessado: Posto Metrópole Divisa Norte Ltda.

O Superintendente de Infraestrutura Rodoviária, da Agência Nacional de Transportes Terrestres - ANTT, no uso de suas atribuições e em conformidade com a Resolução nº 5.818, de 03/05/2018, e Portaria SUINF nº 028 de 07/02/2019, fundamentado no que consta no Processo nº 50500.002198/2021-36, resolve:

Art. 1º Autorizar a regularização de acesso na faixa de domínio da Rodovia BR-116/PR, sob concessão da Concessionária Autopista Régis Bittencourt S.A. - Régis Bittencourt, no Km 005+500m sentido Norte, no município de Campina Grande do Sul/PR, de interesse de Posto Metrópole Divisa Norte Ltda.

§ 1º A presente portaria está adstrita à referida obra e os eventuais pleitos de retificação, complementação ou revogação deverão ser feitos em relação às disposições principais do escopo que compõem o caput.

§ 2º Outras disposições não especificadas no caput serão tratadas por meio de aditivos ao Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU, devendo a Concessionária informar à Coordenação de Exploração da Infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional de São Paulo - COINFSP sobre os ajustes ou alterações realizadas.

Art. 2º A Concessionária Autopista Régis Bittencourt S.A. deverá encaminhar, à Unidade Regional de São Paulo - URSP, uma das vias do Contrato de Permissão Especial de Uso- CPEU, tão logo seja assinado pelas partes.

Art. 3º O início da obra objeto desta Portaria está condicionado à assinatura prévia do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU a ser firmado entre a Posto Metrópole Divisa Norte Ltda. e a Concessionária Autopista Régis Bittencourt S.A. e que trará as particularidades e obrigações entre as partes.

Art. 4º Caberá à Concessionária Autopista Régis Bittencourt S.A. acompanhar e fiscalizar a execução do projeto por ela aprovado e manter atualizado o cadastro das instalações, se atentando para o cumprimento dos parâmetros contratuais e à segurança dos usuários, sujeitando-se às penalidades cabíveis.

Art. 5º A Posto Metrópole Divisa Norte Ltda. deverá concluir a obra objeto desta portaria no prazo de 05 (cinco) meses após a assinatura do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU.

Art. 6º Na regularização e conservação da referida obra, a Posto Metrópole Divisa Norte Ltda. deverá observar as medidas de segurança recomendadas pela Concessionária Autopista Régis Bittencourt S.A., responsabilizando-se por danos ou interferências com redes não cadastradas e preservando a integridade de todos os elementos constituintes da Rodovia.

Art. 7º A Posto Metrópole Divisa Norte Ltda. assumirá todo o ônus relativo à regularização, à manutenção e ao eventual remanejamento das instalações, responsabilizando-se por eventuais impactos ou problemas decorrentes destas e que venham a afetar a Rodovia.

Art. 8º A referida autorização não resultará em receita extraordinária anual.

Art. 9º A Posto Metrópole Divisa Norte Ltda. deverá encaminhar à Unidade Regional da ANTT e à Concessionária Autopista Régis Bittencourt S.A. cópia do projeto "as built" em meio digital.

Art. 10º A autorização concedida por meio desta portaria tem caráter precário, podendo ser revogada, anulada ou cassada a qualquer tempo, de acordo com critérios de conveniência e oportunidade da ANTT.

Parágrafo Único. A Posto Metrópole Divisa Norte Ltda. abstém-se de cobrar qualquer tipo de indenização em razão da revogação, anulação ou cassação da autorização em epígrafe, bem como reembolso em virtude dos custos com as obras executadas.

Art. 11º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ LUÍS MACAGNAN FREIRE

PORTARIA Nº 39, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Altera a titularidade da Portaria nº 013/2020/SUROD de 04 de junho de 2020, referente à implantação de acesso, na rodovia BR-376/PR, sob concessão da Concessionária Autopista Litoral Sul S.A. - Litoral Sul - Interessado: Tijugás Planejamento Ltda.

O Superintendente de Infraestrutura Rodoviária, da Agencia Nacional de Transportes Terrestres - ANTT, no uso de suas atribuições e em conformidade com a Resolução ANTT nº 5.818, de 03 de maio de 2018, e a Portaria SUINF nº 28 de 07/02/2019, fundamentado no que consta do Processo nº 50500.045157/2020-53, resolve:

Art. 1º Alterar a Portaria nº 013/2020/SUROD, de 04 de junho de 2020, publicada no DOU em 10/06/2020, para fins de substituição da titularidade da interessada pela implantação de acesso, cuja redação passa a vigorar como "Tijugás Planejamento Ltda" em substituição a "Lumidis Administradora de Imóveis Ltda", em toda a Portaria.

Art. 2º A Concessionária deverá encaminhar o Contrato de Permissão Especial de Uso-CPEU à Coordenação de Exploração da Infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional de São Paulo - COINFSP, tão logo seja assinado pelas partes.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ LUIS MACAGNAN FREIRE

PORTARIA Nº 40, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Autoriza a regularização de acesso na faixa de domínio na rodovia BR-040/MG administrada pela Concessionária BR-040 S.A. - VIA040 - Interessada: SAFM Mineração

O Superintendente de Infraestrutura Rodoviária, da Agencia Nacional de Transportes Terrestres - ANTT, no uso de suas atribuições e em conformidade com a Resolução ANTT nº 5.818, de 03 de maio de 2018, e a Portaria SUINF nº 28, de 07/02/2019, fundamentado no que consta do Processo nº 50500.022390/2021-49, resolve:

Art. 1º Autorizar a regularização de acesso na rodovia federal administrada pela Concessionária BR-040 S.A. - VIA040, localizado no km 584+500m, pista norte da rodovia BR-040/MG, no município de Itabirito/MG, de interesse da SAFM Mineração.

§ 1º A presente Portaria está adstrita à referida obra e os eventuais pleitos de retificação, complementação ou revogação, deverão ser feitos em relação às disposições principais do escopo que compõem o caput.

§ 2º Outras disposições não especificadas no caput serão tratadas por meio de aditivos ao Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU, devendo a Concessionária informar à Coordenação de Exploração da Infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional de Minas Gerais - COINFMG sobre os ajustes ou alterações realizadas.

Art. 2º A Concessionária BR-040 S.A. - VIA040 deverá encaminhar à Coordenação de Exploração da Infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional de Minas Gerais - COINFMG, uma das vias do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU, tão logo seja assinado pelas partes.

Art. 3º O início da obra objeto desta Portaria está condicionado à assinatura prévia do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU a ser firmado entre a SAFM Mineração e a Concessionária BR-040 S.A. - VIA040, e que trará as particularidades e obrigações entre as partes.

Parágrafo único. A Concessionária BR-040 S.A. - VIA040 deverá requerer da SAFM Mineração os requisitos de seguros de danos materiais e de responsabilidade civil, visando as garantias mínimas relativas à consecução e continuidade da obra, devendo tais requisitos constarem do CPEU.

Art. 4º Caberá à Concessionária BR-040 S.A. - VIA040 acompanhar e fiscalizar a execução do projeto por ela aprovado e manter atualizado o cadastro das instalações, atentando-se para o cumprimento dos parâmetros contratuais e à segurança dos usuários, sujeitando-se às penalidades cabíveis.

Art. 5º Na regularização e conservação da referida obra, a SAFM Mineração deverá observar as medidas de segurança recomendadas pela Concessionária BR-040 S.A. - VIA040, responsabilizando-se por danos ou interferências com redes não cadastradas e preservando a integridade de todos os elementos constituintes da rodovia.

Art. 6º A SAFM Mineração assumirá todo o ônus relativo à regularização, à manutenção e ao eventual remanejamento das instalações, responsabilizando-se por eventuais impactos ou problemas decorrentes destas e que venham a afetar a rodovia.

Art. 7º A SAFM Mineração deverá encaminhar à Unidade Regional da ANTT e à Concessionária BR-040 S.A. - VIA040 cópia do projeto "As Built" em meio digital.

Art. 8º A autorização concedida por meio desta Portaria tem caráter precário, podendo ser revogada, anulada ou cassada a qualquer tempo, de acordo com critérios de conveniência e oportunidade da ANTT.

Parágrafo único. A SAFM Mineração abstém-se de cobrar qualquer tipo de indenização em razão da revogação, anulação ou cassação da autorização em epígrafe, bem como reembolso em virtude dos custos com as obras executadas.

Art. 9º. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ LUIS MACAGNAN FREIRE

PORTARIA Nº 42, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Autoriza a implantação de rede de energia elétrica na rodovia BR-050/MG administrada pela Concessionária de Rodovias S.A - ECO050 Interessado: CEMIG Distribuição S.A.

O Superintendente de Infraestrutura Rodoviária, da Agencia Nacional de Transportes Terrestres - ANTT, no uso de suas atribuições e em conformidade com a Resolução ANTT nº 5.818, de 03 de maio de 2018, e a Portaria SUINF nº 28, de 07/02/2019, fundamentado no que consta do Processo nº 50500.116647/2021-22, resolve:

Art.1º Autorizar a implantação da obra de rede de energia elétrica na faixa de domínio da Rodovia BR-050/MG, rodovia federal administrada pela Concessionária de Rodovias S.A - ECO050, por meio de travessia aérea no km 165+117m, no município de Uberaba/MG, de interesse de CEMIG Distribuição S.A.

§1º A presente portaria está adstrita à referida obra e os eventuais pleitos de retificação, complementação ou revogação deverão ser feitas em relação às disposições principais do escopo que compõem o Caput.

§2º Outras disposições não especificadas no Caput serão tratadas por meio de aditivos ao Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU, devendo a concessionária informar à Coordenação de Exploração da infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional de Minas Gerais sobre os ajustes ou alterações realizadas.

Art.2º A ECO050 deverá encaminhar, à Coordenação de Exploração da infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional de Minas Gerais - COINFMG, uma das vias do Contrato de Permissão Especial de Uso, tão logo seja assinado pelas partes.

Art.3º O início da obra objeto desta portaria está condicionado à assinatura prévia do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU a ser firmado entre a CEMIG-D e a ECO050 e que trará as particularidades e obrigações entre as partes.

Art.4º Caberá à ECO050 acompanhar e fiscalizar a execução do projeto por ela aprovado e manter atualizado o cadastro das instalações, atentando para o cumprimento dos parâmetros contratuais e à segurança dos usuários, sujeitando-se às penalidades cabíveis.

Art.5º A CEMIG-D deverá concluir a obra objeto desta portaria no prazo de 180 (cento e oitenta) dias após a assinatura do Contrato de Permissão Especial de Uso.

Art.6º Na implantação e conservação da referida obra, a CEMIG-D deverá observar as medidas de segurança recomendadas pela ECO050, responsabilizando-se por danos ou interferências com redes não cadastradas e preservando a integridade de todos os elementos constituintes da Rodovia.

Art.7º A CEMIG-D assumirá todo o ônus relativo à implantação, manutenção e ao eventual remanejamento das instalações, responsabilizando-se por eventuais impactos ou problemas decorrentes destas e que venham a afetar a Rodovia.

Art.8º A referida autorização não resultará em receita extraordinária anual de ocupação da faixa de domínio por força dos decretos nº 84.398/1980 e 86.859/1982.

Art.9º A CEMIG-D deverá encaminhar à Coordenação de Exploração da infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional de Minas Gerais e à ECO050 cópia do projeto "As built" em meio digital.

Art.10 A autorização concedida por meio desta Portaria tem caráter precário, podendo ser revogada, anulada ou cassada a qualquer tempo de acordo com critérios de conveniência da ANTT.

Parágrafo Único. A CEMIG-D abstém-se de cobrar qualquer tipo de indenização em razão da revogação, anulação ou cassação da autorização, bem como reembolso em virtude dos custos com as obras executadas.

Art.11. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ LUIS MACAGNAN FREIRE

PORTARIA Nº 43, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Autoriza a implantação de travessia da linha de transmissão de energia elétrica na rodovia BR-101/RS administrada pela Concessionária das Rodovias Integradas do Sul S.A. - VIASUL - Interessado: Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

O Superintendente de Infraestrutura Rodoviária, da Agencia Nacional de Transportes Terrestres - ANTT, no uso de suas atribuições e em conformidade com a Resolução ANTT nº 5.818, de 03 de maio de 2018, e a Portaria SUINF nº 28, de 07/02/2019, fundamentado no que consta do Processo nº 50500.118429/2021-22, resolve:

Art.1º Autorizar a implantação de travessia da linha de transmissão de energia elétrica na rodovia federal administrada pela Concessionária das Rodovias Integradas do Sul S.A. - VIASUL, no km 002+900 na Rodovia BR-101/RS, no município de Torres/RS de interesse de Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D.

§1º A presente portaria está adstrita à referida obra e os eventuais pleitos de retificação, complementação ou revogação deverão ser feitas em relação às disposições principais do escopo que compõem o Caput.

§2º Outras disposições não especificadas no Caput serão tratadas por meio de aditivos ao Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU, devendo a concessionária informar à Coordenação de Exploração da infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional do Rio Grande do Sul sobre os ajustes ou alterações realizadas.

Art.2º A Concessionária das Rodovias Integradas do Sul S.A. - VIASUL deverá encaminhar, à Coordenação de Exploração da infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional do Rio Grande do Sul - COINFRS, uma das vias do Contrato de Permissão Especial de Uso, tão logo seja assinado pelas partes.

Art.3º O início da obra objeto desta portaria está condicionado à assinatura prévia do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU a ser firmado entre a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D e a Concessionária das Rodovias Integradas do Sul S.A. - VIASUL e que trará as particularidades e obrigações entre as partes.

Art.4º Caberá à Concessionária das Rodovias Integradas do Sul S.A. - VIASUL acompanhar e fiscalizar a execução do projeto por ela aprovado e manter atualizado o cadastro das instalações, atentando para o cumprimento dos parâmetros contratuais e à segurança dos usuários, sujeitando-se às penalidades cabíveis.

Art.5º A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D deverá concluir a obra objeto desta portaria no prazo de 26 (vinte e seis) dias após a assinatura do Contrato de Permissão Especial de Uso.

Art.6º Na implantação e conservação da referida obra, a CEEE-D deverá observar as medidas de segurança recomendadas pela VIASUL, responsabilizando-se por danos ou interferências com redes não cadastradas e preservando a integridade de todos os elementos constituintes da Rodovia.

Art.7º A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D assumirá todo o ônus relativo à implantação, manutenção e ao eventual remanejamento das instalações, responsabilizando-se por eventuais impactos ou problemas decorrentes destas e que venham a afetar a Rodovia.

Art.8º A referida autorização não resultará em receita extraordinária anual de ocupação da faixa de domínio por força dos decretos nº 84.398/1980 e 86.859/1982.

Art.9º A CEEE-D deverá encaminhar à Coordenação de Exploração da infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional do Rio Grande do Sul e à Concessionária das Rodovias Integradas do Sul S.A. - VIASUL cópia do projeto "As built" em meio digital.

Art.10 A autorização concedida por meio desta Portaria tem caráter precário, podendo ser revogada, anulada ou cassada a qualquer tempo de acordo com critérios de conveniência da ANTT.

Parágrafo Único. A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D abstém-se de cobrar qualquer tipo de indenização em razão da revogação, anulação ou cassação da autorização, bem como reembolso em virtude dos custos com as obras executadas.

Art.11º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ LUÍS MACAGNAN FREIRE

PORTARIA Nº 44, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Autoriza a implantação de rede de cabos de fibra ótica sob a rodovia BR-116/MG administrada pela Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA - Interessada: Centurylink Comunicações do Brasil Ltda.

O Superintendente de Infraestrutura Rodoviária, da Agencia Nacional de Transportes Terrestres - ANTT, no uso de suas atribuições e em conformidade com a Resolução ANTT nº 5.818, de 03 de maio de 2018, e a Portaria SUINF nº 28, de 07/02/2019, fundamentado no que consta do Processo nº 50500.119445/2021-32, resolve:

Art. 1º Autorizar a implantação de rede cabos de fibra ótica sob a rodovia federal administrada pela Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA, localizado no km 303+393m, pista norte, da rodovia BR-116/RJ, no município de Resende/RJ, de interesse de Centurylink Comunicações do Brasil Ltda.

§ 1º A presente Portaria está adstrita à referida obra e os eventuais pleitos de retificação, complementação ou revogação deverão ser feitos em relação às disposições principais do escopo que compõem o caput.

§ 2º Outras disposições não especificadas no caput serão tratadas por meio de aditivos ao Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU, devendo a Concessionária informar à Coordenação de Exploração da Infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional do Rio de Janeiro - COINFRJ sobre os ajustes ou alterações realizadas.

Art. 2º A Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA deverá encaminhar, à Coordenação de Exploração da Infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional do Rio de Janeiro - COINFRJ, uma das vias do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU, tão logo seja assinado pelas partes.

Art. 3º O início da obra objeto desta Portaria está condicionado à assinatura prévia do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU a ser firmado entre a Centurylink Comunicações do Brasil Ltda. e a Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA e que trará as particularidades e obrigações entre as partes.

Art. 4º Caberá à Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA acompanhar e fiscalizar a execução do projeto por ela aprovado e manter atualizado o cadastro das instalações, se atentando para o cumprimento dos parâmetros contratuais e à segurança dos usuários, sujeitando-se às penalidades cabíveis.

Art. 5º A Centurylink Comunicações do Brasil Ltda. deverá concluir a obra objeto desta portaria no prazo de 90 (noventa) dias, após a assinatura do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU.

Art. 6º Na implantação e conservação da referida obra, a Centurylink Comunicações do Brasil Ltda. deverá observar as medidas de segurança recomendadas pela Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA, responsabilizando-se por danos ou interferências com redes não cadastradas e preservando a integridade de todos os elementos constituintes da rodovia.

Art. 7º A Centurylink Comunicações do Brasil Ltda. assumirá todo o ônus relativo à implantação, à manutenção e ao eventual remanejamento das instalações, responsabilizando-se por eventuais impactos ou problemas decorrentes destas e que venham a afetar a rodovia.

Art. 8º A referida autorização resultará em receita extraordinária anual a ser recolhida e atualizada conforme Resolução ANTT nº 2.552/2008, alterada pela Resolução ANTT nº 3.346/2009, no valor inicial de R$ 708,94 (setecentos e oito reais e noventa e quatro centavos).

Art. 9º A Centurylink Comunicações do Brasil Ltda. deverá encaminhar à Unidade Regional da ANTT e à Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA cópia do projeto "As Built" em meio digital.

Art. 10º A autorização concedida por meio desta Portaria tem caráter precário, podendo ser revogada, anulada ou cassada a qualquer tempo, de acordo com critérios de conveniência e oportunidade da ANTT.

Parágrafo único. A Centurylink Comunicações do Brasil Ltda. abstém-se de cobrar qualquer tipo de indenização em razão da revogação, anulação ou cassação da autorização em epígrafe, bem como reembolso em virtude dos custos com as obras executadas.

Art. 11º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ LUÍS MACAGNAN FREIRE

PORTARIA Nº 45, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Autoriza a construção de site, implantação de rede de cabos de fibra óptica e de rede de energia elétrica sob a rodovia BR-116/RJ administrada pela Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA - Interessada: SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.

O Superintendente de Infraestrutura Rodoviária, da Agencia Nacional de Transportes Terrestres - ANTT, no uso de suas atribuições e em conformidade com a Resolução ANTT nº 5.818, de 03 de maio de 2018, e a Portaria SUINF nº 28, de 07/02/2019, fundamentado no que consta do Processo nº 50500.109258/2021-41, resolve:

Art. 1º Autorizar a construção de site no km 207+525m, pista norte; a implantação de rede de cabos de fibra óptica por meio de ocupação longitudinal subterrânea, no km 208+066m ao km 207+837m, pista norte, ocupação longitudinal subterrânea, no km 207+837m ao km 207+525, pista norte, ocupação transversal subterrânea no km 207+525 ao km 207+522m, pista norte e sul e a implantação de rede de energia elétrica por meio de travessia aérea no km 207+561m e ocupação longitudinal aérea, no km 207+561m ao km 207+525m, pista norte sob a rodovia federal administrada pela Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA, na rodovia BR-116/RJ, no município de Seropédica/RJ, de interesse de SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.

§ 1º A presente Portaria está adstrita à referida obra e os eventuais pleitos de retificação, complementação ou revogação deverão ser feitos em relação às disposições principais do escopo que compõem o caput.

§ 2º Outras disposições não especificadas no caput serão tratadas por meio de aditivos ao Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU, devendo a Concessionária informar à Coordenação de Exploração da Infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional do Rio de Janeiro - COINFRJ sobre os ajustes ou alterações realizadas.

Art. 2º A Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA deverá encaminhar, à Coordenação de Exploração da Infraestrutura Rodoviária da Unidade Regional do Rio de Janeiro - COINFRJ, uma das vias do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU, tão logo seja assinado pelas partes.

Art. 3º O início da obra objeto desta Portaria está condicionado à assinatura prévia do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU a ser firmado entre a SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda. e a Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA e que trará as particularidades e obrigações entre as partes.

Art. 4º Caberá à Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA acompanhar e fiscalizar a execução do projeto por ela aprovado e manter atualizado o cadastro das instalações, se atentando para o cumprimento dos parâmetros contratuais e à segurança dos usuários, sujeitando-se às penalidades cabíveis.

Art. 5º A SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda. deverá concluir a obra objeto desta portaria no prazo de 30 (trinta) dias, após a assinatura do Contrato de Permissão Especial de Uso - CPEU.

Art. 6º Na construção, implantação e conservação da referida obra, a SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda. deverá observar as medidas de segurança recomendadas pela Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA, responsabilizando-se por danos ou interferências com redes não cadastradas e preservando a integridade de todos os elementos constituintes da rodovia.

Art. 7º A SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda. assumirá todo o ônus relativo à construção, à implantação, à manutenção e ao eventual remanejamento das instalações, responsabilizando-se por eventuais impactos ou problemas decorrentes destas e que venham a afetar a rodovia.

Art. 8º A referida autorização resultará em receita extraordinária anual a ser recolhida e atualizada conforme Resolução ANTT nº 2.552/2008, alterada pela Resolução ANTT nº 3.346/2009, no valor inicial de R$ 19.407,24 (dezenove mil, quatrocentos e sete reais e vinte e quatro centavos).

Art. 9º A SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda. deverá encaminhar à Unidade Regional da ANTT e à Concessionária da Rodovia Presidente Dutra S.A. - NOVADUTRA cópia do projeto "As Built" em meio digital.

Art. 10º A autorização concedida por meio desta Portaria tem caráter precário, podendo ser revogada, anulada ou cassada a qualquer tempo, de acordo com critérios de conveniência e oportunidade da ANTT.

Parágrafo único. A SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda. abstém-se de cobrar qualquer tipo de indenização em razão da revogação, anulação ou cassação da autorização em epígrafe, bem como reembolso em virtude dos custos com as obras executadas.

Art. 11º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ LUÍS MACAGNAN FREIRE

SUPERINTENDÊNCIA DE SERVIÇOS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE PASSAGEIROS

PORTARIA Nº 21, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE SERVIÇOS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE PASSAGEIROS DA AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES - ANTT, no uso de suas atribuições, e em conformidade com o inciso XII do art. 8º da Resolução nº 5.818, de 3 de maio de 2018, e o que consta no processo nº 50500.008120/2022-14, resolve:

Art. 1º Autorizar as empresas relacionadas no Anexo desta Portaria para a prestação do serviço de transporte rodoviário coletivo interestadual e internacional de passageiros realizado em regime de fretamento.

Art. 2º As autorizatárias deverão observar as condições previstas na Resolução ANTT nº 4.777, de 6 de julho de 2015, e demais normativos relacionados à prestação dos serviços de transporte rodoviário coletivo interestadual e internacional de passageiros realizado em regime de fretamento.

Art. 3º A não observância do art. 9º da Resolução ANTT nº 4.777/2015 implica a renúncia da autorização delegada pela ANTT.

Art. 4º Será declarada a nulidade do Termo de Autorização, quando verificada a ilegalidade do ato, impedindo os efeitos jurídicos que ordinariamente deveriam produzir, além de desconstituir os já produzidos, respeitados o princípio da ampla defesa e do contraditório.

Art. 5º A autorização poderá ser extinta mediante cassação, em caso de perda das condições indispensáveis ao cumprimento do objeto da autorização ou infração grave, apuradas em processo regular instaurado conforme disposto em resolução.

Art. 6º A não observância do disposto nesta Portaria implicará a aplicação das sanções previstas em resolução específica.

Art. 7º Será disponibilizado às autorizatárias o acesso ao sistema para a emissão das licenças de viagem a partir da data de publicação desta Portaria.

Art. 8º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

LUCIANO LOURENÇO DA SILVA

ANEXO

RAZÃO SOCIAL	TAF	CNPJ
ACAO TRANSPORTES E TURISMO LTDA	350766	02.198.980/0001-04
BRONDANI & ROSA LTDA	000612	08.511.851/0001-00
CARDOSO TUR TRANSPORTES & TURISMO LTDA	001518	07.135.612/0001-30
E J R TURISMO LTDA - ME	000337	04.148.167/0001-55
J A TRANSPORTES EIRELI	001657	30.965.657/0001-54
LOTRANS - LOGÍSTICA, TRANSP. DE CARGAS, COM. E SERV. LTDA	356814	03.203.556/0001-73
MAGALHAES PERES TURISMO LTDA	315523	08.002.500/0001-74
MOROLLI TRANSPORTES TURISMO LTDA - ME	353909	01.271.012/0001-13
S P DE MIRANDA & CIA LTDA	319790	03.235.675/0001-08
SANDRO TUR TRANSPORTE E TURISMO LTDA	001362	13.347.535/0001-85
TRANSMAIZINHO TRANSPORTE LTDA	411220	10.466.832/0001-51
TRANSPORTES RIZZATTI LTDA	432961	89.801.724/0001-48
VEDANA TURISMO LTDA	437979	17.507.875/0001-87
WV TURISMO LTDA	001474	26.901.050/0001-33
ZAMBALDE TURISMO LTDA	001674	26.159.980/0001-63

DECISÃO SUPAS Nº 93, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE SERVIÇOS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE PASSAGEIROS DA AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES - ANTT, no uso das atribuições que lhe confere o inciso VII do art. 120 do anexo da Resolução nº 5.888, de 12 de maio de 2020,

CONSIDERANDO o disposto no art. 42 da Resolução nº 5.285, de 09 de fevereiro de 2017, que dispõe sobre o esquema operacional de serviço e as regras para modificação da prestação do serviço regular de transporte rodoviário coletivo interestadual e internacional de passageiros, sob o regime de autorização;

CONSIDERANDO que os mercados objeto do pleito de implantação de linha constam da Licença Operacional - LOP de nº 66; e

CONSIDERANDO o que consta no processo administrativo nº 50500.005467/2022-05, decide:

Art. 1º Deferir o pedido da empresa EXPRESSO GUANABARA S/A, CNPJ nº 41.550.112/0001-01, para a implantação da linha GOIÂNIA (GO) - TERESINA (PI), prefixo 12-0650-60, com os mercados a seguir como seções:

I - De: GOIÂNIA (GO) para: SÃO DESIDERIO (BA), GILBUES (PI), MONTE ALEGRE DO PIAUI (PI), REDENÇÃO DO GURGUEIA (PI), BOM JESUS (PI), CRISTINO CASTRO (PI), COLÔNIA DO GURGUEIA (PI), ELISEU MARTINS (PI), CANTO DO BURITI (PI), FLORIANO (PI), AMARANTE (PI), REGENERAÇÃO (PI) e ÁGUA BRANCA (PI);

II - De: ANAPOLIS (GO) para: GILBUES (PI), MONTE ALEGRE DO PIAUI (PI), REDENÇÃO DO GURGUEIA (PI), BOM JESUS (PI), CRISTINO CASTRO (PI), COLÔNIA DO GURGUEIA (PI), ELISEU MARTINS (PI), CANTO DO BURITI (PI), FLORIANO (PI), AMARANTE (PI), REGENERAÇÃO (PI), ÁGUA BRANCA (PI) e TERESINA (PI);

III - De: BRASILIA (DF) para: SÃO DESIDERIO (BA), GILBUES (PI), MONTE ALEGRE DO PIAUI (PI), REDENÇÃO DO GURGUEIA (PI), BOM JESUS (PI), CRISTINO CASTRO (PI), COLÔNIA DO GURGUEIA (PI), ELISEU MARTINS (PI), CANTO DO BURITI (PI), ITAUEIRA (PI), FLORIANO (PI), AMARANTE (PI), REGENERAÇÃO (PI), ÁGUA BRANCA (PI) e TERESINA (PI);

IV - De: LUIS EDUARDO MAGALHÃES (BA) para: FLORIANO (PI).

Art. 2º Esta Decisão entra em vigor na data de sua publicação.

LUCIANO LOURENÇO DA SILVA

DECISÃO Nº 105, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE SERVIÇOS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO DE PASSAGEIROS DA AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES - ANTT, no uso das atribuições que lhe confere o inciso VII do art. 120 do anexo da Resolução nº 5.888, de 12 de maio de 2020,

CONSIDERANDO o disposto no art. 42 da Resolução nº 5.285, de 09 de fevereiro de 2017, que dispõe sobre o esquema operacional de serviço e as regras para modificação da prestação do serviço regular de transporte rodoviário coletivo interestadual e internacional de passageiros, sob o regime de autorização;

CONSIDERANDO que os mercados objeto do pleito de implantação de linha constam da Licença Operacional - LOP de nº 66; e

CONSIDERANDO o que consta no processo administrativo nº 50500.006282/2022-18, decide:

Art. 1º Deferir o pedido da empresa EXPRESSO GUANABARA S/A, CNPJ nº 41.550.112/0001-01, para a implantação da linha FORTALEZA (CE) - SÃO LUÍS (MA), via CE 085, prefixo 03-0123-00, com os mercados a seguir como seções:

I - De: FORTALEZA (CE), GRANJA (CE) e SÃO LUÍS (MA) Para: PARNAIBA (PI)

II - De: CAMOCIM (CE) e CHAVAL (CE) Para: PARNAÍBA (PI) e SÃO LUÍS (MA)

Art. 2º Esta Decisão entra em vigor na data de sua publicação.

LUCIANO LOURENÇO DA SILVA

Ministério da Justiça e Segurança Pública

POLÍCIA FEDERAL

DIRETORIA EXECUTIVA

COORDENAÇÃO-GERAL DE CONTROLE DE SERVIÇOS E PRODUTOS

ALVARÁ Nº 794, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O(A) COORDENADOR(A)-GERAL DE CONTROLE DE SERVIÇOS E PRODUTOS DA POLÍCIA FEDERAL, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo art. 20 da Lei 7.102/83, regulamentada pelo Decreto nº 89.056/83, atendendo à solicitação da parte interessada, de acordo com a decisão prolatada no Processo nº 2021/87418 - DPF/PCA/SP, resolve:

Declarar revista a autorização de funcionamento, válida por 01(um) ano da data de publicação deste Alvará no D.O.U., concedida à empresa DOX SEGURANÇA PATRIMONIAL E VIGILÂNCIA EIRELI - EPP, CNPJ nº 11.589.189/0001-16, especializada em segurança privada, na(s) atividade(s) de Vigilância Patrimonial, para atuar em São Paulo, com Certificado de Segurança nº 248/2022, expedido pelo DREX/SR/PF.

LICINIO NUNES DE MORAES NETTO

ALVARÁ Nº 804, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O(A) COORDENADOR(A)-GERAL DE CONTROLE DE SERVIÇOS E PRODUTOS DA POLÍCIA FEDERAL, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo art. 20 da Lei 7.102/83, regulamentada pelo Decreto nº 89.056/83, atendendo à solicitação da parte interessada, de acordo com a decisão prolatada no Processo nº 2021/107138 - DPF/ANS/GO, resolve:

Declarar revista a autorização de funcionamento de serviço orgânico de segurança privada na(s) atividade(s) de Vigilância Patrimonial, válida por 01(um) ano da data de publicação deste Alvará no D.O.U., concedida à empresa PORTO SECO CENTRO OESTE S/A, CNPJ nº 02.680.379/0001-53 para atuar em Goiás, com Certificado de Segurança nº 267/2022, expedido pelo DREX/SR/PF.

LICINIO NUNES DE MORAES NETTO

ALVARÁ Nº 805, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O(A) COORDENADOR(A)-GERAL DE CONTROLE DE SERVIÇOS E PRODUTOS DA POLÍCIA FEDERAL, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo art. 20 da Lei 7.102/83, regulamentada pelo Decreto nº 89.056/83, atendendo à solicitação da parte interessada, de acordo com a decisão prolatada no Processo nº 2022/1623 - DELESP/DREX/SR/PF/SP, resolve:

Declarar revista a autorização de funcionamento de serviço orgânico de segurança privada na(s) atividade(s) de Vigilância Patrimonial, válida por 01(um) ano da data de publicação deste Alvará no D.O.U., concedida à empresa OPERADORA DE SHOPPING CENTER ELDORADO LTDA, CNPJ nº 46.365.524/0001-87 para atuar em São Paulo.

LICINIO NUNES DE MORAES NETTO

ALVARÁ Nº 806, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O(A) COORDENADOR(A)-GERAL DE CONTROLE DE SERVIÇOS E PRODUTOS DA POLÍCIA FEDERAL, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo art. 20 da Lei 7.102/83, regulamentada pelo Decreto nº 89.056/83, atendendo à solicitação da parte interessada, de acordo com a decisão prolatada no Processo nº 2022/2034 - DELESP/DREX/SR/PF/SP, resolve:

Declarar revista a autorização de funcionamento, válida por 01(um) ano da data de publicação deste Alvará no D.O.U., concedida à empresa AVI SERVIÇOS DE SEGURANÇA EIRELI, CNPJ nº 07.738.828/0002-71, especializada em segurança privada, na(s) atividade(s) de Vigilância Patrimonial, para atuar em São Paulo, com Certificado de Segurança nº 238/2022, expedido pelo DREX/SR/PF.

LICINIO NUNES DE MORAES NETTO

ALVARÁ Nº 807, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O(A) COORDENADOR(A)-GERAL DE CONTROLE DE SERVIÇOS E PRODUTOS DA POLÍCIA FEDERAL, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo art. 20 da Lei 7.102/83, regulamentada pelo Decreto nº 89.056/83, atendendo à solicitação da parte interessada, de acordo com a decisão prolatada no Processo nº 2022/6945 - DELESP/DREX/SR/PF/SP, resolve:

Conceder autorização, à empresa CFS VIGILANCIA E SEGURANCA PRIVADA EIRELI, CNPJ nº 34.516.064/0001-61, para exercer a(s) atividade(s) de Escolta Armada em São Paulo.

LICINIO NUNES DE MORAES NETTO

ALVARÁ Nº 808, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O(A) COORDENADOR(A)-GERAL DE CONTROLE DE SERVIÇOS E PRODUTOS DA POLÍCIA FEDERAL, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo art. 20 da Lei 7.102/83, regulamentada pelo Decreto nº 89.056/83, atendendo à solicitação da parte interessada, de acordo com a decisão prolatada no Processo nº 2022/7161 - DPF/NIG/RJ, resolve:

Conceder autorização à empresa UNIPAZ SEGURANÇA E VIGILANCIA EIRELI, CNPJ nº 21.831.569/0001-79, sediada no Rio de Janeiro, para adquirir:

Da empresa cedente MENIYA SEGURANÇA E VIGILANCIA LTDA - EPP, CNPJ nº 25.080.502/0001-09:

2 (duas) Espingardas calibre 12

Em estabelecimento comercial autorizado pelo Exército:

36 (trinta e seis) Munições calibre 12

Válido por 90 (noventa) dias a contar da data de publicação no D.O.U.

LICINIO NUNES DE MORAES NETTO

ALVARÁ Nº 809, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O(A) COORDENADOR(A)-GERAL DE CONTROLE DE SERVIÇOS E PRODUTOS DA POLÍCIA FEDERAL, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo art. 20 da Lei 7.102/83, regulamentada pelo Decreto nº 89.056/83, atendendo à solicitação da parte interessada, de acordo com a decisão prolatada no Processo nº 2022/7317 - DELESP/DREX/SR/PF/PE, resolve:

Conceder autorização à empresa SERVAL SERVIÇOS DE SEGURANÇA LTDA, CNPJ nº 09.212.665/0002-14, sediada em Pernambuco, para adquirir:

Da empresa cedente ATENTO SAO PAULO SERVIÇOS DE SEGURANÇA PATRIMONIAL EIRELI, CNPJ nº 06.069.276/0001-02:

10 (dez) Revólveres calibre 38

Em estabelecimento comercial autorizado pelo Exército:

180 (cento e oitenta) Munições calibre 38

Válido por 90 (noventa) dias a contar da data de publicação no D.O.U.

LICINIO NUNES DE MORAES NETTO

ALVARÁ Nº 810, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O(A) COORDENADOR(A)-GERAL DE CONTROLE DE SERVIÇOS E PRODUTOS DA POLÍCIA FEDERAL, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo art. 20 da Lei 7.102/83, regulamentada pelo Decreto nº 89.056/83, atendendo à solicitação da parte interessada, de acordo com a decisão prolatada no Processo nº 2022/7453 - DELESP/DREX/SR/PF/BA, resolve:

Declarar revista a autorização de funcionamento de serviço orgânico de segurança privada na(s) atividade(s) de Vigilância Patrimonial, válida por 01(um) ano da data de publicação deste Alvará no D.O.U., concedida à empresa CONDOMINO SHOPPING DA BAHIA, CNPJ nº 14.804.587/0001-04 para atuar na Bahia.

LICINIO NUNES DE MORAES NETTO

ALVARÁ Nº 811, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O(A) COORDENADOR(A)-GERAL DE CONTROLE DE SERVIÇOS E PRODUTOS DA POLÍCIA FEDERAL, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo art. 20 da Lei 7.102/83, regulamentada pelo Decreto nº 89.056/83, atendendo à solicitação da parte interessada, de acordo com a decisão prolatada no Processo nº 2022/7552 - DPF/CAS/SP, resolve:

Declarar revista a autorização de funcionamento de serviço orgânico de segurança privada na(s) atividade(s) de Vigilância Patrimonial, válida por 01(um) ano da data de publicação deste Alvará no D.O.U., concedida à empresa ASTRA S.A INDUSTRIA E COMERCIO, CNPJ nº 50.949.528/0001-80 para atuar em São Paulo.

LICINIO NUNES DE MORAES NETTO

SECRETARIA NACIONAL DE JUSTIÇA
DEPARTAMENTO DE MIGRAÇÕES
COORDENAÇÃO-GERAL DE POLÍTICA MIGRATÓRIA
COORDENAÇÃO DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS

PORTARIA Nº 121, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, resolve:

Conceder a nacionalidade brasileira, por naturalização, às pessoas abaixo relacionadas, nos termos do Art. 12, II, "a", da Constituição Federal, e em conformidade com o Art. 65 da Lei nº 13.445/2017, regulamentada pelo Decreto nº 9.199/2017, a fim de que possam gozar dos direitos outorgados pela Constituição e leis do Brasil:

ALI SHAN - G303180-U, natural do Paquistão, nascido em 10 de abril de 1985, filho de Mustaqim Shah e de Nasreen Bibi, residente no estado do Rio Grande do Sul (Processo nº 235881.0093155/2021);

KEBBA CEESAY - G402132-2, natural da Gambia, nascido em 05 de outubro de 1981, filho de Fatou Jah e de Ousman Ceesay, residente no estado do Goiás (Processo n° 235881.0006474/2020) e

USAMA KHAN - F245767-G, natural do Paquistão, nascido em 26 de abril de 1999, filho de Muhammad Awais e de Hajra Bibi, residente no estado do Paraná (Processo nº 235881.0092359/2021).

As pessoas referidas nesta Portaria deverão comparecer perante a Justiça Eleitoral para o devido cadastramento, nos termos do Art. 231 do Decreto nº 9.199/2017, que regulamenta a Lei nº 13.445/2017.

ANA CLARA FORMIGA FERREIRA DO CARMO

PORTARIA Nº 122, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020: resolve:

Conceder a nacionalidade brasileira, por Naturalização Provisória, às pessoas abaixo relacionadas, nos termos do Art. 12, inciso II, alínea "a", da Constituição Federal, e em conformidade com o Art. 70 da Lei nº 13.445/2017, regulamentada pelo Decreto nº 9.199/2017, a fim de que possam gozar dos direitos outorgados pela Constituição e leis do Brasil, até 2 (dois) anos após atingir a maioridade, nos termos do Parágrafo único do referido artigo:

CHLOEE CORALIE RINVIL - G188464-V, natural do Haiti, nascida em 11 de março de 2013, filha de Rony Rinvil e de Rebecca Dominique, residente no estado de Santa Catarina (Processo nº 235881.0098830/2021);

FIRAS ASHRAM - G307181-8, natural do Egito, nascido em 19 de maio de 2017, filho de Abdulrahman Ramy Ashram e de Sarab Achram, residente no estado do Paraná (Processo nº 235881.0090190/2021);

FRANCIA EDOUARD - F254291-1, natural de Haiti, nascida em 5 de junho de 2011, filha de Franckel Edouard e de Christemene Bataille, residente no estado do Rio Grande do Sul (Processo nº 235881.0090022/2021);

MONIA ASHRAM - G307202-Q, natural do Egito, nascida em 19 maio de 2014, filha de Abdulrahman Ramy Ashram e de Sarab Achram, residente no estado do Paraná (Processo nº 235881.0090193/2021);

OLIVIA DE LA CARIDAD LORENZO BERCOURT - G281879-U, natural de Cuba, nascida em 4 de dezembro de 2011, filha de Jose de La Caridad Lorenzo Gonzalez e de Yamila Bercourt Diaz, residente no estado de São Paulo (Processo nº 235881.0121428/2021);

RAWAN YAHYA - F326088-0, natural da Síria, nascida em 21 de dezembro de 2013, filha de Yousef Yahya e de Heba Yousef, residente no estado de São Paulo (Processo nº 235881.0157311/2022) e

SHEED MARAH EUGENE - G299188-B, natural do Haiti, nascida em 11 de dezembro de 2009, filha de Arisson Eugene e de Lunose Valcin, residente no estado do Rio Grande do Sul (Processo nº 235881.0124502/2021).

ANA CLARA FORMIGA FERREIRA DO CARMO

DESPACHOS

Despacho nº 474/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 08388.004019/2021-72
Interessado(a): ETHOL EXIME

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, indefere o pedido, tendo em vista que o requerente não apresentou todas as certidões emitidas pela Justiça Federal e Estadual dos locais onde residiu nos últimos quatro anos, bem como, não trouxe a legalização da certidão de antecedentes criminais do país de origem, contrariando o disposto no inciso IV, do art. 65 da Lei nº 13.445, de 2017.

Despacho nº 3188/2021/DINAT_Naturalizacao/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS/MJ
Assunto: Indeferimento do pedido
Interessada: ZAHWA EL MAJZOUB
Processo: 08514.004332/2019-01

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, considerando que não foi possível confirmar a residência do requerente, indefere o pedido pelo não cumprimento do art. 70 da Lei 13.445/2017.

Despacho nº 473/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Arquivamento do pedido
Interessado: OLAYINKA BABATUNDE SOREMI
Processo: 08385.008068/2020-23

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, arquiva o pedido, nos termos do art. 40 da Lei nº 9.784/1999, considerando que o processo encontra-se pendente de complementação da instrução processual por não haver manifestação da Polícia Federal, o que impossibilita a continuidade da análise do presente pedido de naturalização na fase instrutória atual.

Despacho nº 467/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 08420.009397/2019-84
Interessado(a): RAUL VALENTE JUSTIZ GONZALEZ

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, indefere o pedido, tendo em vista que o requerente não apresentou a certidão de antecedentes criminais do país de origem, portanto, não atende à exigência contida no inciso IV, do art. 65 da Lei nº 13.445, de 2017.

Despacho nº 470/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Arquivamento do pedido
Interessado: DAYRON RAFAEL BRINAS REYES
Processo: 08083.000830/2020-28

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, arquiva o pedido, nos termos do 40 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, considerando que o processo encontra-se pendente de complementação da instrução processual por não haver manifestação da Polícia Federal, o que impossibilita a continuidade da análise do presente pedido de naturalização na fase instrutória atual.

Despacho nº 471/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Arquivamento do pedido
Interessado: GONZALO MENDIETA VILCHES
Processo: 08444.005325/2018-17

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, nos termos do art. 40 da Lei nº 9.784/1999, considerando que o processo encontra-se pendente de complementação da instrução processual por não haver manifestação da Polícia Federal, o que impossibilita a continuidade da análise do presente pedido de naturalização na fase instrutória atual.

Despacho nº 469/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Arquivamento do pedido
Interessado: EDUARDO ROGELIO GARCIA NOGUERA
Processo: 08240.011879/2019-12

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, arquiva o pedido, nos termos do art. 40 da Lei nº 9.784/1999, diante da impossibilidade de continuidade da análise do presente pedido de naturalização na fase instrutória atual.

Despacho nº 1264/2021/DINAT_Naturalizacao/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS/MJ
Assunto: Arquivamento do pedido
Interessado: BERGITE DACEUS
Processo: 08451.004055/2019-19

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, arquiva o pedido, tendo em vista que a estrangeira não apresentou a certidão de antecedentes criminais emitida pelo país de origem legalizada e traduzida, no Brasil, por tradutor público juramentado, nos termos do art. 40 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, pela falta de cumprimento das exigências.

Despacho nº 468/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Arquivamento do pedido
Interessado: ALEXANDRE UZOCHUKWU AZALAGHA
Processo: 08000.054022/2017-58

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, arquiva o pedido, nos termos do art. 40 da Lei nº 9.784/1999, nos termos do art. 40 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, diante da impossibilidade de continuidade da análise do presente pedido de naturalização na fase instrutória atual.

Despacho nº 510/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 235881.0133350/2021
Interessado: WADLEY EUGENE

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, indefere o pedido, tendo em vista que o menor não fixou residência em território nacional antes de completar 10 (dez) anos, e, portanto, não atende à exigência contida no art. 70 da Lei nº 13.445/2017 c/c Parágrafo Único do art. 221, do Decreto nº 9.199/2017.

Despacho nº 511/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 235881.0130039/2021
Interessado: FABIO AKIRA DOS SANTOS

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, tendo em vista que ao requerente é brasileiro nato, portanto, não atende às exigências contidas no parágrafo único do art. 70 da Lei nº 13.445, de 2017.

Despacho nº 512/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 235881.0125438/2021
Interessado: MORIS IBRAHIM

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, indefere o pedido, tendo em vista que o requerente não possui de Portaria de Concessão de Naturalização Provisória, portanto, não atende à exigência contida no Parágrafo Único do art. 70 da Lei nº 13.445, de 2017.

Despacho nº 513/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 235881.0123301/2021
Interessado: EDSON COLIN

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, indefere o pedido, tendo em vista que o requerente não possui Portaria de Naturalização Provisória, portanto, não atende à exigência contida no Parágrafo Único do art. 70 da Lei nº 13.445, de 2017.

Despacho nº 514/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 235881.0121774/2021
Interessado: SALVADOR TRINDADE

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, indefere o pedido, tendo em vista que o requerente não possui Naturalização Provisória, portanto, não atende à exigência contida no Parágrafo Único do art. 70 da Lei nº 13.445 de 2017.

Despacho nº 515/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 235881.0114961/2021
Interessado: HAMZA SALEM FERJANI SAKEK

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, indefere o pedido, tendo em vista que no ano anterior a apresentação do pedido, o requerente se ausentou do País por 4 meses e 15 dias, e também não apresentou Certidão do País de Origem Legalizada e Traduzida por Tradutor Público Juramentado, portando não atende as exigências contidas no inciso II, IV do art. 65 c/c inciso II, do art. 66, ambos da Lei 13.445, de 2017 c/c art. 221, do Decreto 9.199, de 2017.

Despacho nº 516/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Arquivamento do pedido
Processo: 235881.0100740/2021
Interessado: HENRY EDUARDO JOSEPH

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, considerando que foi solicitado ao requerente a apresentação do formulário devidamente preenchido e assinado pelo representante legal do menor, o qual não apresentou, arquiva o pedido, tendo em vista o não cumprimento de exigência, nos termos do art. 40 da Lei nº 9.784/1999.

Despacho nº 517/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 235881.0097391/2021
Interessado: JANUARY JEANETTE BELTRÁN MONTEIRO

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, indefere o pedido, tendo em vista que o requerente não possui de Portaria de Concessão de Naturalização Provisória, portanto, não atende à exigência contida no Parágrafo Único do art. 70 da Lei nº 13.445, de 2017.

Despacho nº 518/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Arquivamento do pedido
Processo: 235881.0096290/2021
Interessado: RABIH SALAME

O(A) COORDENADOR(A) DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, arquiva o pedido, nos termos do Art. 40 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, tendo em vista que não foram anexados os comprovantes de residência dos últimos 04 anos, para fins de subsidiar tempo no País e a Legalização do Antecedente Criminal do país de origem e Legalização da Certidão de nascimento.

Despacho nº 519/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 235881.0091724/2021
Interessado: YASMINE BADR EL DINE

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, indefere o pedido, tendo em vista que a menor e grupo familiar encontra-se no exterior sem previsão de retorno, e, portanto, não atende à exigência contida no art. 70 da Lei nº 13.445/2017.

Despacho nº 520/2022/DINAT_NATURALIZACAO/DINAT/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS
Assunto: Indeferimento do pedido
Processo: 235881.0086694/2021
Interessado: KAREM SEDQI WALEED SADEQ NEJAD

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, indefere o pedido, tendo em vista que a requerente e seus familiares não possuem ânimos de residência no Brasil, portanto não atende às exigências contidas nos incisos art. 70 da Lei nº 13.445, de 2017.

ANA CLARA FORMIGA FERREIRA DO CARMO

DIVISÃO DE NATURALIZAÇÃO

DESPACHOS

A CHEFE DA DIVISÃO DE NATURALIZAÇÃO DO DEPARTAMENTO DE MIGRAÇÕES, DA SECRETARIA NACIONAL DE JUSTIÇA, no uso de suas atribuições legais, declara que o exato nome da genitora de XIMENA ARANA URIOSTE DE AQUINO, incluído na Portaria nº 169, de 22 de janeiro de 2020, publicada no Diário Oficial da União de 23 de janeiro de 2020, é Maria Raquel Urioste Prieto de Arana, e não como constou. Processo n 08270.000003/2020-27

A CHEFE DA DIVISÃO DE NATURALIZAÇÃO DO DEPARTAMENTO DE MIGRAÇÕES, DA SECRETARIA NACIONAL DE JUSTIÇA, no uso de suas atribuições legais, declara que a correta grafia do nome de BENJAMIN NNADI OKEKE, incluído na Portaria SNJ nº 278, de 16 de maio de 2019, publicada no Diário Oficial da União de 20 de maio de 2019, é BENJAMIN NNAMDI OKEKE e não como constou, bem como, que a correta grafia do nome do genitor de BENJAMIN NNADI OKEKE, incluído na Portaria SNJ nº 278, de 16 de maio de 2019, publicada no Diário Oficial da União de 20 de maio de 2019, é EMMANUEL MADUEGBUNAM OKEKE e não como constou. Processo n° 08505.005934/2017-15

A CHEFE DA DIVISÃO DE NATURALIZAÇÃO DO DEPARTAMENTO DE MIGRAÇÕES, DA SECRETARIA NACIONAL DE JUSTIÇA, no uso de suas atribuições legais, declara que a correta grafia do nome de MAHOUGNON DAFROS LIONEL, incluído na Portaria nº 4.112, de 10 de novembro de 2021, publicada no Diário Oficial da União de 11 de novembro de 2021, é MAHOUGNON DAFROS LIONEL DONVIDE e não como constou. Processo n° 235881.0001356/2020

A CHEFE DA DIVISÃO DE NATURALIZAÇÃO DO DEPARTAMENTO DE MIGRAÇÕES, DA SECRETARIA NACIONAL DE JUSTIÇA, no uso de suas atribuições legais, declara que o genitor de AHMED MOHAMED MOHAMED ABDELGHANY FARAHAT, incluído na Portaria nº 42, de 14 de janeiro de 2022, publicada no Diário Oficial da União de 17 de janeiro de 2022, é MOHAMED MOHAMED ABDELGHANY MOHAMED FARAHAT. Processo nº 08018.005309/2022-22

MARTHA PACHECO BRAZ

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA

DESPACHO Nº 3, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Despacho decisório nº 3/2022/GAB4/CADE
Consulta nº 08700.006520/2021-83
Consulentes: ICTSI Americas B.V. e Associação Brasileira de Terminais e Recintos Alfandegados - ABTRA
Advogados/as: Carlos Francisco de Magalhães, Gabriel Nogueira Dias, Leonardo Peixoto Barbosa, Eduardo Caminati Anders, Marcio de C. S. Bueno, André Santos Ferraz e outros.
Relatora: Conselheira Paula Farani de Azevedo Silveira
VERSÃO PÚBLICA ÚNICA

Trata-se de pedido de ingresso como "parte interessada" (SEI 1017128) formulado pela Maersk Brasil Brasmar Ltda. ("Maersk") no dia 02 de fevereiro de 2018. Na petição, a empresa também se manifestou em relação: (i) ao objetivo da Consulta, que buscaria esclarecer a jurisprudência deste Conselho e o entendimento da Lei 12.529/2011 a respeito dos pontos controvertidos no Guia para Análise de Impacto Concorrencial de Novas Outorgas de Terminais Portuários ("Guia AIC-TP"), conforme apresentado pela ICTSI Americas B.V. ("ICTSI"); (ii) à menção feita pela ICTSI, na Consulta, ao Inquérito Administrativo nº 08700.003945/2020-50, no qual a Maersk é Representada pela Associação Brasileira de Terminais e Recintos Alfandegados ("ABTRA"). Em vista disso, a Maersk concluiu pela existência de interesse processual neste feito, requerendo sua habilitação como parte interessada na Consulta.

Em atenção ao requerimento da Maersk, observo que este Conselho tem regulamentação específica para a figura processual de terceiros interessados em sede de Atos de Concentração e Inquéritos Administrativos, conforme disposto na Lei 12.529/2011, no art. 65, inciso I e art. 66 §§ 1º e 4º, não admitindo, portanto, o ingresso de terceiros interessados em sede de Consulta:

Lei 12.529/2011

Art. 65. No prazo de 15 (quinze) dias contado a partir da publicação da decisão da Superintendência-Geral que aprovar o ato de concentração, na forma do inciso I do caput do art. 54 e do inciso I do caput do art. 57 desta Lei:

I - caberá recurso da decisão ao Tribunal, que poderá ser interposto por terceiros interessados ou, em se tratando de mercado regulado, pela respectiva agência reguladora;

Art. 66. O inquérito administrativo, procedimento investigatório de natureza inquisitorial, será instaurado pela Superintendência-Geral para apuração de infrações à ordem econômica.

§ 1º O inquérito administrativo será instaurado de ofício ou em face de representação fundamentada de qualquer interessado, ou em decorrência de peças de informação, quando os indícios de infração à ordem econômica não forem suficientes para a instauração de processo administrativo.

Ademais, a Resolução CADE nº 12, de 11 de março de 2015 ("Resolução CADE 12/2015"), que disciplina o procedimento de Consulta, previsto nos §§ 3º e 5º do art 9º da Lei 12.529/2011, dispõe, em seu art. 7º, a forma pela qual a Consulta será analisada e respondida:

Resolução CADE 12/2015

Art. 7º. A Consulta será analisada e respondida com base nas informações prestadas pela parte consulente, podendo o Relator valer-se, contudo, de quaisquer outras informações adicionais disponíveis em fontes públicas dotadas de credibilidade, ou constantes de decisões ou análises anteriores do Cade às quais já tenha sido dada adequada publicidade.

Entende-se, assim, não ser possível realizar atos de instrução processual e probatória em sede de Consulta, o que, por conseguinte, inviabilizaria a participação de terceiros interessados no andamento e análise deste tipo de expediente processual.

Ademais, ainda que assim não o fosse, não se constata o interesse processual da empresa. Segundo a doutrina processualista, o interesse processual é constatado a partir da composição do binômio "necessidade-utilidade" do provimento jurisdicional:

"De outro lado, o autor tem interesse quando necessita da jurisdição para a tutela do direito. Como essa necessidade diz respeito à proteção de determinada situação concreta, é preciso que o modelo procedimental escolhido ou apresentado como apto para tutelá-la ou protegê-la seja realmente adequado a tanto. Daí a razão pela qual se diz que o interesse processual pode ser bem representado pela necessidade e utilidade da tutela jurisdicional"1.

Observa-se, contudo, que o ingresso da Maersk como parte interessada não lhe é necessário, tampouco útil, uma vez que sua atuação no expediente não servirá para tutelar seu direito, que não é objeto do feito. Ademais, considerando-se que a resposta à Consulta produz efeitos apenas inter partes, conforme disposto no art. 8º da Resolução CADE 12/20152, não é possível cogitar que a esfera jurídica da Maersk será atingida pelo presente processo de cunho meramente consultivo.

Assim, pelo exposto, nos termos do art. 11, incisos II e III, da Lei 12.529/2011, e do art. 20, incisos II e III, do Regimento Interno do CADE, determina-se o indeferimento o pedido de ingresso como parte interessada na Consulta.

É o despacho.

PAULA FARANI DE AZEVEDO SILVEIRA
Conselheira - Relatora

SUPERINTENDÊNCIA-GERAL

DESPACHO Nº 3, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

DESPACHO SG ENCERRAMENTO PROCESSO ADMINISTRATIVO (CONDENAÇÃO TOTAL OU PARCIAL) Nº 3/2022
Processo Administrativo nº 08700.010050/2014-23 (Apartado Restrito nº 08700.012007/2014-00)
Representante: Cade ex officio
Representados: Agilent Technologies Inc., Agilent Technologies Brasil Ltda., Datasonic Indústria e Distribuição de Eletrônicos Ltda., D.T.I. Comércio de Artigos de Informática Ltda., Elektrotech Comercial e Industrial Eireli, Farnell Newark Brasil Distribuidora de Produtos Eletrônicos Ltda, FLK Instrumentação Eletrônica Ltda., Incal Comércio, Importação e Exportação de Instrumentos Eireli, Karimex Componentes Eletrônicos Ltda., Keysight Technologies Inc., Keysight Technologies Medição Brasil Ltda., Master Tools Instrumentos Ltda., Nortron Indústria, Comércio, Serviço, Importação & Exportação Ltda (antes Nortron Nordeste Eletrônica Ltda), Pares Eletrônica Comercial e Industrial Eireli, Quart Comercial e Industrial Ltda., Adriano Bueno Rodrigues, Adriano Henrique da Silva, Alexandre Morais de Azevedo, Alexandre José de Taunay Gusmão Cavalcanti, Bruno Nogueira, Daniel Giesbrecht Forte Korbage, Danielle Gonschorovski Stofella, Dario Akao, Eduardo Arantes de Azambuja, Gilson Tristan, Irineu Scotto Caetano, Luiz Henrique Dias de Matos, Marco Aurélio Cruz Samenho, Maurício Eiji Kobayashi, Paulo Neiler, Ricardo Stofella, Rodrigo Maygton Vicentini, Sandro Jorge Silvestre, Sérgio Abílio Tavares da Luz, Wellington Penteado.
Advogados: Barbara Rosenberg, Marcos Antonio Tadeu Exposto Junior, Mauro Moreira de Oliveira Freitas, Renata Caied, Wellington Marques Lima, Wellington Marques Lima Filho, Gustavo Costa Vasconcelos, Nanci Gonçalves Lima, Ricardo Lara Gaillard, Luciano Inácio de Souza, Anderson Borba da Silva, Fábio Bortolin Pereira da Silva, Fernando Scharlack Marcato, Ari Marcelo Solon, José Afonso Carvalho Brito, Diego Lima de Andrade, Glaysson Teixeira, Márcio Vieira Milani, Silvio de Souza Garrido Junior, Francisco Focaccia Neto, Eduardo César Delgado Tavares, Leandro Diniz Souto Souza, Ricardo Inglez de Sousa, Stefanie Schmitt Giglio, Raisa Dvorah Rechter, Ricardo Fernandes Pereira, Elza Rebouças Artoni, Priscilla Regiane Serpa, Eduardo Caminati Anders, Luiz Fernando Santos Lippi Coimbra, Gabriela Egreja Papa, Marcos Rolim Fernandes Fontes, Frederico de Mello e Faro da Cunha, Eduardo Ricca, Cláudia Lopes Fonseca, Cleber Dal Rovere Peluzo Abreu, Juliana Bonazza Teixeira da Cunha, Lauro Celidonio Gomes dos Reis Neto, Renata Fonseca Zuccolo Giannella, William Sung Jin Lee, Thiago Francisco da Silva Brito, Joyce Midori Honda.

Acolho a Nota Técnica nº 10/2022/CGAA8/SGA2/SG/CADE e, com fulcro no §1º do art. 50, da Lei nº 9.784/99, integro as suas razões à presente decisão, inclusive como sua motivação. Pelos fundamentos apontados na Nota Técnica, nos termos do artigo 74 da Lei nº 12.529/2011 c/c §1º do artigo 156 do Regimento Interno do Cade, decido pelo encaminhamento dos presentes autos ao Tribunal Administrativo de Defesa Econômica, opinando-se: a) pelo indeferimento das preliminares suscitadas pelos Representados; b) pela condenação dos Representados a seguir elencados por entender que suas condutas configuraram infração à ordem econômica de acordo com os artigos 20, I a IV, e 21, I, III e VIII, da Lei n° 8.884/94, bem como art. 36, incisos I a IV c/c seu §3, inciso I, alíneas "a", "b", "c" e "d" da Lei n° 12.529/2011, recomendando-se, ainda, a aplicação de multa por infração à ordem econômica nos termos da lei de defesa da concorrência, além das demais penalidades entendidas cabíveis: b.1) dos Representados Pessoas Jurídicas: (i) Datasonic Indústria e Distribuição de Eletrônicos Ltda., (ii) D.T.I. Comércio de Artigos de Informática Ltda., (iii) Elektrotech Comercial e Industrial Eireli, (iv) FLK Instrumentação Eletrônica Ltda., (v) Incal Comércio, Importação e Exportação de Instrumentos Eireli, (vi) Karimex Componentes Eletrônicos Ltda., (vii) Master Tools Instrumentos Ltda., (viii) Nortron Indústria, Comércio, Serviço, Importação & Exportação Ltda (antes Nortron Nordeste Eletrônica Ltda), (ix) Pares Eletrônica Comercial e Industrial Eireli, e (x) Quart Comercial e Industrial Ltda.; b.2) dos Representados Pessoas Físicas: (i) Adriano Bueno Rodrigues, (ii) Adriano Henrique da Silva, (iii) Alexandre Morais de Azevedo, (iv) Alexandre José de Taunay Gusmão Cavalcanti, (v) Bruno Nogueira, (vi) Danielle Gonschorovski Stofella, (vii) Eduardo Arantes de Azambuja, (viii) Gilson Tristan, (ix) Paulo Neiler, (x) Ricardo Stofella, (xi) Sandro Jorge Silvestre, e (xii) Sérgio Abílio Tavares da Luz.; c) pelo arquivamento dos autos em relação ao Representado Dario Akao, por entender que não há nos autos provas de participação nas condutas investigadas; d) pelo acolhimento do disposto no item 'd' do parágrafo 4 da referida Nota; e, e) pelo arquivamento do processo em relação à empresa Compromissária Farnell Newark Brasil Distribuidora de Produtos Eletrônicos Ltda (Farnell Brasil), se, até a data do julgamento, houver cumprimento das obrigações conforme parâmetros definidos nos termos de compromisso de cessação de prática, conforme art. 85, §9º, da Lei nº 12.529/2011.

Ao setor Processual.

DIOGO THOMSON DE ANDRADE
Superintendente-Geral
Interino

DESPACHO Nº 132, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

DESPACHO SG Nº 132/2022
Ato de Concentração nº 08700.007309/2021-88
Requerentes: Bunge Alimentos S.A., Cervejaria Petrópolis S.A. e Cervejaria Petrópolis do Centro Oeste Ltda.
Advogados(as): Francisco Ribeiro Todorov, Adriana Franco Giannini e outros

Com fulcro no §1º do art. 50 da Lei nº 9.784, de 1999, integro as razões da Nota Técnica nº 2/2022/CGAA3/SGA1/SG/CADE (SEI nº 1017817) à presente decisão, inclusive como sua motivação. Pelos fundamentos apontados na Nota Técnica citada, decido: (i) pelo deferimento do pedido de intervenção como terceiro interessado da empresa Imcopa Importação, Exportação e Indústria de Óleos S.A. - Em Recuperação Judicial, representada por Arthur Sanchez Badin, nos termos do art. 50, I, da Lei nº 12.529, de 2011; e (ii) pelo deferimento da prorrogação do prazo previsto no §2° do art. 118 do Regimento Interno do Cade.

DIOGO THOMSON DE ANDRADE
Superintendente-Geral
Interino

DESPACHOS DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

DESPACHO SG Nº 133/2022 - Ato de Concentração nº 08700.000403/2022-97. Requerentes: Unipar Indupa do Brasil S.A. e AES Tucano Holding I S.A. Advogados: José Carlos Berardo, Marilia Avila, Renata Fonseca Zuccolo Giannella e Mariana Hiromi Sonoda. Decido pela aprovação sem restrições.

DESPACHO SG Nº 134/2022 - Ato de Concentração nº 08700.000165/2022-10. Requerentes: Mastercard/Europay U.K. Limited e McDonald's Corporation. Advogados: Marcelo Calliari, Mario Pati, Rodrigo Alves dos Santos, Victor Cotta, Paola Pugliese e Milena Mundim. Decido pela aprovação sem restrições.

PATRICIA ALESSANDRA MORITA SAKOWSKI
Superintendente-Geral
Substituta

Ministério do Meio Ambiente

CONSELHO DE GESTÃO DO PATRIMÔNIO GENÉTICO

RESOLUÇÃO CGEN Nº 27, DE 25 DE AGOSTO DE 2021

(Publicada no DOU de 4-2-202)

ANEXO I (*)

TERMO DE TRANSFERÊNCIA DE MATERIAL - TTM

O TERMO DE TRANSFERÊNCIA DE MATERIAL - TTM, documento jurídico de natureza contratual, nos termos do inciso III do art. 25 do Decreto nº 8.772, de 2016, é firmado:

Entre:

Se o remetente for Pessoa Jurídica[1]:

[NOME DA INSTITUIÇÃO CONFORME CNPJ], pessoa jurídica inscrita no CNPJ/ME sob o n° [NÚMERO DO CNPJ], com sede no endereço [LOGRADOURO], nº [NÚMERO], [COMPLEMENTO], bairro [NOME DO BAIRRO], no município [NOME DO MUNICÍPIO - SIGLA DA UF], CEP nº [NÚMERO DO CEP], neste ato representada na forma do(a) seu(sua) [INFORMAÇÕES DO DOCUMENTO DE CONSTITUIÇÃO], mediante [INSTRUMENTO DE DELEGAÇÃO], por [NOME COMPLETO DO REPRESENTANTE LEGAL], nacionalidade [NACIONALIDADE], [ESTADO CIVIL], [PROFISSÃO], com CPF nº [NÚMERO DO CPF], portador da cédula de identidade nº [NÚMERO DA IDENTIDADE], órgão emissor [SIGLA DO ÓRGÃO EMISSOR - SIGLA DA UF], doravante denominado(a) simplesmente "REMETENTE",

Se o remetente for Pessoa Natural[2]:

[NOME COMPLETO], nacionalidade [NACIONALIDADE], [ESTADO CIVIL], [PROFISSÃO], com CPF nº [NÚMERO DO CPF], portador da cédula de identidade nº [NÚMERO DA IDENTIDADE], órgão emissor [SIGLA DO ÓRGÃO EMISSOR - SIGLA DA UF], residente à [LOGRADOURO], nº [NÚMERO], [COMPLEMENTO], bairro [NOME DO BAIRRO], no município [NOME DO MUNICÍPIO - SIGLA DA UF], CEP nº [NÚMERO DO CEP], doravante denominado(a) simplesmente "REMETENTE",

E:

Se o destinatário for Pessoa Jurídica:

[NOME DA INSTITUIÇÃO DESTINATÁRIA conforme registro no país sede], pessoa jurídica com sede no endereço [ENDEREÇO COMPLETO], [NOME DA CIDADE OU MUNICÍPIO], [NOME DA REGIÃO / ESTADO], Código Postal [CÓDIGO POSTAL], [NOME DO PAÍS], neste ato representada por [NOME COMPLETO DO REPRESENTANTE LEGAL], nacionalidade [NACIONALIDADE], [CARGO NA INSTITUIÇÃO], doravante denominado(a) simplesmente "DESTINATÁRIO".

Se o destinatário for Pessoa Natural:

(Somente poderá ser utilizada esta opção nos casos em que o destinatário pessoa natural seja de nacionalidade brasileira)

[NOME COMPLETO], nacionalidade BRASILEIRO(A), [ESTADO CIVIL], [PROFISSÃO], com CPF nº [NÚMERO do CPF], portador da cédula de identidade nº [NÚMERO DA IDENTIDADE], órgão emissor [SIGLA DO ÓRGÃO EMISSOR - SIGLA DA UF], residente à [ENDEREÇO COMPLETO], [NOME DA CIDADE OU MUNICÍPIO], [NOME DA REGIÃO / ESTADO], Código Postal [CÓDIGO POSTAL], [NOME DO PAÍS], doravante denominado(a) simplesmente "DESTINATÁRIO".

Considerando que a transferência de amostra(s) de patrimônio genético[3] para instituição localizada fora do País, com finalidade de acesso€ deve cumprir as exigências da Lei nº 3.123, de 20 de maio de 2015 e do Decreto nº 8.772, de 11 de maio de 2016;

Considerando que dentre estas exigências legais incluem-se:

a) a formalização do Termo de Transferência de Material - TTM, entre REMETENTE e DESTINATÁRIO previamente à remessa[5];

b) a obtenção do consentimento prévio informado[6] do provedor de conhecimento tradicional associado[7], quando tratar-se de pesquisa ou desenvolvimento tecnológico relacionados a conhecimento tradicional associado[8], [9] às amostras de patrimônio genético objeto da(s) Guia(s) de Remessa vinculada(s) a este TTM;

c) a associação do DESTINATÁRIO, quando for pessoa jurídica sediada no exterior, com instituição brasileira de pesquisa científica e tecnológica para que esta realize o cadastro das atividades de pesquisa ou desenvolvimento tecnológico realizadas a partir da(s) amostra(s) de patrimônio genético objeto da(s) Guia(s) de Remessa vinculada(s) a este TTM, ou com o conhecimento tradicional a elas associado, configurando-se este TTM como instrumento jurídico apto a caracterizar a referida associação entre as partes signatárias, desde que contenha cláusula específica para esta finalidade;

d) a realização do cadastro das atividades de pesquisa[10] ou desenvolvimento tecnológico[11] realizadas a partir da(s) amostra(s) de patrimônio genético objeto da(s) Guia(s) de Remessa vinculada(s) a este TTM, ou com o conhecimento tradicional a elas associado pela instituição brasileira de pesquisa científica e tecnológica associada ao DESTINATÁRIO no SisGen (sisgen.gov.br), previamente ao requerimento de qualquer direito de propriedade intelectual; ou à comercialização do produto intermediário; ou à divulgação dos resultados, finais ou parciais, em meios científicos ou de comunicação, ou à notificação de produto acabado ou material reprodutivo desenvolvido em decorrência do acesso;

e) a notificação[12], por meio do SisGen (sisgen.gov.br) e a repartição de benefícios, no caso de exploração econômica de produto acabado[13] ou material reprodutivo[14] desenvolvido a partir das amostras de patrimônio genético objeto da(s) Guia(s) de Remessa(s) vinculada(s) a este TTM; e

f) a obtenção do consentimento prévio informado do provedor da variedade tradicional local ou crioula[15] ou da raça localmente adaptada ou crioula[16], para a realização de pesquisa ou desenvolvimento tecnológico, caso as amostras de patrimônio genético não sejam utilizadas para atividades agrícolas[17]; e

Considerando que, no caso de repasse das amostras de patrimônio genético objeto da(s) Guia(s) de Remessa vinculada(s) a este TTM para terceiro, este deverá cumprir as exigências legais descritas anteriormente nos itens "a)" a "f)";

As partes signatárias, acima qualificadas, por meio de seus representantes devidamente constituídos, resolvem firmar o presente TTM, e o fazem mediante as seguintes cláusulas e condições:

1. O DESTINATÁRIO declara estar ciente de que deverá cumprir as exigências da Lei nº 13.123, de 2015, e do Decreto nº 8.772, de 2016, inclusive aquelas descritas nos "Considerandos";

2. O presente Termo tem por objetivo formalizar a(s) remessa(s) de amostras de patrimônio genético qualificada(s) na(s) Guia(s) de Remessa que as acompanharão, nos termos do art. 12, IV, da Lei nº 13.123, de 2015, e integrará o Cadastro de Remessa a ser registrado no Sistema Nacional de Gestão do Patrimônio Genético e do Conhecimento Tradicional Associado - SisGen.

3. O DESTINATÁRIO reconhece que não é provedor das amostras de patrimônio genético objeto deste TTM.

4. Quando se tratar de remessa de amostras de patrimônio genético de variedade tradicional local ou crioula ou de raça localmente adaptada ou crioula, uma cópia deste TTM e da(s) respectiva(s) Guia(s) de Remessa será(ão) encaminhada(s) pelo REMETENTE ao(s) provedor(es), quando identificado(s).

5. O DESTINATÁRIO concorda com as condições de uso das amostras de patrimônio genético, conforme definido nos itens 7 e 8 da(s) Guia(s) de Remessa vinculada(s) a este TTM.

6. O REMETENTE e o DESTINATÁRIO concordam que pelo presente instrumento fica caracterizada a associação entre as partes signatárias, conforme art. 12, II, da Lei nº 13.123, de 2015.

7. O DESTINATÁRIO reconhece que o descumprimento do disposto neste TTM poderá dar causa à aplicação de sanções previstas na Lei nº 13.123, de 2015, e seus regulamentos.

8. O TTM deve ser interpretado de acordo com as leis brasileiras e, no caso de litígio, o foro competente será o do Brasil, indicado pelo(a) REMETENTE, admitindo-se arbitragem quando acordada entre as partes.

9. A responsabilidade sobre as amostras de patrimônio genético identificadas na(s) Guia(s) de Remessa anexas a este TTM é definitivamente transferida ao DESTINATÁRIO, inclusive nos casos de depósito em coleção ex situ.

10. O presente TTM permanecerá válido por [INTERVALO DE TEMPO], renováveis.

11. A validade de que trata o item 10 refere-se exclusivamente ao presente TTM e não se aplica às amostras de patrimônio genético identificadas na(s) Guia(s) de Remessa a ele anexas ou à possibilidade de repasse dessas amostras de patrimônio genético a terceiros.

12. Caso a(s) Guia(s) de Remessa vinculada(s) a este TTM autorize(m) o repasse das amostras de patrimônio genético a terceiros, estas poderão ser repassadas mesmo após o término da validade deste TTM, devendo o DESTINATARIO enviar ao CGen (cgen@mma.gov.br) anualmente, ao final do exercício fiscal, todos os TTMs firmados com destinatários subsequentes, acompanhados da(s) respectiva(s) Guia(s) de Remessa correspondentes a cada repasse.

E, por concordarem com todos os termos acima expostos, os representantes do DESTINATÁRIO e do REMETENTE assinam o presente TTM em, pelo menos, 2 (duas) vias de igual teor e forma, para um só efeito legal, sendo uma delas no idioma oficial da República Federativa do Brasil e a outra no idioma oficial do país destinatário ou no idioma inglês, admitindo-se, em qualquer dos casos, estrutura bilíngue do documento.

Local e data:

Representante do REMETENTE:

(espaço para Assinatura) / (Nome do representante legal do remetente) (CPF)

Representante do DESTINATÁRIO:

(espaço para Assinatura) / (Nome do representante legal do destinatário) (Cargo na instituição)

1ª Via (remetente)

2ª Via (destinatário)

GLOSSÁRIO DO TERMO DE TRANSFERÊNCIA DE MATERIAL - TTM

1 - Pessoa jurídica: consiste num conjunto de pessoas ou bens, dotado de personalidade jurídica própria e constituído legalmente.

2 - Pessoa natural: toda pessoa capaz de adquirir direitos e deveres na ordem civil.

3 - Patrimônio genético: informação de origem genética de espécies vegetais, animais, microbianas ou espécies de outra natureza, incluindo substâncias oriundas do metabolismo destes seres vivos.

4 - Acesso ao patrimônio genético: pesquisa ou desenvolvimento tecnológico realizado sobre amostra de patrimônio genético.

5 - Remessa: transferência de amostra de patrimônio genético para instituição localizada fora do país com a finalidade de acesso, na qual a responsabilidade sobre a amostra é transferida para a destinatária.

6 - Consentimento prévio informado: consentimento formal, previamente concedido por população indígena ou comunidade tradicional segundo os seus usos, costumes e tradições ou protocolos comunitários.

7 - Provedor de conhecimento tradicional associado: população indígena, comunidade tradicional ou agricultor tradicional que detém e fornece a informação sobre conhecimento tradicional associado para o acesso.

8 - Conhecimento tradicional associado - informação ou prática de população indígena, comunidade tradicional ou agricultor tradicional sobre as propriedades ou usos diretos ou indiretos associada ao patrimônio genético.

9 - Acesso ao conhecimento tradicional associado: pesquisa ou desenvolvimento tecnológico realizado sobre conhecimento tradicional associado ao patrimônio genético que possibilite ou facilite o acesso ao patrimônio genético, ainda que obtido de fontes secundárias tais como feiras, publicações, inventários, filmes, artigos científicos, cadastros e outras formas de sistematização e registro de conhecimentos tradicionais associados.

10 - Pesquisa: atividade, experimental ou teórica, realizada sobre o patrimônio genético ou conhecimento tradicional associado, com o objetivo de produzir novos conhecimentos, por meio de um processo sistemático de construção do conhecimento que gera e testa hipóteses e teorias, descreve e interpreta os fundamentos de fenômenos e fatos observáveis.

11 - Desenvolvimento tecnológico: trabalho sistemático sobre o patrimônio genético ou sobre o conhecimento tradicional associado, baseado nos procedimentos existentes, obtidos pela pesquisa ou pela experiência prática, realizado com o objetivo de desenvolver novos materiais, produtos ou dispositivos, aperfeiçoar ou desenvolver novos processos para exploração econômica.

12 - Notificação de produto: instrumento declaratório que antecede o início da atividade de exploração econômica de produto acabado ou material reprodutivo oriundo de acesso ao patrimônio genético ou ao conhecimento tradicional associado, no qual o usuário declara o cumprimento dos requisitos desta Lei e indica a modalidade de repartição de benefícios, quando aplicável, a ser estabelecida no acordo de repartição de benefícios.

13 - Produto acabado: produto cuja natureza não requer nenhum tipo de processo produtivo adicional, oriundo de acesso ao patrimônio genético ou ao conhecimento tradicional associado, no qual o componente do patrimônio genético ou do conhecimento tradicional associado seja um dos elementos principais de agregação de valor ao produto, estando apto à utilização pelo consumidor final, seja este pessoa natural ou jurídica.

14 - Material reprodutivo: material de propagação vegetal ou de reprodução animal de qualquer gênero, espécie ou cultivo proveniente de reprodução sexuada ou assexuada.

15 - Variedade tradicional local ou crioula: variedade proveniente de espécie que ocorre em condição in situ ou mantida em condição ex situ, composta por grupo de plantas dentro de um táxon no nível mais baixo conhecido, com diversidade genética desenvolvida ou adaptada por população indígena, comunidade tradicional ou agricultor tradicional, incluindo seleção natural combinada com seleção humana no ambiente local, que não seja substancialmente semelhante a cultivares comerciais.

16 - Raça localmente adaptada ou crioula: raça proveniente de espécie que ocorre em condição in situ ou mantida em condição ex situ, representada por grupo de animais com diversidade genética desenvolvida ou adaptada a um determinado nicho ecológico e formada a partir de seleção natural ou seleção realizada adaptada por população indígena, comunidade tradicional ou agricultor tradicional.

17 - Atividades agrícolas: atividades de produção, processamento e comercialização de alimentos, bebidas, fibras, energia e florestas plantadas.

(*)N.da Coejo: Republicado por ter saído no DOU de 4-2-2022, Seção 1, páginas 43 e 44, com incorreção na versão pdf.

Ministério de Minas e Energia

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

PORTARIA Nº 1.173/SPE/MME, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO-ADJUNTO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, no uso da competência que lhe foi delegada pelo art. 1º, inciso II e §1º, da Portaria MME nº 281, de 29 de junho de 2016, tendo em vista o disposto nos arts. 2º, § 2º e 4º, § 1º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e na Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009, e o que consta no Processo nº 48000.001637/2014-53, resolve:

Art. 1º Revisar para 6,28 MW médios o montante de garantia física de energia da Pequena Central Hidrelétrica denominada PCH Salto Santo Antônio, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG: PCH.PH.SC.002673-5.04, com potência instalada de 10,636 MW, de titularidade da empresa Chapecozinho Energética S.A., inscrita no CNPJ/MF sob o nº 24.913.685/0001-25, localizada no rio Chapecó, integrante da sub-bacia 73, na bacia hidrográfica do rio Uruguai, nos municípios de Água Doce e Passos Maia, no estado de Santa Catarina.

§ 1º O montante de garantia física de energia da PCH Salto Santo Antônio refere-se ao Ponto de Conexão da Usina.

§ 2º Para efeitos de comercialização de energia elétrica, as perdas elétricas do Ponto de Conexão até o Centro de Gravidade do referido Submercado deverão ser abatidas do montante de garantia física de energia definido nesta Portaria, observando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica vigentes.

Art. 2º Para todos os efeitos, o montante de garantia física de energia da PCH Salto Santo Antônio poderá ser revisado com base na legislação vigente.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 4º Fica revogada a Portaria SPE/MME nº 32, de 21 de janeiro de 2020.

MARCELLO NASCIMENTO CABRAL DA COSTA

PORTARIA Nº 1.174/SPE/MME, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO-ADJUNTO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, no uso da competência que lhe foi delegada pelo art. 1º, inciso I e §1º, da Portaria MME nº 281, de 29 de junho de 2016, tendo em vista o disposto no art. 6º do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, e no art. 4º da Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018, resolve:

Processo nº 48500.005976/2021-05. Interessada: Solar Irecê Ltda., inscrita no CNPJ sob o nº 23.625.780/0001-60. Objeto: Aprovar o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI do projeto de geração de energia elétrica da Central Geradora Fotovoltaica denominada Solar Irecê,

cadastrada com o Código Único do Empreendimento de Geração - CEG: UFV.RS.BA.037517-9.01, objeto da Resolução Autorizativa ANEEL nº 8.622, de 3 de março de 2020, de titularidade da Interessada. A íntegra desta Portaria consta nos autos e encontra-se disponível no endereço eletrônico https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/reidi-repenec-1.

MARCELLO NASCIMENTO CABRAL DA COSTA

PORTARIA Nº 1.175/SPE/MME, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO-ADJUNTO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, no uso da competência que lhe foi delegada pelo art. 1º, inciso I e §1º, da Portaria MME nº 281, de 29 de junho de 2016, tendo em vista o disposto no art. 6º do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, e no art. 4º da Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018, resolve:

Processo nº 48500.005975/2021-52. Interessada: Solar Irecê 3 SIR3 Ltda., inscrita no CNPJ sob o nº 25.215.798/0001-10. Objeto: Aprovar o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI do projeto de geração de energia elétrica da Central Geradora Fotovoltaica denominada Solar Irecê 3, cadastrada com o Código Único do Empreendimento de Geração - CEG: UFV.RS.BA.037518-7.01, objeto da Resolução Autorizativa ANEEL nº 8.623, de 3 de março de 2020, de titularidade da Interessada. A íntegra desta Portaria consta nos autos e encontra-se disponível no endereço eletrônico https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/reidi-repenec-1.

MARCELLO NASCIMENTO CABRAL DA COSTA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

GABINETE DO DIRETOR-GERAL

RESOLUÇÕES AUTORIZATIVAS DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Nº 11.057. Processo nº 48500.003903/2020-90. Interessado: Ventos de Santo Antão Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 36.281.946/0001-10, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santo Antão 01, CEG nº EOL.CV.RN.049591-3.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.400 kW de potência instalada, localizada no município de Pedro Avelino, estado do Rio Grande do Norte. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 11.058. Processo nº 48500.003904/2020-34. Interessado: Ventos de Santo Antão Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 36.281.946/0001-10, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santo Antão 02, CEG nº EOL.CV.RN.049592-1.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.400 kW de potência instalada, localizada no município de Pedro Avelino, estado do Rio Grande do Norte. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 11.059. Processo nº 48500.003905/2020-89. Interessado: Ventos de Santo Antão Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 36.281.946/0001-10, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santo Antão 03, CEG nº EOL.CV.RN.049593-0.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.400 kW de potência instalada, localizada no município de Pedro Avelino, estado do Rio Grande do Norte. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 11.060. Processo nº 48500.003906/2020-23. Interessado: Ventos de Santo Antão Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 36.281.946/0001-10, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santo Antão 04, CEG nº EOL.CV.RN.049594-8.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.400 kW de potência instalada, localizada no município de Pedro Avelino, estado do Rio Grande do Norte. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

As íntegras destas Resoluções e seus anexos constam nos autos e estarão disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÕES AUTORIZATIVAS DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Nº 11.074. Processo nº 48500.003278/2020-86. Interessada: Ventos de São Romualdo Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 41.489.453/0001-00, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santa Luzia 01, CEG EOL.CV.BA.049398-8.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 42.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Ibitiara, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.075. Processo nº 48500.003279/2020-21. Interessada: Ventos de São Teófano Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 41.413.101/0001-71, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santa Luzia 02 CEG EOL.CV.BA.049399-6.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 42.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Ibitiara, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.076. Processo nº 48500.003280/2020-55. Interessada: Ventos de São Teonas Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 41.489.491/0001-63, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santa Luzia 03, CEG EOL.CV.BA.049416-0.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 42.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Ibitiara, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.077. Processo nº 48500.003281/2020-08. Interessada: Ventos de São Thomas Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 41.483.602/0001-42, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santa Luzia 04, CEG EOL.CV.BA.049417-8.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 42.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Ibitiara, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.078. Processo nº 48500.003282/2020-44. Interessada: Ventos de São Tilão Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 41.489.475/0001-70, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santa Luzia 05, CEG EOL.CV.BA.049418-6.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 42.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Ibitiara, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.079. Processo nº 48500.003283/2020-99. Interessada: Ventos de Santo Ubaldo Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 41.486.632/0001-94, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santa Luzia 06, CEG EOL.CV.BA.049419-4.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 42.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Novo Horizonte, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.080. Processo nº 48500.003284/2020-33. Interessada: Ventos de Santo Urbano I Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 41.483.847/0001-51, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santa Luzia 07, CEG EOL.CV.BA.049420-8.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 42.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Novo Horizonte, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.081. Processo nº 48500.003285/2020-88. Interessada: Ventos de São Vigílio Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 41.489.523/0001-20, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santa Luzia 08, CEG EOL.CV.BA.049421-6.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 42.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Novo Horizonte, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.082. Processo nº 48500.003286/2020-22. Interessada: Ventos de Santa Virgínia Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 41.484.020/0001-62, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santa Luzia 09, CEG EOL.CV.BA.049422-4.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 42.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Novo Horizonte, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos; e

Nº 11.083. Processo nº 48500.003287/2020-77. Interessada: Ventos de São Vladimir Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 41.503.859/0001-09, a implantar e explorar a EOL Ventos de Santa Luzia 10, CEG EOL.CV.BA.049423-2.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 42.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Novo Horizonte, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos.

As íntegras dessas Resoluções e seus anexos, constam nos respectivos autos processuais e estarão disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Nº 11.084. Processo nº 48500.000921/2020-10. Interessada: Fótons de São Magno Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 23.658.913/0001-03, a implantar e explorar a UFV Fótons de São Magno 01, CEG UFV.RS.BA.044444-8.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Xique-Xique, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.085. Processo nº 48500.000920/2020-75. Interessada: Fótons de São Magno Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 23.658.913/0001-03, a implantar e explorar a UFV Fótons de São Magno 02, CEG UFV.RS.BA.044445-6.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Xique-Xique, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.086. Processo nº 48500.000919/2020-41. Interessada: Fótons de São Magno Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 23.658.913/0001-03, a implantar e explorar a UFV Fótons de São Magno 03, CEG UFV.RS.BA.044446-4.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Xique-Xique, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.087. Processo nº 48500.000918/2020-04. Interessada: Fótons de São Magno Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 23.658.913/0001-03, a implantar e explorar a UFV Fótons de São Magno 04, CEG UFV.RS.BA.044447-2.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Xique-Xique, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.088. Processo nº 48500.000917/2020-51. Interessada: Fótons de São Magno Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 23.658.913/0001-03, a implantar e explorar a UFV Fótons de São Magno 05, CEG UFV.RS.BA.044448-0.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Xique-Xique, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.089. Processo nº 48500.000916/2020-15. Interessada: Fótons de São Magno Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 23.658.913/0001-03, a implantar e explorar a UFV Fótons de São Magno 06, CEG UFV.RS.BA.044449-9.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 Kw de Potência Instalada, localizada no município de Xique-Xique, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos;

Nº 11.090. Processo nº 48500.000915/2020-62. Interessada: Fótons de São Magno Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 23.658.913/0001-03, a implantar e explorar a UFV Fótons de São Magno 07, CEG UFV.RS.BA.044450-2.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Xique-Xique, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos; e

Nº 11.091. Processo nº 48500.000914/2020-18. Interessada: Fótons de São Magno Energias Renováveis S.A. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 23.658.913/0001-03, a implantar e explorar a UFV Fótons de São Magno 08, CEG UFV.RS.BA.044451-0.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Xique-Xique, estado da Bahia. Prazo da outorga: 35 (trinta e cinco), anos.

As íntegras dessas Resoluções constam nos respectivos autos processuais e estarão disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÕES AUTORIZATIVAS DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Nº 11.092. Processo nº 48500.002579/2021-73. Interessado: Usina de Energia Fotovoltaica Araxá Novo Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 32.610.229/0001-34, a implantar e explorar a UFV Araxá Novo 1, CEG UFV.RS.MG.050045-3.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Tapira, estado de Minas Gerais. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 11.093. Processo nº 48500.002580/2021-06. Interessado: Usina de Energia Fotovoltaica Araxá Novo Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 32.610.229/0001-34, a implantar e explorar a UFV Araxá Novo 2, CEG UFV.RS.MG.050046-1.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Tapira, estado de Minas Gerais. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 11.094. Processo nº 48500.002581/2021-42. Interessado: Usina de Energia Fotovoltaica Araxá Novo Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 32.610.229/0001-34, a implantar e explorar a UFV Araxá Novo 3, CEG UFV.RS.MG.050047-0.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Tapira, estado de Minas Gerais. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 11.095. Processo nº 48500.002582/2021-97. Interessado: Usina de Energia Fotovoltaica Araxá Novo Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 32.610.229/0001-34, a implantar e explorar a UFV Araxá Novo 4, CEG UFV.RS.MG.050048-8.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Tapira, estado de Minas Gerais. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

Nº 11.096. Processo nº 48500.002583/2021-32. Interessado: Usina de Energia Fotovoltaica Araxá Novo Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 32.610.229/0001-34, a implantar e explorar a UFV Araxá Novo 5, CEG UFV.RS.MG.050049-6.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Tapira, estado de Minas Gerais. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos

Nº 11.097. Processo nº 48500.002584/2021-86. Interessado: Usina de Energia Fotovoltaica Araxá Novo Ltda. Objeto: Autorizar a Interessada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 32.610.229/0001-34, a implantar e explorar a UFV Araxá Novo 6, CEG UFV.RS.MG.050050-0.01, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, com 50.000 kW de Potência Instalada, localizada no município de Tapira, estado de Minas Gerais. Prazo da outorga: Trinta e cinco anos.

As íntegras destas Resoluções constam nos autos e estarão disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.098, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.002188/2017-72. Interessado: Vale S.A. Objeto: alterar a potência instalada e o sistema de transmissão de interesse restrito da UFV AC IX, CEG UFV.RS.MG.037550-0.01. A íntegra desta Resolução consta dos autos e estará disponível em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.099, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº: 48500.002597/2006-85. Interessado: Campos de Júlio Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública as áreas necessárias à operação da PCH Cidezal, CEG PCH.PH.MT.028836-5.01, localizada nos municípios de Sapezal e Campos de Júlio, estado de Mato Grosso. A íntegra desta Resolução e seu anexo constam dos autos e estarão disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.100, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº: 48500.002675/2006-48. Interessado: Sapezal Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública as áreas necessárias à operação da PCH Rondon, CEG PCH.PH.MT.002547-0.01, localizada nos municípios de Sapezal e Campos de Júlio, estado de Mato Grosso. A íntegra desta Resolução consta dos autos e encontra-se disponível no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.101, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº: 48500.002720/2006-09 Interessado: Parecis Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública as áreas necessárias à operação da PCH Parecis, CEG PCH.PH.MT.028819-5.01, localizada nos municípios de Sapezal e Campos de Júlio, estado de Mato Grosso. A íntegra desta Resolução e seu anexo constam dos autos e estarão disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.102, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.003618/2021-50. Interessada: Verde 2 Energética S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública as áreas de terra necessárias à implantação da PCH Verde 2 Baixo, CEG nº PCH.PH.GO.031768-3.01, localizadas no município de Rio Verde, no estado de Goiás. A íntegra desta Resolução consta dos autos e se encontra disponível no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.103, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.005444/2021-60. Interessada: Central Eólica Monte Verde IV S.A.. Objeto: Declarar de utilidade pública, para desapropriação, em favor da Central Eólica Monte Verde IV S.A., a área de terra necessária à implantação da Subestação Coletora Monte Verde 34,5/500 kV - 2 x 225 MVA, localizada no município de Pedro Avelino, estado do Rio Grande do Norte. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estão disponíveis em http://www.aneel.gov.br/biblioteca

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.104, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.000309/2022-17. Interessados: Amazonas Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública, para desapropriação, a área de terra que perfaz uma superfície de 29.554 (vinte nove mil quinhentos e cinquenta e quatro) metros quadrados, necessária à implantação da Subestação 138/13,8 kV Parque Dez, localizada no município de Manaus, estado do Amazonas. A íntegra desta Resolução e seu anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.105, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.000307/2022-10. Interessada: EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública, para desapropriação, em favor da Interessada, a área de terra que perfaz uma superfície de aproximadamente 10.000 (dez mil) metros quadrados, necessária à implantação da Subestação 69/13,8 kV Ibatiba, e, para instituição de servidão administrativa, as áreas de terra que perfazem uma superfície de aproximadamente 851,6 (oitocentos e cinquenta e um vírgula seis) metros quadrados, necessárias ao acesso à Subestação 69/13,8 kV Ibatiba, localizada no município de Ibatiba, estado do Espírito Santo. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.106, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.000323/2022-11. Interessada: EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública, para desapropriação, em favor da EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A., a área de terra que perfaz uma superfície de 1.635 (mil seiscentos e trinta e cinco) metros quadrados, necessária à implantação da Subestação 69 kV Barreirinho, localizada no município de São Mateus, estado do Espírito Santo. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.107, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº: 48500.000324/2022-57 Interessado: EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública, para desapropriação, a área de terra necessária à implantação da Estação Repetidora Paraju; e, para fins de servidão administrativa, a área necessária a implantação do acesso à estação, localizadas no município de Domingos Martins, estado do Espírito Santo. A íntegra desta Resolução e seus anexos constam dos autos e estarão disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.108, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.005445/2021-12. Interessada: SPE Vensolbras e Renobrax Geração de Energia Ltda. Objeto: Declarar de utilidade pública, em favor da Interessada, para instituição de servidão administrativa, as áreas de terras necessárias à passagem da Linha de Transmissão 500 kV Chateau Fort - São João do Piauí, e para desapropriação, as áreas de terras necessárias à ampliação da Subestação São João do Piauí 500 kV, localizadas no estado do Piauí. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.109, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.005297/2021-28. Interessada: Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da Interessada, a área de terra necessária à passagem da Linha de Distribuição 69 kV Arapiraca II - Craíbas, localizada no estado de Alagoas. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.110, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.006123/2021-82. Interessada: Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da Interessada, a área de terra necessária à passagem da Linha de Distribuição Marechal Deodoro - Barra de São miguel, circuito simples, 69 kV, com 16,16 (dezesseis vírgula dezesseis) km de extensão, que interligará a Subestação Marechal Deodoro à Subestação Barra de São Miguel, localizada nos municípios de Marechal Deodoro e Barra de São Miguel, estado de Alagoas. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.111, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.006532/2021-89. Interessada: EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A., a área de terra de 20 (vinte) metros de largura necessária à passagem da Linha de Distribuição Ramal Jerônimo Monteiro C2, circuito simples, 69 kV, com aproximadamente 155 (cento e cinquenta e cinco) metros de extensão, que interligará a LD 69 kV Ramal Jerônimo Monteiro C2 à Subestação Jerônimo Monteiro, localizada no município Jerônimo Monteiro, estado do Espírito Santo. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.112, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.006538/2021-56. Interessada: Energisa Amazonas Transmissora de Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública, em favor da Interessada, para instituição de servidão administrativa, as áreas de terras necessárias à passagem da Linha de Transmissão 230 kV Lechuga - Tarumã C1 e C2, localizada no município de Manaus, estado do Amazonas. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.113, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.000308/2022-64. Interessada: Energisa Amazonas Transmissora de Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da Energisa Amazonas Transmissora de Energia S.A., as áreas de terra necessárias à passagem dos trechos de linha de transmissão que perfazem o seccionamento da Linha de Transmissão Balbina - Cristiano Rocha C1, na Subestação Presidente Figueiredo, localizadas no município de Presidente Figueiredo, estado do Amazonas. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.114, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

. Processo nº 48500.000310/2022-33. Interessados: Enel Distribuição Ceará. Objeto: Declarar de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, a área de terra necessária à passagem da Linha de Distribuição Seccionadora Cogerh Cagece - Caucaia, circuito simples, 69 kV, com aproximadamente 7 (sete) km de extensão, que interligará a Subestação Seccionadora Cogerh Cagece à Subestação Caucaia, localizada no município de Caucaia, estado do Ceará. A íntegra desta Resolução e seu anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.115, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.000342/2022-39. Interessada: Enel Distribuição Ceará. Objeto: Declarar de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da Enel Distribuição Ceará, a área de terra necessária à passagem da Linha de Distribuição 69 kV Cauípe - Umarituba 02M6, localizada nos municípios de Caucaia e São Gonçalo do Amarante, estado do Ceará. A íntegra desta Resolução e seus Anexos constam dos autos e estão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.116, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.000351/2022-20. Interessada Companhia Jaguari de Energia - CPFL Santa Cruz Objeto: Declaração de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, das áreas de terra necessárias à implantação da Linha de Distribuição Piraju - Ipaussu, localizada nos municípios de Piraju, Bernardino de Campos e Ipaussu, estado de São Paulo. A íntegra desta Resolução consta dos autos e encontra-se disponível no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.117, DE 1º DE FEVEREIRODE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.001214/2017-45. Interessada: Mantiqueira Transmissora de Energia S.A. Objeto: Altera a Resolução Autorizativa nº 6.436, de 20 de junho de 2017, que declara de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da Mantiqueira Transmissora de Energia S.A., a área de terra necessária à passagem da Linha de Transmissão Irapé - Araçuaí 2 C2, localizada nos municípios de Grão Mogol, Berilo, Virgem da Lapa, Coronel Murta e Araçuaí, estado de Minas Gerais. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.118, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº: 48500.007080/2019-38. Interessado: Marlim Azul Energia S.A. Objeto: Alterar a redação do art. 1º da Resolução Autorizativa nº 9.708, de 2 de março de 2021 e do seu anexo .A íntegra desta Resolução e seu anexo constam dos autos e estarão disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 11.120, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processos nºs 48500.005739/2020-55 e 48500.005752/2020-12. Interessada: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf. Objeto: Alterar a Resolução Autorizativa nº 10.140, de 8 de junho de 2021, que autorizou a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf, a implantar reforços em instalações de transmissão sob sua responsabilidade, bem como estabeleceu os valores correspondentes das parcelas da Receita Anual Permitida - RAP.. A íntegra desta Resolução e seus anexos constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.009, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.000184/2022-17. Interessados: Concessionárias de distribuição, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, consumidores, usuários e agentes do Setor. Objeto: Republicar as tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo B e definir a subvenção econômica, em cumprimento ao disposto na Lei 14.299, de 5 de janeiro de 2022. A íntegra desta Resolução e de seus anexos estão juntados aos autos e disponíveis no endereço eletrônico www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.003, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

Aprova a estrutura e os Submódulos dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, e consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários, aplicáveis a concessionárias e permissionários de serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, revoga as Resoluções Normativas nº 435, de 24 de maio de 2011; nº 457, de 8 de novembro de 2011; nº 478, de 3 de abril de 2012 e dá outras providências

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no Decreto 10.139, de 28 de novembro de 2019, e na Portaria nº 6.405, de 27 de maio de 2020, e o que consta do Processo nº 48500.000823/2021-63, resolve:

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Definir a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários, aplicáveis a concessionárias e permissionárias de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica e a consumidores de energia elétrica de suas respectivas áreas de concessão.

§ 1º O PRORET será composto pelos seguintes módulos:

I - Módulo 1: Introdução;

II - Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição;

III - Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição;

IV - Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição;

V - Módulo 5: Encargos Setoriais;

VI - Módulo 6: Demais Procedimentos;

VII - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição;

VIII - Módulo 8: Permissionárias de Distribuição;

IX - Módulo 9: Concessionárias de Transmissão;

X - Módulo 10: Ordem e Condições de Realização dos Processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações Periódicas;

XI - Módulo 11: Comercialização; e

XII - Módulo 12: Concessionárias de Geração.

§ 2º A relação dos submódulos que compõe cada um dos módulos listados no parágrafo anterior consta do Anexo I desta Resolução.

Art. 2º Aprovar as versões de cada submódulo do PRORET, conforme consta do Anexo I e dos Anexos XI a LXXVII desta Resolução.

Parágrafo único. Os Submódulos de que trata o caput estão disponíveis no endereço SGAN - Quadra 603 - Módulos I e J - Brasília - DF, bem como no endereço eletrônico www.aneel.gov.br.

CAPÍTULO II

DAS AVALIAÇÕES DE RESULTADO REGULATÓRIO

Art. 3º Os seguintes submódulos do PRORET serão objeto de Avaliação de Resultado Regulatório - ARR, conforme prazos especificados:

I - submódulos 2.1, 2.1 A, 2.4, 9.1, 12.1 e 12.3 do PRORET: após decorridos 6 (seis) anos, contados de 1º de abril de 2020;

II - seção 4.1 dos submódulos 2.5 e 2.5 A do PRORET: após decorridos 4 (quatro) anos, contados de 1º de abril de 2020;

III - demais seções dos submódulos 2.5 e 2.5 A do PRORET: os estudos necessários à ARR deverão ser iniciados tão logo haja dados relativos a 2 (dois) anos completos de vigência das novas regras;

IV - submódulos 4.2, 4.3, 4.4 e 6.1 do PRORET: até 1 de setembro de 2025.

CAPÍTULO III

DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

Art. 4º A data inicial de aplicação do Banco de Preços Referenciais na metodologia de Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de distribuição de energia elétrica é 1º de junho de 2016.

Art. 5º Aprovar, na forma dos Anexos II, III e IV, os procedimentos para credenciamento de pessoas jurídicas interessadas na execução de serviços de avaliação dos ativos imobilizados em serviço das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, para fins da composição da base de remuneração.

CAPÍTULO IV

DOS PROCESSOS TARIFÁRIOS DE PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 6º Fixar, na Tabela 1 do Anexo V, os valores de densidade de carga, subvenção anual e data de referência da subvenção para as cooperativas cujas supridoras passaram por revisão tarifária nos anos de 2015 ou 2016, disponível no endereço eletrônico http://www.aneel.gov.br/biblioteca.

CAPÍTULO V

DAS COTAS-PARTES DE ITAIPU E DE ANGRA 1 E 2

Art. 7º As cotas-partes das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e da usina Hidrelétrica de Itaipu serão publicadas anualmente até o dia 30 de novembro do oitavo ano anterior ao ano de vigência.

Parágrafo único. Excepcionalmente no ano de 2018, serão calculadas as cotas-partes com 6 (seis), 7 (sete) e 8 (oito) anos de antecedência, correspondentes aos anos de 2024, 2025 e 2026, e publicadas até o dia 31 de dezembro.

Art. 8º Excepcionalmente, nos processos de definição dos montantes de potência e das cotas-partes, bem como de revisão da receita de venda da energia elétrica proveniente das Centrais de Geração Nucleoelétricas Angra 1 e 2 homologados a partir da data de publicação desta Resolução, os consumos internos e as perdas na rede elétrica de que trata o Submódulo 12.6 do PRORET serão definidos com base nos valores realizados, conforme dados de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, nos trinta e seis meses anteriores à 1º de outubro de 2018.

Parágrafo único. Os valores dos consumos internos e das perdas na rede elétrica de que trata o caput vigorarão até 31 de dezembro de 2023.

CAPÍTULO VI

DOS COMPONENTES FINANCEIROS

Art. 9º Estabelecer que, quanto ao cálculo de componentes financeiros dos reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras, o Contrato de Compra e Venda de Energia - CCE de que trata o item 6 do Submódulo 11.1 do PRORET deve ser considerado para fins de apuração da glosa de energia e do nível de contratação da distribuidora, nos termos do Submódulos 4.2 e 4.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária.

Art. 10. A obrigação de pagamento definida no § 4º do art. 10 da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020, se dará pela multiplicação do valor unitário da conta covid alocada na Tarifa de Energia - TE pelo respectivo montante de energia não vinculado ao faturamento do Contrato de Compra de Energia Regulada - CCER.

§1º O valor unitário, em R$/MWh, de que trata o caput será publicado nas Resoluções Homologatórias das distribuidoras de energia elétrica.

§2º Nos processos tarifários, o correspondente valor faturado pelas distribuidoras, atualizado mensalmente pela SELIC, será considerado como componente financeiro redutor da quota do encargo CDE - COVID alocado na Tarifa de Energia - TE.

CAPÍTULO VII

DO SISTEMA DE INTELIGÊNCIA ANÁLITICA DO SETOR ELÉTRICO

Art. 11. A obrigação disposta no art. 5º da Resolução ANEEL nº 674, de 9 de dezembro de 2002, ou alterações supervenientes, encerra-se quando da substituição por completo do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP pelo Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico - SIASE.

§ 1º. Os reembolsos dos benefícios tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição de energia, de que tratam os itens 3.2.2, 3.2.6 e 8 do Submódulo 5.2 do PRORET, ou alterações supervenientes, continuarão a ser realizados conforme regulamentos atualmente vigentes até o prazo previsto no caput.

§ 2º. A substituição de sistemas prevista no caput será declarada por despacho da Superintendência de Gestão Tarifária, que definirá a data para o fim das obrigações disposta no art. 5º da Resolução ANEEL nº 674, de 9 de dezembro de 2002, ou alterações supervenientes.

Art. 12. Até a entrada em vigor da nova sistemática de reembolso dos benefícios tarifários estabelecida pelo Submódulo 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, as distribuidoras devem, até o dia 30 de março de cada ano, encaminhar à ANEEL as informações dos beneficiários dos descontos custeados com a Conta de Desenvolvimento Energético do ano anterior, conforme instruções da ANEEL.

CAPÍTULO VIII

DO AGRUPAMENTO DE ÁREAS DE CONCESSÃO

Art. 13. As áreas de concessão atendidas por distribuidoras de energia elétrica sujeitas a controle societário comum poderão ser agrupadas, com a unificação dos respectivos termos contratuais, mediante solicitação das concessionárias e avaliação da ANEEL.

Art. 14. A solicitação das concessionárias deve ser enviada à ANEEL, com cópia a todos os Conselhos de Consumidores afetados, até 31 de agosto do ano anterior ao do efetivo agrupamento, mediante apresentação de documento que contenha, no mínimo, as características gerais das concessões que serão agrupadas, a operação escolhida para a reorganização societária e a justificativa para o agrupamento quanto à sua racionalidade operacional e econômica.

Art. 15. A ANEEL analisará a solicitação das concessionárias quanto ao atendimento à racionalidade operacional e econômica e deliberará pela unificação a partir de 1° de janeiro do ano seguinte ao da solicitação.

Art. 16. A data-base dos reajustes e revisões da concessionária agrupada consistirá na data-base do último processo tarifário previsto dentre as concessionárias originais no primeiro ano do agrupamento.

§1º Será realizada revisão tarifária no primeiro processo da concessionária agrupada quando todos os contratos das concessionárias originais previrem revisões no ano do agrupamento.

§2º Nos demais casos, será aplicada a seguinte regra à concessionária agrupada:

I - na sua primeira data-base será realizado reajuste de tarifas;

II - a sua primeira revisão tarifária será estabelecida na data-base subsequente ou concomitante à revisão prevista de qualquer uma das concessionárias originais, prorrogando-se esta data por um ano apenas se for coincidente com a do inciso I.

Art. 17. Para os casos contidos no §2º do art. 16, a ANEEL aplicará regras transitórias nos reajustes tarifários subsequentes ao agrupamento, até a primeira revisão tarifária da concessionária agrupada.

§1º No primeiro reajuste tarifário, serão observadas as regras previstas nos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET e os seguintes critérios:

I - os valores da Parcela A e dos Componentes Financeiros serão calculados pela soma dos valores definidos para cada uma das concessionárias originais, como se ainda operassem de forma desagrupada;

II - o percentual regulatório de Receitas Irrecuperáveis será calculado pela média dos percentuais regulatórios definidos na última revisão tarifária das concessionárias originais, ponderada pela receita faturada verificada no período de referência de doze meses anterior ao reajuste da concessionária agrupada;

III - a Parcela B Total será calculada pela soma dos valores da Parcela B das concessionárias originais;

IV - a Parcela B da concessionária original será calculada pela multiplicação da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Fio B - TUSD FIO B publicada no último processo tarifário pelo mercado do período de referência de 12 meses anteriores ao reajuste da concessionária agrupada, atualizada monetariamente e pelo Fator X, quando o agrupamento for de empresas que aderiram ao contrato de concessão, nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012 e do Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015. Para empresas não aderentes ao contrato de concessão nos termos da legislação anteriormente citada, a Parcela B da concessionária original será calculada pela fórmula paramétrica constante da Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

V - no caso das concessionárias originais apresentarem datas distintas para seus processos tarifários, as tarifas serão compensadas pela diferença decorrente do diferimento do cálculo da Parcela B; adicionalmente ao cômputo de ajuste econômico - ajuste de variação de indicador econômico de correção no cálculo da Parcela B considerando o período desde o último processo tarifário, será computado componente financeiro de Postergação de Data-Base -TUSD e componente de postergação de Data-base - TE;

VI - os componentes de Ganhos de Produtividade - Pd e de Trajetória de Custos Operacionais - T do Fator X serão calculados pelas médias dos valores obtidos para cada concessionária original na última revisão tarifária realizada, ponderados pelos respectivos valores da Parcela B sem o Fator X;

VII - o componente Q do Fator X, correspondente à qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor, será calculado pela média dos valores obtidos para cada concessionária original no reajuste da concessionária agrupada, ponderados pelos respectivos valores da Parcela B sem o Fator X;

VIII - a ANEEL calculará os novos percentuais da trajetória de Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas para a concessionária agrupada até a sua próxima revisão tarifária, pela média dos percentuais regulatórios definidos na última revisão tarifária das concessionárias originais, ponderados, respectivamente, pela energia injetada e pelo mercado de referência de baixa tensão dessas concessionárias verificados no período de referência de doze meses anteriores ao reajuste da concessionária agrupada. Na ausência de valor regulatório para Perdas Técnicas e Não Técnicas para a concessionária original a partir de sua data-base anterior, será prorrogado o último valor estabelecido para essa concessionária.

§2º Nos demais reajustes, deverão ser adotados os seguintes procedimentos:

I - o percentual regulatório de Receitas Irrecuperáveis e os valores dos componentes de Ganhos de Produtividade - Pd e de Trajetória de Custos Operacionais - T do Fator X serão os mesmos calculados no §1º.

§3º Até o primeiro processo tarifário da concessionária agrupada, o Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP deverá ser alimentado com dados discriminados de cada concessionária original. Caso se aplique transição nas tarifas em acordo com o §4º deste artigo, o envio dos dados discriminados para cada concessionária original deverá ser realizado até a primeira revisão tarifária da concessionária agrupada.

§4º Até a primeira revisão tarifária da concessionária agrupada, ANEEL poderá aplicar procedimento que parcele ao longo do tempo a variação das tarifas nos subgrupos e nas modalidades tarifárias.

Art. 18. Após o primeiro reajuste tarifário, enquanto forem considerados períodos de apuração de indicadores anteriores à unificação contratual, deverão ser adotados os seguintes conformidade com as regras do PRORET:

I - os valores históricos apurados dos indicadores que compõem as parcelas de qualidade técnica e comercial serão consolidados por meio da agregação dos dados das concessionárias originais;

II - na agregação dos valores históricos apurados dos indicadores de teleatendimento, serão considerados apenas os dados das concessionárias originais que possuíam a obrigação de implantar Central de Teleatendimento - CTA;

III - os valores dos limites dos indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC, de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC e de Frequência Equivalente de Reclamação - FER serão obtidos a partir da média ponderada por número de unidades consumidoras dos limites das concessionárias originais.

Art. 19. Serão mantidos os limites anuais definidos em resolução específica para os indicadores de DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras das concessionárias originais.

Parágrafo único. Caso a aplicação da sistemática contida no §2º do art. 16 resulte na ausência de limites de DEC e FEC para os conjuntos de unidades consumidoras da concessionária original no segundo ano da unificação contratual, ficam prorrogados os limites de DEC e FEC do ano anterior para esses conjuntos.

Art. 20. Até a definição de um novo limite pela ANEEL, o limite de FER da concessionária agrupada será aquele definido para o grupo de concessionárias estabelecido na Resolução Normativa nº 574, de 20 de agosto de 2013, ou em suas sucessoras, observando-se o número de unidades consumidoras da concessão agrupada.

Art. 21. Concessionárias com mercado inferior a 500 GWh que adquirem energia elétrica de agente supridor nos termos do art. 16 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e cujo mercado supere esse limite após o agrupamento deverão reduzir os seus contratos com o agente supridor à razão de um quinto ao ano, com o encerramento integral em cinco anos, conforme Módulo 11 do PRORET.

Art. 22. Para as concessionárias cujos contratos tenham sido prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, os limites anuais de Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora - DECi e de Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora - FECi da concessionária agrupada serão calculados pela média dos valores de cada concessionária original, estabelecidos no Anexo II dos referidos contratos, ponderada pelo número de unidades consumidoras verificado em dezembro do ano anterior ao agrupamento.

Art. 23. Concessionárias agrupadas com mais de 60 mil unidades consumidoras deverão disponibilizar, desde a unificação dos contratos, serviço de teleatendimento aos seus clientes.

Art. 24. A concessionária agrupada deverá manter, para fins comerciais, fiscais e contábeis, o histórico individualizado das operações das concessionárias originais, bem como o histórico dos registros da contabilidade regulatória e societária, pelo período legal previsto.

Art. 25. Os registros contábeis das concessionárias originais devem ser unificados a partir de primeiro de janeiro, quando se inicia a operação e os lançamentos contábeis da concessionária agrupada, e devem atender aos seguintes procedimentos:

§1º Após a unificação dos registros contábeis, todos os relatórios enviados à ANEEL devem ser referentes à concessionária agrupada.

§2º Os saldos iniciais das contas da concessionária agrupada devem ser resultantes da fiel consolidação contábil dos registros das concessionárias originais.

§3º Na unificação dos registros contábeis, os encontros de conta entre ativos e passivos deverão se limitar às concessionárias originais.

§4º Após a realização de todo o processo de unificação de ativos, o Relatório de Controle Patrimonial - RCP deverá ser emitido e enviado na forma consolidada, no prazo estabelecido no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE.

Art. 26. O agrupamento das áreas de concessões não dispensa anuência prévia da ANEEL para as movimentações a serem realizadas, em conformidade com a regulação vigente.

Art. 27. Os eventuais custos decorrentes do agrupamento não serão repassados, sob hipótese alguma, às tarifas pagas pelos consumidores.

Art. 28. A concessionária agrupada deverá ter um único Conselho de Consumidores, o qual deve ser constituído de acordo com o procedimento estabelecido em regulamento específico.

Art. 29. Aplica-se o disposto nesta Resolução para os agrupamentos das áreas de concessão ocorridos a partir do ano de 2017.

CAPÍTULO IX

DO PIS/PASEP E COFINS

Art. 30. Autorizar a inclusão, no valor total a ser pago pelos consumidores e demais usuários das despesas relativas ao PIS/Pasep e à Cofins efetivamente incorridas pela distribuidora no exercício da atividade de distribuição de energia elétrica.

Parágrafo único. Em função de eventual variação mensal da alíquota efetiva do PIS/Pasep e da Cofins, bem como da defasagem entre o valor pago e o correspondente valor repassado para os usuários, a distribuidora poderá compensar essas eventuais diferenças no mês subsequente.

CAPÍTULO X

DAS TARIFAS INICIAIS PARA COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

Art. 31. Os procedimentos e critérios definidos nesta Resolução aplicam-se às cooperativas de eletrificação rural que não se enquadraram nos critérios de definição das tarifas básicas, conforme previsto nos §§ 6º e 7º do art. 13 da Resolução Normativa nº 205, de 2005, ou alterações supervenientes.

Parágrafo único. As definições utilizadas nesta Resolução são aquelas adotadas nos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

Art. 32. As tarifas iniciais de aplicação serão fixadas pela ANEEL, com base nos critérios definidos nesta Resolução, e serão aplicadas pela permissionária a partir da data de referência contratual constante da Tabela 1 e observando o cronograma constante da Tabela 4 do Anexo VI desta Resolução.

§ 1º A aplicação das tarifas iniciais está condicionada à assinatura do Contrato de Permissão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em até 15 (quinze) dias antes da data de referência contratual.

§ 2º A ANEEL irá disponibilizar o valor teto de Parcela B em até 60 (sessenta) dias antes da data de referência contratual.

§ 3º A ANEEL irá publicar as tarifas de suprimento no(s) processo(s) tarifário(s) da(s) supridora(s) antecedente à data de referência contratual, estando condicionada sua aplicação à assinatura do contrato de permissão.

§ 4º Excepcionalmente, para as cooperativas com data de referência contratual entre abril e maio, as tarifas iniciais poderão ser aplicadas a partir da assinatura do Contrato de Permissão.

Art. 33. O cálculo da Receita Requerida será feito considerando as premissas a seguir.

§ 1º A Parcela B de referência será definida adotando-se o Submódulo 8.1 do PRORET. A data-base de cálculo da Parcela B será conforme Tabela 2 do Anexo VI desta Resolução, devendo ser atualizada pelo IPCA entre a data de referência de preços e o mês anterior à data de referência contratual.

§ 2º O laudo de ativos deverá observar a data-base dos ativos conforme a Tabela 2 do Anexo VI desta Resolução e deverá ser entregue em até 90 dias antes da data de referência contratual.

§ 3º Na valoração dos ativos, exclusivamente para Subestações em 69 kV e 138 kV, será utilizado o Banco de Preços de Referência ANEEL, aplicado no segmento de transmissão de energia elétrica e aprovado pela Resolução Homologatória nº 758, de 2009, e alterações supervenientes.

§ 4º A Parcela B final será resultante do pleito da permissionária, conforme Submódulo 8.4 do PRORET, limitado ao teto de Parcela B, calculado como sendo 20% (vinte por cento) superior à Parcela B de referência.

§ 5º A Parcela A será definida de acordo com o Submódulo 8.2 do PRORET.

§ 6º Os custos regulatórios de compra de energia e de uso dos sistemas de distribuição serão definidos pelas tarifas vigentes, nos montantes estabelecidos pelo Submódulo 8.2 do PRORET, a partir do desconto aplicado no último processo tarifário da principal supridora, sendo os novos descontos, para fins de regularização, definidos conforme a seguir:

a) caso a tarifa inicial de aplicação do subgrupo B1 - classe residencial resulte superior à tarifa do subgrupo B1 - classe residencial atual da principal supridora, mantém-se os descontos atuais, aplicados no último processo tarifário da supridora;

b) caso a tarifa inicial de aplicação do subgrupo B1 - classe residencial resulte inferior à tarifa do subgrupo B1 - classe residencial atual da principal supridora, inicia-se a retirada dos descontos, observando-se o impacto máximo de 10% (dez por cento) sobre a receita requerida, limitada à tarifa da supridora. Para a retirada dos descontos, comparam-se duas receitas. A primeira será obtida considerando a Parcela B de referência deflacionada pelo IPCA e pelo crescimento do mercado de baixa tensão, e para a construção da Parcela A consideram-se as tarifas de fornecimento do penúltimo processo tarifário da(s) supridora(s); a segunda será obtida considerando a

Parcela B de referência deduzida da subvenção e a Parcela A, atualizada conforme Submódulo 8.2, sendo que os descontos percentuais para as tarifas de suprimento serão os calculados no último processo tarifário da(s) supridora(s). A retirada dos descontos deverá se iniciar pelo custo de uso do sistema de distribuição.

§ 7º Para o cálculo da Energia Requerida deverão ser definidas as perdas elétricas regulatórias, obtidas pela soma das perdas técnicas e não técnicas e das perdas na rede básica, conforme os critérios a seguir:

a) serão reconhecidas as perdas reais, calculadas pela diferença entre o suprimento e fornecimento, até o limite de 13,89% (treze vírgula oitenta e nove por cento), excluída a perda na Rede Básica. Para fins de estrutura tarifária, será considerado como custo associado às perdas técnicas;

b) para as permissionárias com perdas reais acima do limite definido no item anterior, as perdas regulatórias corresponderão a 75% (setenta e cinco por cento) das perdas reais e 25% (vinte e cinco por cento) do limite de 13,89% (treze vírgula oitenta e nove por cento), que vigorarão até a primeira revisão tarifária periódica. Para fins de estrutura tarifária, será considerado como custo associado às perdas técnicas o valor de 13,89% (treze vírgula oitenta e nove por cento) e acima desse valor, associado às perdas não técnicas.

§ 8º Para as permissionárias que acessam a Rede Básica, os custos de transporte serão calculados com base na TUST do ponto de conexão.

§ 9º A subvenção para compensar as cooperativas pela reduzida densidade de carga será calculada para aquelas que possuírem densidade inferior à da supridora, conforme a Tabela 3 do Anexo VI desta Resolução. Para o cálculo, serão adotados os procedimentos constantes do Submódulo 8.5 do PRORET, observando as datas-bases da Tabela 2 do Anexo VI desta Resolução.

Art. 34. As tarifas iniciais de aplicação serão calculadas considerando os procedimentos e critérios definidos no Submódulo 8.3 do PRORET e as premissas a seguir.

§ 1º Para definição da tarifa inicial, o Mercado de Referência considerará o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao segundo mês anterior à data de referência contratual.

§ 2º As tarifas de referência da TUSD Transporte (Fio A e Fio B) e TUSD Perdas Técnicas, poderão ser propostas pela Cooperativa, sujeita à avaliação e aceitação pela ANEEL. As demais componentes serão definidas conforme Submódulo 8.3 do PRORET.

§ 3º Os postos tarifários serão definidos juntamente com as tarifas iniciais.

Art. 35. A permissionária deverá regularizar a celebração do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD e do Contrato de Compra de Energia Regulada - CCER junto às unidades consumidoras do grupo A, quando cabível, obedecendo ao disposto na Resolução Normativa nº 414, de 2010 e demais regulamentos da ANEEL, em até 180 (cento e oitenta) dias após a celebração do contrato de permissão.

§ 1º As unidades consumidoras dos subgrupos A3a, A4 e AS com demanda contratada inferior a 150 kW poderão ser enquadradas na modalidade tarifária convencional binômia até o primeiro reajuste tarifário após a regularização. As unidades consumidoras com demanda superior ou igual a 150 kW deverão ser enquadradas nas modalidades tarifárias horárias azul ou verde, em até 180 (cento e oitenta) dias após a celebração do contrato de permissão.

§ 2º No ato da regularização, a permissionária deverá notificar os responsáveis pelas unidades consumidoras enquadradas na modalidade convencional binômia sobre a extinção desta modalidade a partir do primeiro reajuste tarifário após a regularização, apresentando as informações elencadas nas alíneas "a" a "e" do inciso IV do § 6º do art. 57 da REN nº 414, de 2010, e alterações supervenientes.

Art. 36. As permissionárias deverão celebrar o Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor e os Contratos de Uso dos Sistemas de Distribuição CUSD ou Contratos de Uso do Sistema de Transmissão CUST, conforme regulamentação disposta na Resolução Normativa nº 506, de 2012 e nº 68, de 2004, e alterações supervenientes.

§ 1º Os contratos deverão ser assinados em até 60 (sessenta) dias após a data de assinatura do Contrato de Permissão.

§ 2º Em virtude da regularização, a alteração ou rescisão do CUSD com o agente supridor não implicará nos prazos e penalidades constantes dos Art.º 63 e 70-A da REN 414, de 2010, e alterações supervenientes.

Art. 37. No primeiro ano tarifário, caso a permissionária decida adquirir pelas modalidades constante dos incisos I, II e IV do item 7 do Submódulo 11.1 do PRORET, e esta aquisição implique na redução dos montantes contratados com o(s) atual(is) agente(s) supridor(es), aplicar-se-á as regras constantes do Art. 63-A e 70-A da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, e alterações supervenientes.

Art. 38. Os valores iniciais dos serviços cobráveis, definidos no art. 102 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, e alterações supervenientes, serão estabelecidos tomando-se como parâmetro o valor homologado pela ANEEL no último processo tarifário para a principal supridora da permissionária.

CAPÍTULO XI

DAS DISTRIBUIDORAS DESIGNADAS

Art. 39 . Definir as condições adicionais a serem aplicadas às Distribuidoras Designadas com a finalidade de assegurar a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica até a assunção por novo concessionário a ser outorgado por meio de licitação.

Parágrafo único. Distribuidora Designada é o órgão ou entidade da administração pública federal responsável, por decisão do Poder Concedente, pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em razão da não prorrogação de determinada concessão conforme §1º do art. 9º da Lei n. 12.783, de2013, bem como a pessoa jurídica sob controle direto ou indireto de Estado, do Distrito Federal ou de Município, que seja designada para a mesma finalidade e autorizada pela União a utilizar as prerrogativas constantes dos §§ 2º ao 6º do art. 9º da Lei n. 12.783, de 2013.

Seção I

Da Receita

Art. 40. A Distribuidora Designada deverá aplicar os resultados homologados pela ANEEL dos reajustes e das revisões tarifárias, ressalvado o disposto no art. 45.

§ 1° A condição de que trata o caput se aplicará durante o período de designação para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo limitado nos casos de pessoa jurídica sob controle direto ou indireto de Estado, do Distrito Federal ou de Município ao prazo definido no inciso II do § 1°-C do art. 8° da Lei n. 12.783, de 2013.

§ 2° As revisões tarifárias serão processadas com avaliação completa das Bases de Remuneração Regulatórias.

§ 3° É de inteira responsabilidade das Distribuidoras Designadas fornecer as informações necessárias aos processos tarifários nos prazos estabelecidos pelo Submódulo 10.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

Art. 41. O gestor dos fundos setoriais Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e da Reserva Global de Reversão - RGR fica autorizado a contratar e repassar os recursos dos respectivos fundos às Distribuidoras Designadas, ressalvado o disposto no art. 45.

§ 1° A condição de que trata o caput se aplicará durante o período de designação para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo limitado nos casos de pessoa jurídica sob controle direto ou indireto de Estado, do Distrito Federal ou de Município ao prazo definido no inciso II do § 1°-C do art. 8° da Lei n. 12.783, de 2013.

§ 2° Fica a Boa Vista Energia S. A. autorizada a contratar e receber os recursos de que trata o caput, a partir da data que assumir, por determinação do Poder Concedente, a prestação do serviço público de distribuição na área anteriormente atendida pela Companhia Energética de Roraima - CERR.

Art. 42. O nível regulatório de perdas técnicas e não técnicas a ser utilizado nos processos tarifários e no cálculo do nível eficiente de perdas para fins de reembolso da CCC para as concessionárias Amazonas Distribuidora de Energia S. A., Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA, Boa Vista Energia S. A., Companhia Energética de Roraima - CERR, entre os anos de 2016 e 2026, observará o disposto no art. 4º da Lei n. 13.299, de 2016.

§ 1° Entre 22 de junho de 2016 e o dia anterior ao processo tarifário de 2016, será utilizado o nível de perdas efetivamente realizado.

§2° Entre o processo tarifário de 2016 e o dia anterior ao processo tarifário de 2017, os níveis regulatórios de perdas técnicas e não técnicas serão os níveis efetivamente realizados no ano de 2015.

§ 3º Entre o processo tarifário de 2017 e o dia anterior ao processo tarifário de 2026, 10% (dez por cento) a diferença entre os níveis reais e os níveis regulatórios de 2015 será deduzida do nível regulatório definido no processo tarifário de 2016, a cada ano.

§ 4° Os novos referenciais regulatórios de perdas técnicas e não técnicas serão homologados por ato específico da ANEEL.

Art. 43. A Distribuidora Designada fica autorizada a destinar os recursos das compensações por violação dos limites de qualidade referentes à continuidade do serviço e ao nível de tensão em regime permanente de que tratam os itens 2.13 da seção 8.1 e 5.11 da seção 8.2 do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST, ou o que vier a sucedê-los, para a realização de investimentos na área de concessão.

§ 1° A condição de que trata o caput se aplicará durante o período de designação para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo limitado nos casos de pessoa jurídica sob controle direto ou indireto de Estado, do Distrito Federal ou de Município ao prazo definido no inciso II do § 1°-C do art. 8° da Lei n. 12.783, de 2013.

§2° A condição de que trata o caput é válida para:

I - Compensações por violação dos indicadores de nível de tensão em regime permanente a serem creditadas na fatura a partir da publicação desta Resolução.

II - Compensações por violação dos indicadores de continuidade referentes ao período de apuração do mês civil de publicação desta Resolução em diante, incluídos os períodos de apuração trimestrais e anuais não concluídos.

§3º Os valores de compensação serão calculados pela distribuidora, conforme regulamentado no Módulo 8 do PRODIST, para fins de acompanhamento e fiscalização pela ANEEL, e deverão ser contabilizados na conta Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais).

Seção II

Do Empréstimo da RGR

Art. 44. O gestor do fundo RGR fica autorizado a conceder empréstimo à Distribuidora Designada, necessário para assegurar a Remuneração Adequada prevista no art. 11 da Portaria n. 388, de 2016-MME, com o objetivo de criar condições para a continuidade e a prestação adequada do serviço, ressalvado disposto no art. 45.

§ 1° A condição de que trata o caput se aplicará durante o período de designação para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo limitado nos casos de pessoa jurídica sob controle direto ou indireto de Estado, do Distrito Federal ou de Município ao prazo definido no inciso II do § 1°-C do art. 8° da Lei n. 12.783, de 2013.

§ 2° As obrigações contraídas pelo órgão ou entidade de que trata o caput na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação.

§ 3° A Remuneração Adequada de Referência, mensal, estimada considerando a geração operacional de caixa, deduzida dos investimentos em reposição e os juros da dívida líquida, será homologada por meio de ato específico da ANEEL, ficando a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF autorizada a homologar os valores relativos às pessoas jurídicas sob controle direto ou indireto de Estado, do Distrito Federal ou de Município, desde que utilizada a mesma metodologia empregada no cálculo dos valores relativos aos órgãos ou entidades da administração pública federal e que haja ato do Poder Concedente estendendo a tais distribuidoras as prerrogativas constantes dos §§ 2º ao 6º do art. 9º da Lei n. 12.783, de 2013.

§ 4° A cada trimestre, a partir do resultado do quarto trimestre de 2016, será homologado, por meio de Despacho da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF, o valor mensal da Remuneração Adequada Realizada, calculado conforme parâmetros definidos no Anexo VII.

§ 5° A liberação mensal fica limitada ao menor valor entre a disponibilidade de recursos da RGR, a Remuneração Adequada de Referência, mensal, e o último valor homologado da Remuneração Adequada Realizada, mensal.

§ 6° Não havendo recursos suficientes, as parcelas mensais serão limitadas de forma proporcional ao déficit acumulado para todos os beneficiários do empréstimo, podendo os valores retidos serem liberados nos meses subsequentes com atualização da Selic, desde que haja disponibilidade de recursos.

§ 7° Com vistas a garantir a continuidade do serviço, a 1ª parcela compreenderá o início do período de designação até o 10º dia do mês subsequente ao mês da primeira liberação.

§ 8° Para a 2ª parcela em diante, deverá ser considerada as necessidades de caixa dos 30 (trinta) dias subsequentes e as liberações deverão ocorrer em todo dia 10 ou no primeiro dia útil subsequente, com valores calculados conforme §5º, ressalvado o disposto no art. 45.

§ 9° A taxa de juros a ser utilizada para o empréstimo será de 111% (cento e onze por cento) da taxa SELIC.

§ 10. A amortização de principal e de pagamento de juros terão carência de 12 (doze) meses após a assunção da concessão pelo novo concessionário sendo que, finalizada a carência, a amortização do empréstimo será feita em 36 parcelas mensais e iguais.

§ 11. O gestor do Fundo da RGR deverá exigir a constituição de garantias por meio de recebíveis das designadas e de eventual indenização pela extinção da concessão para assegurar a amortização do empréstimo, estando previamente autorizadas a constituição dessas garantias pelas designadas.

§ 12. Para as demais cláusulas e condições dos contratos de empréstimos, o gestor do Fundo da RGR deverá observar as práticas usuais do mercado financeiro.

§ 13. O inadimplemento na amortização do empréstimo gerará, além dos juros de que trata o § 9º, multa de 2% (dois por cento) e juros de mora de 1% (hum por cento) a.m.

Seção III

Da Gestão

Art. 45. A partir do início do período de designação, a Distribuidora Designada deverá zelar pela continuidade e pela adequação do serviço prestado, com priorização para os seguintes parâmetros:

I - Adimplência setorial.

II - Perdas de Energia Elétrica.

III - Custos Operacionais.

IV - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora DEC.

V - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora FEC.

VI - Qualidade da informação prestada à ANEEL

VII - Cumprimento de determinações da fiscalização da ANEEL.

§ 1º No que se refere ao inciso I, a Distribuidora Designada deverá manter-se adimplente com todas as obrigações intrassetoriais cujos pagamentos devam ser efetuados durante o período de designação para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

§ 2º No que se refere aos incisos II, III, IV e V, a Distribuidora Designada deve buscar a convergência com os referenciais regulatórios de cada um dos indicadores, observando os limites homologados em ato específico da ANEEL.

§ 3º No que se refere ao inciso III, a forma de cálculo seguirá os Anexo VIII e IX e a referência serão os custos de Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros (PMSO Ajustado), com e sem Despesas de Provisões utilizados para a Remuneração Adequada de Referência e homologados em ato específico da ANEEL, com atualização monetária trimestral pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA a partir de 1º de julho de 2015.

§ 4º No que se refere ao inciso VI, toda a informação encaminhada à ANEEL pela Distribuidora Designada deve ser assinada por seu dirigente máximo, depois de atestada por um Conselho Fiscal.

§ 5º Cada Distribuidora Designada deverá encaminhar à ANEEL, em 10 (dez) dias contados da publicação da Presente Resolução para os órgãos ou entidades de administração pública federal e 30 (trinta) dias contados do ato do MME que estenda as prerrogativas constantes dos §§ 2º a 6º do art. 9º da Lei n. 12.783, de 2013 para a pessoa jurídica sob controle direto ou indireto de Estado, do Distrito Federal ou de Município, um Plano de Prestação Temporária do Serviço relativo ao período da designação observando os indicadores definidos nos incisos I a VII, bem como as restrições impostas nos §§ 1º a 4º.

§ 6º Os dirigentes máximos da Distribuidora Designada deverão comparecer mensalmente à ANEEL, a partir de janeiro de 2017, para prestar contas a respeito da execução do Plano de Prestação Temporária do Serviço, apresentando os resultados alcançados em cada um dos indicadores monitorados, bem como ações implantadas e em fase de implementação para cumprimento do referido plano.

§ 7º Os dirigentes máximos da Distribuidora Designada e do sócio controlador deverão encaminhar trimestralmente à ANEEL, a partir do resultado do quarto trimestre de 2016, relatório, atestado pelo Conselho Fiscal, relativo ao cumprimento do Plano de Prestação Temporária do Serviço até sua efetiva conclusão contendo, no mínimo, a comparação entre as condições definidas pela ANEEL e os resultados alcançados para cada um dos indicadores monitorados, bem como ações implantadas e em fase de implementação para cumprimento do plano proposto.

§ 8º Os dirigentes máximos da Distribuidora Designada e do sócio controlador deverão assinar o Termo de Compromisso, constante do Anexo X, como condição de precedente para a liberação dos recursos de CCC, CDE e RGR, do empréstimo com recursos da RGR e da aplicação de reajustes e revisões tarifárias.

§ 9º A qualquer tempo a ANEEL poderá solicitar informações adicionais relativas à prestação do serviço de distribuição pelas Distribuidoras Designadas.

§ 10. Em caso de descumprimento das condições e limites estabelecidos para qualquer dos indicadores definidos nos incisos I a VII, atestado pela análise dos relatórios trimestrais relativos ao cumprimento do Plano de Prestação Temporária do Serviço, e sem causa justificável, a ANEEL poderá determinar, por meio de ato específico, a suspensão dos repasses de recursos de CCC, CDE e RGR, do empréstimo com recursos da RGR e da aplicação de reajustes e revisões tarifárias, no todo ou em parte.

Seção IV

Da Inadimplência Intrassetorial Anterior à Designação

Art. 46. Eventuais créditos junto aos fundos setoriais CCC, CDE e RGR, relativos ao período anterior à designação, poderão ser utilizados para pagamentos dos credores intrassetoriais da Distribuidora Designada, listados no cadastro de inadimplentes do setor elétrico, cujos créditos são relativos ao mesmo período.

§ 1º O gestor dos fundos setoriais CCC, CDE e RGR deverá, em até 10 (dez) dias contados da publicação desta Resolução, encaminhar à ANEEL os créditos das Distribuidoras Designadas, apurados até 5 de agosto de 2016, junto aos fundos setoriais.

§ 2º As Distribuidoras Designadas poderão solicitar à ANEEL a utilização dos créditos para a finalidade descrita no caput devendo discriminar cada um dos débitos setoriais, o valor histórico, o valor corrigido e a competência a que se refere o débito.

§ 3º Uma vez que o crédito intrassetorial seja considerado, de modo incontroverso, elegível ao repasse tarifário ou à cobertura por fundo setorial, o gestor dos fundos setoriais será autorizado, por ato específico, a transferir os créditos junto aos fundos setoriais diretamente para os credores das Distribuidoras Designadas.

§ 4º Os repasses de que trata o § 3º deverão ser feitos pela ordem de antiguidade do débito, do mais antigo para o mais novo.

Seção V

Da CCC

Art. 47. O direito à sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC, para implantação de novas instalações de linhas de distribuição com vistas à interligação de sistemas isolados das Distribuidoras Designadas, deve ser adequado à seguinte sistemática de reembolso:

§ 1º A Distribuidora Designada deverá manifestar seu interesse em obter a sub-rogação da CCC, nos termos deste artigo.

§ 2º Compete à ANEEL homologar os investimentos prudentes considerados na elaboração do projeto básico, calcular o montante a ser sub-rogado e fiscalizar a aplicação da sub-rogação da CCC.

§ 3º O projeto de implantação das linhas de distribuição deverá estabelecer os marcos de implantação do empreendimento, as condições para pagamento das parcelas do investimento, o cronograma de execução físico-financeiro do empreendimento, e os termos para a cessão de créditos de reembolso da CCC.

§ 4º O reembolso da CCC dar-se-á de modo parcelado em cronograma compatível com a execução físico-financeira do empreendimento.

§ 5º O cronograma dos dispêndios da CCC, de que trata o § 4º, poderá ter início antecipado em relação ao cronograma físico das obras e conclusão após a entrada em operação comercial do empreendimento.

§ 6º A cessão de créditos de reembolso da CCC de que trata o § 2º deste artigo será instituída com o objetivo de estabelecer as condições de garantia do cumprimento da obrigação de pagamento do órgão ou entidade da administração pública federal para com a empresa contratada para implantação das linhas de distribuição.

§ 7º Para assegurar o cumprimento das obrigações de pagamento de que trata o § 3º deste artigo, o órgão ou entidade da administração pública federal cederá à empresa contratada para implantação das linhas de distribuição, em caráter irrevogável e irretratável, os créditos de reembolso da CCC de que trata o art. 3º da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

§ 8º Os recursos provenientes da sub-rogação deverão ser aplicados exclusivamente na implantação do empreendimento, nos termos aprovados pela ANEEL, sob pena de responsabilização dos dirigentes da Distribuidora Designada.

Seção VI

Do Regime de Sanções

Art. 48. Fica estabelecido o regime excepcional de sanções regulatórias a ser aplicado às Distribuidoras Designadas, priorizando o caráter exclusivamente orientativo e/ou determinativo, sem a imposição de penalidades, das ações fiscalizadoras cujos Termos de Notificação sejam emitidos durante o período de vigência das designações.

§ 1º O regime a que se refere o caput aplica-se, além de às penalidades descritas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, às descritas na Resolução Normativa nº 223, de 29 de abril de 2003, ou alterações supervenientes.

§ 2º Os Termos de Notificação emitidos anteriormente às Portarias de designação, independentemente de ter havido a emissão de Auto de Infração, terão regular tramitação nos termos da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou alterações supervenientes.

CAPÍTULO XII

DO SISTEMA DE ACOMPANHAMENTO DE INFORMAÇÕES DE MERCADO - SAMP

Seção I

Das Definições Gerais

Art. 49. Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos para implantação do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP, em substituição ao "Acompanhamento de Mercado Padronizado - AMP".

Art. 50. Para os fins e efeitos desta Resolução são adotados os seguintes conceitos e definições usuais:

I - MODALIDADE DE MERCADO: conjunto homogêneo de informações de mercado conforme relacionado a seguir:

a) Fornecimento Faturado de Energia Elétrica: conjunto de informações das quantidades físicas e monetárias referentes ao fornecimento mensal de energia elétrica ao consumidor final;

b) Energia Elétrica Comprada para Revenda: conjunto de informações das quantidades físicas e monetárias de energia elétrica comprada, detalhado por empresa vendedora;

c) Energia Elétrica Vendida: conjunto de informações das quantidades físicas e monetárias de venda de energia elétrica, detalhado por empresa compradora;

d) Receita de Uso no Transporte de Energia Elétrica: conjunto de informações das quantidades físicas e monetárias referentes a receita de uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, detalhado por empresa acessada;

e) Despesa de Uso no Transporte de Energia Elétrica: conjunto de informações das quantidades físicas e monetárias referentes a despesa de uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, detalhado por empresa acessante; e

f) Balanço de Energia Elétrica: conjunto de informações da quantidade de energia elétrica, em MWh, detalhadas pelas disponibilidades e pelos requisitos do mercado de energia elétrica da concessionária;

II - PACOTE DE MERCADO: informações enviadas à ANEEL contendo uma ou mais Modalidades de Mercado;

III - EMPRESA DECLARANTE: concessionária ou permissionária de serviço público de geração, transmissão ou de distribuição obrigada a enviar mensalmente à ANEEL, por intermédio do SAMP, suas informações de mercado;

IV - EMPRESA CORRELACIONADA: empresa do setor que possui relações contratuais de compra e venda com a empresa declarante, inclusive com o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e o Operador Nacional do sistema Elétrico - ONS;

V - IDENTIFICAÇÃO DO USUÁRIO: reconhecimento eletrônico, por meio de senha, da empresa declarante;

VI - PERFIL DO USUÁRIO: configuração automática no SAMP das modalidades de mercado com apresentação obrigatória pela empresa declarante;

VII - TIPO DA INFORMAÇÃO: qualifica o conjunto das informações de mercado encaminhado pela concessionária, conforme indicado a seguir:

a) Mensal: conjunto de informações de mercado referente ao mês de competência; e

b) Retificadora: conjunto de informações de mercado que retificam àquelas inicialmente encaminhadas;

VIII - NATUREZA DA INFORMAÇÃO: identifica a característica básica do pacote de mercado recebido da concessionária, conforme itemização a seguir:

a) Regular: informações básicas de mercado sem a inclusão de fatos excepcionais, os quais, por orientação da ANEEL, necessitem ser apresentados em destaque;

b) RTE: valores da Recomposição Tarifária Extraordinária, apurados mensalmente nas faturas de fornecimento de energia elétrica com base nos §§ 1° e 16° do art. 4° da Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002; e

c) Refaturamento: representa as informações de fornecimento de energia elétrica de meses anteriores apresentadas no mês em curso;

IX - SITUAÇÃO DA INFORMAÇÃO: identifica a situação temporal da informação recebida da concessionária, conforme qualificado a seguir:

a) No Prazo: registro das informações protocoladas eletronicamente no SAMP até a data limite estabelecida pela ANEEL; e

b) Fora do Prazo: registro das informações protocoladas eletronicamente no SAMP após a data limite estabelecida pela ANEEL;

X - COMPETÊNCIA: mês e ano a que se referem as informações encaminhadas à ANEEL;

XI - VIGÊNCIA: data de início e término de validade de determinada informação;

XII - ACEITE DO PACOTE: aceitação na base de dados oficiais da ANEEL de um determinado pacote de mercado;

XIII - ADMINISTRADOR DO SISTEMA: equipe de técnicos da Superintendência de Gestão Tarifária - SGT, responsável pela administração das informações e atualização da estrutura de dados do SAMP; e

XIV - SUPORTE DO SISTEMA: equipe de técnicos da Superintendência de Gestão Técnica da Informação - SGI, responsável pela manutenção e suporte tecnológico do SAMP.

Seção II

Da Estrutura de Dados

Art. 51. A estrutura de dados do SAMP é constituída dos elementos de mercado que, organizados em linhas de mercado e identificados pelas correlações entre empresas, definem o conjunto de informações por modalidade de mercado, conforme explicitado a seguir:

I - Elementos de Mercado: informações identificadoras da estrutura de dados de cada modalidade de mercado, conforme exemplificado a seguir:

QUADRO I

MODALIDADE DE MERCADO : FORNECIMENTO FATURADO				
CLASSE DE CONSUMO	MODALIDADE TARIFÁRIA	SUB-GRUPO TARIFÁRIO	DETALHES	POSTO TARIFÁRIO
RESIDENCIAL INDUSTRIAL COMERCIAL RURAL ----------	CONVENCIONAL HORO-SAZONAL AZUL HORO-SAZONAL VERDE ----------	B1 – RESIDENCIAL B1 – RESIDENCIAL BAIXA RENDA (CONSUMO MENSAL DE 31 A 80 kWh) A1 (230 kV ou mais) A2 (88 a 138 kV) ----------	Nº DE CONSUMIDORES DEMANDA FATURADA (kW) CONSUMO FATURADO (kW) RECEITA DE DEMANDA (R$)	XXXXX PONTA FORA DE PONTA

II - Linha de Mercado: associação dos elementos de mercado que definem uma informação da modalidade de mercado, conforme exemplificado a seguir:

QUADRO II

CLASSE DE CONSUMO	MODALIDADE TARIFÁRIA	SUB-GRUPO TARIFÁRIO	DETALHES	POSTO TARIFÁRIO	VALOR
INDUSTRIAL	HORO-SAZONAL AZUL	A2 (88 a 138 kV)	Nº DE CONSUMIDORES	xxxxxxx	1.000.000
INDUSTRIAL	HORO-SAZONAL AZUL	A2 (88 a 138 kV)	CONSUMO FATURADO (MWh)	PONTA	25.000

III - Correlação entre Empresas: relações contratuais da empresa declarante do SAMP com os demais agentes do setor (empresas correlacionadas), conforme exemplificado a seguir:

QUADRO III

Modalidade de Mercado	Correlação entre Empresas			
Energia Comprada para Revenda - Contratos Iniciais	Empresa Declarante	Concessionária A	Vendedor	Concessionária B
Venda de Energia Elétrica - Contratos Iniciais	Empresa Declarante	Concessionária B	Comprador	Concessionária A
Despesa de Uso de Transporte-Conexão	Empresa Declarante	Concessionária C	Acessado	Concessionária D
Receita de uso de Transporte-Conexão	Empresa Declarante	Concessionária D	Acessante	Concessionária C

Seção III

Da Estrutura de Funcional do Sistema

Art. 52 . O SAMP é constituído dos seguintes módulos funcionais:

I - Módulo de Captação de Dados: utilizado pelas empresas declarantes para o envio das informações via "internet" pelo "site" de relacionamento entre a ANEEL e as concessionárias, com as seguintes funcionalidades:

a) Importar Dados: permite selecionar um arquivo no ambiente computacional da empresa declarante, devidamente formatado, e importá-lo para o SAMP;

b) Preparar Dados: permite a digitação de informações ou alteração das informações anteriormente importadas;

c) Enviar Dados: permite encaminhar as informações à ANEEL após concluído o preenchimento dos dados por digitação ou importação;

d) Consulta: permite à empresa declarante consultar suas informações cadastradas na base de dados oficiais da ANEEL; e

e) Ajuda: disponibiliza as instruções para a formatação dos arquivos a serem importados, as informações sobre os elementos, as linhas de mercado e a correlação entre empresas que compõem cada modalidade de mercado;

II - Módulo de Administração do Sistema: utilizado exclusivamente pela Superintendência de Gestão Tarifária - SGT, da ANEEL, para verificar e controlar o recebimento de toda informação encaminhada e adotar as medidas cabíveis para seu "aceite", com as seguintes funcionalidades:

a) Pacotes em Análise: permite verificar o recebimento de informação retificadora, fora do prazo, devidamente justificada, e que, após a análise pela ANEEL, poderá ser transferida para a base de dados oficiais do SAMP substituindo as informações originalmente encaminhadas;

b) Ocorrências: permite verificar toda informação recebida na ANEEL, podendo ser pesquisada pelos seguintes parâmetros:

(i) por concessionária declarante;

(ii) por Modalidade de Mercado;

(iii) por Mês de Competência;

(iv) por Situação da Informação (no prazo ou fora do prazo);

(v) por Tipo da Informação (mensal ou retificadora);

c) Inadimplência: permite identificar as empresas inadimplentes na data do envio de suas informações mensais à ANEEL, sujeitas à imposição de penalidade;

d) Análise de Resultados: disponibiliza um conjunto de relatórios especificamente desenvolvido para permitir à Superintendência de Gestão Tarifária - SGT a análise crítica das informações recebidas;

e) Consultas: disponibiliza consultas "on line" de informações de mercado parametrizadas pelos usuários do SAMP;

f) Estrutura de Mercado: permite realizar a manutenção da estrutura de dados do SAMP, quanto a:

(i) definição da estrutura básica da modalidade de mercado;

(ii) alteração, inclusão ou exclusão dos itens que compõe cada elemento de mercado;

(iii) alteração, inclusão ou exclusão das linhas de mercado; e

(iv) alteração da vigência das informações que compõem a estrutura de dados;

g) Empresa Declarante: permite definir o perfil do usuário da empresa declarante, por modalidades de mercado, e o vínculo com as empresas a ela relacionadas.

Seção IV

Das Regras de Envio das Informações

Art. 53. A empresa declarante deverá encaminhar à ANEEL as informações mensais de mercado até a 24ª hora do último dia do mês subsequente ao mês de competência, nos termos do art. 52 desta Resolução, cuja inadimplência sujeitará o infrator à imposição de penalidade de acordo com a Resolução Normativa n° 846, de 11 de junho de 2019, ou a que vier a sucedê-la.

§ 1° O Diretor responsável pelas informações de mercado da empresa declarante deverá formalizar junto à ANEEL, por intermédio da Superintendência de Gestão Técnica da Informação - SGI, no prazo máximo de 10 dias úteis após a publicação desta Resolução, as seguintes providências:

I - indicação dos técnicos autorizados a acessar o SAMP; e

II - fornecimento do endereço eletrônico (e-mail) de comunicação exclusiva com a ANEEL, de caráter permanente e impessoal, para certificações, recibos ou avisos eletrônicos do SAMP.

§ 2° Quando do acesso ao SAMP o sistema identificará automaticamente o perfil do usuário da empresa declarante, suas modalidades de mercado e as relações contratuais com empresas do setor.

§ 3° A empresa declarante deverá utilizar exclusivamente o endereço eletrônico (e-mail) samp@aneel.gov.br para comunicação com a ANEEL sobre qualquer assunto relacionado ao SAMP

Seção V

Das Regras Básicas para Recebimento das Informações

Art. 54. As regras básicas para o "aceite" de um pacote de mercado no banco de dados oficiais da ANEEL estão estabelecidas no SAMP conforme detalhado a seguir:

QUADRO IV

TIPO DA INFORMAÇÃO	SITUAÇÃO DA INFORMAÇÃO	REAÇÃO DO SISTEMA	CONDIÇÕES PARA O "ACEITE"
MENSAL	NO PRAZO	ACEITA AUTOMATICAMENTE	DESDE QUE REPRESENTE UM PACOTE DE MERCADO COMPLETO
RETIFICADORA	NO PRAZO	ACEITA AUTOMATICAMENTE	PODE REPRESENTAR UM PACOTE INDIVIDUAL
MENSAL	FORA DO PRAZO	ACEITA AUTOMATICAMENTE	ACEITO, PORÉM É REGISTRADO NO SISTEMA A INADIMPLÊNCIA
RETIFICADORA	FORA DO PRAZO	EM ANÁLISE	PODE REPRESENTAR UM PACOTE INDIVIDUAL, PORÉM SOMENTE SERÁ ACEITO APÓS ANÁLISE DA SRE

§ 1° Ocorrendo alguma irregularidade o SAMP automaticamente rejeitará a informação, especialmente quando se verificar uma das seguintes ocorrências:

I - Pacote MENSAL não completo: no mês de competência a concessionária é obrigada a encaminhar à ANEEL as informações de todas as modalidades de mercado definidas no seu perfil de usuário;

II - Reenvio de pacote MENSAL do mesmo mês de competência: após o recebimento do pacote mensal o sistema somente aceita informações retificadoras que, à critério da ANEEL, poderão eventualmente substituir aquelas originalmente encaminhadas;

III - Envio de pacote RETIFICADOR sem envio anterior de um pacote MENSAL: por uma questão lógica o sistema não aceita informações retificadoras de um determinado mês de competência cuja informação mensal ainda não tenha sido encaminhada;

IV - Envio de pacote RETIFICADOR sem justificativa: toda e qualquer informação retificadora deverá conter, obrigatoriamente, justificativa explicitando o motivo da retificação;

V - Envio de informações de COMPRA ou VENDA de energia "em branco" sem justificativa: toda informação de compra ou venda de energia elétrica está vinculada a um contrato entre as partes envolvidas, assim sendo, qualquer eventual descontinuidade na informação deverá ser justificada pela empresa declarante; e

VI - Informações com valores negativos: nenhuma informação de mercado poderá apresentar valores negativos, exceto no caso de refaturamento.

§ 2° O SAMP enviará automaticamente à empresa declarante comunicado eletrônico sobre as irregularidades ocorridas.

CAPÍTULO XIII

DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS COM CONCESSÕES PRORROGADAS NO ÂMBITO DA LEI N° 12.783/2013

Art. 55. As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSDs - das usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas em regime de cotas seguirão as regras dos processos de reajuste e revisão das tarifas das concessionárias de distribuição, sendo a alteração da tarifa concatenada com a revisão ou reajuste das Receitas Anuais de Geração.

CAPÍTULO XIV

DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 56. Revogar os seguintes atos normativos:

I - Resolução Normativa n° 435, de 24 de maio de 2011;
II - Resolução Normativa n° 457, de 8 de novembro de 2011;
III - Resolução Normativa n° 478, de 3 de abril de 2012;
IV - Resolução Normativa n° 509, de 18 de setembro de 2012;
V - Resolução Normativa n° 515, de 27 de novembro de 2012;
VI - Resolução Normativa n° 537, de 5 de março de 2013;
VII - Resolução Normativa n° 543, de 2 de abril de 2013;
VIII - Resolução Normativa n° 549, de 7 de maio de 2013;
IX - Resolução Normativa n° 562, de 9 de julho de 2013;
X - Resolução Normativa n° 604, de 11 de março de 2014;
XI - Resolução Normativa n° 608, de 25 de março de 2014;
XII - Resolução Normativa n° 635, de 2 de dezembro de 2014;
XIII - Resolução Normativa n° 640, de 16 de dezembro de 2014;
XIV - Resolução Normativa n° 643, de 16 de dezembro de 2014;
XV - Resolução Normativa n° 650, de 27 de fevereiro de 2015;
XVI - Resolução Normativa n° 652, de 17 de março de 2015;
XVII - Resolução Normativa n° 660, de 28 de abril de 2015;
XVIII - Resolução Normativa n° 686, de 17 de novembro de 2015;
XIX - Resolução Normativa n° 703, de 15 de março de 2016;
XX - Resolução Normativa n° 704, de 22 de março de 2016;
XXI - Resolução Normativa n° 716, de 3 de maio de 2016;
XXII - Resolução Normativa n° 721, de 24 de maio de 2016;
XXIII - Resolução Normativa n° 723, de 31 de maio de 2016;
XXIV - Resolução Normativa n° 748, de 29 de novembro de 2016;
XXV - Resolução Normativa n° 761, de 21 de fevereiro de 2017;
XXVI - Resolução Normativa n° 770, de 30 de maio de 2017;
XXVII - Resolução Normativa n° 773, de 27 de junho de 2017;
XXVIII - Resolução Normativa n° 774, de 27 de junho de 2017;
XXIX - Resolução Normativa n° 785, de 10 de outubro de 2017;
XXX - Resolução Normativa n° 788, de 24 de outubro de 2017;
XXXI - Resolução Normativa n° 791, de 14 de novembro de 2017;
XXXII - Resolução Normativa n° 803, de 23 de janeiro de 2018;
XXXIII - Resolução Normativa n° 806, de 6 de março de 2018;
XXXIV - Resolução Normativa n° 807, de 6 de março de 2018;
XXXV - Resolução Normativa n° 812, de 3 de maio de 2018;
XXXVI - Resolução Normativa n° 813, de 3 de maio de 2018;
XXXVII - Resolução Normativa n° 816, de 22 de maio de 2018;
XXXVIII - Resolução Normativa n° 828, de 2 de outubro de 2018;
XXXIX - Resolução Normativa n° 831, de 30 de outubro de 2018;
XL - Resolução Normativa n° 835, de 4 de dezembro de 2018;
XLI - Resolução Normativa n° 837, de 18 de dezembro de 2018;
XLII - Resolução Normativa n° 845, de 21 maio de 2019;
XLIII - Resolução Normativa n° 856, de 27 de agosto de 2019;
XLIV - Resolução Normativa n° 860, de 26 de novembro de 2019;
XLV - Resolução Normativa n° 865, de 17 de dezembro de 2019;
XLVI - Resolução Normativa n° 872, de 18 de fevereiro de 2020;
XLVII - Resolução Normativa n° 874, de 10 de março de 2020;
XLVIII - Resolução Normativa n° 877, de 17 de março de 2020;
XLIX - Resolução Normativa n° 880, de 7 de abril de 2020;
L - Resolução Normativa n° 882, de 20 de abril de 2020;
LI - Resolução Normativa n° 883, de 26 de maio de 2020;
LII - Resolução Normativa n° 908, de 15 de dezembro de 2020;
LIII - Resolução Normativa n° 900, de 8 de dezembro de 2020;
LIV - Resolução Normativa n° 912, de 02 de fevereiro de 2021;
LV - Resolução Normativa n° 926, de 16 de março de 2021;
LVI - Resolução Normativa n° 939, de29 de junho de 2021;
LVII - Resolução n° 674, de 9 de dezembro de 2002;
LVIII - Resolução Normativa n° 521, de 11 de dezembro de 2012;
LIX - Resolução Normativa n° 955, de 30 de novembro de 2021;
LX - Resolução Normativa n° 958, de 7 de dezembro de 2021; e
LXI - Resolução Normativa n° 925, de 31 de março de 2021.

Art. 57. Revogar os seguintes dispositivos:

I - art. 1º, 2º, 4º, 5º e 6º da Resolução Normativa n° 464, de 22 de novembro de 2011;

II - art. 10 e 11 da Resolução Normativa n° 547, de 16 de abril de 2013;

III - art. 26 da Resolução Normativa n° 581, de 11 de outubro de 2013;

IV - art. 1° e 2° da Resolução Normativa n° 593, de 17 de dezembro de 2013;

V - art. 1º, 2º, 3º, 4º, 5º e 8º da Resolução Normativa nº 607, de 18 de março de 2014;

VI - art. 1°, 4° e 5° da Resolução Normativa n° 631, de 25 de novembro de 2014;

VII - art. 1° e 2° da Resolução Normativa n° 639, de 9 de dezembro de 2014;

VIII - art. 1° a 4° da Resolução Normativa nº 649, de 27 de fevereiro de 2015;

IX - art. 1° e 2° da Resolução Normativa n° 657, de 14 de abril de 2015;

X - art. 3°, 4°, 8° e 9° da Resolução n° 667, de 29 de novembro de 2002;

XI - art. 2° da Resolução Normativa n° 694, de 15 de dezembro de 2015;

XII - art. 4° e 6° da Resolução Normativa n° 745, de 22 de novembro de 2016;

XIII - art. 4° da Resolução Normativa n° 746, de 22 de novembro de 2016;

XIV - art. 2° da Resolução Normativa n° 754, de 13 de dezembro de 2016;

XV - art. 7º da Resolução Normativa nº 775, de 27 de junho de 2017;

XVI - art. 1°, 6° e 10 da Resolução Normativa n° 800, de 19 de dezembro de 2017;

XVII - art. 1º e 2º da Resolução Normativa nº 818, de 19 de junho de 2018;

XVIII - art. 17 a 20 da Resolução Normativa n° 819, de 19 de junho de 2018;

XIX - art. 2° da Resolução Normativa n° 820, de 19 de junho de 2018;

XX - art. 1° da Resolução Normativa n° 821, de 26 de junho de 2018;

XXI - art. 2° da Resolução Normativa n° 830, de 23 de outubro de 2018;

XXII - art. 1° e 2° da Resolução Normativa n° 836, de 11 de dezembro de 2018;

XXIII - art. 4° a 7° da Resolução Normativa n° 838, de 18 de dezembro de 2018;

XXIV - art. 2° da Resolução Normativa n° 929, de 30 de março de 2021; e

XXV - art. 1° e 8° Resolução Normativa n° 952, de 23 de novembro de 2021.

Art. 58. Declarar consolidados os seguintes atos normativos:

I - Resolução n° 23, de 5 de fevereiro de 1999, no tema "Reserva Global de Reversão", conforme Portaria ANEEL n° 6.662, de 31 de maio de 2021; e

II - Resolução Normativa n° 731, de 23 de agosto de 2016, no tema "Metodologia de Cálculo da Depreciação Acumulada de Usinas de Geração de Energia Elétrica", conforme Portaria ANEEL n° 6.662, de 31 de maio de 2021.

Art. 59. Esta Resolução entra em vigor em 1° de março de 2022.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO I

ESTRUTURA DO PRORET - RELAÇÃO DE MÓDULOS E SUBMÓDULOS
Quadro I - Versões Vigentes

MÓDULOS	Anexo	Versão	VIGÊNCIA
Módulo 1 - INTRODUÇÃO	-	-	-
Submódulo 1.1 - Objetivos Gerais e Composição dos Módulos	-	-	-
Submódulo 1.2 - Fundamentos da Regulação	-	-	-
Submódulo 1.3 - Glossário e Termos Técnicos	-	-	-
Módulo 2 - REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	-	-	-
Submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais	XI	2.3 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.1 A - Procedimentos Gerais - Aditivo contratual 2016	XII	2.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.2 - Custos Operacionais	XIII	2.2 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória	XV	2.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.4 - Custo de Capital	XVI	4.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.5 - Fator X	XVII	4.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.5 A - Fator X - Aditivo contratual 2016	XVIII	3.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.6 - Perdas de Energia e Receitas Irrecuperáveis	XIX	2.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.6 A - Perdas de Energia e Receitas Irrecuperáveis	XIV	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.7 - Outras Receitas	XX	2.2 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.7 A - Outras Receitas - Aditivo contratual 2016	XXI	1.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.8 - Geração Própria de Energia	XXII	1.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.9 - Rito de Revisão Extraordinária das Concessionárias de Distribuição	XXIII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 2.10 - Rito de Revisão Extraordinária das Concessionárias de Distribuição (pleitos decorrentes da pandemia do Coronavírus)	LXXVII	1.0C	Desde 1º/03/2022
Módulo 3 - REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	-	-	-
Submódulo 3.1 - Procedimentos Gerais	XXIV	1.4 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 3.1 A - Procedimentos Gerais - Aditivo contratual 2016	XXV	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 3.2 - Custos de Aquisição de Energia	XXVI	1.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 3.2 A - Custos de Aquisição de Energia - Aditivo contratual 2016	XXVII	1.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 3.3 - Custos de Transmissão	XXVIII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 3.3 A - Custos de Transmissão - Aditivo contratual 2016	XXIX	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 3.4 - Encargos Setoriais	XXX	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 3.4 A - Encargos Setoriais - Aditivo contratual 2016	XXXI	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Módulo 4 - COMPONENTES FINANCEIROS DAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO	-	-	-
Submódulo 4.1 - Conceitos Gerais	XXXII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 4.2 -Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A"	XXXIII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 4.2 A -Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" - Aditivo contratual 2016	XXXIV	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 4.3 -Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo	XXXV	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 4.4 -Demais Componentes Financeiros - DCF	XXXVI	1.5 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 4.4 A -Demais Componentes Financeiros - DCF - Aditivo contratual 2016	XXXVII	1.3 C	Desde 1º/03/2022
Módulo 5 - ENCARGOS SETORIAIS	-	-	-
Submódulo 5.1 - Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	XXXVIII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 5.2 - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	XXXIX	1.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 5.3 - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	XL	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 5.4 - Encargo de Serviço de Sistema - ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	XLI	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 5.5 - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	XLII	1.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 5.6 - Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, Eficiência Energética - EE	XLIII	1.3 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 5.7 - Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-
Submódulo 5.8 - Contribuição dos Associados - ONS	-	-	-
Submódulo 5.9 - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	XLIV	1.1 C	Desde 1º/03/2022
Módulo 6 - DEMAIS PROCEDIMENTOS	-	-	-
Submódulo 6.1 - Limites de Repasse dos Custos de Compra de Energia	XLV	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 6.2 - ITAIPU	XLVI	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 6.3 - Encargos de Conexão A1	XLVII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 6.5 - Serviços Cobráveis	-	-	-
Submódulo 6.6 -Preço Médio da Energia Hidráulica (PMEH) e Tarifa Atualizada de Referência (TAR)	XLVIII	2.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 6.7 - Centrais de Geração Angra 1 e 2	XLIX	3.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 6.8 - Bandeiras Tarifárias	L	1.9 C	Desde 1º/03/2022
Módulo 7 - ESTRUTURA TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	-	-	-
Submódulo 7.1 - Procedimentos Gerais	LI	2.5C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 7.2 -Tarifas de Referências	LII	2.2 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 7.3 -Tarifas de Aplicação	LIII	2.3 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 7.4 - Tarifas para Centrais Geradoras	LIV	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Módulo 8 - PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	-	-	-
Submódulo 8.1 - Revisão Tarifária Periódica	LV	2.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 8.2 - Reajuste Tarifário Anual	LVI	2.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 8.3 - Estrutura Tarifária	LVII	2.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 8.4 - Reajuste e Revisão Tarifária Periódica	LVIII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 8.5 - Subvenção para Cooperativas com Reduzida Densidade de Carga	LIX	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Módulo 9 - CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO	-	-	-
Submódulo 9.1 - Revisão Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes	LX	4.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 9.2 - Revisão Periódica das Receitas das Concessionárias Licitadas	LXI	4.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 9.3 - Reajuste Anual das Receitas de Transmissoras	LXII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 9.4 - Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da Tarifa de Transporte de Itaipu	-	-	-
Submódulo 9.5 - Cálculo da TUST para Geradores Participantes de Leilões de Energia Nova	-	-	-
Submódulo 9.6 - Cálculo dos Encargos de Uso e Conexão	-	-	-
Submódulo 9.7 - Implementação de Melhorias e Reforços em Instalações de Transmissão	LXIII	1.2 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 9.8 - Metodologia de Cálculo de Preço Teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos Leilões de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica	LXIV	1.2 C	Desde 1º/03/2022

Módulo 10 - ORDEM E CONDIÇÕES DE REALIZAÇÃO DOS PROCESSOS TARIFÁRIOS E REQUISITOS DE INFORMAÇÕES E OBRIGAÇÕES PERIÓDICAS	-	-	-
Submódulo 10.1 - Revisões Tarifárias de Distribuidoras	LXV	1.2 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 10.2 - Reajustes Tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	LXVI	1.2 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 10.3 - Revisões Tarifárias de Permissionárias	LXVII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 10.4 - Revisões e Reajustes das Receitas de Transmissoras	LXVIII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 10.5 - Informações Periódicas para Cálculo da TUST e Encargos	-	-	-
Submódulo 10.6 - Informações Periódicas (SAMP/GTF)	LXIX	1.1 C	Desde 1º/03/2022
Módulo 11 - COMERCIALIZAÇÃO	-	-	-
Submódulo 11.1 - Distribuidoras com Mercado Próprio Inferior a 500 GWh/Ano	LXX	1.5 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 11.2 - Alocação de Cotas de Garantia Física das Usinas Enquadradas na Lei nº 12.783/2013	LXXI	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Módulo 12 - CONCESSIONÁRIAS DE GERAÇÃO	-	-	-
Submódulo 12.1 - Revisão da Receita Anual de Geração das Usinas Hidrelétricas Cotistas	LXXII	2.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 12.2 - Reajuste da Receita Anual de Geração das Usinas Hidrelétricas Cotistas	LXXIII	1.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 12.3 - Custo de Capital da Geração	LXXIV	2.1 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 12.4 - Ampliações em Instalações de Geração	LXXV	2.0 C	Desde 1º/03/2022
Submódulo 12.6 - Cotas-partes de Angra 1 e 2 e Itaipu	LXXVI	1.1 C	Desde 1º/03/2022

Quadro II - Versões Anteriores

Submódulo	Versão	Ato	Aprovação	Vigência de:	Até:
2.1	1.0	REN	457/2011	11/11/2011	23/12/2014
2.1	1.1	REN	640/2014	24/12/2014	05/05/2015
2.1	2.0	REN	660/2015	06/05/2015	22/11/2015
2.1	2.1	REN	686/2015	23/11/2015	26/06/2016
2.1	2.2	DSP	1646/2016	27/06/2016	28/02/2022
2.1 A	1.0	REN	761/2017	24/02/2017	28/02/2022
2.2	1.0	REN	457/2011	11/11/2011	23/12/2014
2.2	1.1	REN	640/2014	24/12/2014	05/05/2015
2.2	2.0	REN	660/2015	06/05/2015	12/03/2018
2.2	3.0	REN	806/2018	13/03/2018	02/01/2022
2.2	4.0	REN	958/2021	03/01/2022	28/02/2022
2.2 A	1.0	REN	761/2017	24/02/2017	12/03/2018
2.2 A	2.0	REN	806/2018	13/03/2018	02/01/2022
2.2 A	3.0	REN	958/2021	03/01/2022	28/02/2022
2.3	1.0	REN	457/2011	11/11/2011	10/04/2013
2.3	1.1	REN	544/2013	11/04/2013	22/08/2013
2.3	1.2	REN	573/2013	23/08/2013	17/12/2014
2.3	1.3	REN	635/2013	18/12/2014	23/12/2014
2.3	1.4	REN	640/2014	24/12/2014	22/11/2015
2.3	2.0	REN	686/2015	23/11/2015	28/02/2022
2.4	1.0	REN	457/2011	11/11/2011	23/12/2014
2.4	1.1	REN	640/2014	24/12/2014	04/02/2015
2.4	2.0	REN	648/2015	05/02/2015	12/03/2018
2.4	2.1	REN	807/2018	13/03/2018	28/02/2022
2.5	1.0	REN	457/2011	11/11/2011	23/12/2014
2.5	1.1	REN	640/2014	24/12/2014	05/05/2015
2.5	2.0	REN	660/2015	06/05/2015	18/03/2020
2.5	3.0	REN	877/2020	19/03/2020	31/12/2021
2.5	4.0	REN	925/2021	01/01/2022	28/02/2022
2.5 A	1.0	REN	761/2017	24/02/2017	18/03/2020
2.5 A	2.0	REN	877/2020	19/03/2020	31/12/2021
2.5 A	3.0	REN	925/2021	01/01/2022	28/02/2022
2.6	1.0	REN	457/2011	11/11/2011	17/11/2013
2.6	1.1	REN	585/2013	18/11/2013	23/12/2014
2.6	1.2	REN	640/2014	24/12/2014	05/05/2015
2.6	2.0	REN	660/2015	06/05/2015	02/01/2022
2.6	2.1	REN	958/2021	03/01/2022	28/02/2022
2.6 A	1.0	REN	958/2021	03/01/2022	28/02/2022
2.7	1.0	REN	457/2011	01/12/2011	05/11/2013
2.7	1.1	REN	581/2013	06/11/2013	23/12/2014
2.7	1.2	REN	640/2014	24/12/2014	05/05/2015
2.7	2.0	REN	660/2015	06/05/2015	21/12/2016
2.7	2.1	REN	754/2016	22/12/2016	04/07/2018
2.7	2.2	REN	819/2018	05/07/2018	28/02/2022
2.7 A	1.0	REN	761/2017	24/02/2017	04/07/2018
2.7 A	1.1	REN	819/2018	05/04/2018	28/02/2022
2.8	1.0	REN	457/2011	11/11/2011	23/12/2014
2.8	1.1	REN	640/2014	24/12/2014	28/02/2022
2.9	1.0	REN	791/2017	23/11/2017	28/02/2022
2.10	1.0	REN	952/2021	01/01/2022	28/02/2022
3.1	1.0	REN	604/2014	17/03/2014	06/04/2014
3.1	1.1	REN	609/2014	07/04/2014	22/03/2015
3.1	1.2	REN	652/2015	23/03/2015	09/11/2015
3.1	1.3	REN	685/2015	10/11/2015	27/03/2015
3.1	1.4	REN	703/2016	28/03/2016	28/02/2022
3.1 A	1.0	REN	761/2017	24/02/2017	28/02/2022
3.2	1.0	REN	604/2014	17/03/2014	25/01/2017
3.2	1.1	REN	803/2018	26/01/2018	28/02/2022
3.2 A	1.0	REN	761/2017	24/02/2017	24/01/2018
3.2 A	1.1	REN	803/2018	26/01/2018	28/02/2022
3.3	1.0	REN	604/2014	17/03/2014	28/02/2022
3.3 A	1.0	REN	761/2017	24/02/2017	28/02/2022
3.4	1.0	REN	604/2014	17/03/2014	28/02/2022
3.4 A	1.0	REN	761/2017	24/02/2017	28/02/2022
4.1	1.0	REN	703/2016	28/03/2016	28/02/2022
4.2	1.0	REN	703/2016	28/03/2016	02/01/2022
4.2	1.1	REN	955/2021	03/01/2022	28/02/2022
4.2 A	1.0	REN	761/2017	24/02/2017	28/02/2022
4.3	1.0	REN	703/2016	28/03/2016	02/01/2022
4.3	1.1	REN	955/2021	03/01/2022	28/02/2022
4.4	1.0	REN	703/2016	28/03/2016	21/04/2016
4.4	1.1	REN	711/2016	22/04/2016	28/11/2016
4.4	1.2	REN	746/2016	29/11/2016	18/12/2017
4.4	1.3	REN	796/2017	19/12/2017	25/01/2018
4.4	1.4	REN	803/2018	26/01/2018	26/05/2019
4.4	1.5	REN	845/2019	27/05/2019	02/01/2022
4.4	1.6	REN	955/2021	03/01/2022	28/02/2022
4.4 A	1.0	REN	761/2017	24/02/2017	18/12/2017
4.4 A	1.1	REN	796/2017	19/12/2017	25/01/2018
4.4 A	1.2	REN	803/2018	26/01/2018	26/05/2019
4.4 A	1.3	REN	845/2019	27/05/2019	28/02/2022
5.1	1.0	REN	800/2017	22/12/2017	28/02/2022
5.2	1.0	REN	800/2017	22/12/2017	27/06/2018
5.2	1.1	REN	821/2018	28/06/2018	28/02/2022
5.3	1.0	REN	515/2012	29/11/2012	28/02/2022

5.4	1.0	REN	837/2018	28/12/2018	28/02/2022
5.5	1.0	REN	591/2013	13/01/2013	30/05/2015
5.5	1.1	REN	723/2016	31/05/2016	28/02/2022
5.6	1.0	REN	737/2016	05/10/2016	22/10/2018
5.6	1.1	REN	830/2018	23/10/2018	28/02/2022
5.9	1.0	REN	509/2012	23/11/2015	28/02/2022
6.1	1.0	REN	703/2016	28/03/2016	02/01/2022
6.1	1.1	REN	955/2021	03/01/2022	28/02/2022
6.2	1.0	REN	770/2017	01/06/2017	28/02/2022
6.3	1.0	REN	478/2012	18/04/2012	28/02/2022
6.6	1.0	REN	509/2012	18/09/2012	14/12/2016
6.6	1.1	REN	750/2016	15/12/2016	03/10/2018
6.6	2.0	REN	828/2018	04/10/2018	28/02/2022
6.7	1.0	REN	529/2012	28/12/2012	04/12/2014
6.7	1.1	REN	632/2014	05/12/2014	17/12/2015
6.7	2.0	REN	695/2015	03/07/2017	25/12/2018
6.7	3.0	REN	838/2018	26/12/2018	28/02/2022
6.8	1.0	REN	649/2015	02/03/2015	30/11/2015
6.8	1.1	REN	689/2015	01/12/2015	23/12/2015
6.8	1.2	REN	694/2015	24/12/2015	31/01/2016
6.8	1.3	REN	700/2016	01/02/2016	19/02/2017
6.8	1.4	REN	760/2017	20/02/2017	27/04/2018
6.8	1.5	REN	811/2018	27/04/2018	14/08/2018
6.8	1.6	REN	826/2018	15/08/2018	26/05/2019
6.8	1.7	REN	845/2019	27/05/2019	28/02/2022
7.1	1.0	REN	464/2011	28/11/2011	03/07/2012
7.1	1.1	REN	498/2012	04/07/2012	09/05/2013
7.1	1.2	REN	547/2013	10/05/2013	26/12/2013
7.1	1.3	REN	593/2013	27/12/2013	23/03/2014
7.1	1.4	REN	607/2014	24/03/2014	01/03/2015
7.1	1.5	REN	650/2015 E 649/2015	02/03/2015	14/04/2015
7.1	2.0	REN	657/2015	15/04/2015	31/05/2016
7.1	2.1	REN	721/2016	01/06/2016	23/02/2017
7.1	2.2	REN	745/2016	29/11/2016	23/02/2017
7.1	2.3	REN	761/2017	24/02/2017	09/07/2017
7.1	2.4	REN	775/2017	10/07/2017	28/02/2022
7.2	1.0	REN	464/2011	28/11/2011	03/07/2012
7.2	1.1	REN	498/2012	04/07/2012	23/03/2014
7.2	1.2	REN	607/2014	24/03/2014	14/04/2015
7.2	2.0	REN	657/2015	15/04/2015	07/02/2017
7.2	2.1	REN	757/2017	08/02/2017	23/02/2017
7.2	2.2	REN	761/2017	24/02/2017	28/02/2022
7.3	1.0	REN	464/2011	28/11/2011	17/04/2012
7.3	1.1	REN	478/2012	18/04/2012	03/07/2012
7.3	1.2	REN	498/2012	04/07/2012	04/04/2013
7.3	1.3	REN	543/2013	05/04/2013	29/12/2013
7.3	1.4	REN	593/2013	30/12/2013	23/03/2014
7.3	1.5	REN	607/2014	24/03/2014	01/03/2015
7.3	1.6	REN	649/2015	02/03/2015	14/04/2015
7.3	2.0	REN	657/2015	15/04/2015	25/10/2015
7.3	2.1	REN	682/2015	26/10/2015	31/05/2016
7.3	2.2	REN	721/2016	01/06/2016	22/12/2019
7.3	2.3	REN	865/2019	23/12/2019	28/02/2022
7.4	1.0	REN	657/2015	15/04/2015	28/02/2022
8.1	1.0	REN	537/2013	15/03/2013	26/06/2013
8.1	1.1	REN	555/2013	27/06/2013	05/11/2013
8.1	1.2	REN	581/2013	06/11/2013	27/03/2016
8.1	2.0	REN	704/2016	28/03/2016	06/05/2018
8.1	2.1	REN	813/2018	07/05/2018	28/02/2022
8.2	1.0	REN	621/2014	14/08/2014	22/03/2015
8.2	1.1	REN	652/2015	23/03/2015	27/03/2016
8.2	2.0	REN	704/2016	28/03/2016	28/02/2022
8.3	1.0	REN	537/2013	15/03/2013	23/03/2014
8.3	1.1	REN	607/2014	24/03/2014	22/12/2014
8.3	1.2	REN	639/2014	23/12/2014	14/04/2015
8.3	1.3	REN	657/2015	15/04/2015	27/03/2016
8.3	2.0	REN	704/2016	28/03/2016	02/07/2017
8.3	2.1	REN	773/2017	03/07/2017	28/02/2022
8.4	1.0	REN	704/2016	28/03/2016	28/02/2022
8.5	1.0	REN	788/2017	27/10/2017	28/02/2022
9.1	1.0	REN	553/2013	10/06/2013	21/12/2016
9.1	1.1	REN	754/2016	22/12/2016	29/05/2018
9.1	2.0	REN	816/2018	30/05/2018	28/02/2022
9.2	1.0	REN	490/2012	29/05/2012	24/03/2016
9.2	2.0	REH	2030/2016	28/03/2016	29/05/2018
9.2	3.0	REN	816/2018	30/05/2018	28/02/2022
9.3	1.0	REN	774/2017	06/07/2017	28/02/2022
9.7	1.0	REN	491/2012	25/06/2012	21/12/2014
9.7	1.1	REN	643/2014	22/12/2014	28/02/2022
9.8	1.0	REN	653/2015	26/03/2015	19/12/2016
9.8	1.1	REN	749/2016	20/12/2016	29/10/2018
9.8	1.2	REN	831/2018	30/10/2018	28/02/2022
10.1	1.0	REN	458/2011	11/11/2011	03/07/2012
10.1	1.1	REN	498/2012	04/07/2012	14/07/2013
10.1	1.2	REN	562/2013	15/07/2013	28/02/2022
10.2	1.0	REN	459/2011	11/11/2011	03/07/2012
10.2	1.1	REN	498/2012	04/07/2012	22/03/2015
10.2	1.2	REN	652/2015	23/03/2015	28/02/2022
10.3	1.0	REN	537/2013	15/03/2013	28/02/2022
10.4	1.0	REN	774/2017	06/07/2017	28/02/2022
10.6	1.0	REN	812/2018	09/05/2018	04/07/2018
10.6	1.1	REN	819/2018	05/07/2018	28/02/2022
11.1	1.0	REN	607/2014	24/03/2014	22/12/2014
11.1	1.1	REN	639/2014	23/12/2014	29/09/2015
11.1	1.2	DSP	3311/2015	30/09/2015	27/03/2016
11.1	1.3	REN	703/2016	28/03/2016	31/05/2016
11.1	1.4	REN	721/2016	01/06/2016	25/01/2018
11.1	1.5	REN	803/2018	26/01/2018	28/02/2022
11.2	1.0	REN	785/2017	25/10/2017	28/02/2022
12.1	1.0	REN	818/2018	18/06/2018	28/02/2022
12.2	1.0	REN	856/2019	28/08/2019	28/02/2022
12.3	1.0	REN	608/2014	14/04/2014	28/02/2022
12.4	1.0	REN	642/2015	01/01/2015	26/06/2018
12.4	2.0	REN	818/2018	27/06/2018	28/02/2022
12.6	1.0	REN	836/2018	11/12/2018	25/12/2018
12.6	1.1	REN	838/2018	26/12/2018	28/02/2022

ANEXO II

PROCEDIMENTOS PARA CREDENCIAMENTO DAS EMPRESAS AVALIADORAS
REQUISITOS PARA PARTICIPAR DO CREDENCIAMENTO

As pessoas jurídicas interessadas em participar do processo de credenciamento para a execução de avaliação dos ativos imobilizados em serviço das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, para fins da composição da base de remuneração, conforme disposto nesta Resolução, devem encaminhar proposta para a ANEEL, atendendo às exigências estabelecidas no presente Anexo.

Não poderão participar, direta ou indiretamente, do presente credenciamento:

a. empresas sob falência, concurso de credores, dissolução ou liquidação;

b. empresas que, por qualquer motivo, foram declaradas inidôneas para licitar ou contratar com qualquer órgão da Administração Pública Direta ou Indireta, Federal, Municipal ou do Distrito Federal, enquanto perdurarem os motivos determinantes da punição ou até que seja promovida a reabilitação perante a própria autoridade que aplicou a penalidade;

c. empresas que, por qualquer motivo, foram suspensas ou descredenciadas, pela ANEEL, para executarem os trabalhos de avaliação dos ativos imobilizados dos agentes do setor elétrico; e

d. empresas que possuírem em seu quadro profissionais que tenham participado, direta ou indiretamente, de empresas que foram suspensas ou descredenciadas.

Para estarem aptas ao credenciamento pela ANEEL, as pessoas jurídicas interessadas devem atender aos seguintes requisitos:

a. ser pessoa jurídica brasileira regularmente constituída, sendo admitida a participação de pessoas jurídicas estrangeiras que funcionem no país ou associadas à pessoa jurídica brasileira na condição de consorciadas.

b. a proponente deve apresentar os documentos que comprovem a sua regular constituição e que estão legalmente autorizadas a exercer atividades, conforme a seguir:

b.1) ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado na Junta Comercial ou no Registro Civil das Pessoas Jurídicas;

b.2) atos de eleição ou designação dos atuais representantes legais da pessoa jurídica;

b.3) comprovante de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ);

b.4) comprovante de inscrição no cadastro de contribuintes municipal ou estadual relativo ao domicílio ou sede da empresa; e

b.5) Decreto de autorização, devidamente arquivado, em se tratando de empresa ou sociedade estrangeira em funcionamento no País, e ato de registro ou autorização para funcionamento expedido pelo órgão competente, quando a atividade assim o exigir.

c. no caso da constituição de consórcio, devem ser observadas as seguintes disposições:

c.1) a empresa líder do Consórcio será pessoa jurídica brasileira;

c.2) a empresa líder deve apresentar o instrumento de constituição ou de compromisso de constituição do Consórcio, quando da apresentação da proposta de credenciamento; e

c.3) a(s) consorciada(s) devem conferir à líder amplos poderes para representá-la(s) no processo de credenciamento.

d. a empresa líder deve definir a responsabilidade da(s) consorciada(s) quanto ao cumprimento das obrigações técnicas e/ou contratuais, devendo os consorciados serem, obrigatoriamente, responsáveis solidários pelo cumprimento de todas as obrigações decorrentes do credenciamento.

e. a proponente deve apresentar comprovação de cadastramento junto ao Sistema de Cadastramento Unificado de Fornecedores - SICAF ou os documentos, a seguir relacionados, que comprovem a sua regularidade fiscal:

e.1) prova de regularidade com a Fazenda Federal, com a apresentação de Certidões da Secretaria da Receita Federal e da Dívida Ativa da União;

e.2) prova de regularidade com a Fazenda Estadual, se a empresa estiver inscrita junto à Secretaria da Fazenda Estadual; caso contrário, informar por escrito a sua não vinculação àquela Fazenda;

e.3) prova de regularidade com a Fazenda Municipal do domicílio ou sede da empresa; e

e.4) prova de regularidade relativa à Seguridade Social, demonstrando situação regular no cumprimento dos encargos sociais instituídos por lei (FGTS e INSS).

f. a proponente deve apresentar os documentos, a seguir relacionados, para comprovação de sua boa situação econômico-financeira:

f.1) balanço patrimonial e demonstrações contábeis do último exercício social, já exigíveis e apresentados na forma da lei, que comprovem a boa situação financeira da empresa, assinado por representante da empresa e pelo contador, informando o número do Livro Diário e respectivas folhas onde se encontram registrados, exceto quando publicado em órgão da imprensa oficial; e

f.2) certidão negativa de falência ou concordata, expedida pelo distribuidor da sede da empresa.

g. a proponente deve apresentar comprovante de registro, em vigor, junto ao Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia, bem como junto ao Conselho Regional de Contabilidade ou Conselho Regional de Economia ou Conselho Regional de Administração, da sua sede.

h. a proponente deve apresentar declaração de Fato Superveniente, conforme modelo no Anexo III.

i. a proponente não pode ter qualquer conflito ou comunhão de interesses com a concessionária contratante, diretamente ou por meio de coligadas, pertencentes ao mesmo grupo econômico, atual ou potencial (entendido como "potencial" os processos de negociação de conhecimento público em andamento - fusão, incorporação, aquisição, cisão, dentre outros) em especial com relação a atividades de auditoria, consultoria ou assessoramento, à concessionária, a acionistas ou a qualquer outra sociedade envolvida.

j. exige-se, como requisito para a participação no presente credenciamento, a independência da proponente e dos consultores que integram sua equipe técnica, sob a forma de declaração, conforme modelo no Anexo IV, nos seguintes termos:

j.1) a proponente deve declarar que não realizará trabalhos de avaliação, objeto do presente credenciamento, para concessionária (ou empresas do mesmo grupo) para a qual tenha prestado serviço de avaliação de ativos, o qual não tenha obedecido aos critérios definidos na presente Resolução, nos 12 (doze) meses anteriores à sua contratação; e

j.2) a proponente deve declarar que não prestará, nos 12 (doze) meses posteriores a conclusão do serviço objeto da presente Resolução, outros serviços de auditoria, assessoramento e/ou consultoria à concessionária contratante do trabalho de avaliação ou a empresas do mesmo grupo, exceção feita a trabalhos de avaliação que obedeçam rigorosamente aos critérios e metodologia definidos na presente Resolução.

k. a empresa avaliadora proponente deve comprovar que seus profissionais desenvolveram com sucesso trabalhos de avaliação de ativos, inclusive máquinas e equipamentos, conforme exigências a seguir:

k.1) comprovar que efetivamente desenvolveu e concluiu, de forma satisfatória, nos últimos 5 (cinco) anos, trabalhos em, no mínimo, 6 (seis) empresas de grande porte, isto é, empresas com faturamento anual acima de R$ 400 milhões, no último balanço publicado; e

k.2) comprovar que efetivamente desenvolveu e concluiu, de forma satisfatória, nos últimos 5 (cinco) anos, trabalhos similares em, no mínimo, 2 (duas) empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil, das áreas de distribuição ou transmissão.

l. a comprovação de experiência dos profissionais da proponente, no Brasil e/ou no exterior, nos serviços que são objeto desse credenciamento, nos termos do disposto nos subitens k.1 e k.2, deve ser comprovada mediante apresentação de documentação que atenda às seguintes determinações:

l.1) atestado(s) de capacidade técnico-operacional expedido(s) por empresa(s) pública(s) ou privada(s), emitido(s) em papel timbrado, assinado(s) por representante devidamente autorizado da empresa contratante dos serviços, com firma reconhecida (quando não se tratar de órgão público), que comprove a experiência apresentada e que o serviço foi prestado de forma satisfatória. O atestado de capacidade técnico-operacional deve trazer indicação clara e legível do cargo e nome do representante da empresa que o assina;

l.2) referência, para eventual consulta, incluindo nome, número de telefone e endereço eletrônico do representante legal do contratante.

m. os atestados de capacidade técnica-operacional devem apresentar, no mínimo, as seguintes informações:

m.1) razão social do emitente;

m.2) razão social da empresa prestadora do serviço;

m.3) especificação dos serviços prestados (descrição detalhada que possibilite clara identificação do tipo, porte e características do serviço executado);

m.4) pronunciamento quanto à adequação dos serviços prestados;

m.5) local e data da realização dos serviços e da emissão do atestado; e

m.6) assinatura e identificação do emitente (nome completo legível, cargo e função).

n. a empresa avaliadora proponente deve comprovar, quando da solicitação de credenciamento, possuir, em seu quadro permanente, há pelo menos 3 (três) meses, profissionais de nível superior com comprovada experiência na execução de trabalhos de avaliação de ativos operacionais, inclusive máquinas e equipamentos, conforme exigências a seguir:

n.1) a empresa avaliadora deve comprovar possuir, na data do credenciamento, pelo menos 3 (três) empregados ou sócios, portadores de diploma universitário, com comprovada experiência na execução de trabalhos similares em empresas do setor de energia elétrica no Brasil, sendo pelo menos 1 (um) profissional da área de engenharia; e

n.2) a empresa avaliadora deve comprovar possuir, na data do credenciamento, pelo menos 5 (cinco) empregados ou sócios, portadores de diploma universitário, com comprovada experiência na execução de trabalhos em empresas de grande porte, sendo pelo menos 3 (três) profissionais de áreas da engenharia.

o. a comprovação de experiência dos profissionais da proponente, no Brasil e/ou no exterior, nos serviços que são objeto desse credenciamento, nos termos do disposto nos subitens n.1 e n.2, deve ser feita mediante a apresentação de atestados de capacidade técnica, atendendo às determinações abaixo, que comprovem a efetiva participação de cada profissional na execução de pelo menos 2 (dois) trabalhos:

o.1) atestado(s) de capacidade técnica expedido(s) por empresa(s) pública(s) ou privada(s), emitido(s) em papel timbrado, assinado(s) por representante devidamente autorizado da empresa contratante dos serviços, com firma reconhecida (quando não se tratar de órgão público), que comprove a realização do serviço respectivo e que o mesmo foi prestado de forma satisfatória. O atestado de capacidade técnica deve trazer indicação clara e legível do cargo e nome completo do representante da empresa que o assina; e

o.2) referência, para eventual consulta, incluindo nome, número de telefone e endereço eletrônico do representante legal do contratante.

p. os atestados de capacidade técnica devem apresentar, no mínimo, as seguintes informações:

p.1) razão social do emitente;

p.2) razão social da empresa prestadora do serviço;

p.3) nome(s) completo(s) do(s) profissional(ais) que efetivamente participou(aram) do serviço;

p.4) especificação dos serviços prestados (descrição detalhada que possibilite clara identificação do tipo, porte e características do serviço executado);

p.5) pronunciamento quanto à adequação dos serviços prestados;

p.6) local e data da realização dos serviços e da emissão do atestado; e

p.7) assinatura e identificação do emitente (nome completo legível, cargo e função).

q) a proponente deve apresentar, para cada um dos profissionais relacionados nos subitens n.1 e n.2, os seguintes documentos:

q.1) Curriculum Vitae, devidamente assinado pelo profissional, contendo a formação acadêmica, endereço completo, telefone e "e-mail" para contato, áreas de especialização e descrição objetiva da experiência profissional;

q.2) cópia do registro na entidade profissional competente, juntamente com cópia da última anuidade paga ou declaração de regularidade expedida pela instituição a, no máximo, 90 (noventa) dias; e

q.3) documentos que comprovem a vinculação do profissional com a proponente, em particular: cópia da carteira de trabalho ou ficha de registro de empregado, e/ou contrato de prestação de serviço, juntamente com cópias das guias de recolhimento do FGTS, devidamente quitadas, referentes aos três últimos meses; ou contrato social, no caso de sócio.

r. os documentos exigidos nos itens q.1 a q.3 devem ser apresentados no original ou em cópias autenticadas.

s. são admitidas substituições dos profissionais apresentados para comprovar a experiência da proponente no presente processo de credenciamento, desde que o(s) novo(s) profissional(ais) apresentado(s) satisfaça(m) aos requisitos exigidos no presente Anexo.

t. no caso de substituição de profissional apresentado para comprovar experiência no processo de credenciamento, a ANEEL deve ser formalmente comunicada, no prazo máximo de 15 (quinze) dias, e a empresa avaliadora deve indicar substituto que satisfaça aos requisitos da presente norma, no prazo máximo de 30 (trinta) dias, a partir da saída do profissional.

u. não é permitido, para efeito de credenciamento, que diferentes empresas/instituições apresentem um mesmo técnico para comprovação de experiência profissional.

v. à medida que as proponentes forem CREDENCIADAS, será emitido um Termo de Credenciamento que terá vigência de 36 (trinta e seis) meses, o qual poderá ser renovado.

w. a empresa avaliadora credenciada nesta ANEEL terá seu cadastro renovado, por 36 (trinta e seis) meses a partir da data da publicação desta data, desde que mencionado cadastro esteja atualizado.

A ANEEL manterá o cadastro das empresas credenciadas, o qual poderá ser consultado por qualquer pessoa e estará permanentemente aberto à inscrição de novos interessados.

A ANEEL terá um prazo de até 45 (quarenta e cinco) dias para decidir sobre os pedidos de credenciamento que lhe forem formulados.

A ANEEL, antes de manifestar-se sobre o pedido de renovação do credenciamento, deve promover uma análise criteriosa sobre a qualidade dos trabalhos realizados pela empresa avaliadora, na qual deve ser observado se a metodologia e os critérios estabelecidos nesta Resolução foram atendidos.

Para renovação do credenciamento, a empresa avaliadora deve submeter à ANEEL o pedido de renovação do credenciamento, 60 (sessenta) dias antes do término do prazo estabelecido em Despacho.

A ANEEL terá o prazo de 45 (quarenta e cinco) dias para se manifestar a respeito do pedido de renovação a que se refere o parágrafo anterior.

A ANEEL, antes de manifestar-se sobre o pedido de renovação do credenciamento, deve promover uma análise criteriosa sobre a qualidade dos trabalhos realizados pela empresa avaliadora, na qual deve ser observado se a metodologia e os critérios estabelecidos nesta Resolução foram atendidos.

B) CRITÉRIOS PARA SUSPENSÃO E CANCELAMENTO DO CREDENCIAMENTO

A CREDENCIADA terá o seu credenciamento na ANEEL suspenso ou cancelado, sem prejuízo de outras sanções legais cabíveis, quando:

a) agir com má fé, imprudência ou imperícia;

b) não cumprir os critérios estabelecidos na presente Resolução;

c) não observar padrões adequados de eficiência e qualidade nos serviços prestados; e

d) submeter a terceiros a execução dos serviços objeto dos contratos decorrentes desse credenciamento.

C) DISPOSIÇÕES FINAIS

A ANEEL disponibilizará no endereço eletrônico www.aneel.gov.br relação das empresas avaliadoras credenciadas, apresentando informações resumidas sobre cada uma e dados como endereço completo, telefones, fax, e-mail, entre outros, que possibilitem o contato com a empresa.

O processo de credenciamento estará aberto para as empresas avaliadoras interessadas no dia seguinte à publicação da presente Resolução no Diário Oficial da União.

As empresas avaliadoras interessadas devem encaminhar a documentação exigida, mediante correspondência dirigida à ANEEL, mencionando no envelope "Credenciamento para a execução de avaliação dos ativos imobilizados em serviço das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, para fins da composição da base de remuneração".

A empresa avaliadora credenciada não pode participar, simultaneamente, em mais de 6 (seis) trabalhos. A empresa que descumprir o disposto está sujeita ao descredenciamento por esta Agência.

A empresa avaliadora, quando do credenciamento, deverá declarar que não prestará nos 12 (doze) meses posteriores à conclusão do serviço objeto da presente Resolução, outros serviços de consultoria e auditoria à concessionária contratante do trabalho de avaliação ou a empresas do mesmo grupo, exceção feita a trabalhos de avaliação que obedeçam rigorosamente aos critérios e metodologia definidos na presente Resolução.

ANEXO III

DECLARAÇÃO DE FATO SUPERVENIENTE

A _____ (nome da proponente), CNPJ/MF n° _____, declara, sob as penas da Lei, que não existem fatos comprometedores de sua habilitação no Credenciamento nº_____ referente aos serviços de execução de avaliação dos ativos das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, para fins da composição da base de remuneração, e se compromete a informar à ANEEL, no prazo máximo de 72 horas, a ocorrência de fatos supervenientes que venham a comprometer suas condições de habilitação e qualificação.

E por ser a expressão fiel da verdade, firma a presente.

Brasília, _____de _____de _____.

_____

RAZÃO SOCIAL DA EMPRESA

NOME COMPLETO E CARGO DE SEU REPRESENTANTE LEGAL

ANEXO IV

DECLARAÇÃO DE INDEPENDÊNCIA

A _____(nome da proponente), inscrita no CNPJ/MF sob o n° _____, declara, para fins de participação no processo de Credenciamento referente aos serviços de execução de avaliação dos ativos das concessionárias ou das permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, para fins da composição da base de remuneração, que não realizará trabalhos de avaliação, objeto do presente credenciamento, para concessionária (ou empresas do mesmo grupo) para a qual tenha prestado serviço de avaliação de ativos, que não obedeça aos critérios definidos na Resolução nº _____, nos últimos 12 (doze) meses anteriores à contratação, e, da mesma forma, que não prestará, nos próximos 12 (doze) meses, posteriores à conclusão dos serviços, outros serviços de auditoria, avaliação, assessoramento e/ou consultoria à concessionária contratante do trabalho de avaliação ou a empresas do mesmo grupo, exceção feita a trabalhos de avaliação que obedeçam rigorosamente aos critérios e metodologia definidos na Resolução nº _____.

Brasília, _____de _____de _____.

_____

RAZÃO SOCIAL DA EMPRESA

NOME COMPLETO E CARGO DE SEU REPRESENTANTE LEGAL

ANEXO V

TABELA 1: DENSIDADE DE CARGA E SUBVENÇÃO

Cooperativa	Principal Supridora	Densidade Cooperativa	Densidade Principal Supridora	Subvenção Anual (R$)	Data Referência Subvenção
Cedrap	Bandeirante	39,72	539,16	3.502.812,67	23/10/2015
Cedri	Elektro	40,22	148,52	1.432.981,22	27/08/2015
Cejama	Celesc	48,56	138,92	2.178.908,38	22/08/2016
Ceprag	Celesc	37,57	138,92	4.670.463,30	22/08/2016
Ceraçá	Celesc	40,29	138,92	4.345.575,94	22/08/2016
Ceral Anitápolis	Celesc	14,68	138,92	1.896.726,08	22/08/2016
Ceral Dis	Copel-Dis	45,14	87,45	1.088.773,35	24/11/2016
Cerbranorte	Celesc	93,08	138,92	4.184.209,94	22/08/2016
Cerej	Celesc	18,86	138,92	7.773.911,14	22/08/2016
Cergal	Celesc	120,56	138,92	253.617,86	22/08/2016
Cergapa	Celesc	44,92	138,92	1.475.473,23	22/08/2016
Cergral	Celesc	53,41	138,92	1.397.854,23	22/08/2016
Cerim	Piratininga	39,73	588,87	4.117.426,93	23/10/2015
Ceripa*	Santa Cruz	39,92	94,05	11.872.349,07	22/03/2016
Ceris	Eletropaulo	33,58	1.092,60	2.117.451,27	04/07/2015
Cermc	Bandeirante	122,92	539,16	182.257,52	23/10/2015
Cermoful	Celesc	139,7	138,92	0,00	22/08/2016
Cernhe	CNEE	13,68	156,07	4.802.123,69	10/05/2016
Cerpalo	Celesc	74,5	138,92	2.572.705,62	22/08/2016
Cersul	Celesc	63,93	138,92	9.684.600,16	22/08/2016
Certrel	Celesc	96,76	138,92	142.258,48	22/08/2016
Cetril	Piratininga	37,14	588,87	9.144.263,89	23/10/2015
Coopera	Celesc	176,3	138,92	0,00	22/08/2016
Cooperaliança	Celesc	125,87	138,92	-3.097.371,23	22/08/2016
Coopercocal	Celesc	114,72	138,92	2.116.924,05	22/08/2016
Coopermila	Celesc	51,63	138,92	773.602,96	22/08/2016
Coorsel	Celesc	32,86	138,92	4.957.449,71	22/08/2016

*Deverá ter a subvenção recalculada em função da valoração de ativos de 69 kV e publicada junto ao próximo processo tarifário

ANEXO VI

TABELA 1 - DATA DE REFERÊNCIA CONTRATUAL

Cooperativa	Principal Supridora	Data de Reajuste da Supridora	Data de Referência da Cooperativa
CERCI	ENEL RIO	15/mar	29/abr
CERAL ARARUAMA	ENEL RIO	15/mar	29/abr
CEMIRIM	CPFL PAULISTA	08/abr	29/mai
CERFOX	RGE	19/jun	30/jul
CERTHIL	RGE	19/jun	30/jul
ELETRORURAL	COPEL	22/jun	30/jul
CERVAM	ELEKTRO	27/ago	30/set
CEGERO	CELESC	22/ago	30/set
CERSAD	CELESC	22/ago	30/set
CODESAM	CELESC	22/ago	30/set
COOPERZEM	CELESC	22/ago	30/set
COOPERSUL	CEEE	22/nov	22/dez
COOPERNORTE	CEEE	22/nov	22/dez

TABELA 2 - DATA DE REFERÊNCIA DO LAUDO DE ATIVOS

Cooperativa	Principal Supridora	Data de Referência para Parcela B	Data de Referência para Subvenção
CERCI	ENEL RIO	31/10/2017	31/10/2017
CERAL ARARUAMA	ENEL RIO	31/10/2017	31/10/2017
CEMIRIM	CPFL PAULISTA	30/11/2017	30/11/2017
CERFOX	RGE	31/01/2018	31/01/2018
CERTHIL	RGE	31/01/2018	31/01/2018
ELETRORURAL	COPEL	31/01/2018	31/12/2015
CERVAM	ELEKTRO	30/03/2018	28/02/2015
CEGERO	CELESC	31/03/2018	28/02/2016
CERSAD	CELESC	31/03/2018	28/02/2016
CODESAM	CELESC	31/03/2018	28/02/2016
COOPERZEM	CELESC	31/03/2018	28/02/2016
COOPERSUL	CEEE	30/11/2018	31/05/2016
COOPERNORTE	CEEE	30/11/2018	31/05/2016

TABELA 3 - DENSIDADE DE CARGA E SUBVENÇÃO

Cooperativa	Principal Supridora	Densidade da Cooperativa	Densidade da Principal Supridora
CERCI	ENEL RIO	29,23	183,67
CERAL ARARUANA	ENEL RIO	30,78	183,67
CEMIRIM	CPFL PAULISTA	109,7	243,76
CERFOX	RGE	13,9	108,15
CERTHIL	RGE	17,5	108,15
ELETRORURAL	COPEL	138,0	114,85
CERVAM	ELEKTRO	52,8	148,52
CEGERO	CELESC	218,3	138,92
CERSAD	CELESC	58,77	138,92
CODESAM	CELESC	259,9	138,92
COOPERZEM	CELESC	33,23	138,92
COOPERSUL	CEEE	9,41	141,81
COOPERNORTE	CEEE	23,23	141,81

TABELA 4: ETAPAS DO PROCESSO DE REGULARIZAÇÃO

Evento	Número de dias antes da Data de Referência Contratual (DRC)	Áreas Envolvidas
1. Encaminhamento do laudo de ativos pela cooperativa.	90	SGT/SFF
2. Divulgação do valor de Parcela B teto pela ANEEL	60	SGT
3. Aprovação de Resolução Autorizativa (REA) referente ao enquadramento da cooperativa como permissionária, contendo área de permissão e valor de Parcela B teto.	Entre 60 e 20	SCT
4. Data limite para assinatura do Contrato de Permissão	15	SCT
5. Envio de informações complementares para a definição da tarifa inicial	15	SGT
6. Data de Referência Contratual (Início da aplicação das tarifas iniciais)	0	SGT

ANEXO VII

REMUNERAÇÃO ADEQUADA REALIZADA

Geração Operacional de Caixa: Lucro antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização - LAJIDA ou Earns Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - EBITDA. O LAJIDA expressa a geração operacional bruta de caixa ou a quantidade de recursos monetários gerados pela atividade fim da concessionária. O LAJIDA para fins de cálculo das Remuneração Adequada será calculado pelo somatório de:

Código BMP (contas devedoras com sinal positivo e credoras com negativo)	Descrição (considerando-se números em absoluto)
(-) 61	(=) Resultado das Atividades
(+) 61X5.X.17	(+) Depreciação
(+) 61X5.X.18	(+) Amortização
(+) 61X5.X.05.04	(+) Benefício Pós-Emprego - Previdência Privada - Déficit ou Superávit Atuarial, se o saldo for devedor; (-) se for credor
(+) 61X5.X.05.05	(+) Programa de Demissão Voluntária - PDV, se o saldo for devedor; (-) se for credor
(+) 61X5.X.05.09	(+) Outros Benefícios Pós-Emprego - Déficit ou Superávit Atuarial, se o saldo for devedor; (-) se for credor
(+) 61X5.X.12.01, se o saldo for credor	(-) Provisão para Devedores Duvidosos, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.02, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Trabalhistas, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.03, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Cíveis, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.04, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Fiscais, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.05, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Ambientais, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.06, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Regulatórios, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.07	(+) Provisão para Redução ao Valor Recuperável (subtração se Reversão Líquida)
(+) 61X5.X.12.99, se o saldo for credor	(-) Provisão - Outros, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.15, do que superar 1% da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita	(-) Recuperação de Despesas, do que superar 1% da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita
(+) 6101.3.08.0X (parcial)	Receita de Ativo Regulatório do Empréstimo do Fundo da RGR
(-) 6101.3.30 (parcial)	Tributos sobre a Receita de Ativo Regulatório do Empréstimo do Fundo da RGR
(+) 6105.3.03.03 (parcial)	Provisão de Baixa ou Baixa de CVA Ativa e Demais Ativos Financeiros Setoriais relativa ao Ativo Regulatório do Empréstimo do Fundo da RGR

ANEXO VIII

CÁLCULO DO PMSO REALIZADO

Código BMP (contas devedoras com sinal positivo e credoras com negativo)	Descrição (considerando-se números em absoluto)
(+) 61X5.X.05-19	(=) Despesas de PMSO (NGs 05 a 19)
(-) 61X5.X.05.04	(-) Benefício Pós-Emprego - Previdência Privada - Déficit ou Superávit Atuarial, se o saldo for devedor; (+) se o saldo for credor
(-) 61X5.X.05.05	(-) Programa de Demissão Voluntária - PDV, se o saldo for devedor; (+) se o saldo for credor
(-) 61X5.X.05.09	(-) Outros benefícios Pós-Emprego - Déficit ou Superávit Atuarial, se o saldo for devedor; (+) se for credor
(-) 61X5.X.12.01, se o saldo for credor	(+) Provisão para Devedores Duvidosos, se o saldo for credor

(-) 61X5.X.12.02, se o saldo for credor	(+) Provisão para Litígios Trabalhistas, se o saldo for credor
(-) 61X5.X.12.03, se o saldo for credor	(+) Provisão para Litígios Cíveis, se o saldo for credor
(-) 61X5.X.12.04, se o saldo for credor	(+) Provisão para Litígios Fiscais, se o saldo for credor
(-) 61X5.X.12.05, se o saldo for credor	(+) Provisão para Litígios Ambientais, se o saldo for credor
(-) 61X5.X.12.06, se o saldo for credor	(+) Provisão para Litígios Regulatórios, se o saldo for credor
(-) 61X5.X.12.07	(+) Provisão para Redução ao Valor Recuperável (subtração se Reversão Líquida)
(-) 61X5.X.12.99, se o saldo for credor	(+) Provisão - Outros, se o saldo for credor
(-) 61X5.X.15, do que superar 1% (hum por cento) da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita	(+) Recuperação de Despesas, do que superar 1% (hum por cento) da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita

ANEXO IX

CÁLCULO DO PMSO REALIZADO SEM DESPESAS DE PROVISÕES

Código BMP (contas devedoras com sinal positivo e credoras com negativo)	Descrição (considerando-se números em absoluto)
(+) 61X5.X.05-19	(=) Despesas de PMSO (NGs 05 a 19)
(-) 61X5.X.05.04	(-) Benefício Pós-Emprego - Previdência Privada - Déficit ou Superávit Atuarial, se o saldo for devedor; (+) se o saldo for credor
(-) 61X5.X.05.05	(-) Programa de Demissão Voluntária - PDV, se o saldo for devedor; (+) se o saldo for credor
(-) 61X5.X.05.09	(-) Outros benefícios Pós-Emprego - Déficit ou Superávit Atuarial, se o saldo for devedor; (+) se for credor
(-) 61X5.X.12	(-) Provisão
(-) 61X5.X.15, do que superar 1% (hum por cento) da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita	(+) Recuperação de Despesas, do que superar 1% (hum por cento) da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita

ANEXO X

TERMO DE COMPROMISSO

Os dirigentes da Distribuidora Designada para a prestação pública do serviço de distribuição (doravante RESPONSÁVEL) signatários deste Termo de compromisso, para fazer jus aos repasses de recursos financeiros de que trata o § 4º do Art. 9º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 se comprometem a observar o disposto na Portaria MME 388/2016 e zelar pela continuidade e adequação do serviço prestado, em particular com relação aos seguintes parâmetros que serão prioritariamente acompanhados pela ANEEL:

I - Adimplência setorial;

II - Limites de Perdas de Energia Elétrica da designação;

III - Limites de Custos Operacionais da designação;

IV - Limites de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) da designação;

V - Limites de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) da designação;

VI - Qualidade da informação prestada à ANEEL.

VII - Atender determinações da fiscalização da ANEEL.

Os signatários deste Termo de Compromisso, em nome da RESPONSÁVEL se comprometem a encaminhar à ANEEL, Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição, assinado pelos mesmos signatários do presente Termo, que detalhe as ações a serem tomadas pela administração com objetivo de respeitar os limites e condições definidos pela ANEEL durante o período de designação pelo Poder Concedente.

Os signatários do presente Termo de Compromisso se comprometem a empreender as ações que lhe cabem para viabilizar o processo de licitação de que trata a Lei n. 12.783/2012, de acordo com as diretrizes do Poder Concedente.

O Presidente da RESPONSÁVEL signatário deste Termo de Compromisso se compromete a comparecer mensalmente à ANEEL para prestar contas a respeito da execução do Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição, apresentando os resultados alcançados em cada um dos indicadores monitorados, bem como ações implantadas e em fase de implementação para cumprimento do referido plano.

Os dirigentes signatários da RESPONSÁVEL deste termo deverão encaminhar trimestralmente à ANEEL relatório relativo ao cumprimento do Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição, devidamente assinado por todos os dirigentes signatários deste Termo de Compromisso e atestado por um

Conselho Fiscal, inclusive acionistas controladores, até sua efetiva conclusão contendo, no mínimo, a comparação entre metas e os resultados alcançados para cada um dos indicadores monitorados, bem como ações implantadas e em fase de implementação para cumprimento do plano proposto.

Os signatários do presente Termo de Compromisso reconhecem que o não cumprimento das condições estabelecidas pela ANEEL e constantes do Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição poderá ensejar suspensão dos repasses de recursos de que trata o § 4º do Art. 9º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Os signatários do presente Termo de Compromisso reconhecem que a ANEEL acompanhará o cumprimento do Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição, sendo certo que a não realização como estabelecido ensejará a responsabilização dos signatários da RESPONSÁVEL.

Local e data:

Pela RESPONSÁVEL:

_____
Presidente:
Nome:
CPF:
Telefone:
Correio eletrônico:

_____
Diretor Financeiro
Nome:
CPF:
Telefone:
Correio eletrônico:

_____
Diretor Técnico
Nome:
CPF:
Telefone:
Correio eletrônico:

_____
Presidente do Conselho de Administração da RESPONSÁVEL
Nome:

CPF:
Telefone:
Correio eletrônico:

Pelo Acionista Controlador, como Interveniente:

_____
Presidente:
Nome:
CPF:
Telefone:
Correio eletrônico:

_____
Diretor Financeiro
Nome:
CPF:
Telefone:
Correio eletrônico:

_____
Diretor de Distribuição
Nome:
CPF:
Telefone:
Correio eletrônico:

ANEXO XI

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.1

PROCEDIMENTOS GERAIS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais para cálculo da Receita Requerida nas Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (RTP).

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. O reposicionamento das tarifas na Revisão Tarifária compreende duas etapas. Na primeira ocorre o cálculo da Receita Requerida – RR. Na segunda, após a definição da RR e do Mercado de Referência, é realizada a abertura tarifária.

4. O Mercado de Referência é composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no "Período de Referência" a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

5. O Período de Referência é definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

6. Os montantes faturados de qualquer mês do Período de Referência são aqueles registrados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, ou no sistema que vier a sucedê-lo.

7. Caso não haja tempo hábil para sua apuração, as informações do mercado faturado no último mês do período de referência serão estimadas, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior, podendo os valores do penúltimo mês, se provisórios, ser alterados, uma única vez, até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora.

8. No processo de revisão tarifária são definidos também dois parâmetros a serem considerados nos reajustes tarifários que ocorrerão no próximo ciclo tarifário da concessionária: (1) o percentual regulatório de Perdas Não Técnicas, cujo cálculo é disciplinado no Submódulo 2.6, e (2) o Fator X, disciplinado no Submódulo 2.5.

A organização geral, bem como o rito e os prazos envolvidos na execução dos processos de revisão tarifária periódica, são estabelecidos no Submódulo 10.1 do PRORET.

3.1. COMPOSIÇÃO DA RECEITA

9. A Receita Requerida é composta pela soma da Parcela A e da Parcela B.

$$RR = VPA + VPB \quad (1)$$

onde:
RR: Receita Requerida;
VPA: Valor da Parcela A, parcela que incorpora os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive a geração própria, além dos encargos setoriais; e
VPB: Valor da Parcela B, parcela que incorpora os custos típicos da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes.

3.2. VALOR DA PARCELA A

10. A Parcela A é composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (2)$$

onde:
VPA: Valor de Parcela A;
CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;
CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e
ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

11. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

12. No cálculo dos custos de compra de aquisição de energia elétrica e geração própria na revisão e nos reajustes tarifários são considerados os valores regulatórios de perdas de energia elétrica. O percentual regulatório de perdas de energia elétrica é definido no momento da revisão tarifária, conforme previsto nos Contratos de Concessão. O cálculo das perdas técnicas está regulamentado nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Já as regras de cálculo das perdas não técnicas se encontram no Submódulo 2.6 do PRORET

3.3. VALOR DA PARCELA B

13. O Valor da Parcela B (VPB) será calculado no processo de revisão tarifária conforme equação abaixo:

$$VPB = (CAOM + CAA).(1 - P_m - MIQ) - OR \quad (3)$$

onde:
CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;
CAA: Custo Anual dos Ativos;
P_m: Fator de Ajuste de Mercado;
MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade; e
OE: Outras Receitas

14. Para o cálculo do Fator de Ajuste de Mercado –P_M- será considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X, conforme Submódulo 2.5.

15. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade –MIQ- será considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X, conforme Submódulo 2.5.

16. Os valores de Outras Receitas serão calculados conforme Submódulo 2.7 do PRORET.

17. O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), cuja metodologia de cálculo é detalhada no Submódulo 2.2 do PRORET, é composto pelos seguintes itens:

$$CAOM = CO + RI \quad (4)$$

onde:
CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;
CO: Custos Operacionais; e
RI: Receitas Irrecuperáveis.

18. O Custo Anual dos Ativos (CAA) será calculado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (5)$$

onde:
CAA: Custo Anual dos Ativos;
RC: Remuneração do capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda;
QRR: Quota de Reintegração Regulatória; e
CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

19. Os valores de Remuneração do Capital (RC) serão calculados conforme a seguir:

$$RC = (BRRl - RGR) \cdot r_{WACCpré} + RGR \cdot r_{RGR} + RC_{OE} \quad (6)$$

onde:
RC: Remuneração do Capital;
BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida;
RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;
$r_{WACCpré}$: Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;
r_{RGR}: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e
RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

20. A metodologia de definição e os valores de $r_{WACCpré}$ e r_{RGR} são detalhados no Submódulo 2.4 do PRORET. A data-base do Saldo Devedor da RGR será o terceiro mês anterior à data-base do Laudo de Avaliação.

21. A metodologia de cálculo da Base de Remuneração Regulatória é descrita no Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória.

22. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - RC_{OE} será calculada conforme equação abaixo.

$$RC_{OE} = \left(\frac{PRN+PRP}{(1-t)}\right) \times 0{,}5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{OE}} \times OES_b \quad (7)$$

onde:
RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;
PRN: Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro, conforme valores encontrados no ano histórico de referência (ano_t), que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação (ano_A);
PRP: Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+ Br, com janela formada pelos últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano_{t-9} a dezembro do ano_t, que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação (ano_A);
t: Impostos e Contribuições sobre a Renda;
P: Participação do Capital Próprio no Capital Total, conforme valores encontrados no ano histórico de referência (ano_t), que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação (ano_A);
CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;
CAA: Custo Anual dos Ativos; e
OES_b: Obrigações Especiais Brutas.

23. Os parâmetros PRN e PRP descritos acima serão atualizados conforme a taxa regulatória de remuneração de capital, a qual será atualizada anualmente por meio de despacho emitido até o final do mês de fevereiro de cada ano de aplicação, de acordo com a metodologia prevista no PRORET 2.4.

24. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, e tem por finalidade recompor os ativos destinados à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. É calculada conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta: \quad (8)$$

onde:
QRR: Quota de Reintegração Regulatória;
BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e
δ: Taxa média de depreciação das instalações.

25. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, e demais revisões.

26. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI - refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

27. O CAIMI será calculado com remuneração sobre 50% do investimento, conforme equação a seguir:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (9)$$

onde:
CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;
CAL: Custo Anual de Aluguéis;
CAV: Custo Anual de Veículos; e
CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

28. O Custo Anual de Aluguéis (CAL) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAL = BAR_A \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2}\right] \quad (10)$$

onde:
CAL: Custo Anual de Aluguéis;
BAR_A: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo; e
VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 75% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) "230.01 – Equipamento Geral – móveis e utensílios"; e 25% referente ao TUC "215.09 - Edificação – outras"

29. O Custo Anual de Veículos (CAV) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAV = BAR_V \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2}\right] \quad (11)$$

onde:
CAV: Custo Anual de Veículos;
BAR_V: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos; e
VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, referente ao TUC "615.01 – Veículos".

30. O Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAI = BAR_I \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2}\right] \quad (12)$$

onde:
CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;
BAR_I: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática; e
VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 70% referente ao TUC "535 – Software"; e 30% referente ao TUC "235 – Equipamento Geral de Informática"

31. A metodologia de cálculo dos valores de BAR_I, BAR_v e BAR_A, é descrita no Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória.

3.4. ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA E EXCEDENTE DE REATIVO

32. Por ocasião da primeira revisão tarifária subsequente ao 3º Ciclo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - 3CRTP-, o valor acumulado de receitas com ultrapassagem de demanda – UD - e excedente de reativo – ER - até a data do laudo de avaliação dos ativos, conforme sistemática estabelecida naquele ciclo, deverá ser transferido para a conta de Obrigações Especiais, quando, então, receberá o tratamento usual da contrapartida da depreciação dos respectivos ativos alocados como investimentos originários dessas Obrigações Especiais.

33. As receitas faturadas com UD e ER, a partir da primeira revisão tarifária subsequente ao 3CRTP, serão também contabilizadas como Obrigações Especiais, em subconta específica que não será amortizada.

34. A receita de que trata este tópico é líquida dos tributos incidentes, do percentual regulatório de 3,5% da receita, referente a ultrapassagens de demanda na rede de transmissão, e das receitas irrecuperáveis, aplicando-se o percentual regulatório associado à classe de consumo industrial, conforme Submódulo 2.2 – Custos Operacionais.

35. A partir da segunda revisão tarifária posterior ao 3CRTP, os valores devem ser subtraídos da Parcela B, proporcionalizados de acordo com o ciclo tarifário da empresa e corrigidos pela SELIC, conforme abaixo.

$$REC_{UD\&ER} = \frac{SA_{UD\&ER}}{N} \quad (13)$$

onde:
$REC_{UD\&ER}$: Receitas de UD e ER a serem consideradas no cálculo da Parcela B;
$SA_{UD\&ER}$: Saldo acumulado de receitas de UD e ER, atualizado por SELIC; contabilizado no ciclo tarifário;
e
N: Número de anos do Ciclo Tarifário.

ANEXO XII

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.1 A

PROCEDIMENTOS GERAIS

Aditivo Contratual 2016

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais para cálculo da Receita Requerida nas Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (RTP).

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se somente às revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica prorrogadas nos termos do Decreto n° 8.461/15 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. O reposicionamento das tarifas na Revisão Tarifária compreende duas etapas. Na primeira ocorre o cálculo da Receita Requerida – RR. Na segunda, após a definição da RR e do Mercado de Referência, é realizada a abertura tarifária.

4. O Mercado de Referência é composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no "Período de Referência" a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

5. O Período de Referência é definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

6. Os montantes faturados de qualquer mês do Período de Referência são aqueles registrados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, ou no sistema que vier a sucedê-lo.

7. Caso não haja tempo hábil para sua apuração, as informações do mercado faturado no último mês do período de referência serão estimadas, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior, podendo os valores do penúltimo mês, se provisórios, ser alterados, uma única vez, até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora.

8. No processo de revisão tarifária são definidos também dois parâmetros a serem considerados nos reajustes tarifários que ocorrerão no próximo ciclo tarifário da concessionária: (1) o percentual regulatório de Perdas Não Técnicas, cujo cálculo é disciplinado no Submódulo 2.6, e (2) o Fator X, disciplinado no Submódulo 2.5 A do PRORET.

9. Caso os dados necessários para realizar quaisquer cálculos deste módulo 2 não sejam viáveis de serem obtidos em tempo hábil ao processo tarifário, e se tais dados forem mensais, o valor será estimado repetindo-se os valores realizados no mês imediatamente anterior. Exemplos da aplicação deste parágrafo seriam para apurar Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda, Excedente dos Reativos, e Receita de Bandeiras, além de outros.

10. Valores estimados dessa maneira serão considerados como finais, não cabendo o ajuste posterior pelo valor efetivamente apurado daquele item.

11. As organizações gerais, bem como o rito e os prazos envolvidos na execução dos processos de revisão tarifária periódica, são estabelecidas no Submódulo 10.1 do PRORET.

3.1. COMPOSIÇÃO DA RECEITA

12. A Receita Requerida é composta pela soma da Parcela A e da Parcela B.

$$RR = VPA + VPB \quad (1)$$

onde:
RR: Receita Requerida;
VPA: Valor da Parcela A, parcela que incorpora os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive a geração própria, os encargos setoriais, e as receitas irrecuperáveis; e
VPB: Valor da Parcela B, parcela que incorpora os custos típicos da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes.

3.2. VALOR DA PARCELA A

13. A Parcela A é composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPA = CE + CT + ES + RI \quad (2)$$

onde:
VPA: Valor de Parcela A;
CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;
CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;
ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica; e
RI: Receitas Irrecuperáveis.

14. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2.2A, 3.2A, 3.3A e 3.4A do PRORET.

15. No cálculo dos custos de compra de aquisição de energia elétrica e geração própria na revisão e nos reajustes tarifários são considerados os valores regulatórios de perdas de energia elétrica. O percentual regulatório de perdas de energia elétrica é definido no momento da revisão tarifária, conforme previsto nos Contratos de Concessão. O cálculo das perdas técnicas está regulamentado nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Já as regras de cálculo das perdas não técnicas se encontram no Submódulo 2.6 do PRORET

3.3. VALOR DA PARCELA B

16. O Valor da Parcela B (VPB) será calculado no processo de revisão tarifária conforme equação abaixo:

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER \quad (3)$$

onde:
CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;
CAA: Custo Anual dos Ativos;
P_m: Fator de Ajuste de Mercado;
MIQ : Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;
OR: Outras Receitas;
UD: Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda; e
ER: Receita obtida com Excedente Reativo

17. Para o cálculo do Fator de Ajuste de Mercado – Pm – será considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X, conforme Submódulo 2.5 A do PRORET.

18. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade –MIQ será considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente *Q* do Fator X, conforme Submódulo 2.5 A do PRORET.

19. Os valores de Outras Receitas – OR serão calculados conforme Submódulo 2.7A do PRORET.

20. Os valores de Ultrapassagem de Demanda – UD e Excedente Reativo – ER serão calculados conforme seção 3.4 deste Submódulo.

21. O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é composto pelos Custos Operacionais, definidos pela metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 2.2A do PRORET:

22. O Custo Anual dos Ativos (CAA) será calculado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (4)$$

onde:
CAA: Custo Anual dos Ativos;
RC: Remuneração do capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda;
QRR: Quota de Reintegração Regulatória; e
CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

23. Os valores de Remuneração do Capital (RC) serão calculados conforme a seguir:

$$RC = (BRRL – RGR).\ r_{waccpré} + RGR.r_{RGR} + RC_{OE} \quad (5)$$

onde:
RC: Remuneração do Capital;
BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida;
RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;
$r_{WACCpré}$: Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;
r_{RGR}: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e
RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

24. A metodologia de definição e os valores de $r_{WACCpré}$ e r_{RGR} são detalhados no Submódulo 2.4 do PRORET. A data-base do Saldo Devedor da RGR será o terceiro mês anterior à data-base do Laudo de Avaliação.

25. A metodologia de cálculo da Base de Remuneração Regulatória é descrita no Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória.

26. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais RC_{OE} - será calculada conforme equação abaixo.

$$RC_{OE} = \left(\frac{PRN+PRP}{(1-t)}\right) \times 0{,}5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{OE}} \times OES_b \quad (6)$$

onde:
$RC_{OE:}$ Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;
PRN: Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro, conforme valores encontrados no ano histórico de referência (ano_t), que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação (ano_A);
PRP: Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+ Br, com janela formada pelos últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano_{t-9} a dezembro do ano_t, que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação (ano_A);
t: impostos e Contribuições sobre a Renda;
P:Participação do Capital Próprio no Capital Total, conforme valores encontrados no ano histórico de referência (ano_t), que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação (ano_A);
CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;
CAA: Custo Anual dos Ativos; e
OES_b: Obrigações Especiais Brutas.

27. Os parâmetros PRN e PRP descritos acima serão atualizados conforme a taxa regulatória de remuneração de capital, a qual será atualizada anualmente por meio de despacho emitido até o final do mês de fevereiro de cada ano de aplicação, de acordo com a metodologia prevista no PRORET 2.4.

28. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, e tem por finalidade recompor os ativos destinados à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. É calculada conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb.\ \delta: \quad (7)$$

onde:
QRR: Quota de Reintegração Regulatória;
BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e
δ: Taxa média de depreciação das instalações.

29. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, e alterações supervenientes.

30. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI - refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

31. O CAIMI será calculado com remuneração sobre 50% do investimento, conforme equação a seguir:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (8)$$

onde:
CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;
CAL: Custo Anual de Aluguéis;
CAV: Custo Anual de Veículos; e
CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

32. O Custo Anual de Aluguéis (CAL) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAL = BAR_A \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2}\right] \quad (9)$$

onde:
CAL: Custo Anual de Aluguéis;
BAR_A: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo; e
VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 75% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) "230.01 – Equipamento Geral – móveis e utensílios"; e 25% referente ao TUC "215.09 - Edificação – outras"

33. O Custo Anual de Veículos (CAV) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAV = BAR_V \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2}\right] \quad (10)$$

onde:

CAV: Custo Anual de Veículos;

BAR_V: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, referente ao TUC "615.01 – Veículos".

34. O Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAI = BAR_I \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2}\right] \quad (11)$$

onde:

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;

BAR_I: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 70% referente ao TUC "535 – Software"; e 30% referente ao TUC "235 – Equipamento Geral de Informática"

35. A metodologia de cálculo dos valores de BAR_I, BAR_V e BAR_A, é descrita no Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória.

3.4. ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA E EXCEDENTE DE REATIVO

36. Define-se como Data Referência de Alteração Contratual - DRAC o último dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, nos termos do Despacho nº 2.194/2016, ou o último dia do mês da publicação deste PRORET, o que ocorrer por último.

37. No primeiro processo tarifário subsequente a DRAC deverão ser considerados os valores faturados de UD e ER entre a DRAC e o último dia do mês anterior ao mês do processo tarifário como redutores da Parcela B. Nos processos tarifários subsequentes deverão ser considerados os valores faturados de UD e ER do período de referência como redutor da Parcela B.

38. Os valores faturados de UD e ER a partir da Data-Base do Laudo de Avaliação da 4ª Revisão Tarifária Periódica – 4ª RTP, até a DRAC, deverão ser registrados em subconta específica, não sujeitos a amortização, quando, na 5ª RTP, o saldo contabilizado será subtraído da Parcela B, conforme sistemática estabelecida no Submódulo 2.1 – Procedimentos Gerais. Esse parágrafo não se aplica às concessionárias com DRAC anterior à 4ª RTP.

39. Para as empresas que ainda não passaram pela 4ª RTP, será considerado como redutor da base de remuneração da correspondente revisão, (i) as receitas de UD e ER registradas como Obrigações Especiais até a Data-Base do Laudo de Avaliação dos Ativos, quando a DRAC for posterior à data do laudo, ou (ii) as receitas de UD e ER registradas como Obrigações Especiais até DRAC, quando a DRAC for anterior à data do laudo.

40. Os valores faturados de UD e ER a partir da DRAC ou da Data-Base do Laudo de Avaliação, o que couber, passam a ser atualizados mês a mês pelo IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), ou outro índice econômico que venha a substituí-lo.

41. A receita de que trata este tópico é líquida dos tributos incidentes, do percentual regulatório de 3,5% da receita, referente a ultrapassagens de demanda na rede de transmissão, e das receitas irrecuperáveis, aplicando-se o percentual regulatório associado à classe de consumo industrial, conforme Submódulo 2.2 A – Custos Operacionais.

42. Para as empresas que assinarem o aditivo contratual a partir da data do Laudo de Avaliação da 5ª RTP, os valores acumulados de ER e UD a serem subtraídos da Parcela B deverão ser diluídos em 2 (dois) ciclos tarifários. Caso o acúmulo dos valores de ER e UD forem inferiores a um ciclo, será avaliado o caso concreto sobre a aplicabilidade do procedimento descrito neste parágrafo.

ANEXO XIII

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.2

CUSTOS OPERACIONAIS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia a ser utilizada para definição dos Custos Operacionais Regulatórios nos processos de revisão tarifária das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia.

3. METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

3. Os custos operacionais, para fins de revisão tarifária, correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica.

4. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e regulamentação, assegurando uma prestação de serviço adequada e que os ativos manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda a sua vida útil.

5. Na definição dos custos operacionais regulatórios, serão observados os custos praticados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos, e as características das áreas de concessão.

6. A identificação do nível eficiente de custos é obtida pela comparação entre as distribuidoras por meio de um método de benchmarking que leva em consideração os atributos de cada concessionária.

7. A partir desses condicionantes é estabelecida uma meta de custos operacionais regulatórios a ser atingida ao longo do ciclo tarifário.

8. Ressalte-se que não se trata de uma meta a ser alcançada pela empresa, mas uma referência de custos operacionais a ser considerada no cálculo da parcela B ao final do ciclo.

9. No momento da revisão tarifária a meta regulatória é comparada com a cobertura de custos operacionais presente na tarifa da concessionária, denominada Receita de Custos Operacionais.

10. A partir da diferença entre a meta regulatória e a Receita de Custos Operacionais, será calculada uma trajetória regulatória. Parte da diferença será incorporada no momento da revisão tarifária e a parcela remanescente será considerada para fins de cálculo do componente T do Fator X.

11. Na seção 3.1 é apresentado o cálculo da Receita de Custos Operacionais. Na seção 3.2 é apresentado o cálculo da Meta de Custos Operacionais. Na seção 3.3 é apresentado o cálculo dos custos operacionais na revisão tarifária e a definição do componente T do Fator X.

3.1. CÁLCULO DA RECEITA DE CUSTOS OPERACIONAIS

12. A referência inicial para a definição da meta de custos operacionais é a cobertura tarifária da concessionária no momento da revisão.

13. Apura-se a parcela de receita correspondente aos custos operacionais regulatórios na receita verificada no Ano Teste da revisão, calculada a partir proporção entre os custos operacionais e a parcela B definidos na revisão tarifária anterior.

14. Nos casos em que houve trajetória de redução via componente T do Fator X na revisão anterior, deve-se apurar a nova proporção considerando tal efeito, conforme equação abaixo.

$$CO_{At} = \frac{CO_{Rev} - VPB_{Rev}(1-(1-T_{Rev})^{N-1})}{VPB_{Rev}(1-T_{Rev})^{N-1}} \cdot VPB_{At} \quad (1)$$

Onde:

CO_{At}: receita de custos operacionais no Ano Teste;

CO_{Rev}: valor dos custos operacionais aprovado na última revisão tarifária com ajustes;

$VPB_{Rev.}$: valor da parcela B na última revisão tarifária;

T_{Rev}: componente T do Fator X definido na última revisão tarifária;

$VPB_{At:}$ receita de parcela B no Ano Teste; e

N: número de anos do ciclo tarifário da concessionária.

15. Na equação anterior CO_{Rev} e VPB_{Rev} buscam identificar o tamanho relativo dos custos operacionais regulatórios na construção da parcela B da última revisão. Portanto, para fins desse cálculo devem ser consideradas os ajustes e deduções incluídas na formação da parcela B como a dedução dos ganhos de produtividade, outras receitas e outros ajustes de efeito semelhante.

16. Por sua vez, a receita de parcela B no Ano Teste é calculada a partir das tarifas de distribuição decorrentes da abertura tarifária do último reajuste aplicadas ao mercado do Ano Teste;

3.1.1. SITUAÇÕES EXCEPCIONAIS

17. Situações excepcionais como a não aplicação de reajustes no ano anterior por inadimplemento setorial, ou outra motivação de igual efeito, e surgimento de revisões tarifárias extraordinárias deverão ser examinadas caso a caso objetivando escolher a melhor alternativa para apurar a parcela de cobertura de custos operacionais no Ano Teste.

3.2. CÁLCULO DA META DE CUSTOS OPERACIONAIS

18. O valor do custo operacional eficiente será definido a partir da comparação da receita de custos operacionais no momento da revisão e o intervalo de custos operacionais eficientes para a concessionária em análise, conforme abaixo.

$$CO_{ef} = \min(\max(CO_{At}; LI); LS) \quad (2)$$

Onde:

CO_{ef}: valor dos custos operacionais regulatórios eficientes;

LS: limite superior dos custos operacionais regulatórios eficientes; e

LI: limite inferior dos custos operacionais regulatórios eficientes.

19. Como regra geral, a meta será ajustada de tal forma que não implique uma trajetória que exceda uma variação de custos operacionais regulatórios superior a 5% a.a.

$$\Delta CO = \min\left(\left|\sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1\right|; 5\%\right)$$
$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^{N} \quad (2)$$

Onde:
ΔCO: variação anual dos custos operacionais regulatórios; e
$CO_{meta:}$ meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual.

20. Para os casos em que a razão entre o custo definido pela Eq. 3 (CO_{meta}) e os custos operacionais reais for superior a 120%, a meta de custos operacionais será ajustada conforme expressão a seguir.

21. A representação dos custos operacionais reais se dará de acordo com os mesmos critérios contábeis considerados no estudo que fundamentou a metodologia de custos operacionais.

$$CO'_{meta} = \frac{1{,}2 \cdot Opex_{médio} + CO_{meta}}{2} \quad (3)$$

Onde::
$CO'_{meta:}$ meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento; e
$Opex_{médio}$: média dos custos operacionais reais.

22. Para o cálculo de $Opex_{médio}$ será considerado o valor médio dos custos operacionais reais nos dois anos consecutivos mais próximos da revisão tarifária, considerando a informação mais recente disponível, atualizados monetariamente pelo IPCA até a data da revisão tarifária.

23. Nas seções seguintes são definidos os parâmetros das equações 2, 3 e 4.

3.2.1. INTERVALO DE CUSTOS EFICIENTES

24. Os intervalos de custos operacionais eficientes são calculados conforme expressão a seguir:

$$LS = \alpha \cdot \frac{\theta_{sup}}{\theta_{ref}} \cdot Opex$$
$$LI = \alpha \cdot \frac{\theta_{inf}}{\theta_{ref}} \cdot Opex \quad (4)$$

Onde:

LS: limite superior dos custos operacionais regulatórios;
LI: limite inferior dos custos operacionais regulatórios;
$\theta_{sup:}$ limite superior do intervalo de eficiência apurado para a empresa;
$\theta_{inf:}$ limite inferior do intervalo de eficiência apurado para a empresa;
θ_{ref}: referência de eficiência;
Opex: custo operacional real da empresa usado no cálculo de eficiência; e
α: fator de atualização.

25. Os limites superior θ_{sup} e inferior θ_{inf} para cada distribuidora, estão apresentados no Anexo I.

26. A referência de eficiência θ_{ref} é de 79 %.

27. Os custos operacionais reais de cada empresa usados no cálculo de eficiência estão apresentados no Anexo II.

3.2.2. FATOR DE ATUALIZAÇÃO

28. Para o cálculo do fator de atualização α, considera-se a seguinte equação:

$$Opex_{ef} = \frac{1}{u}\left(\sum_{j=1}^{m} v_j y_j + \varphi\right) \quad (5)$$

Onde:
$Opex_{ef:}$ custo eficiente estimado para a concessionária;
y_j: produto "j" da empresa;
V_j: "peso" atribuído ao produto "j";
u: "peso" atribuído ao insumo;
m: total de produtos; e
ϕ: "fator de escala" da empresa.

29. Os produtos utilizados y_j bem como seus respectivos pesos por concessionária foram obtidos do estudo de benchmarking realizado pela ANEEL, e estão apresentados nos Anexos III e V.

30. O fator de atualização será calculado conforme a equação a seguir.

$$\alpha = \frac{Opex_{ef}^{t+1}}{Opex_{ef}^{t}} \cdot \frac{IPCA^{t+1}}{IPCA^{t}} \quad (6)$$

Onde:
$Opex_{ef}^{t+1:}$ custo eficiente estimado na data base da revisão tarifária;
$Opex^{t}_{ef}$ custo eficiente estimado na data base do cálculo da eficiência;
$IPCA^{t+1:}$ número índice do IPCA no mês anterior à data base da revisão tarifária; e
$IPCA^{t}$: número índice do IPCA no mês anterior à data base do cálculo da eficiência.

31. Os dados que serão considerados e data base de todos os produtos estão definidos a seguir.

3.2.3. BASE DE DADOS E DATA BASE

32. Os dados de produtos utilizados para o cálculo do fator de atualização serão baseados nas seguintes fontes:

Tabela 1 – Fontes de dados para cálculo do fator de atualização.

Produto	Fonte
Rede Subterrânea	BDGD (SIG-R)
Rede de Distribuição Aérea	BDGD (SIG-R)
Rede de Alta Tensão	BDGD (SIG-R)
Mercado Ponderado	SAMP
Consumidores	SAMP
Consumidor Hora Interrompido	INDQUAL
Perdas não técnicas	SAMP

33. Caso se verifique a indisponibilidade ou inconsistência da informação nas bases de dados descritas na tabela acima poderão ser utilizadas outras fontes para validação ou substituição dos dados existentes.

34. Para fins da atualização descrita na Eq. 7 serão utilizados os dados de extensão de rede encaminhados à Aneel na Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD. Será considerada no cálculo a informação de rede no sexto mês anterior à data da revisão tarifária.

35. O valor incremental de expansão da rede do último ano civil validado no BDGD até o sexto mês anterior à data da revisão tarifária será solicitado à concessionária.

36. Os dados de mercado ponderado e consumidores serão recebidos via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação Econômica – SAMP. Para fins da atualização será considerado o quantitativo de consumidores no sexto mês anterior a data da revisão tarifária e o mercado realizado no Ano Teste.

37. Os fatores de ponderação dos mercados de AT, MT e BT serão os mesmos utilizados no estudo de eficiência referente ao ano mais recente conforme Anexo V.

38. O produto CHI será calculado conforme expressão a seguir:

$$CHI_{aj} = \max((DEC_{real} - DEC_{v8}) \cdot cons; 0) \quad (7)$$

Onde:
CHI_{aj}: Consumidor Hora Interrompido ajustado;
DEC_{real}: DEC global médio realizado pela concessionária;
DEC_{v8}:referência para o indicador DEC global da concessionária, obtido pela ponderação dos benchmarks de cada conjunto da empresa; e
cons: número de consumidores.

39. Os dados de duração das interrupções serão coletados do Sistema de Acompanhamento de Indicadores de Qualidade – INDQUAL.

40. Para fins de atualização será considerado o DEC_{real} médio dos três anos civis anteriores a data base da revisão tarifária.

41. O DEC_{v8} considerado será o valor obtido no processo de definição dos limites do indicador DEC no momento da revisão tarifária da concessionária.

42. O produto Perdas não técnicas será calculado conforme expressão a seguir:

$$PNT_{aj} = \max((Pntbt - meta) \cdot mbt; 0) \quad (8)$$

Onde:
PNT_{aj} :perda não técnica ajustada;
Pntbt: indicador médio de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão;
meta: meta regulatória de perdas sobre o mercado de baixa tensão; e
mbt: mercado de baixa tensão.

43. Os dados de perdas não técnicas serão coletados via SAMP, considerando para tanto o referencial de perdas técnicas definido pela ANEEL no momento da revisão tarifária.

44. Para fins de atualização será considerado o índice de perdas (Pntbt) médio dos três anos civis anteriores a data base da revisão tarifária.

45. A meta regulatória de perdas não técnica será a perda da empresa benchmark de perdas não técnicas ponderada pela probabilidade de comparação obtida a partir da metodologia descrita no Submódulo 2.6, na data da revisão tarifária.

46. Para as empresas situadas no topo do ranking o índice de complexidade será usado como representação da parcela "não gerenciável" de perdas não técnicas.

3.3. CÁLCULO DOS CUSTOS OPERACIONAIS E COMPONENTE T DO FATOR X

47. A diferença entre os valores de meta regulatória e a receita de custos operacionais será deduzia ou acrescida às tarifas de forma gradual ao longo do ciclo de revisão da concessionária
48. O valor dos custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária e o Componente T do Fator X serão calculados conforme as expressões a seguir.

$$CO_p = CO_{At} + \frac{(CO_{meta} - CO_{At})}{N}$$

$$T_p = \left(1 - \sqrt[N-1]{\frac{CO_{meta}}{CO_p}}\right) \cdot \frac{CO_p}{VPB_p} \quad (9)$$

Onde:
CO_p: valor de custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento;
$T_{p:}$ componente de trajetória dos custos operacionais do fator X para a revisão em processamento; e
$VPB_{p:}$ valor de Parcela B da revisão tarifária em processamento.

3.4. ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO – CUSTOS OPERACIONAIS

49. A metodologia de definição dos custos operacionais será revista com periodicidade de quatro anos, com atualização dos parâmetros a cada dois anos.

50. A revisão metodológica é o momento em que são rediscutidos todos os aspectos da metodologia. Esse processo envolve a definição de qual método de estimação deve ser utilizado, as variáveis que devem ser utilizadas, premissas do cálculo, tratamento dos dados e regra de aplicação em todos os seus detalhes.

51. A atualização dos parâmetros representa uma etapa intermediária entre revisões metodológicas. Nesse momento são mantidas todas as definições e premissas da metodologia, apenas os parâmetros associados ao cálculo da eficiência são atualizados objetivando refletir o desempenho mais recente das concessionárias.

52. Será considerado na revisão tarifária o regulamento vigente no momento da abertura da Audiência Pública que discutirá o processo.

4. ANEXOS

53. Acompanham este Submódulo os seguintes anexos:

Anexo I – Intervalos de eficiência.
Anexo II – Custos operacionais usados no cálculo de eficiência.
Anexo III – Produtos usados no cálculo de eficiência.
Anexo IV – Pesos atribuídos a cada produto no cálculo de eficiência.
Anexo V – Fatores de ponderação de mercado.

ANEXO I
Intervalos de eficiência.

Empresa	Limite inferior	Centro	Limite superior
ETO	96,47%	100,00%	100,00%
NOVA PALMA	93,76%	100,00%	100,00%
RGE	94,42%	100,00%	100,00%
PIRATININGA	94,50%	100,00%	100,00%
MUXFELDT	86,83%	100,00%	100,00%
ENEL CE	93,15%	100,00%	100,00%
EPB	88,31%	95,86%	100,00%
CPFL PAULISTA	90,18%	95,53%	100,00%
ELEKTRO	88,44%	93,76%	98,47%
CEMAR	86,85%	93,55%	100,00%
SANTA MARIA	87,99%	93,21%	99,26%
JOAO CESA	79,91%	92,44%	100,00%
EMS	87,41%	91,48%	94,63%
EMT	84,53%	87,75%	92,47%
ELETROPAULO	81,78%	87,55%	95,18%
EMG	79,25%	84,45%	89,58%
MOCOCA	79,50%	84,33%	89,00%
VALE PARANAPANEMA	78,74%	83,35%	87,29%
COELBA	75,20%	82,57%	87,65%
JAGUARI	77,11%	82,45%	89,55%
EDP ES	77,91%	82,23%	86,36%
EDP SP	77,06%	81,84%	85,97%
CELPA	75,29%	81,61%	86,00%
CEMIG	77,21%	81,45%	85,27%
EBO	74,17%	81,25%	87,89%
COSERN	73,36%	80,84%	87,54%
CELESC	75,34%	80,20%	85,08%
RGE SUL	75,60%	80,06%	84,50%
CPEE	74,89%	79,88%	83,40%
CELG	74,83%	78,37%	81,86%
CAIUÁ	73,61%	77,90%	81,35%
CEPISA	73,84%	77,58%	81,21%
CSPE	73,40%	77,51%	81,86%
CFLO	72,80%	77,29%	82,42%
LIGHT	72,04%	76,96%	80,77%
NACIONAL	71,89%	76,19%	79,69%
SANTA CRUZ	72,09%	76,01%	80,54%
CHESP	71,65%	75,42%	83,31%
COPEL	69,47%	73,56%	79,74%
SULGIPE	69,31%	73,52%	77,93%
FORCEL	64,84%	72,28%	81,47%
ESE	65,38%	71,59%	77,93%
BRAGANTINA	66,18%	70,06%	73,68%
CELPE	63,47%	69,87%	75,09%
CERON	60,27%	62,86%	65,91%
ELETROACRE	60,07%	62,54%	65,22%
ELETROCAR	57,29%	60,73%	65,08%
COOPERALIANÇA	56,75%	60,72%	64,81%
CEB	56,42%	60,66%	65,29%
ENEL RJ	54,09%	59,50%	61,96%
CEAL	52,39%	58,20%	61,55%
COCEL	54,70%	58,02%	60,85%
IGUAÇU	53,56%	57,28%	59,76%
DEMEI	52,40%	57,04%	61,48%
HIDROPAN	49,76%	54,98%	61,37%
ENF	47,75%	52,16%	55,97%
URUSSANGA	40,38%	46,31%	52,69%
CEEE	43,86%	46,10%	47,85%
AME	33,30%	35,55%	37,05%
BOA VISTA	30,72%	32,72%	34,14%
DMED	29,91%	31,73%	33,53%

ANEXO II

Custos operacionais usados no cálculo de eficiência (R$ mil).

Empresa	2014	2015	2016	PMSO REAL AJUSTADO	PMSO REAL
RGE SUL	336.902,60	383.061,50	367.976,28	375.656,22	381.732,07
AME	437.248,76	447.947,94	440.791,62	441.556,05	453.851,60
ENEL RJ	595.087,94	750.130,16	796.839,45	737.301,58	748.382,62
EDP SP	400.309,39	414.935,89	420.735,21	424.558,31	430.735,61
BOA VISTA	103.034,55	100.319,18	57.121,14	86.824,96	89.173,25
CAIUÁ	69.632,85	64.710,17	65.265,99	66.708,68	67.777,85
CEAL	320.253,71	319.836,51	310.709,77	316.933,33	277.642,72

CEB	380.183,82	356.238,13	391.788,83	377.825,65	381.732,15
CEEE	745.584,30	657.897,84	649.171,08	691.668,68	703.960,83
CELESC	868.893,00	858.340,25	834.403,65	862.283,05	877.906,98
CELG	903.553,38	1.001.502,43	948.465,15	956.385,39	975.421,46
CELPA	650.156,09	653.876,07	525.347,15	641.576,25	653.529,60
CELPE	820.900,08	911.287,32	938.266,30	904.195,27	806.456,88
ETO	262.693,53	254.572,37	240.491,07	259.179,34	264.623,33
CEMAR	477.476,42	522.147,56	543.833,43	528.205,08	470.099,95
EMT	561.700,93	539.369,78	494.499,71	539.401,50	549.041,76
CEMIG	2.649.650,97	2.222.151,89	2.133.963,82	2.363.579,71	2.401.144,76
CEPISA	394.302,24	375.999,67	421.087,12	397.129,67	349.297,06
CERON	331.054,73	302.112,30	277.132,64	303.433,22	311.264,78
CFLO	17.907,33	14.672,39	14.729,23	15.774,83	16.055,20
CHESP	15.650,98	15.473,20	14.546,41	15.275,24	15.571,11
JAGUARI	14.357,77	15.774,02	17.759,16	16.793,64	17.015,26
MOCOCA	12.667,08	12.985,48	14.826,28	14.108,02	14.290,67
SANTA CRUZ	57.567,83	57.191,49	59.640,38	58.819,32	59.635,26
NACIONAL	35.538,45	31.632,24	30.342,60	32.551,47	33.076,16
COCEL	20.371,08	19.526,18	21.165,44	20.305,46	20.679,76
COELBA	1.233.842,67	1.337.929,09	1.475.910,24	1.364.665,55	1.213.276,11
ENEL CE	573.297,13	610.463,91	604.270,63	609.128,82	542.149,71
COOPERALIANÇA	12.538,35	13.742,77	13.284,68	13.217,80	13.450,39
COPEL	1.405.435,80	1.386.646,43	1.414.647,55	1.414.722,32	1.439.089,00
COSERN	286.462,09	299.750,13	314.180,08	305.123,88	271.720,12
CPEE	18.081,24	17.711,73	21.457,59	19.858,71	20.128,14
PIRATININGA	313.796,46	328.841,95	341.998,29	334.328,14	339.117,87
CPFL PAULISTA	829.422,97	925.326,83	948.410,57	909.906,99	922.531,66
CSPE	22.172,78	23.914,50	26.275,64	25.408,48	25.741,42
DEMEI	11.352,86	11.183,69	11.759,52	11.478,28	11.694,15
DMED	53.459,27	43.964,29	44.059,07	47.567,89	48.316,01
EBO	44.854,86	45.036,53	44.301,29	45.181,37	40.145,07
VALE PARANAPANEMA	52.107,66	46.489,95	45.696,09	48.378,64	49.154,32
BRAGANTINA	53.536,99	44.638,99	45.714,06	48.161,88	48.914,18
JOAO CESA	2.282,33	2.277,07	2.321,42	2.297,96	2.341,15
URUSSANGA	5.950,08	6.323,91	6.476,93	6.285,26	6.404,98
ELEKTRO	559.924,36	620.555,71	571.475,21	606.589,39	614.991,76
ELETROACRE	120.221,30	105.703,14	100.807,45	108.910,63	111.821,92
ELETROCAR	15.966,30	16.101,80	16.768,83	16.340,59	16.630,96
ELETROPAULO	1.396.747,58	1.549.897,86	1.550.308,77	1.534.457,04	1.702.424,82
SANTA MARIA	33.898,35	32.363,70	35.690,37	33.756,36	34.277,91
EMG	125.587,95	129.132,74	127.130,27	128.317,80	130.354,47
EMS	353.292,74	363.609,90	350.179,29	362.594,89	369.246,29
ENF	37.068,52	35.422,39	34.922,77	36.017,56	36.612,70
EPB	300.627,38	310.776,34	293.118,01	303.062,36	269.558,84
EDP ES	351.313,08	361.696,27	368.378,13	372.439,92	378.018,15
ESE	205.749,26	178.918,69	165.955,75	184.479,11	164.088,94
FORCEL	4.364,50	3.895,94	4.446,38	4.220,09	4.301,31
HIDROPAN	8.017,62	7.514,72	7.314,82	7.655,13	7.792,79
IGUAÇU	17.235,62	17.389,94	18.960,88	18.024,97	18.340,10
LIGHT	906.137,06	983.447,76	960.025,94	965.959,13	991.221,78
MUXFELDT	2.492,37	2.056,35	2.563,27	2.408,24	2.448,24
RGE	317.557,35	333.940,96	343.242,83	341.397,29	346.653,03
SULGIPE	43.436,21	43.157,98	43.250,04	43.674,06	38.915,31
NOVA PALMA	5.811,57	5.518,13	6.000,42	5.795,01	5.892,38

PMSO REAL AJUSTADO: cálculo da média dos custos operacionais para os anos de 2014 a 2016, com o efeito do índice salarial, e considerando os custos de alienação e desativação apenas para os anos de 2015 e 2016.

PMSO REAL: cálculo da média dos custos operacionais para os anos de 2014 a 2016, sem o efeito do índice salarial, e considerando os custos de alienação e desativação apenas para os anos de 2015 e 2016.**ANEXO III**

Produtos usados no cálculo de eficiência.

Empresa	rsub	rdist	ralta	cons	mponderado	PNTaj	CHIaj
RGE SUL	2,98	65.319,73	2.045,27	1.307.968,33	3.843.245,50	- 158.299,17	- 11.059.230,45
AME	71,75	21.401,84	-	902.287,33	2.709.796,56	- 2.395.257,62	- 26.761.848,40
ENEL RJ	0,00	52.936,17	2.228,37	2.593.175,67	5.271.437,66	- 1.156.708,48	- 39.576.368,68
EDP SP	186,19	26.791,58	1.215,07	1.769.972,67	5.111.383,03	- 320.300,60	- 1.727.518,03
BOA VISTA	-	3.396,87	70,59	107.168,00	447.483,04	- 54.855,59	- 782.528,75
CAIUÁ	-	8.918,85	167,47	238.875,00	695.152,79	- 17.716,37	- 915.909,20
CEAL	-	39.706,04	1.835,24	1.058.795,67	1.685.312,31	- 479.306,30	- 18.153.793,33
CEB	1.819,24	15.453,57	640,12	1.009.717,00	3.631.336,27	- 55.430,70	- 7.704.072,46
CEEE	320,62	54.314,72	1.781,77	1.628.692,00	4.136.173,59	- 726.683,46	- 20.371.362,26
CELESC	493,58	125.319,85	4.491,44	2.760.334,33	9.116.897,10	-	- 14.941.119,15
CELG	136,79	204.302,62	5.629,22	2.780.627,33	6.193.165,96	- 356.372,70	- 76.050.038,09
CELPA	-	131.659,04	4.114,93	2.312.302,33	4.406.676,45	- 26.550,48	- 43.396.079,90
CELPE	20,95	135.125,70	4.368,71	3.516.305,00	6.270.266,23	- 244.100,66	- 27.595.522,98
ETO	-	84.804,11	2.567,95	560.029,67	1.124.431,47	- 21.330,21	- 9.718.398,34
CEMAR	27,17	120.185,31	4.679,23	2.272.728,33	3.653.661,09	- 38.321,45	- 5.563.015,01
EMT	-	136.400,76	5.824,35	1.298.044,33	3.883.718,61	- 235.079,87	- 14.695.836,77
CEMIG	394,98	479.600,34	16.517,21	8.100.575,00	16.683.784,20	- 1.358.442,40	- 15.578.106,15
CERON	14,81	56.351,79	-	593.164,00	1.750.664,46	- 644.292,26	- 4.860.930,42
CFLO	-	1.803,31	-	56.780,00	151.238,46	- 1.207,09	-
CHESP	-	3.256,21	62,95	34.917,67	75.456,66	- 750,69	- 125.203,99
JAGUARI	4,61	989,82	28,63	39.145,00	230.479,09	- 4.293,57	- 58.379,46
MOCOCA	0,62	2.709,26	-	45.590,00	134.430,86	- 4.231,62	- 63.372,84
SANTA CRUZ	-	9.797,64	329,76	204.249,67	500.859,65	- 18.169,82	- 194.089,50

Empresa	rsub	rdist	ralta	cons	mponderado	PNTaj	CHIaj
NACIONAL	-	3.440,02	162,06	114.130,00	340.623,12	- 9.181,55	- 167.248,51
COCEL	1,48	2.350,83	-	48.304,33	144.163,86	- 5.774,45	-
COELBA	356,95	264.652,05	9.455,56	5.709.214,00	8.870.160,68	- 176.210,35	- 62.402.702,46
ENEL CE	-	133.892,56	5.088,69	3.363.611,67	5.952.250,68	- 33.007,08	- 6.755.367,02
COOPERALIANÇA	-	1.426,78	5,58	35.728,67	95.873,70	- 3.108,00	-
COPEL	222,57	239.966,88	6.551,52	4.408.245,00	12.548.518,49	- 101.929,70	- 21.038.453,17
COSERN	11,32	50.373,24	2.362,56	1.343.689,00	2.507.985,31	- 7.327,90	- 7.946.161,12
CPEE	0,00	3.612,54	2,03	56.426,00	192.197,94	- 7.437,70	- 104.608,45
PIRATININGA	355,64	22.865,51	1.384,69	1.624.810,67	5.259.600,74	- 30.468,90	- 2.998.880,93
CPFL PAULISTA	344,70	119.152,06	6.769,18	4.159.627,67	12.012.574,05	- 337.069,09	- 8.449.216,32
CSPE	-	4.610,17	17,69	82.295,67	229.504,80	- 9.744,83	- 326.249,89
DEMEI	0,13	503,69	0,11	31.735,00	94.315,57	- 3.636,37	- 35.711,27
DMED	0,75	1.410,94	40,68	72.434,00	214.688,60	- 6.648,26	-
EBO	4,14	5.271,98	33,30	203.172,00	354.447,99	- 24,70	-
VALE PARANAPANEMA	-	7.933,38	12,87	178.185,67	493.034,31	- 9.656,17	- 130.309,80
BRAGANTINA	-	6.735,46	94,83	152.184,00	427.097,93	- 7.951,73	- 635.538,95
JOAO CESA	-	69,50	-	3.595,00	9.975,33	- 274,23	-
URUSSANGA	-	331,37	-	6.519,33	39.445,23	- 289,50	-
ELEKTRO	43,40	120.493,93	1.995,15	2.497.239,33	6.783.915,13	- 162.032,99	- 1.830.872,49
ELETROACRE	-	19.108,50	-	243.843,67	590.320,80	- 100.346,55	- 7.401.656,55
ELETROCAR	-	2.294,31	124,33	36.079,33	103.989,13	- 3.750,17	- 65.535,54
ELETROPAULO	2.438,97	40.748,36	1.654,71	6.800.584,33	20.848.311,43	- 23.720,24	- 64.813.612,11
SANTA MARIA	1,74	7.688,87	103,56	105.817,67	349.807,73	- 6.489,83	-
EMG	-	26.509,75	1.059,48	432.822,00	802.047,26	- 486,05	-
EMS	16,24	91.427,93	4.027,34	966.665,00	2.401.582,51	- 53.873,19	- 3.411.748,37
ENF	-	1.978,91	20,74	102.499,00	218.026,26	- 1.740,08	- 6.152,34
EPB	22,81	71.584,80	2.298,18	1.348.939,67	2.157.234,91	- 10.391,81	- 7.196.808,19
EDP ES	48,44	60.535,44	2.758,67	1.471.365,33	3.566.202,01	- 319.209,79	- 918.030,17
ESE	15,87	24.870,62	1.286,76	729.526,33	1.362.158,04	- 5.292,67	- 2.700.240,40
FORCEL	-	484,36	-	7.295,33	25.874,48	-	-
HIDROPAN	-	491,44	40,80	17.721,67	54.780,84	- 963,14	-
IGUAÇU	-	2.264,09	-	33.611,00	124.370,23	- 8.137,84	- 8.282,33
LIGHT	5.219,26	39.832,51	1.943,30	3.812.500,67	11.695.938,03	- 1.505.662,34	- 25.140.968,51
MUXFELDT	0,01	189,27	-	10.847,00	31.693,03	- 776,85	- 3.208,36
RGE	29,21	81.501,13	1.840,45	1.433.043,33	4.246.363,60	- 69.296,82	- 6.140.020,33
SULGIPE	-	7.850,83	189,11	139.315,00	171.397,30	- 12.592,15	-
NOVA PALMA	-	1.647,29	-	15.332,00	41.854,97	- 296,06	-

Os produtos relacionados a perdas não técnicas e qualidade foram introduzidos no modelo como produtos negativos.

ANEXO IV

Pesos atribuídos a cada produto no cálculo de eficiência.

Empresa	v_rsub	v_rdist	v_ralta	v_cons	v_mponderado	v_PNTaj	v_CHIaj	Phi	u
RGE SUL	0,0000026115	0,0000026115	0,0000026115	0,0000002126	0,0000000914	0,0000000333	-	0,0007405429	0,0000026520
AME	0,0000022326	0,0000022326	0,0000008931	0,0000001831	0,0000000773	0,0000000283	-	0,0006158840	0,0000022647
ENEL RJ	0,0000009846	0,0000009846	0,0000003939	0,0000001349	0,0000000401	0,0000000170	-	0,0003583774	0,0000013563
EDP SP	0,0000017100	0,0000017100	0,0000006840	0,0000002472	0,0000000691	0,0000000295	0,0000000059	0,0005204156	0,0000023554
BOA VISTA	0,0000123118	0,0000123118	0,0000049247	0,0000004325	0,0000005430	0,0000001442	-	0,0036180122	0,0000115174
CAIUÁ	0,0000147781	0,0000147781	0,0000059113	0,0000012123	0,0000005119	0,0000001876	-	0,0040766404	0,0000149906
CEAL	0,0000022906	0,0000022906	0,0000022906	0,0000004696	0,0000000040	0,0000000395	-	0,0019772297	0,0000031552
CEB	0,0000056818	0,0000028409	0,0000011364	0,0000000994	0,0000001245	0,0000000331	-	0,0008369960	0,0000026467
CEEE	0,0000028625	0,0000014312	0,0000005725	0,0000001169	0,0000000493	0,0000000181	-	0,0003960272	0,0000014458
CELESC	0,0000027620	0,0000013810	0,0000013810	0,0000000435	0,0000000550	0,0000002177	-	-	0,0000011597
CELG	0,0000051692	0,0000025846	0,0000010338	0,0000000609	0,0000000136	0,0000000131	-	-	0,0000010456
CELPA	0,0000039040	0,0000039040	0,0000015616	0,0000000770	0,0000000285	0,0000002926	-	-	0,0000015587
CELPE	0,0000016058	0,0000008029	0,0000003212	0,0000001102	0,0000000327	0,0000000138	-	-	0,0000011060
ETO	0,0000190745	0,0000095372	0,0000038149	0,0000002248	0,0000000503	0,0000000483	-	-	0,0000038583
CEMAR	0,0000104267	0,0000052134	0,0000052134	0,0000001319	0,0000000024	0,0000000237	0,0000000042	0,0002688738	0,0000018932
EMT	0,0000046006	0,0000046006	0,0000046006	0,0000000696	0,0000000356	0,0000000232	-	-	0,0000018539
CEMIG	0,0000022954	0,0000011477	0,0000011477	0,0000000206	0,0000000059	0,0000000053	0,0000000009	-	0,0000004231
CEPISA	0,0000125444	0,0000062722	0,0000025089	0,0000001969	0,0000000032	0,0000000315	-	0,0011180620	0,0000025181
CERON	0,0000180016	0,0000090008	0,0000036003	0,0000001238	0,0000000570	0,0000000413	0,0000000052	-	0,0000032956
CFLO	0,0000816948	0,0000816948	0,0000326779	0,0000040931	0,0000025511	0,0000119021	0,0000001587	0,0217064355	0,0000633921
CHESP	0,0001802738	0,0001802738	0,0001802738	0,0000045607	0,0000000820	0,0000008194	0,0000001463	0,0092974333	0,0000654554
JAGUARI	0,0000432296	0,0000432296	0,0000172918	0,0000022360	0,0000029849	0,0000007453	0,0000001490	0,0174223493	0,0000595463
MOCOCA	0,0001393101	0,0001393101	0,0000557241	0,0000026617	0,0000023627	0,0000008872	0,0000001774	0,0418383670	0,0000708317
SANTA CRUZ	0,0000331541	0,0000331541	0,0000331541	0,0000010321	0,0000004302	0,0000002128	0,0000000426	0,0101391273	0,0000170012
NACIONAL	0,0000349966	0,0000349966	0,0000349966	0,0000022685	0,0000011329	0,0000003845	0,0000000769	0,0073922829	0,0000307206
COCEL	0,0001203303	0,0000601652	0,0000240661	0,0000018493	0,0000023544	0,0000006164	0,0000001233	0,0134085315	0,0000492478
COELBA	0,0000036591	0,0000018296	0,0000007318	0,0000000572	0,0000000009	0,0000000092	-	-	0,0000007328
ENEL CE	0,0000081977	0,0000040989	0,0000016395	0,0000001282	0,0000000021	0,0000000205	-	-	0,0000016417
COOPERALIANÇA	0,0000866087	0,0000866087	0,0000346435	0,0000056757	0,0000027743	0,0000009470	0,0000001894	0,0176565741	0,0000756556
COPEL	0,0000015980	0,0000007990	0,0000007990	0,0000000488	0,0000000268	0,0000001327	-	-	0,0000007069
COSERN	0,0000023793	0,0000023793	0,0000023793	0,0000003221	0,0000001010	0,0000006153	-	0,0012248072	0,0000032774
CPEE	0,0000989687	0,0000989687	0,0000395875	0,0000018909	0,0000016785	0,0000006303	0,0000001260	0,0297227966	0,0000503557
PIRATININGA	0,0000073083	0,0000036541	0,0000014617	0,0000001123	0,0000001430	0,0000000374	0,0000000075	0,0008143687	0,0000029911
CPFL PAULISTA	0,0000012530	0,0000012530	0,0000012530	0,0000000811	0,0000000406	0,0000000138	0,0000000028	-	0,0000010990
CSPE	0,0000778240	0,0000778240	0,0000311296	0,0000025941	0,0000007826	0,0000004926	-	0,0274924212	0,0000393569
DEMEI	0,0000632483	0,0000632483	0,0000252993	0,0000091444	0,0000025541	0,0000010905	0,0000002181	0,0192491155	0,0000871211
DMED	0,0000240662	0,0000240662	0,0000096265	0,0000015771	0,0000007709	0,0000002631	0,0000000526	0,0049062723	0,0000210226
EBO	0,0000321363	0,0000160682	0,0000064273	0,0000034573	0,0000000277	0,0000041556	0,0000000554	0,0152870070	0,0000221330
VALE PARANAPANEMA	0,0000236628	0,0000236628	0,0000094651	0,0000015507	0,0000007580	0,0000002587	0,0000000517	0,0048240503	0,0000206703
BRAGANTINA	0,0000204691	0,0000204691	0,0000081876	0,0000016791	0,0000007090	0,0000002599	-	0,0056465259	0,0000207533

Empresa	v_rsub	v_rdist	v_ralta	v_cons	v_mponderado	v_PNTaj	v_CHIaj	Phi	u
JOAO CESA	0,0003159243	0,0003159243	0,0001263697	0,0000163410	0,0000005448	0,0000817046	0,0000010892	0,8606427703	0,00043516582
URUSSANGA	0,0002132891	0,0002132891	0,0000853156	0,0000059745	0,0000076926	0,0000298721	0,0000003982	0,0586652327	0,00015910023
ELEKTRO	0,0000018887	0,0000018887	0,0000007555	0,0000001235	0,0000000606	0,0000000206	0,0000000041	-	0,00000164486
ELETROACRE	0,0000226607	0,0000226607	0,0000090643	0,0000005355	0,0000001197	0,0000001149	-	0,0026935385	0,00000913318
ELETROCAR	0,0001193411	0,0001193411	0,0001193411	0,0000037152	0,0000015486	0,0000007660	0,0000001532	0,0364966352	0,00006119973
ELETROPAULO	0,0000009462	0,0000004731	0,0000001892	0,0000000648	0,0000000199	0,0000001224	-	-	0,00000066517
SANTA MARIA	0,0000789224	0,0000789224	0,0000315689	0,0000011124	0,0000005906	0,0000003708	0,0000000741	-	0,00002962240
EMG	0,0000214602	0,0000214602	0,0000214602	0,0000004123	0,0000000937	0,0000014632	0,0000000195	-	0,00000779932
EMS	0,0000149624	0,0000074812	0,0000074812	0,0000001343	0,0000000384	0,0000000345	0,0000000058	-	0,00000275679
ENF	0,0000201563	0,0000201563	0,0000080625	0,0000029097	0,0000008429	0,0000052128	0,0000000695	0,0090430151	0,00002776542
EPB	0,0000167295	0,0000083648	0,0000033459	0,0000002579	0,0000000041	0,0000006195	-	0,0013992121	0,00000329997
EDP ES	0,0000030587	0,0000030587	0,0000030587	0,0000001983	0,0000000990	0,0000000336	0,0000000067	0,0006460900	0,00000263350
ESE	0,0000078706	0,0000039353	0,0000039353	0,0000005338	0,0000001665	0,0000010178	-	0,0020331569	0,00000542207
FORCEL	0,0005050136	0,0005050136	0,0005050136	0,0000088982	0,0000002967	0,0000444906	0,0000005931	0,4056211681	0,00023695620
HIDROPAN	0,0001739233	0,0001739233	0,0001739233	0,0000049053	0,0000062938	0,0000245266	0,0000003270	0,0490986974	0,00013063314
IGUAÇU	0,0001090371	0,0001090371	0,0000436148	0,0000020833	0,0000018493	0,0000006944	0,0000001389	0,0327465968	0,00005547786
LIGHT	0,0000015031	0,0000007516	0,0000003006	0,0000001031	0,0000000306	0,0000000130	-	-	0,00000103352
MUXFELDT	0,0003014575	0,0003014575	0,0001205830	0,0000412948	0,0000122846	0,0000051976	-	0,1097200732	0,00041524110
RGE	0,0000028876	0,0000028876	0,0000011551	0,0000002369	0,0000001000	0,0000000367	-	0,0007965713	0,00000292291
SULGIPE	0,0000630518	0,0000630518	0,0000630518	0,0000016075	0,0000000287	0,0000002866	0,0000000573	0,0030617344	0,00002289969
NOVA PALMA	0,0004751893	0,0004751893	0,0004751893	0,0000121150	0,0000002160	0,0000021600	0,0000004319	0,0230747513	0,00017255523

ANEXO V

Fatores de ponderação de mercado.

Empresa	BT	MT	AT
RGE SUL	67,61%	31,07%	1,33%
AME	69,34%	26,91%	3,75%
ENEL RJ	71,02%	24,89%	4,09%
EDP SP	68,73%	23,88%	7,38%
BOA VISTA	72,39%	26,26%	1,36%
CAIUÁ	82,11%	17,73%	0,16%
CEAL	78,34%	19,49%	2,17%
CEB	86,35%	12,71%	0,94%
CEEE	76,76%	22,43%	0,81%
CELESC	62,19%	34,45%	3,36%
CELG	74,98%	23,14%	1,88%
CELPA	79,41%	19,64%	0,95%
CELPE	79,02%	19,59%	1,39%
ETO	76,21%	23,10%	0,69%
CEMAR	85,17%	14,36%	0,47%
EMT	72,70%	25,46%	1,84%
CEMIG	79,76%	17,48%	2,76%
CEPISA	87,38%	11,84%	0,77%
CERON	82,11%	17,81%	0,08%
CFLO	83,04%	16,96%	0,00%
CHESP	87,32%	12,68%	0,00%
JAGUARI	47,69%	49,56%	2,75%
MOCOCA	82,52%	17,48%	0,00%
SANTA CRUZ	64,31%	31,13%	4,57%
NACIONAL	78,01%	20,89%	1,10%
COCEL	66,72%	33,28%	0,00%
COELBA	74,24%	23,51%	2,25%
ENEL CE	84,99%	13,72%	1,29%
COOPERALIANÇA	73,00%	27,00%	0,00%
COPEL	72,22%	25,31%	2,47%
COSERN	73,49%	23,71%	2,80%
CPEE	77,10%	22,90%	0,00%
PIRATININGA	64,94%	31,31%	3,75%
CPFL PAULISTA	60,94%	33,06%	6,00%
CSPE	77,31%	22,59%	0,10%
DEMEI	93,11%	6,89%	0,00%
DMED	72,96%	27,04%	0,00%
EBO	82,06%	17,79%	0,15%
VALE PARANAPANEMA	81,52%	17,41%	1,08%
BRAGANTINA	73,72%	25,35%	0,93%
JOAO CESA	79,91%	20,09%	0,00%
URUSSANGA	58,54%	41,46%	0,00%
ELEKTRO	75,31%	23,43%	1,25%
ELETROACRE	86,25%	13,75%	0,00%
ELETROCAR	82,74%	17,26%	0,00%
ELETROPAULO	75,78%	21,21%	3,01%
SANTA MARIA	86,31%	13,69%	0,00%
EMG	81,83%	16,73%	1,44%
EMS	70,60%	26,73%	2,67%
ENF	84,92%	14,89%	0,19%
EPB	81,70%	16,16%	2,14%
EDP ES	66,83%	25,82%	7,35%
ESE	76,85%	18,82%	4,33%
FORCEL	58,12%	41,88%	0,00%
HIDROPAN	85,68%	14,32%	0,00%
IGUAÇU	68,14%	31,86%	0,00%
LIGHT	72,00%	19,99%	8,00%
MUXFELDT	74,20%	25,80%	0,00%

Empresa	BT	MT	AT
RGE	64,86%	33,64%	1,50%
SULGIPE	82,48%	14,61%	2,91%
NOVA PALMA	83,52%	16,48%	0,00%

ANEXO XV

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.3

BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia a ser utilizada para definição da Base de Remuneração Regulatória (BRR) nos processos de Revisão Tarifária Periódica (RTP) das concessionárias de serviço púbico de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. CRITÉRIOS GERAIS

3.1. COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA – BRR

3. Os ativos da concessionária são remunerados por meio da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória.

4. A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é composta pelos valores dos seguintes itens:

I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), considerando os seguintes grupos de contas de ativos:

i) Terrenos – Distribuição, Geração;

ii) Reservatórios, barragens e adutoras;

iii) Edificações, obras civis e benfeitorias – Distribuição, Geração; e

iv) Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração.

II – Intangível, considerando a conta de Servidões;

III – Almoxarifado de operação; e

IV – Obrigações especiais.

5. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) é composta por valores equivalentes aos seguintes grupos de contas do AIS e Intangível:

I – Intangível – Software, Outros;

II – Terrenos – Administração;

III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;

IV – Máquinas e equipamentos – Administração;

V – Veículos; e

VI – Móveis e utensílios.

6. A remuneração, amortização e depreciação (exceto de terrenos) referentes à BAR são dadas em forma de anuidades, conforme o Submódulo 2.1 do Proret.

7. Assim, para a definição da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória, são considerados os grupos de contas listados abaixo:

Tabela 1 – Relação de Grupos de Contas de Ativo

Código	Título	Classificação
1233.1.01.01	Geração – Intangíveis – Usinas – Servidões	BRR
1233.1.01.03	Geração – Intangíveis – Usinas – Softwares	BAR
1233.1.01.99	Geração – Intangíveis – Usinas – Outros	BAR
1233.1.04.01	Geração – Intangíveis – STC – Servidões	BRR
1233.1.04.03	Geração – Intangíveis – STC – Softwares	BAR
1233.1.04.99	Geração – Intangíveis – STC – Outros	BAR
1232.1.01.01	Geração – Usinas – Terrenos	BRR
1232.1.04.01	Geração – STC – Terrenos	BRR
1232.1.01.02	Geração – Usinas – Reservatório, Barragens e Adutoras	BRR
1232.1.04.02	Geração – STC – Reservatório, Barragens e Adutoras	BRR
1232.1.01.03	Geração – Usinas – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	BRR
1232.1.04.03	Geração – STC – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	BRR
1232.1.01.04	Geração – Usinas – Máquinas e Equipamentos	BRR
1232.1.04.04	Geração – STC – Máquinas e Equipamentos	BRR
1232.1.01.05	Geração – Usinas – Veículos	BAR
1232.1.04.05	Geração – STC – Veículos	BAR
1232.1.01.06	Geração – Usinas – Móveis e Utensílios	BAR
1232.1.04.06	Geração – STC – Móveis e Utensílios	BAR
1233.3.01.01	Distribuição – Intangíveis – L,R,S – Servidões	BRR
1233.3.01.03	Distribuição – Intangíveis – L,R,S – Softwares	BAR
1233.3.01.99	Distribuição – Intangíveis – L,R,S – Outros	BAR
1233.3.04.01	Distribuição – Intangíveis – STA – Servidões	BRR
1233.3.04.03	Distribuição – Intangíveis – STA – Softwares	BAR
1233.3.04.99	Distribuição – Intangíveis – STA – Outros	BAR
1232.3.01.01	Distribuição – Terrenos – (L,R,S)	BRR
1232.3.04.01	Distribuição – Terrenos – (STA)	BRR
1232.3.01.03	Distribuição – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias – (L,R,S)	BRR
1232.3.04.03	Distribuição – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias – (STA)	BRR

Código	Título	Classificação
1232.3.01.04	Distribuição – Máquinas e Equipamentos – (L,R,S)	BRR
1232.3.04.04	Distribuição – Máquinas e Equipamentos – (STA)	BRR
1232.3.01.05	Distribuição – Veículos – (L,R,S)	BAR
1232.3.01.05	Distribuição – Veículos (Operacional Especial) – (L,R,S)	BRR
1232.3.04.05	Distribuição – Veículos – (STA)	BAR
1232.3.01.06	Distribuição – Móveis e Utensílios – (L,R,S)	BAR
1232.3.04.06	Distribuição – Móveis e Utensílios – (STA)	BAR
1233.4.01.01	Administração – Intangíveis – Servidões	BAR
1233.4.01.03	Administração – Intangíveis – Softwares	BAR
1233.4.01.99	Administração – Intangíveis – Outros	BAR
1232.4.01.01	Administração – Terrenos	BAR
1232.4.01.03	Administração – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	BAR
1232.4.01.04	Administração – Máquinas e Equipamentos	BAR
1232.4.01.05	Administração – Veículos	BAR
1232.4.01.06	Administração – Móveis e Utensílios	BAR

3.2. CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA BRR

8. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração na RTP, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

a) a base de remuneração aprovada na revisão tarifária anterior deve ser "blindada". Como Base Blindada entende-se os valores aprovados por laudo de avaliação na última revisão tarifária, associados aos ativos existentes, em operação, excetuando-se as movimentações ocorridas (baixas, depreciação) e as respectivas atualizações, além dos valores para as contas de Almoxarifado de Operações;

b) as inclusões entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e da atual, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas utilizando-se a metodologia definida neste Submódulo;

c) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e da atual – base incremental (item b);

d) considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária da RTP;

e) a base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária;

3.2.1. TRATAMENTO DA BASE BLINDADA

9. Para a avaliação dos ativos que compõem a base blindada, devem ser adotados, nesta sequência, os seguintes procedimentos:

a) devem ser expurgadas da base blindada as baixas ocorridas entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e da atual;

b) após a exclusão dessas baixas, os valores remanescentes de cada bem da base blindada devem ser atualizados, ano a ano, pela variação do IPCA;

c) o valor monetário referente às Obrigações Especiais da base blindada será obtido atualizando-se o valor aprovado na revisão tarifária anterior pela variação do IPCA. Nenhum valor deverá ser deduzido das Obrigações Especiais a título de baixas efetuadas na base blindada;

d) deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e a atual, obtendo-se o valor da base de remuneração blindada atualizada;

e) os Índices de Aproveitamentos – IA, referentes aos bens da base blindada, deverão ser revistos, conforme critérios estabelecidos neste Submódulo.

3.2.2. TRATAMENTO DA BASE INCREMENTAL

10. Para a avaliação dos ativos que tenham sido adicionados ao patrimônio, desde que ainda em operação, devem ser adotados, nesta sequência, os seguintes procedimentos:

a) as inclusões entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e a atual, desde que ainda em operação, são avaliadas utilizando-se a metodologia definida neste Submódulo;

b) deve ser aplicado o cálculo da parcela não aproveitada. Para subestações, terrenos, edificações, obras e benfeitorias devem ser indicados os percentuais considerados para o índice de aproveitamento, para fins de sua inclusão na base de remuneração, a partir da verificação e da análise qualificada do efetivo aproveitamento do ativo respectivo no serviço público de distribuição de energia elétrica;
c) deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre a data de entrada em operação e a data-base da RTP, obtendo-se o valor da base de remuneração.

3.3. MANUTENÇÃO DA BASE

11. A base de remuneração gerada é regulatória e sua avaliação, homologada pela ANEEL, deverá ser registrada contabilmente, sem atualização, no Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, bem como seus efeitos nas Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica – Obrigações Especiais, até o segundo mês subsequente à aprovação do resultado da revisão tarifária pela Diretoria Colegiada da ANEEL.

3.4. CRITÉRIOS PARA INCLUSÃO DE ATIVOS

12. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são classificados em elegíveis e não elegíveis, sendo que todos devem ser avaliados, observando-se o seguinte:

a) os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são elegíveis quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. Serão desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõem a BAR;

b) os ativos não são elegíveis quando não utilizados na atividade concedida ou utilizados em atividades não vinculadas ao serviço público de distribuição de energia elétrica, tais como bens cedidos/ocupados por grêmios, clubes, fundações entre outros; bens desocupados/desativados; e bens cedidos a terceiros.

13. Para aplicação dos critérios de elegibilidade para inclusão na base de remuneração, faz-se necessária uma análise qualificada do uso, função e/ou atribuição do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à atividade de distribuição de energia elétrica e geração associada.

14. A relação dos ativos inventariados classificados como não elegíveis deve ser apresentada à ANEEL contendo as devidas justificativas. Esses bens e/ou instalações devem ser avaliados e o laudo de sua avaliação deve ser apresentado em separado.

15. Os imóveis que não possuam documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da concessionária podem ser incluídos na base de remuneração, desde que se enquadrem nas seguintes condições:

a) ser um imóvel elegível (imóvel operacional);

b) encontrar-se registrado na contabilidade;

c) existir documentação que comprove a aquisição; e

d) existir comprovação de que a documentação de titularidade de propriedade encontra-se em processo de regularização (protocolo em cartório ou similar).

16. Deve ser apresentada uma relação, em separado, dos imóveis que se encontram nessa situação (elegíveis para inclusão na base de remuneração e que não possuem documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da concessionária), fornecendo informações sobre a situação atual de cada um no que se refere à posição em termos de documentação e atividades exercidas pela concessionária no local (destinação de uso).

17. O imóvel que não atender a qualquer uma das condições acima relacionadas não pode ser incluído na base de remuneração. A concessionária pode, a seu exclusivo critério, encaminhar, formalmente, para apreciação da ANEEL, requerimento para inclusão na base de remuneração de imóvel eventualmente excluído pela razão exposta acima. A solicitação mencionada deve ser devidamente justificada e documentada.

3.5. MÉTODO DE AVALIAÇÃO

18. A avaliação dos ativos da concessionária de distribuição de energia elétrica é realizada utilizando o Método do Valor Novo de Reposição – VNR, conforme definido neste Submódulo.

19. O Método do Valor Novo de Reposição – VNR estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente. Para fins deste Submódulo, a aplicação deste método se dá pela utilização do Banco de Preços Referenciais, do Banco de Preços da Concessionária ou de Orçamento Referencial.

20. Para avaliação de determinados bens, conforme definido neste Submódulo, a valoração se dará pela atualização de valores contábeis pelo índice IPCA, sendo definido como Valor Original Contábil (VOC) Atualizado.

21. O Banco de Preços Referenciais representa os custos médios regulatórios, por agrupamento, de componentes menores e custos adicionais, conforme definido no Anexo V deste Submódulo.

22. O Banco de Preços da Concessionária é definido como o banco formado com base em informações da própria empresa, podendo ser aplicado unicamente para os equipamentos principais ou também para os componentes menores e custos adicionais, conforme definido neste Submódulo.

23. O Orçamento Referencial representa o valor de um bem ou suas partes constituintes através da comparação de dados de mercado relativos a outros de características similares, aplicado exclusivamente sobre Edificações, obras civis e benfeitorias.

24. Para a completa definição da Base de Remuneração é necessário estabelecer os seguintes valores:

- Valor Novo de Reposição (VNR**):** Refere-se ao valor individual do bem, valorado, a preços atuais, conforme os critérios estabelecidos neste Submódulo.

- Valor de Mercado em Uso (VMU): É definido como o Valor Novo de Reposição – VNR, deduzido da parcela de depreciação, a qual deve respeitar sempre os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para o bem considerado, a partir da data de sua imobilização.

- Base de Remuneração Bruta (BRRb): É definido como o Valor Novo de Reposição do conjunto de bens e instalações da concessionária, que integram o Ativo Imobilizado em Serviço e o Intangível, deduzido do índice de aproveitamento integral, do valor bruto de obrigações especiais e dos ativos totalmente depreciados.

- Base de Remuneração Líquida (BRRl): É definido como o Valor de Mercado em Uso do conjunto de bens e instalações da concessionária, que integram o Ativo Imobilizado em Serviço e o Intangível, deduzido do valor líquido de obrigações especiais, do índice de aproveitamento depreciado e adicionado o valor do almoxarifado em operação.

25. Para os grupos de ativos “Terrenos”, “Edificações, Obras Civis e Benfeitorias” e “Subestações”, é aplicado um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica, definindo-se assim o Índice de Aproveitamento para esses ativos.

26. O Índice de Aproveitamento de terrenos, edificações e subestações é aplicado sobre o Valor Novo de Reposição – VNR, definindo-se o Índice de Aproveitamento Integral – IAI; e, sobre o Valor de Mercado em Uso – VMU, definindo-se o Índice de Aproveitamento Depreciado – IAD.

27. Para aplicação do Índice de Aproveitamento, faz-se necessária uma análise qualificada do uso, função e/ou atribuição do ativo, diferenciando conveniência de necessidade, no que se refere à atividade concedida de distribuição de energia elétrica.

28. As situações relativas a reformas ou a repotenciação de ativos devem ser conduzidas conforme critérios estabelecidos no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE e Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. Para fins de avaliação, os bens reformados deverão estar identificados no Laudo de Avaliação e serão valorados pelo valor novo de reposição, desde que comprovada sua baixa por meio do sistema de ODD e dos custos de sua efetiva reforma.

29. Os bens que passarem apenas por procedimentos como limpeza, aferição e outros de pequena relevância que não impactem em sua vida útil, efetuados entre a baixa e a nova imobilização, serão considerados como simples transferência.

4. PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO

30. As avaliações devem ser realizadas, considerando-se, fundamentalmente, os resultados de inspeções de campo com o objetivo de verificar as características e as condições operacionais dos ativos.

31. Os procedimentos de avaliação devem observar obrigatoriamente as instruções do MCSE e do MCPSE.

4.1. MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS

32. São objeto de avaliação todos os bens e instalações contabilizados no subgrupo de contas referentes a “MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS”, especialmente os abaixo elencados:

i) Subestações: conjunto de bens, de instalações e de serviços de infraestrutura geral, dos módulos de equipamentos gerais e de manobra da subestação (infraestrutura geral, entrada e saída de linha, interligação de barramento, conexão de transformador, conexão de reatores, conexão de capacitores etc.);

ii) Linhas e redes de distribuição: equipamentos, estruturas e condutores elétricos aéreos, subterrâneos ou submersos, utilizados para a distribuição de energia elétrica, ou aqueles utilizados com função exclusiva de interligação de subestações ou circuitos, operando em tensões menores que 230 kV;

iii) Equipamentos de medição: medidores de grandezas associadas ao funcionamento de sistemas elétricos de distribuição;

iv) Sistemas de telecomunicação, telecontrole, teleprocessamento, proteção, controle e supervisão - automação;

v) Sistemas de despacho de carga;

vi) Demais máquinas e equipamentos: oficinas de manutenção, almoxarifado etc.; e

vii) Usinas hidrelétricas, térmicas e PCHs.

33. A avaliação desses bens deverá ser efetuada tomando-se, por base, o Valor Novo de Reposição depreciado, respeitando-se os critérios de depreciação e percentual de depreciação acumulada registrado na contabilidade.

34. Os trabalhos de campo devem iniciar-se com a verificação física dos bens para sua identificação e obtenção de suas características técnicas. Além dessa verificação, também devem ser analisados os registros da engenharia, bem como devem ser coletadas informações sobre as datas de entrada em operação e a depreciação acumulada, extraídas dos registros contábeis.

35. O cadastro patrimonial e o registro contábil das estruturas e/ou bases de equipamentos na conta “Máquinas e Equipamentos” devem obrigatoriamente obedecer aos critérios definidos no MCSE e MCPSE.

36. As máquinas e equipamentos de propriedade da concessionária, localizados em imóveis de propriedade de terceiros, desde que estejam vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica e registrados na contabilidade, devem ser considerados nos trabalhos de avaliação.

37. A concessionária deve, a partir dos resultados do levantamento de campo realizado pela avaliadora, proceder aos ajustes necessários em seus controles de engenharia (correções de informações imprecisas referentes a quantidades e características técnicas).

38. A concessionária deverá manter um backup de todas as memórias de cálculo e das informações utilizadas, incluindo uma cópia do relatório do sistema georreferenciado na data-base do laudo de avaliação.

4.1.1. DETERMINAÇÃO DO VALOR NOVO DE REPOSIÇÃO – VNR

39. A avaliação patrimonial não representa o valor de mercado, mas sim, um valor referencial, oriundo da aplicação do aproveitamento e da depreciação sobre os custos de reposição para equipamentos, benfeitorias e obras civis em operação (contemplados os gastos com instalações e outros custos adicionais, e expurgados os gastos com impostos recuperáveis – ICMS; já os impostos não-recuperáveis são considerados na formação de custos).

40. Assim, os itens que compõem o valor final dos ativos fixos (Valor Novo de Reposição – VNR) considerados na avaliação são descritos nas seguintes parcelas:

$$VNR = VF + COM + CA + JOA \quad (1)$$

- **VF –** Valor de Fábrica**:** corresponde aos equipamentos principais, representados pelas Unidades de Cadastro (UC/UAR), conforme o MCPSE;

- **COM –** Componentes Menores**:** conjunto de componentes acessórios vinculados a um determinado equipamento principal;

- **CA –** Custos Adicionais**:** compreende os custos necessários para colocação do bem em operação, incluindo os custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete, entre outros, conforme estabelecido no MCSE.

- **JOA –** Juros sobre Obras em Andamento**:** representa a remuneração da obra em curso e é aplicado para subestações, linhas e redes de distribuição.

4.1.1.1. Valor de Fábrica (Equipamentos Principais)

41. Os equipamentos principais são aqueles definidos como Unidades de Cadastro – UC, ou Unidades de Adição e/ou Retirada – UAR, pelo MCPSE. Para os equipamentos principais, o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado é obtido a partir do Banco de Preços da Concessionária.

42. Entende-se como Banco de Preços da Concessionária o banco formado com base em informações de todas as compras efetivamente realizadas pela concessionária, incluindo os custos de Ordem de Compra (ODC), sendo que, para apuração do valor unitário médio ponderado na data-base do laudo da RTP, deverão ser consideradas, por código de material, todas as aquisições dos bens ocorridas no último ciclo tarifário da empresa, compreendido entre as datas-bases do laudo atual e do anterior.

43. Os impostos recuperáveis, conforme legislação em vigor, bem como os eventuais descontos ou benefícios para compra eventualmente identificados, devem ser excluídos dos valores das compras praticadas pela concessionária. No caso do ICMS, deverá ser agregada a parcela não recuperável do imposto e o adicional decorrente da perda financeira do fluxo de crédito da parcela recuperável.

44. O valor de fábrica será dado pela seguinte fórmula:

$$VF = C_{EP} + C_{ODC} + C_{icms} \quad (2)$$

$$C_{icms} = C_{icms(NR)} + \frac{C_{icms(R)}}{n \cdot i} \cdot \left(\frac{1}{(1+i)^n} + n \cdot i - 1 \right) \quad (3)$$

$$i = (1 + r_{wacc})^{1/12} - 1 \quad (4)$$

onde:
VF:Valor de fábrica;
Cep: Custo do equipamento principal (nota fiscal), sem ICMS;
C_{odc} Custo de ordem de compra, associado ao equipamento principal, conforme MCSE;
C_{icms}: Parcela do ICMS a ser incorporado ao valor de fábrica;
$C_{icms(NR)}$: Parcela do ICMS não recuperável, dado em R$;
$C_{icms(R)}$: Parcela do ICMS recuperável, dado em R$;
I: Taxa de desconto mensal; e
N: número de meses (48).

45. Os bens deverão ser atualizados de acordo com as fórmulas paramétricas constantes do Anexo III deste Submódulo. Deverá ser considerada a data de pagamento do bem e os valores deverão ser atualizados para a data-base do laudo.

46. Para os bens que não se encontrarem no banco de preços da concessionária deverão ser considerados bens de características similares para o propósito de avaliação. Se ainda assim, não for encontrado bem similar, este deve ser avaliado por meio da atualização dos valores históricos contábeis pela aplicação da fórmula paramétrica correspondente ao equipamento, conforme o Anexo III deste Submódulo.

4.1.1.2. Componentes Menores

47. O custo do Componente Menor será definido a partir do Banco de Preços Referenciais, atribuído a cada equipamento principal, conforme critérios estabelecidos neste Submódulo.

48. Excepcionalmente, no período entre a data-base do último laudo e o início de aplicação do Banco de Preços Referenciais, o custo do Componente Menor será definido por meio de percentuais obtidos a partir de análise da totalidade dos projetos vinculados às Ordens de Imobilização (ODI) executadas desde a última revisão tarifária de cada concessionária. Do total dos projetos, deverão ser expurgados aqueles que contenham registros apropriados indevidamente. Deverão ser expurgados ainda, por obra, os materiais referentes ao kit padrão do Programa Luz para Todos.

4.1.1.3. Custos Adicionais

49. O Custo Adicional será definido a partir do Banco de Preços Referenciais, atribuído a cada equipamento principal, conforme critérios estabelecidos neste Submódulo.

50. Excepcionalmente, no período entre a data-base do último laudo e o início de aplicação do Banco de Preços Referenciais, o Custo Adicional – CA será definido por percentuais obtidos a partir de análise da totalidade dos projetos vinculados às Ordens de Imobilização (ODI) executadas desde a última revisão tarifária de cada concessionária. Do total de projetos, deverão ser expurgados aqueles que contenham registros apropriados indevidamente. Deverão ser expurgados ainda, por obra, os custos referentes à instalação do *kit* padrão do Programa Luz para Todos.

4.1.1.4. Juros Sobre Obras em Andamento – JOA

51. O JOA é definido regulatoriamente e calculado considerando-se o WACC real após impostos, aplicando-se a fórmula a seguir, de acordo com as considerações abaixo.

$$JOA = \sum_{i=1}^{N} \left((1+r)^{N+1-i/12} - 1 \right) * di \quad (5)$$

onde:
JOA: juros sobre obras em andamento em percentual (%);
N: número de meses, de acordo com o tipo de obra;
r: custo médio ponderado de capital anual (WACC); e
d_i: desembolso mensal em percentual (%) distribuído de acordo com o fluxo financeiro.

Prazos médios de construção (meses):

Tabela 2 – Prazos Médios de Construção por Tipologia e Agrupamento

Tipologia	Grupos* 1, 2 e 3	Grupos* 4 e 5
Redes de Distribuição Aéreas (RDA)	5	3
Redes de Distribuição Subterrâneas (RDS)	6	4
Linhas de Distribuição Aéreas e Subterrâneas (LDA/LDS)	12	14
Subestações (SE)	9	8

* Grupos definidos na Tabela 5 deste Submódulo.

Fluxo financeiro: deve-se considerar 40% de desembolso distribuído ao longo da primeira metade do prazo de construção e 60% distribuídos ao longo da segunda e última metade do prazo de construção considerado, conforme tabela abaixo.

Tabela 3 – Desembolso Mensal por Tipologia e Agrupamento

Desemb.	Grupos 1, 2 e 3				Grupos 4 e 5			
	RDA	RDS	LDA/LDS	SE	RDA	RDS	LDA/LDS	SE
d_1	15,00%	13,00%	6,66%	8,00%	25,00%	20,00%	5,71%	10,00%
d_2	15,00%	13,00%	6,66%	8,00%	35,00%	20,00%	5,71%	10,00%
d_3	20,00%	14,00%	6,66%	8,00%	40,00%	30,00%	5,71%	10,00%
d_4	25,00%	20,00%	6,66%	8,00%		30,00%	5,71%	10,00%
d_5	25,00%	20,00%	6,66%	8,00%			5,71%	15,00%
d_6		20,00%	6,70%	15,00%			5,71%	15,00%
d_7			10,00%	15,00%			5,74%	15,00%
d_8			10,00%	15,00%			8,57%	15,00%
d_9			10,00%	15,00%			8,57%	
d_{10}			10,00%				8,57%	
d_{11}			10,00%				8,57%	
d_{12}			10,00%				8,57%	
d_{13}							8,57%	
d_{14}							8,58%	

52. Não serão admitidos JOA aplicados nos medidores.

53. O custo de capital (WACC) deverá considerar a média ponderada dos valores regulatórios vigentes, conforme Submódulo 2.4 do Proret, ao longo do ciclo tarifário da empresa.

54. A ANEEL poderá utilizar-se da comparação de ativos entre concessionárias (equipamento principal, preço médio por tipo de instalação, percentual de custos adicionais e componentes menores) para definir ajustes nos valores a serem considerados na formação da base de remuneração de valores para a RTP, que serão determinados pelo banco de preços da concessionária.

4.1.2. BANCO DE PREÇOS REFERENCIAIS

55. O **Banco de Preços Referenciais (BPR)** aplica-se na valoração dos custos de componentes menores e custos adicionais para os bens modularizáveis, conforme definido a seguir.

4.1.2.1. Estrutura Modular

56. O Banco de Preços Referenciais está estruturado de forma modular, em que se associa um módulo a cada equipamento principal, devendo este estar codificado de acordo com o MCPSE.

57. Os bens são classificados em Essenciais, Acessórios e de Infraestrutura, conforme a tabela seguinte, sendo que os módulos são atribuídos apenas aos bens essenciais e acessórios.

Tabela 4 – Classificação dos Bens

Bens Essenciais	Bens Acessórios	Bens de Infraestrutura
- Estrutura (255) - Condutor (190) - Transformador de Distribuição (565) - Transformador de Força (570) - Medidores (295)	- Equipamentos de rede - Equipamentos de linha - Equipamentos de subestações - Equipamentos de sistemas de medição	- Sistemas diversos - Imóveis operacionais - Equipamentos não modularizáveis

58. A estrutura modular do banco é apresentada no Anexo IV e a relação completa de módulos é apresentada no Anexo V deste Submódulo.

59. A atualização dos valores de COM e CA do banco de preços da data-base do banco até a data-base do laudo será por meio do índice IPCA.

60. Para aplicação dos módulos, deverá ser observada a classificação da empresa de acordo com o agrupamento da tabela a seguir.

Tabela 5 – Agrupamento de Empresas

Grupos	Empresas
Grupo 1	AMAZONAS ENERGIA; EQUATORIAL PARÁ; ENEL SP; LIGHT; ENERGISA RONDÔNIA; ENERGISA ACRE; ENERGISA TOCANTINS; ENEL RJ; CEMIG
Grupo 2	CEEE; COPEL; EDP ES; EDP SP; CEB; CPFL PIRATININGA; RGE SUL; ELEKTRO; CELESC; EQUATORIAL MARANHÃO; CPFL PAULISTA; ENEL GO; ENERGISA MATO GROSSO; ENERGISA MINAS GERAIS; ESS; CELPE; COELBA; CPFL SANTA CRUZ
Grupo 3	ENEL CE; ENERGISA MATO GROSSO DO SUL; ENERGISA SERGIPE; EQUATORIAL ALAGOAS; EQUATORIAL PIAUÍ; COSERN; EPB
Grupo 4	RORAIMA ENERGIA; CHESP; DMED; EBO; ELFSM; ENF; SULGIPE;COCEL; COOPERALIANÇA; DEMEI; EFLJC; EFLUL; ELETROCAR; FORCEL; HIDROPAN; DCELT; MUX ENERGIA; UHENPAL

61. Para os bens que possuem correspondência modular, mas não tiverem valor definido para o módulo no banco de preços referenciais, no período de aplicação do banco, bem como para os bens que não possuem correspondência modular, a valoração do COM e CA desses TUCs para a base de remuneração será feita a partir da apuração do AIS, ou seja, pelo Valor Original Contábil (VOC) atualizado.

62. Para os medidores em Subestações, bem como para os de fronteira, a classificação do Medidor deve ser efetivada no TUC 305 (Painel, Mesa de Comando e Cubículo), o qual será considerado como um Tipo de Bem de Infraestrutura, sendo valorado pelo VOC atualizado.

63. Para os bens de Infraestrutura, a valoração será feita pelo VOC atualizado. A tabela a seguir relaciona os TUCs de Infraestrutura.

Tabela 6 – Lista dos TUCs de Infraestrutura

Código	Tipo de Unidade de Cadastro
100	ARMAZENAGEM, MANIPULAÇÃO E TRANSPORTE DE COMBUSTÍVEL LÍQUIDO OU GASOSO
112	ARMAZENAGEM, MANIPULAÇÃO E TRANSPORTE DE RESÍDUO
120	BALANÇA PARA VEÍCULOS DE CARGA
135.03	CONJUNTO DE ISOLADORES DE PEDESTAL
145	CÂMARA E GALERIA
180	CONDUTO E CANALETA
190.03	CONJUNTO DE CADEIA DE ISOLADORES
205.05	SERVIDÕES
215	EDIFICAÇÃO
220	ELEVADOR E TELEFÉRICO
250	ESTRADA DE ACESSO
265	ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO E DE BARRAMENTO
270	FIBRA ÓTICA
285	INSTALAÇÕES DE RECREAÇÃO E LAZER
305	PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO
315	PONTE ROLANTE, GUINDASTE OU PÓRTICO
355	SISTEMA ANTI-RUÍDO
360	SISTEMA DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA
365	SISTEMA DE ÁGUA DE ALIMENTAÇÃO
375	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA
385	SISTEMA DE AR COMPRIMIDO
395	SISTEMA DE ATERRAMENTO
400	SISTEMA DE COLETA DE ÓLEO ISOLANTE
405	SISTEMA DE COLETA E TRATAMENTO DE LIXO
410	SISTEMA DE COMUNICAÇÃO E PROTEÇÃO CARRIER
415	SISTEMA DE COMUNICAÇÃO LOCAL
430	SISTEMA DE DADOS METEOROLÓGICOS, HIDROLÓGICOS E SISMOLÓGICOS
445	SISTEMA DE DRENAGEM, ENCHIMENTO E ESGOTAMENTO
450	SISTEMA DE ESGOTO SANITÁRIO
455	SISTEMA DE EXAUSTÃO, VENTILAÇÃO E AR CONDICIONADO
460	SISTEMA DE ILUMINAÇÃO E FORÇA
465	SISTEMA DE LUBRIFICAÇÃO, DE ÓLEO DE REGULAÇÃO E DE ÓLEO ISOLANTE OU PARA ISOLAMENTO
480	SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA INCÊNDIO
485	SISTEMA DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E AUTOMAÇÃO
495	SISTEMA DE RADIOCOMUNICAÇÃO
515	SISTEMA DE RESFRIAMENTO DE EQUIPAMENTOS
520	SISTEMA DE VIGILÂNCIA ELETRÔNICA
540	SUBESTAÇÃO SF 6
545	SUBESTAÇÃO UNITÁRIA
555	TERRENO
610	URBANIZAÇÃO E BENFEITORIAS
615.03	VEÍCULO OPERACIONAL ESPECIAL (Derrick Digger)

64. A tabela a seguir sintetiza os procedimentos de valoração dos bens, conforme o tipo e característica.

Tabela 7 – Valoração dos Bens

<table>
<tr><th rowspan="2">Bens</th><th rowspan="2">Valor de Fábrica (Equipamento Principal)</th><th colspan="3">Componentes Menores e Custos Adicionais</th></tr>
<tr><th colspan="2">Características</th><th>Valoração</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Essenciais e Acessórios</td><td rowspan="3">Banco de preços da concessionária, atualizado pelas fórmulas paramétricas</td><td rowspan="2">Modularizado</td><td>Com valor no BPR</td><td>Módulo BPR</td></tr>
<tr><td>Sem valor no BPR</td><td>VOC Atualizado</td></tr>
<tr><td colspan="2">Não Modularizado</td><td>VOC Atualizado</td></tr>
<tr><td>Infraestrutura</td><td colspan="4">VOC Atualizado</td></tr>
</table>

4.1.2.2. Tratamento de Casos Atípicos

65. Além dos TUCs de infraestrutura e não modularizados, alguns tipos de obras serão tratados como casos atípicos, sendo que todas as obras enquadradas nessa situação deverão ser valoradas pelo VOC atualizado e estarão sujeitas à validação e ajustes pela fiscalização da ANEEL.

66. As principais obras que se enquadram nessa situação são:

- Expansão em Linha Viva;
- Recondutoramento de circuitos;
- Recapacitação de linhas;
- Instalação ou substituição de UAR que não seja a própria UC;
- Redes e Linhas de Distribuição Subterrâneas ou Submersas (todas as TUCs associadas);
- Estruturas tipo Torre (TUC 255.02);
- Estruturas tipo Poste em Linhas de Distribuição (TUC 255.01);
- Sistemas especiais de medição; e
- Novas tecnologias, ainda não modularizadas.

67. As obras que se enquadrarem como casos atípicos devem estar claramente identificadas no laudo de avaliação, especificando o “Tipo de Projeto” como Atípico e a descrição da obra. Demais situações de obras não passíveis de modularização deverão ser informadas previamente à área de fiscalização, que caso sejam aceitas como atípicas, seguirão o mesmo tratamento dessas.

4.1.2.3. Aplicação

68. O Banco de Preços Referenciais, revisão 2.0 do Submódulo 2.3, será aplicado aos investimentos realizados e unitizados contabilmente entre a data 1º de junho de 2016 a 31 de julho de 2021. O Banco de Preços Referenciais, revisão 2.1 deste Submódulo, será aplicado aos investimentos realizados e unitizados contabilmente a partir de 1º de agosto de 2021. O prazo de transição de 180 (cento e oitenta) dias se aplica nos casos de revisão metodológica do banco.

69. Excepcionalmente, para efetivar a primeira aplicação no laudo do Banco de Preços Referenciais, revisão 2.0 do Submódulo 2.3, deverá ser observado o prazo mínimo de 12 meses entre a data inicial de aplicação do banco e a data-base do laudo de avaliação.

70. Para a aprovação da base de remuneração, nos investimentos realizados no período de aplicação do Banco de Preços Referenciais, será considerado como limite inferior o valor de 90% (noventa por cento) do VOC atualizado e como limite superior o valor de 110% (cento e dez por cento) do VOC atualizado. Essa faixa de aceitação se aplica no valor global dos investimentos por Tipo de Instalação (Redes de Distribuição, Linhas de Distribuição, Subestações e Medição), valorados exclusivamente pelo Banco de Preços Referenciais e excluindo-se o JOA.

71. A ANEEL fará a validação dos controles necessários à aplicação do Banco de Preços Referenciais, previamente à entrega do Laudo de Avaliação, que incluem o Sistema de Georreferenciamento e o Sistema de Controle Patrimonial.

72. Caso não seja possível a validação, especialmente quanto à codificação dos ativos, a definição dos custos de componentes menores e custos adicionais, na avaliação dos bens, se dará pela fiscalização do AIS, a partir de análise da totalidade dos projetos vinculados às Ordens de Imobilização (ODI), ficando a concessionária sujeita a penalidade conforme Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou o que vier a sucedê-la.

4.1.3. ÍNDICE DE APROVEITAMENTO

73. Deverá ser aplicado o índice de aproveitamento em máquinas e equipamentos de subestações sobre o VNR.

74. O índice de aproveitamento estabelecido para o grupo de ativos que compõem uma subestação (transformador de força, disjuntor, chaves seccionadoras, barramento, transformadores de corrente e de potencial e religadores que compõem o "*bay*", do transformador da subestação), resulta da aplicação de um índice que considera o fator de utilização da subestação e a expectativa para os próximos 10 (dez) anos, do crescimento percentual da carga atendida pela subestação. Esse índice está limitado a 100% e é calculado da seguinte forma:

$$FUS = \frac{DM}{PTI} \quad (6)$$

$$ECC = (1+TCA_1) * (1 + TCA_2) *....* (1+ TCA_{10}) .....(7)$$

$$IAS (\%) = FUS * ECC * 100.....(8)$$

onde:
IAS: Índice de Aproveitamento para Subestação (%);
FUS: Fator de Utilização da Subestação (%);
DM: Demanda Máxima em MVA verificada nos últimos 2 anos;
PTI: Potência Total Instalada em MVA (ONAF - ventilação forçada, quando houver);
TCA: Estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação; e
ECC: Expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação, para o período projetado de 10 anos, comprovada pelos demonstrativos de aumento de demanda dos quatro últimos anos. Para efeitos de verificação de consistência, é utilizada a evolução de carga dos últimos 4 anos bem como as premissas de desenvolvimento econômico da área atendida pela respectiva subestação.

75. A demanda para a análise de carregamento é a máxima ocorrida para uma determinada configuração de rede, segregando-se eventuais manobras temporárias ocorridas entre transformadores e/ou subestações.

76. Entende-se por Reserva Imobilizada o bem ou conjunto de bens que, por razões de ordem técnica voltada à garantia e à qualidade do sistema elétrico, embora não estando em serviço, estejam à disposição e que podem entrar em operação, de imediato, ou em curto espaço de tempo.

77. Quando a demanda máxima multiplicada pela expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação, para o período projetado de 10 anos (ECC), for igual ou menor à potência total de (n-1) transformadores instalados, o transformador excluído para esta análise, mesmo que energizado, será considerado como reserva.

78. A Demanda Máxima (DM) multiplicada pela ECC, na fórmula acima, para o cálculo do índice de aproveitamento, deverá levar em consideração o valor comercial imediatamente superior. Por exemplo: Se DM x ECC for 38,5 MVA, considerar na fórmula, esse produto, como 40 MVA (considerando este o valor comercial superior mais próximo).

79. Como exemplo, considere-se uma subestação que possui três transformadores trifásicos instalados, cuja potência unitária seja de 40 MVA, e sua demanda máxima vezes o ECC, seja menor ou igual a 80 MVA = 40 MVA*(3-1): o terceiro transformador será considerado como reserva. Esse equipamento não será considerado no cálculo do índice de aproveitamento da subestação onde se encontra.

80. Os transformadores reserva poderão ser aceitos pela ANEEL, com 100% de aproveitamento, para casos bem específicos (por exemplo: sistemas radiais), desde que devidamente justificados pela concessionária. Também será considerada como reserva a unidade transformadora que esteja instalada em uma região elétrica atendida por mais de uma subestação, desde que cumpra os critérios estabelecidos neste Submódulo.

81. A aplicação do índice de aproveitamento deve incidir sobre os equipamentos que compõem os *bays* dos transformadores. Os demais bens e instalações devem ser excluídos da aplicação do índice de aproveitamento.

82. Casos atípicos deverão ser apresentados pela concessionária e serão analisados pela ANEEL. A regra geral estabelece que o planejamento da distribuidora deve representar o mais fielmente possível a realidade do seu crescimento de mercado. Caso esta previsão não se realize, haverá ainda a oportunidade de a concessionária revisar o seu planejamento de curto prazo e ajustar as suas instalações.

4.2. ATIVOS DE GERAÇÃO

83. Para os ativos de geração, os valores de reposição devem ser obtidos por intermédio de parâmetros de referência (R$/kW), tomando-se, por base, a tipologia, as características físicas e os custos realizados de usinas construídas nos últimos anos, além do estudo da FGV "Análise do cálculo do valor econômico da tecnologia específica da fonte – VETEF para implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA – Fevereiro de 2004".

84. O valor de reposição obtido pela aplicação desta metodologia, no caso das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH´s, deve ser apresentado na seguinte estrutura:

Tabela 8 – Valor Novo de Reposição de PCH

Item	Classe	Unidade	VNR	% Custo Total
Gerador	1	R$/kW		
Turbina	2	R$/kW		
Reservatório, barragem e adutora	3	R$/kW		
Edificações e obras civis	4	R$/kW		
Urbanização e benfeitorias	5	R$/kW		
Outros sistemas	6	R$/kW		
Equipamentos da casa de força	7	R$/kW		
Equipamentos gerais	8	R$/kW		
Conduto forçado	9	R$/kW		
Transformação	10	R$/kW		
Conexão	11	R$/kW		
Custos indiretos	-	%		

85. No caso das usinas térmicas, os valores de reposição devem ser apresentados na mesma estrutura da tabela anterior, com as devidas adaptações.

86. Para os investimentos incrementais, em que não se aplique essa metodologia, deve-se utilizar o mesmo procedimento adotado para valorar "Máquinas e equipamentos", conforme Item 4.1. Dessa forma, aplica-se o VOC atualizado, sujeito à validação e ajustes pela fiscalização da ANEEL.

87. Somente serão considerados, na revisão tarifária periódica, os ativos de geração que atenderem às exigências previstas no § 6º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995.

4.3. TERRENOS

88. Os ativos referentes a terrenos devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis pelo IPCA (VOC Atualizado).

89. Deve, obrigatoriamente, ser indicado o percentual considerado para o índice de aproveitamento do terreno avaliado, para fins de sua inclusão na base de remuneração, a partir da verificação e da análise qualificada do efetivo aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

90. O aproveitamento do terreno deve ser inicialmente verificado durante a vistoria de campo para posterior cálculo do índice de aproveitamento, que deve constar do relatório de avaliação, com a devida fundamentação.

91. A determinação do índice de aproveitamento obedece aos seguintes critérios:

a) o percentual de aproveitamento de um terreno sob avaliação é definido pela razão entre a área efetivamente utilizada (ou área aproveitável), e a área total do terreno utilizado para a construção de obras e/ou instalação de bens para o serviço público de distribuição de energia elétrica. Devem ser inclusas, como áreas de efetiva utilização (ou áreas aproveitáveis), as áreas de segurança, de manutenção, de circulação, de manobra e de estacionamento, aplicáveis, em função do tipo, do porte e das características da edificação ou da instalação existente.

b) no caso de terrenos de subestações existentes e em serviço, quando a subestação não ocupar toda a área aproveitável do terreno, e este não puder ser legalmente fracionado para fins de alienação, pode ser considerada, ainda, como área aproveitável, a título de reserva operacional, um percentual adicional de até 20% calculado sobre o percentual de aproveitamento, medido conforme os critérios estipulados no item anterior.

c) no caso específico de terrenos de edificações, pode ser considerado um percentual adicional de até 10% da área total do terreno, para áreas verdes efetivamente existentes, também reconhecidas como áreas aproveitáveis.

92. Para cada terreno avaliado, deve ser levantado e apresentado, obrigatoriamente, arquivo eletrônico com as informações mínimas que caracterizem integralmente o terreno.

4.4. SERVIDÕES

93. Os ativos referentes às servidões devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis pelo IPCA (VOC Atualizado).

94. Devem ser explicitados, no relatório de avaliação, os procedimentos e critérios utilizados para validação dos saldos das contas contábeis nos quais as servidões encontram-se registradas, observando-se, sempre, as instruções do MCSE.

95. Devem ser consideradas, na base de remuneração, as faixas de servidões adquiridas de forma onerosa, observando-se os critérios utilizados na contabilidade para registro desses ativos.

96. As faixas de servidão com escritura de propriedade devem ser consideradas na base de remuneração, pelo mesmo critério utilizado para direitos de uso e de passagem adquiridos de forma onerosa.

4.5. EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS

97. Devem ser objeto de avaliação todos os bens e instalações que caracterizam unidades de cadastro no controle patrimonial, conforme preconiza o MCPSE, contabilizadas no subgrupo de contas referentes a "Edificações, obras civis e benfeitorias". Os abrigos, bases de equipamentos, tanques, silos e outros, que fazem parte da estrutura da edificação, também estão incluídos nesses bens e instalações que devem ser avaliados, desde que atendam ao que determina o MCPSE e MCSE.

98. O valor novo de reposição dos ativos da conta edificação deve ser obtido considerando-se os custos unitários de construção predefinidos, conforme NBR 12.721, desde que:

a) adequadamente ponderados de acordo com a região, o padrão construtivo e a tipologia da edificação;

b) utilizadas referências consagradas (CUB – SINDUSCON, Custos Unitários publicados pela revista Pini); e

c) limitados à aplicação em edificações.

99. As benfeitorias e as obras civis devem ser avaliadas por meio de orçamentos sintéticos.

100. Os trabalhos devem ser iniciados por inspeção física para a identificação e caracterização de todas edificações, obras civis e benfeitorias, observando-se os componentes estruturais, as características técnicas e o uso efetivo do imóvel.

101. O levantamento quantitativo dos insumos empregados nessas obras deve ser obtido a partir da análise das seguintes documentações:
a) inspeções de campo;
b) planta geral da unidade com localização de todas as edificações, indicando as respectivas áreas construídas;

c) projetos de fundação, estrutura e arquitetura das principais edificações;

d) planilhas de medição de obra, contratos de construção e planilhas orçamentárias; e

e) planta geral das redes externas de água pluvial, de água potável, de esgoto, de incêndio e de iluminação pública.

102. Deve ser verificado o modo de utilização do imóvel para cálculo posterior do índice de aproveitamento, que constará da avaliação, com a devida fundamentação.

103. Somente é objeto de remuneração o percentual de área de edificação efetivamente utilizado para o serviço público de distribuição de energia elétrica, acrescido do percentual referente às áreas comuns, de circulação, de segurança, e de ventilação/iluminação, correspondentes.

104. Nas reformas e/ou transformações que implicam alteração do valor do bem, registradas na contabilidade, via Unidade de Adição e Retirada – UAR, conforme orientação do MCPSE, devem ser respeitadas as depreciações acumuladas, por lançamento contábil bem como a relevância das reformas e/ou transformações em relação ao todo.

105. As edificações, obras civis e benfeitorias de propriedade da concessionária erigidas em terrenos de propriedade de terceiros, desde que estejam vinculadas ao serviço público de distribuição de energia elétrica e registradas na contabilidade, também devem ser consideradas nos trabalhos de avaliação.

106. Sem prejuízo das informações do cadastramento patrimonial definidas pelo MCPSE, também devem ser levantadas e apresentadas, obrigatoriamente, para cada edificação, obra civil e benfeitoria, as seguintes informações:

i) data-base da avaliação;

ii) nome da edificação, obra civil ou benfeitoria;

iii) localização (endereço completo, rua, avenida, número, bairro, município, estado, etc.);

iv) utilização;

v) área total construída (m^2);

vi) área operacional (m^2);

vii) acréscimos de áreas e respectivas datas de imobilização das reformas realizadas;

viii) descrição sumária (estrutura; acabamento externo – fachada, vidros, elevação do fechamento, cobertura, pisos etc.; acabamentos internos – paredes, pisos, esquadrias, portas, forro etc.); tipo de fundação; entre outras informações relevantes;

ix) caracterização do fechamento/cercamento da área: tipo (muro, tela galvanizada com mourões, entre outros); quantidade de metros lineares e altura ou área em m^2;

x) caracterização das áreas de estacionamento, de circulação, de manobras existentes; tipo de pavimentação; áreas totais (m^2); número de vagas cobertas/descobertas; entre outras informações relevantes;

xi) caracterização das áreas cobertas (tipo de cobertura, área total em m^2); e

xii) caracterização de outras áreas eventualmente existentes.

107. Em nenhuma hipótese, deve ser utilizado o método comparativo de mercado para a avaliação das edificações, obras civis e benfeitorias. Lojas, escritórios e edifícios comerciais devem ser avaliados adotando-se somente o método do custo de reposição, citado anteriormente.

108. No caso de a concessionária ter adquirido, durante o período incremental, um imóvel que contenha edificação construída antes da data de sua aquisição, o valor da edificação obtido para o VNR, conforme o método do custo de reposição, deverá ser considerado com a taxa de depreciação no período que corresponda à idade do edifício. A idade do edifício deverá ser comprovada por meio de documentação (IPTU, Habite-se etc.). Na hipótese de não haver disponibilidade dessa documentação, a ANEEL poderá arbitrar um valor residual para a edificação.

109. No caso de discrepâncias significativas entre o valor de avaliação apresentado e o valor obtido pela atualização do valor contábil, sem a devida justificativa, a ANEEL poderá adotar este último critério para a obtenção do VNR. Para determinação do respectivo VMU, o cálculo deve ser feito respeitando-se, necessariamente, os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para cada bem do ativo considerado.

4.6. VEÍCULOS

110. Os ativos referentes a veículos devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis pelo IPCA (VOC Atualizado).

111. A validação das listas de controle patrimonial específicas pode ser feita mediante realização de inspeções de campo por amostragem aleatória simples, conforme definido para os medidores, no item 7.1 deste Submódulo.

4.7. MÓVEIS E UTENSÍLIOS

112. Os ativos referentes a móveis e utensílios devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis pelo IPCA (VOC Atualizado).

113. A validação das listas específicas de controle patrimonial pode ser feita mediante realização de inspeções de campo por amostragem aleatória simples, conforme definido para os medidores, no item 7.1 deste Submódulo.

114. Após a verificação física dos móveis e utensílios escolhidos aleatoriamente, e validação dos controles da concessionária, a empresa de avaliação deve analisar a relação contábil desses bens, evitando-se que a relação validada contenha informações que não reflitam a realidade.

115. No que se refere aos equipamentos de informática incluídos nesse grupo de bens, deve ser levada em consideração na análise a evolução tecnológica desses bens.

4.8. SOFTWARES

116. Os ativos referentes a softwares devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis pelo IPCA (VOC Atualizado).

117. Deve ser efetuado levantamento dos softwares efetivamente utilizados pela concessionária, identificando as características técnicas de cada um (fabricante, nome do software, versão, módulos adquiridos/instalados, empresa responsável pela implantação, função/utilização principal, entre outras). Deve ser identificada a conta contábil na qual cada software encontra-se registrado e se o software relacionado é utilizado também por outras concessionárias pertencentes ao mesmo grupo.

118. No caso de softwares desenvolvidos pela própria concessionária, deve-se verificar a abertura de Ordem de Serviço para o desenvolvimento do software. Caso positivo, o software deve ser avaliado.

4.9. ALMOXARIFADO DE OPERAÇÃO

119. O almoxarifado de operação, vinculado à operação e manutenção de máquinas, instalações e equipamentos necessários à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, é considerado para compor a base de remuneração.

120. Deve integrar a base de remuneração os saldos médios dos últimos 12 (doze) meses das seguintes subcontas previstas no MCSE, excluindo valores referentes a eventuais Unidades de Adição e Retirada – UAR existentes:

1107.1 – Matéria Prima e Insumos para produção de Energia Elétrica;

1107.2 – Material (exceto os saldos das subcontas: 1107.2.04 – Destinado à alienação; 1107.2.03 – Emprestado; e 1107.2.06 – Resíduos e sucatas);

1107.3 – Compras em curso;

1107.4 – Adiantamentos a fornecedores;

1107.7 – (-) Provisão para Redução ao Valor Recuperável.

5. TRATAMENTO DA DEPRECIAÇÃO, ADIÇÕES, BAIXAS E OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

5.1. DEPRECIAÇÃO

121. Para a determinação do valor de mercado em uso – VMU, deve ser utilizado somente o Método da Linha Reta para a depreciação, considerando-se obrigatoriamente o percentual de depreciação acumulada, registrada na contabilidade para cada bem do ativo considerado. O Método da Linha Reta" consiste em aplicar taxas constantes de depreciação durante o tempo de vida útil estimado para o bem (pela regra geral, o valor da depreciação é dado pela razão entre o custo base de aquisição do bem, e os anos estimados de sua vida útil. A taxa de depreciação é obtida pelo inverso dos anos estimados para a vida útil do bem, multiplicado por 100%, base percentual. Ambos os cálculos são definidos para duração anual).

122. Em nenhuma hipótese, os critérios e procedimentos contábeis, as taxas de depreciação e os percentuais de depreciação acumulada de cada bem registrado na contabilidade podem ser modificados. Não se admite a utilização de quaisquer outros critérios de depreciação. As situações relativas às reformas gerais de ativos devem ser conduzidas conforme critérios estabelecidos no MCSE e no MCPSE.

123. O valor de mercado em uso para a composição da base de remuneração será obrigatoriamente igual a zero, quando o bem estiver totalmente depreciado, conforme identificação no respectivo registro contábil.

124. Uma vez que cada bem deverá ser depreciado com seu respectivo percentual de depreciação acumulada registrada na contabilidade, fica vedada qualquer tipo de equalização que leve em consideração percentuais acumulados de depreciação registrados na contabilidade por conta ou grupo de contas contábeis.

125. Para efeito de depreciação, são utilizadas as taxas anuais de depreciação para os ativos de uso e para as características semelhantes, no âmbito da distribuição de energia elétrica, de acordo com o MCPSE.

126. Se constatadas imperfeições nos cálculos de depreciação dos bens, a ANEEL deverá recalcular a depreciação acumulada desses ativos para efeito de avaliação com base no MCPSE.

5.2. ADIÇÕES E BAIXAS

127. As adições de novos ativos, no período entre revisões tarifárias periódicas à base de remuneração, deverão seguir a metodologia definida no MCSE.

128. Quanto ao estabelecimento de limites para a inclusão de ativos na base de remuneração, apenas deverão ser considerados os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica classificados nas atividades de distribuição, de administração, de comercialização e de geração – esta última observando-se a condição de excepcionalidade anteriormente mencionada.

129. Se constatada a retirada de operação de equipamento cuja baixa não foi efetuada na contabilidade da concessionária, a fiscalização da ANEEL deverá proceder à baixa do ativo no Laudo de Avaliação.

5.3. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

130. As Obrigações Especiais são recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, das verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão. As Obrigações Especiais não são passivos onerosos e nem créditos do acionista. São atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes.

131. As obrigações especiais devem compor a base de remuneração regulatória como redutoras do ativo imobilizado em serviço.

132. Para fins de revisão tarifária, a depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais não é computada no cálculo da receita requerida da concessionária.

133. As obrigações especiais deverão ser controladas, a partir de janeiro de 2016, pela data de aquisição, ou seja, os registros serão controlados separadamente quanto à sua amortização, de forma a permitir a identificação do saldo totalmente amortizado, que não deve reduzir o ativo imobilizado em serviço. O saldo existente em dezembro de 2015 deverá ser controlado separadamente até sua completa amortização.

134. Para determinação do valor atualizado das Obrigações Especiais a ser considerado como parcela redutora na base de remuneração, deverá ser aplicada a variação verificada entre o Valor Novo de Reposição total e o Valor Original Contábil não depreciado da conta “Máquinas e Equipamentos”, sobre o saldo das Obrigações Especiais. No caso da aplicação do Banco de Preços Referenciais, o valor novo de reposição será o resultante dentro dos limites de reconhecimento, conforme critérios deste Submódulo.

135. As quotas de depreciação dos bens constituídos com recursos de Obrigações Especiais, independentemente da sua data de formação, deverão ter seus efeitos anulados no resultado contábil. A quota de reintegração calculada sobre o valor do bem adquirido com recurso de Obrigação Especial debitada na conta 6105.X.17.01 – Depreciação será transferida a débito da subconta 2223.X.02.XX – (-) Amortização Acumulada – AIS, de forma que o efeito dessa despesa seja anulado no resultado do exercício. Para a apuração do valor da reintegração, deverá ser utilizada a taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos de Obrigações Especiais.

136. Para os investimentos relacionados ao Programa Luz para Todos – PLpT, na participação das fontes de recursos referentes à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Estados, Municípios e Reserva Global de Reversão – RGR, serão considerados os montantes efetivamente realizados, caso o contrato já tenha sido integralmente executado fisicamente e liquidados junto à ELETROBRAS ou, então, proporcionalizados quando o contrato ainda estiver em execução.

137. Como forma de demonstração dos valores de obrigações especiais, as concessionárias deverão, no Laudo de Avaliação, incluir o Demonstrativo de Obrigações Especiais**,** o qual deverá mostrar os valores Brutos e Líquidos de Obrigações Especiais. Para tanto, o percentual acumulado da amortização contábil deverá ser mantido para a amortização das Obrigações Especiais avaliadas.

6. TRATAMENTO DA BASE DE ANUIDADE REGULATÓRIA – BAR

138. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

139. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 2{,}7159 \cdot (AIS - IA)^{-0.167+1} \cdot (IPCA_1/IPCA_0)^{0{,}167} \quad .....(9)$$

onde:
BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);
AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado na RTP;
IA: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado na RTP;
$IPCA_1$: Valor do índice IPCA na data da revisão tarifária; e
$IPCA_0$: Valor do índice IPCA em 1º/1/2015.

140. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade é necessário segregar em 3 grupos de ativos, ou seja:

- **Aluguéis:** esse grupo de ativos inclui os edifícios administrativos, gerências regionais, almoxarifados e/ou depósitos, estacionamento de veículos, além de todo mobiliário de escritórios, equipamentos de oficina e laboratórios;
- **Veículos:** esse grupo de ativos inclui todos os veículos para uso administrativo e de operação, exceto aqueles utilizados em obras de construção; e
- **Sistemas:** esse grupo de ativos inclui toda a infraestrutura de hardware e software de sistemas corporativos como GIS, SCADA, Gestão da Distribuição, Gestão Comercial, Gestão Empresarial e Sistemas Centrais, Teleatendimento, além de microcomputadores.

141. Assim, para a segregação adotou-se a média verificada de todas as empresas, sendo que a segregação da base de anuidade regulatória por grupos é feita conforme as proporções definidas na tabela abaixo.

Tabela 9: Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (BAR_A)	45%
Veículos (BAR_V)	12%
Sistemas (BAR_I)	43%

142. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) pode ser então decomposta nos grupos acima definidos:

$$BAR = BAR_A + BAR_V + BAR1 \quad .....(10)$$

onde:
BAR_A: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo;
BAR_V: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos;
BAR_I: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática.

143. A formulação para o cálculo das anuidades é apresentada no Submódulo 2.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret.

7. PROCEDIMENTOS PARA LEVANTAMENTO EM CAMPO

7.1. LEVANTAMENTO, DESCRIÇÃO DOS BENS E VALIDAÇÃO DOS CONTROLES

144. Os levantamentos e as descrições dos bens e das instalações que compõem a outorga de distribuição devem conter as informações de registro do controle patrimonial, conforme estabelecido nas Instruções de Cadastro Patrimonial do MCPSE, e outras características que os identifiquem univocamente, possibilitando sua clara identificação e adequada valoração. Os bens e instalações devem ser classificados por Contrato de Concessão, por Ordem de Imobilização – ODI, e por Tipo de Instalação, observando a codificação padrão do MCPSE.

145. Todos os ativos imobilizados na Base Incremental relacionados a subestações, terrenos, edificações e benfeitorias, devem ser obrigatoriamente inspecionados e avaliados. Os ativos relacionados a linhas serão inspecionados por critério amostral, com unidades de amostragem definidas e elencadas pela ANEEL.

146. Para validação dos ativos físicos apresentados na avaliação enviada pela concessionária, a ANEEL utilizará, preferencialmente, o sistema de informação georreferenciada e as informações do sistema contábil e de controle patrimonial.

147. O inventário físico, produto do levantamento de campo específico para a avaliação dos bens e instalações, deve observar no mínimo, as características específicas para Usinas, Subestações e Linhas e Redes de Distribuição abaixo relacionadas.

Usinas

148. Todos os equipamentos relacionados às usinas devem ser levantados em campo para análise de sua operacionalidade e identificação de suas características técnicas, de forma unívoca.

149. Após esse levantamento, os equipamentos devem ser relacionados para fins de fiscalização, por piso e posição operativa e por “bays”, no caso da subestação elevadora.

Subestações

150. Todas as subestações devem ser vistoriadas, devendo-se indicar no laudo de avaliação o nome da Subestação, o tipo (aberta, abrigada - inclusive SF6, blindada ou móvel), a localização (rural ou urbana) e a tensão de operação.

151. Todos os equipamentos e estruturas de equipamentos relacionados com as subestações devem ser levantados em campo para análise de sua operacionalidade e identificação de suas características técnicas, de forma unívoca, seguindo as orientações do MCPSE.

152. A relação de equipamentos inventariados em campo deve ser apresentada para fins de fiscalização por “Centros Modulares – CM”, conforme orientado pelo MCPSE, levando-se em consideração o arranjo e a posição sequencial operativa.

153. Os equipamentos reserva (Reserva Imobilizada) devem ser levantados e considerados na subestação onde estiverem alocados, com a observação expressa de “RESERVA” em sua descrição. Os equipamentos referentes à reserva imobilizada devem estar obrigatoriamente registrados no ativo imobilizado em serviço, conforme disposições contidas no MCSE e MCPSE. A “reserva quente” é excluída do cálculo da aplicação do índice de aproveitamento.

Linhas e Redes

154. Para validar os controles da concessionária no que se refere às instalações existentes de linhas e redes, deve ser efetuado levantamento de campo dos equipamentos das linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras, selecionados pela ANEEL, para vistoria.

155. Os seguintes itens devem ser objeto de levantamento/vistoria quanto aos seus dados cadastrados: postes (material, formato, altura e esforço), transformadores de distribuição (tensão, potência, número de fases), chaves seccionadoras (tipo, tensão, corrente, número de fases), condutores (material, bitola, formação, isolamento), religadores (tensão, potência, número de fases), reguladores (tensão, potência, número de fases) e banco de capacitores (número de unidades, tensão, potência, número de fases).

156. Para a realização dos trabalhos de campo deve ser observado o seguinte:

a) vistoriar as linhas e redes selecionadas, tomando-se por base os controles da engenharia, por meio de mapas georreferenciados atualizados (GIS), elaborados em quadrículas de, no máximo, 800m x 800m e totalizados por quadrícula e por conjunto de unidades consumidoras, identificando-se quanto a sua localização (rural ou urbana); e

b) verificar se as diferenças encontradas ficaram dentro dos limites preestabelecidos pela ANEEL.

157. Devem ser registrados e informados, no relatório de avaliação, para cada conjunto de unidade consumidora selecionado para inspeção pela ANEEL, os qualitativos e quantitativos finais, indicando as diferenças encontradas, bem como os cálculos realizados para o processo de validação do controle da concessionária.

158. Devem ser mantidos os desenhos das quadrículas usadas como papéis de trabalho referentes ao inventário físico/levantamentos de campo de cada conjunto de unidade consumidora das linhas e das redes, deixando-os, necessariamente, disponíveis para a ANEEL, durante o trabalho de fiscalização. Esses documentos (dados em papel e arquivos eletrônicos) devem, obrigatoriamente, conter a data do inventário, as descrições e os quantitativos apurados dos equipamentos e a sequência do trecho considerado no trajeto em que foram vistoriados.

159. Se as diferenças encontradas ficarem dentro dos limites preestabelecidos, podem ser validados os controles da engenharia da concessionária referentes às instalações de linhas e redes dos conjuntos de unidades consumidoras não vistoriadas.

160. Se as diferenças encontradas no total de conjuntos de unidades consumidoras vistoriadas ficarem fora dos limites preestabelecidos, a vistoria e o levantamento de campo deverão ser estendidos a todos os conjuntos de unidades consumidoras pertencentes à concessionária.

161. Se durante o levantamento de campo forem observados equipamentos de propriedade de terceiros, esses equipamentos não deverão constar do Laudo de Avaliação da concessionária, devendo ser informados os procedimentos adotados para identificação desses bens.

162. A validação dos quantitativos da engenharia dar-se-á utilizando-se a técnica de amostragem estratificada proporcional por conjunto de unidades consumidoras, observando o seguinte:

a) na técnica de amostragem estratificada proporcional por conjuntos de unidades consumidoras, proporcionalizam-se os ativos de linhas e redes que compõem os conjuntos da concessionária, conforme descrito no subitem “f”;

b) para efeito de aplicação da técnica de amostragem estratificada proporcional por conjunto, serão considerados os conjuntos de unidades consumidoras aprovados pela ANEEL em resoluções específicas para cada concessionária, conforme os critérios estabelecidos pela Módulo 8 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo;

c) os elementos integrantes de cada conjunto de unidades consumidoras, considerados na análise, são as “linhas e redes”;

d) o cálculo do tamanho da amostra (m), a ser inspecionada para verificação da aceitação ou não das listas de engenharia da concessionária, será realizado pela ANEEL, mediante aplicação da fórmula a seguir relacionada, considerando: 95% de intervalo de confiança (Z igual a 1,96); 10% de margem de erro amostral (*e*); e 75% como estimativa inicial da proporção das “linhas e redes” com uma determinada característica esperada na concessionária (P0):

$$m = \frac{M}{\frac{e^2 * (M-1)}{Z^2 * [P0 * (1-P0)]} + 1} \quad (11)$$

onde:
m: tamanho da amostra;
M: quantidade total de conjuntos da concessionária;
e: margem de erro amostral;
Z: intervalo de confiança;
P0: característica esperada.

e) caso o tamanho da amostra (m), multiplicado pela estimativa inicial de proporções de sucesso na concessionária (P0), seja menor do que 5 (cinco), a empresa avaliadora credenciada deve realizar o censo de todas as "linhas e redes" da concessionária de distribuição de energia elétrica;

f) a ANEEL realizará amostragem estratificada proporcional, conforme descrição a seguir:

f.1) após a definição do tamanho da amostra (m) que determina o número de conjuntos a serem inspecionados, será calculada, para cada cluster existente na área de concessão sob análise, a quantidade de conjuntos a serem sorteados. Utilizando-se da técnica de amostragem estratificada proporcional, proporcionaliza-se os ativos de linhas e redes que compõem os conjuntos da concessionária, em função do somatório dos valores do atributo quilômetro de rede aérea primária (km RAP) dos conjuntos que compõe cada cluster pela quilometragem total da rede área primária da concessionária. Amostragem estratificada consiste em dividir a população em subgrupos, ou "estratos", que denotem uma homogeneidade maior que a homogeneidade da população toda, sob a análise de variáveis de estudo. Uma vez selecionados os "estratos", sobre cada um deles, são realizadas seleções aleatórias de forma independente, obtendo-se amostras parciais que, agregadas, representam a amostra completa. Uma amostra estratificada proporcional garante que cada elemento da população tenha a mesma probabilidade de pertencer à amostra). Nesta etapa, utiliza-se a seguinte fórmula:

$$a_k = m * \frac{\sum_{k=1}^{n} \text{km RAP}_k}{\text{km RAP}_t} \quad (12)$$

onde:
a_k: número de conjuntos a serem amostrados no cluster k;
m: número total de conjuntos da concessionária a serem amostrados;
n: número total de conjuntos que compõem o cluster k;
km RAP_k: somatório dos valores de quilômetro de rede aérea primária (kmRAP) dos conjuntos do cluster k; e
km RAP_t: somatório dos valores de quilômetro de rede aérea primária (kmRAP) de todos os conjuntos da concessionária.

f.2) após o cálculo do número de conjuntos a serem amostrados no *cluster* k e, para se definir quais os conjuntos a serem inspecionados pela avaliadora no referido *cluster*, adota-se, também, o atributo "potência instalada", dado em kVA. Por *cluster*, entende-se o agrupamento ou família de conjuntos semelhantes de unidades consumidoras, comparados com base em variáveis descritivas de cada um destes conjuntos, as quais são chamadas de atributos geoelétricos, de modo que o somatório dos atributos dos conjuntos de cada cluster representa as características geoelétricas da concessão. Nesta etapa, os seguintes cálculos são executados:

f 2.1) calcula-se, para todos os conjuntos da concessionária a razão (Rcj_x):

$$Rcj_X = \frac{kVA}{kmRAP} \quad (13)$$

f.2.2) calcula-se a razão média (Rméd) de cada cluster, considerando os conjuntos classificados nos clusters existentes naquela área de concessão:

$$Rméd_k = \frac{\sum_{x=1}^{n} Rcj_x}{n} \quad (14)$$

f.2.3) o primeiro conjunto selecionado para amostragem será aquele que tiver a razão Rcj mais próxima do valor calculado para a razão média Rméd do cluster sob amostragem.

f.2.4) caso a_k seja ímpar, os demais conjuntos a serem selecionados devem ser tomados aos pares. O par deverá ser formado considerando os valores calculados de Rcj imediatamente acima e abaixo da razão média do cluster Rméd.

f.2.5) caso a_k seja par, os demais conjuntos a serem selecionados devem ser tomados alternadamente, considerando, primeiramente, os valores calculados de Rcj, imediatamente acima da razão média do cluster Rméd e, depois, os valores calculados de Rcj imediatamente abaixo da mesma.

g) a ANEEL pode, a seu exclusivo critério, escolher determinada quantidade de conjuntos adicionais para realização de inspeções de campo pela empresa avaliadora, ficando esta quantidade adicional limitada a 2 conjuntos ou 5% do total de conjuntos, o que for maior;

h) entende-se como proporção de elementos com a característica esperada a razão calculada da seguinte forma:

$$\hat{p}_j = \frac{E_j}{N_j} \qquad \hat{p}_{AC} = \frac{\sum_{j=1}^{m} N_J * \hat{p}_j}{\sum_{j=1}^{m} N_J} \quad (15)$$

onde:
E_j: número de elementos com a característica esperada;
N_j: número de elementos físicos efetivamente existentes no conglomerado;
m: tamanho da amostra;
P_j: proporção das "linhas e redes" com uma determinada característica esperada no conglomerado; e
P_{ac}: proporção das "linhas e redes" com uma determinada característica esperada na concessionária.

i) os elementos com a característica esperada são os ativos físicos efetivamente existentes, que correspondam, tanto em termos quantitativos, quanto qualitativos (referentes às características e especificações técnicas dos itens inspecionados), aos ativos constantes nos controles operacionais (de engenharia) da concessionária;

j) com base nas proporções estimadas nos conglomerados (P_j), a empresa avaliadora credenciada pode obter a estimativa da proporção na concessionária (Pac);

k) caso a estimativa obtida da proporção na concessionária (Pac), subtraídos 10%, seja menor que 80%, a empresa avaliadora credenciada deve realizar o censo das "linhas e redes" da concessionária de distribuição de energia elétrica. Caso o resultado obtido seja maior ou igual a 80%, as listas de engenharia podem ser validadas e utilizadas para realização dos trabalhos de avaliação e conciliação físico-contábil.

Sistema de Iluminação Pública

163. Até a definitiva transferência dos bens de Iluminação Pública para os Municípios, conforme estabelece a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, ou o que vier a sucedê-la, estes ativos comporão a Base de Remuneração Regulatória das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.

Medidores

164. Para os equipamentos de medição (medidores), a validação das listas de controle patrimonial específicas pode ser feita mediante realização de inspeções de campo por amostragem aleatória simples, observando-se a localização dos mesmos (rural ou urbana) e mais o seguinte:

a) os elementos a serem considerados na análise são os equipamentos de medição (medidores);

b) para o cálculo do tamanho da amostra (m) a ser inspecionada, deve-se considerar: 90% de nível de confiança (Z); 10% de margem de erro amostral (e); e 50% como estimativa inicial da proporção dos equipamentos de medição (medidores); e ter uma determinada característica esperada na concessionária (P0):

$$m = \frac{M}{\frac{e^2 * (M-1)}{Z^2 * (P0 * (1-P0))} + 1} \quad (16)$$

onde:
m: tamanho da amostra;
M: quantidade total de conjuntos da concessionária;
e: margem de erro amostral;
Z: intervalo de confiança.

c) definido o tamanho da amostra, deve ser feita uma seleção aleatória dos ativos da amostra a serem inspecionados;

d) entende-se como proporção dos equipamentos de medição (medidores) ter uma determinada característica esperada, cuja razão é calculada da seguinte forma:

$$\hat{p}_{AC} = \frac{E_j}{m} \quad (17)$$

onde:
E_j: número de elementos com a característica esperada;
M: tamanho da amostra;
Pac: proporção dos medidores vinculados à conta Máquinas e Equipamentos com uma determinada característica esperada na concessionária.

e) os elementos com a característica esperada são os ativos físicos efetivamente existentes que correspondam, tanto em termos quantitativos, quanto qualitativos (referentes às características e especificações técnicas dos itens inspecionados), aos ativos constantes no controle patrimonial ou controle da área comercial da concessionária;

f) com base na proporção estimada, deve-se obter a estimativa da proporção na concessionária (Pac);

g) caso a estimativa obtida da proporção na concessionária (Pac), subtraídos 10%, seja menor que 80%, deve-se realizar o censo de todos os equipamentos de medição (medidores) da concessionária de distribuição de energia elétrica. Caso o resultado obtido seja maior ou igual a 80%, as respectivas listas de controle patrimonial podem ser validadas e utilizadas para realização dos trabalhos de avaliação e conciliação físico-contábil.

7.2. CONCILIAÇÃO FÍSICO-CONTÁBIL

165. Esta conciliação tem por objetivo a determinação do percentual acumulado de depreciação, por bem, que deve ser aplicado sobre o valor novo de reposição para obtenção do valor de mercado em uso de cada bem.

166. A conciliação físico-contábil deve ser procedida em conjunto pela empresa avaliadora e a concessionária, a partir dos dados cadastrados no sistema georreferenciado e nos respectivos registros contábeis, observando a existência de bens que se encontram em fase de unitização e cadastramento, tendo em vista o prazo de 60 dias estabelecido no MCSE para transferência do Ativo Imobilizado em Curso – AIC para o Ativo Imobilizado em Serviço.

167. Os registros contábeis utilizados para a conciliação físico-contábil devem, necessariamente, estar na mesma data-base dos trabalhos de avaliação.

168. As sobras físicas apuradas no processo de conciliação físico-contábil devem ser avaliadas e identificadas no Laudo de Avaliação e somente serão aceitas sobras de bens identificáveis mediante comprovação por meio de notas fiscais e de sua respectiva contabilização.

169. As sobras físicas devem ser depreciadas tomando-se, por base, a idade da formação do bem. Não dispondo de documentação que comprove a data da entrada do bem em serviço, esgotados todos os meios de que dispõe, a concessionária deve considerar:

a) para os bens de forma de cadastramento individual: atribuir a data de capitalização da ODI/Conta, em que está localizada o bem;

b) para os bens de forma de cadastramento em massa: atribuir a data do bem idêntico mais antigo da ODI/Conta.

170. As sobras contábeis não devem ser avaliadas.

171. A ANEEL, quando valida a base de remuneração para inclusão na revisão tarifária, não está validando as sobras físicas para inclusão nos registros contábeis, devendo a concessionária proceder aos ajustes das sobras e faltas na contabilidade, conforme estabelece o MCSE, os quais deverão permanecer à disposição da fiscalização da ANEEL por um período não inferior a 60 (sessenta) meses.

8. LAUDO DE AVALIAÇÃO

8.1. ASPECTOS GERAIS

172. A avaliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, conforme Resolução Normativa nº 635/2014, ou o que vier a sucedê-la, contratada pela concessionária, a qual produzirá um laudo técnico que estará sujeito à validação mediante fiscalização da Agência. A concessionária responde solidariamente, na esfera administrativa ou judicial, por qualquer erro ou dano decorrente das informações fornecidas, inclusive no banco de preços.

173. O laudo de avaliação deve ser classificado como de uso restrito, estando sujeito às disposições normativas e às nomenclaturas específicas deste Submódulo.

174. A utilização de laudo de uso restrito deve-se ao fato de que a metodologia, os critérios e os procedimentos estabelecidos para avaliação dos bens e das instalações de propriedade das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, para determinação da base de remuneração, têm características próprias, por tratar-se de serviço público de distribuição de energia elétrica e, portanto, passíveis de reversão à União.

175. Não procedendo a concessionária à avaliação dos ativos e ao encaminhamento das informações, nos termos e prazos definidos neste Submódulo, ou caso o laudo de avaliação apresentado pela concessionária não seja aprovado pela ANEEL em virtude de qualidade técnica insuficiente ou não-conformidades apontadas na fiscalização, caberá à Agência arbitrar a base de remuneração a ser considerada na revisão tarifária em curso, não constituindo tal fato a dispensa da concessionária em apresentar o laudo posteriormente.

176. Os laudos de avaliação deverão ser protocolados na ANEEL no prazo de 120 dias antes da data da revisão tarifária da concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica.

177. A data-base do laudo de avaliação deve ser o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária de cada concessionária de distribuição de serviço público de energia elétrica.

178. O laudo de avaliação será composto por dois conjuntos de informações:

▪ **Arquivo Contábil:** Informações contábeis e resultados da avaliação, conforme Anexo II deste Submódulo e demais quadros complementares de avaliação disponibilizados no sítio da ANEEL;

▪ **Arquivo Físico:** Informações físicas dos ativos existentes, conforme o formato e estrutura do Dicionário de Dados ANEEL – DDA da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD, que compõe o Sistema de Informações Geográficas Regulatório (SIG-R), disposto nos Módulos 2 e 6 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

8.2. INFORMAÇÕES MÍNIMAS

179. O laudo de avaliação deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

I. Introdução

Apresentar descrição sumária do trabalho realizado.

II. Caracterização da Concessão

Deve ser apresentada uma visão geral da concessão avaliada:

a) apresentar informações sobre a área da concessão avaliada: (área total da concessão em quilômetros quadrados; mapa da área de concessão com identificação das áreas rurais e urbanas; quantidade de municípios abrangidos; quantidade de linhas de distribuição, n° de circuitos por trecho de linha de distribuição, n° de subestações, capacidade de distribuição por trecho de linha de distribuição, quantidade de kilômetros de redes de distribuição - projeção em solo, e condição de fronteira; n° de pontos de acesso e sua localização na concessão; e n° de pontos de medição de fronteira e sua localização;

b) informar como a concessionária avaliada está organizada do ponto de vista da sua estrutura operacional (quantas regionais a concessionária possui e como estão distribuídas; onde está localizada a sede administrativa da concessionária; quantos almoxarifados de operação a concessionária possui e como estão distribuídos; relacionar as principais unidades de apoio operacional que a concessionária possui e como estão distribuídas – oficinas, centros de manutenção, laboratórios, centros operacionais, pátios de veículos, centros de treinamento, entre outros).

III. Caracterização do Trabalho Executado

a) Geração Associada

a.1) Informações mínimas

- nome da usina;
- localização da usina: endereço completo, município, estado, curso d'água, sub-bacia (código), bacia (código);
- tipo de usina: usina hidroelétrica / usina termoelétrica / outras; e
- potência total instalada (MW ou kW), energia firme (MW), demanda máxima.

a.2) Termelétricas

- indicar o tipo e a potência nominal de cada equipamento existente – grupos diesel, turbinas a gás, turbinas a vapor;
- indicar a potência nominal e as características principais de cada máquina – fabricante, combustível utilizado, modelo do equipamento, ano de fabricação, consumo específico, principais acessórios existentes, rotação nominal (rpm); geradores – potência nominal unitária (MVA) e características gerais dos equipamentos (fabricante, ano de fabricação, tensão nominal – kV, fator de potência, rendimento máximo, rotação nominal – rpm);
- relacionar os sistemas auxiliares existentes, com suas respectivas características principais (sistema de proteção e combate a incêndio, sistema de combustível – recebimento, armazenagem e alimentação; sistema de tratamento de combustível; sistema de lubrificação; sistema de geração de vapor; sistema de refrigeração; sistema de tratamento de efluentes; sistema de ar comprimido; sistema de água de lavagem; entre outros); e
- relacionar os demais equipamentos e instalações existentes (oficinas, pontes rolantes, laboratórios, almoxarifados, entre outros).

a.3) Hidrelétricas

- turbinas – indicar tipo, quantidade, fabricante, ano de fabricação, data de entrada em operação, potência nominal unitária (MW), vazão nominal unitária (m^3/s), rotação síncrona (rpm), rendimento máximo (%);
- gerador – indicar tipo, quantidade, fabricante, ano de fabricação, data de entrada em operação, potência nominal unitária (MVA), tensão nominal (kV), rotação nominal (rpm), fator de potência, rendimento máximo (%);
- dados hidrometeorológicos: vazão MLT (m^3/s), vazão firme 95% (m^3/s), vazão mínima média mensal (m^3/s);
- Reservatório:
  - NA de montante – NA máximo excepcional (m), NA máximo normal (m), NA mínimo normal (m);
  - NA de jusante – NA máximo excepcional (m), NA máximo normal (m), NA mínimo normal (m);
  - Áreas inundadas – no NA máximo excepcional (m), no NA máximo normal (m), no NA mínimo normal (m);
  - Volumes – no NA máximo normal (hm^3), no NA mínimo normal (hm^3), útil (hm^3), abaixo da soleira livre do vertedouro (hm^3);
- Barragem principal: tipologia construtiva, comprimento total da crista (m), altura máxima (m), cota de crista (m);
- Vertedouro: tipo, capacidade (m^3/s), cota de soleira (m), comprimento total (m);
- Comportas de vertedouro: tipo, acionamento, largura (m), altura (m);
- Tomada d'água: tipo, altura (m), comprimento total (m);
- Comportas da tomada d'água: tipo, acionamento, largura (m), altura (m);
- Canal / túnel de adução / desarenador: comprimento (m), seção, base (m), arco (m), tipo de desarenador;
- Conduto forçado: diâmetro interno (m), número de unidades, comprimento (m);

- Chaminé de equilíbrio: diâmetro (m), altura (m);

- Casa de força: tipo, área total – largura (m), comprimento (m) e pé direito (m), quantidade de unidades geradoras existentes; ano de entrada em operação;

- Relação dos sistemas auxiliares existentes, com suas respectivas características principais (sistema de proteção e combate a incêndio; sistema de lubrificação; sistema de refrigeração; sistema de tratamento de efluentes; sistema de ar comprimido; sistema de água de lavagem; entre outros); e

- Relação dos demais equipamentos e instalações existentes (oficinas, pontes rolantes, laboratórios, almoxarifados, entre outros).

b) Subestações

- apresentar relação das subestações da concessionária indicando, para cada uma: relação de transformação (tensões de entrada e saída – kV) e potência total instalada (MVA) e localização (rural ou urbana);

- fator de utilização (%), demanda máxima (MVA), estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação, expectativa de crescimento percentual de carga atendida pela subestação para o período projetado de 10 anos, característica técnica (se é compacta, SF 6 abrigada etc.), número de alimentadores, características operacionais gerais (se é assistida ou telecomandada, data de entrada em operação, etc.) e valores apurados para o grupo máquinas e equipamentos (valor novo de reposição com e sem índice de aproveitamento e valor de mercado em uso).

- Todas as relações de inventariado devem ser apresentadas conforme estrutura dos Centros Modulares, definidos pela Resolução Homologatória n° 758/2009 – Anexos, e alterações supervenientes.

- Para cada subestação, os valores considerados para os equipamentos reserva (reserva técnica) devem ser relacionados na lista respectiva do Centro Modular em que estão alocados, com a devida descrição “RESERVA”.

c) Linhas de distribuição

- considerando os Tipos de Instalações de Distribuição estabelecidos no MCPSE, informar, por classe de tensão e por localização (rural ou urbana), os totais de quilômetros de linhas, com as quantidades de estruturas e tipos/bitolas de cabos associados (por trecho), nº de circuitos por trecho, apresentando os respectivos valores apurados para o Valor Novo de Reposição e o Valor de Mercado em Uso;

d) Terrenos e Edificações

- apresentar relação com todos os imóveis de propriedade da concessionária, indicando os que foram considerados na base de remuneração e os que foram excluídos (a relação deve ser dividida em duas partes – imóveis considerados na base de remuneração e imóveis excluídos da Base de Remuneração). A relação deve indicar a designação e endereço de cada imóvel de forma a possibilitar sua clara identificação;

- devem ser informados, para cada imóvel considerado na base de remuneração, os VNR com e sem índice de aproveitamento e Valor de Mercado em Uso, subdivididos em terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias. A relação deve apresentar as referências dos laudos de avaliação para os imóveis relacionados, o percentual de índice de aproveitamento aplicado bem como a destinação de uso do imóvel;

- apresentar, para cada imóvel excluído da base de remuneração, os VNR e o Valor de Mercado em Uso, subdivididos em terrenos, edificações e benfeitorias. A relação deve apresentar as referências dos laudos de avaliação para os imóveis relacionados bem como a destinação de uso do imóvel, valores registrados na contabilidade; conta contábil na qual o imóvel encontra-se registrado; número de registro patrimonial; e a razão da exclusão (imóvel alugado, imóvel cedido a terceiros, entre outras razões); e

- apresentar relação das benfeitorias avaliadas e incluídas na base de remuneração e que se encontrem erigidas em terrenos de propriedade de terceiros. Devem ser informados, para cada benfeitoria considerada na base de remuneração, os VNR com e sem índice de aproveitamento e o Valor de Mercado em Uso, o percentual de índice de aproveitamento aplicado bem como a destinação de uso do imóvel. A relação deve apresentar, ainda, as referências dos laudos de avaliação para as benfeitorias listadas.

e) Veículos

- informar se a concessionária trabalha com frota própria de veículos, ou se terceirizou o serviço bem como o total de veículos da frota própria da concessionária de distribuição de energia elétrica, discriminando, por tipo de veículo, o total de veículos da frota própria da concessionária efetivamente utilizado nos serviços de distribuição de energia elétrica, discriminado por tipo de veículo, com os respectivos valores apurados (VNR e Valor de Mercado em Uso).

f) Software

- apresentar relação dos softwares, indicando as características técnicas (fabricante, nome do software, versão, módulos adquiridos/instalados, empresa responsável pela implantação, entre outras), função/utilização principal e valores apurados. Deve ser indicada a conta contábil na qual cada software encontra-se registrado, e se o software relacionado é utilizado por outras concessionárias pertencentes ao mesmo grupo.

g) Servidões Permanentes

- apresentar relação com os totais de faixas de servidão consideradas (áreas e extensões totais) e respectivos valores apurados para compor a base de remuneração (saldo contábil e valor apurado para a base de remuneração).

h) Apresentar os quadros resumos do trabalho, cujos modelos estarão disponíveis em meio eletrônico no sítio da ANEEL.

IV. Metodologia Aplicada

A descrição da metodologia aplicada consiste em apresentar as informações sobre os procedimentos, critérios e metodologias aplicadas na realização do trabalho de avaliação objeto desta Resolução, elencados a seguir:

a) para os levantamentos de campo (inventários):

- apresentar informações sobre a logística utilizada para realização dos levantamentos de campo – imóveis, subestações e linhas;

- apresentar informações sobre os procedimentos utilizados para realização dos levantamentos de campo – imóveis, subestações e linhas;

- apresentar informações sobre as equipes utilizadas nos levantamentos de campo (quantidade e perfis dos profissionais que participaram dos trabalhos de levantamento de campo, incluindo os profissionais que participaram das atividades de coordenação/gerenciamento) – imóveis, subestações e linhas;

- apresentar informações sobre o tempo gasto para realizar os levantamentos de campo (datas de início e de conclusão) – imóveis, subestações e linhas;

- Subestações – apresentar considerações sobre a qualidade e confiabilidade dos controles patrimonial e de engenharia da concessionária, apresentando um panorama geral sobre as divergências verificadas em campo, entre outras informações julgadas relevantes para retratar a situação encontrada;

- Linhas – indicar as ODI-LD vistoriadas e apresentar considerações sobre as “não conformidades” verificadas por ocasião da realização dos levantamentos de campo (observar disposições desta Resolução), apresentando um panorama geral sobre as divergências verificadas em campo, bem como sobre a qualidade e confiabilidade dos controles patrimonial e de engenharia da concessionária, entre outras informações julgadas relevantes; e

- Imóveis – apresentar considerações sobre a qualidade e confiabilidade dos controles patrimonial e de engenharia da concessionária (existência de plantas atualizadas, documentos de propriedade etc.), apresentando um panorama geral sobre as divergências verificadas em campo, entre outras informações julgadas relevantes para retratar a situação encontrada.

b) critérios utilizados para inclusão de ativos na base de remuneração (critérios de elegibilidade).

c) critérios utilizados para aplicação dos índices de aproveitamento.

d) procedimentos e critérios utilizados para validação dos controles da concessionária para as contas/grupos de ativos: veículos, móveis e utensílios, servidões, equipamentos de informática e softwares.

e) procedimentos e critérios utilizados para valoração dos grupos de ativos referentes a “Intangíveis”, “Edificações, obras civis e benfeitorias”, “Máquinas e equipamentos”, “Veículos” e “Móveis e utensílios”, “Equipamentos de informática” e “Softwares”.

f) critérios utilizados para consideração das servidões (faixas de servidão – conta intangíveis). Explicitar os procedimentos e critérios utilizados para considerar: as servidões cujos direitos de uso foram adquiridos de forma onerosa; as servidões cujos direitos de uso foram adquiridos de forma não onerosa; e as servidões cujos terrenos correspondentes foram adquiridos pela concessionária com escritura registrada em cartório de registro de imóveis.

g) critérios utilizados para considerar os equipamentos reserva (reserva técnica).

h) informações sobre os demais procedimentos, critérios e referências considerados.

i) apresentar cópia dos contratos e das notas fiscais, do orçamento, dos boletins de medição das obras realizadas em regime “turn-key”

j) apresentar todas as memórias dos cálculos dos trabalhos realizados.

V. Identificação dos Ativos Não Elegíveis

Apresentar relação, com justificativa, dos ativos definidos como não elegíveis (ativos excluídos da Base de Remuneração), com indicação das seguintes informações: destinação de uso do ativo; razões que levaram à exclusão; e contas contábeis onde os ativos encontram-se apropriados. Devem ser apresentadas notas explicativas para os ativos excluídos e que se encontrem em situação particular na época da realização dos trabalhos de avaliação, tais como: instalações construídas e não colocadas em serviço, instalações em reforma e desativadas temporariamente, instalações a serem alienadas, entre outras.

VI. Conciliação Físico-Contábil

Informar os procedimentos e critérios utilizados para realização do processo de conciliação físico-contábil.
Apresentar informação resumida das sobras e das faltas apuradas, após a realização do processo de conciliação entre o arquivo de controle patrimonial e a base física da concessionária (controles patrimonial e de engenharia), a serem ajustadas no sistema de controle patrimonial da concessionária.

VII. Obrigações Especiais

Indicar os critérios e procedimentos utilizados para apuração do valor da conta Obrigações Especiais, considerado na base de remuneração.

VIII. Almoxarifado de Operação

Indicar os critérios e procedimentos utilizados para apuração do valor da conta Almoxarifado de Operação, considerado na base de remuneração.

IX. Imóveis que se encontram em processo de Regularização

Apresentar relação dos imóveis incluídos na base de remuneração que não possuem documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da concessionária e que se encontram em processo de regularização, fornecendo informações sobre a situação atual de cada um no que se refere à posição em termos de documentação e atividades atualmente exercidas pela concessionária no local. A relação em questão deve trazer, no mínimo, as seguintes informações: designação do imóvel, endereço completo, referência do laudo de avaliação, valor de mercado em uso e valor final apurado para inclusão na base de remuneração.

X. Considerações

Indicar as eventuais inconsistências e/ou particularidades que mereçam ser destacadas, verificadas no decorrer da realização dos trabalhos, apresentando as justificativas técnicas cabíveis.

XI. Considerações Finais

Apresentar as considerações finais a respeito do trabalho desenvolvido.

8.3. ARQUIVOS ELETRÔNICOS

180. Os arquivos encaminhados devem trazer todas as informações solicitadas neste Submódulo, bem como aquelas necessárias ao adequado entendimento e caracterização, com o maior nível de detalhamento possível dos trabalhos realizados.

181. Deverá relacionar e descrever, de forma resumida, o conteúdo, a forma de organização e os demais detalhes técnicos necessários à completa identificação e caracterização das informações apresentadas e que possibilitem a adequada utilização dos arquivos encaminhados por meio eletrônico.

182. Deverá ser apresentada uma versão em meio eletrônico nas linguagens Access e Excel, contemplando, para cada bem, no mínimo, as informações constantes do **Anexo II**.

183. Também deve ser apresentado o arquivo eletrônico da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD das informações dos ativos existentes na distribuidora considerando a data-base do laudo, conforme os critérios estabelecidos pelo PRODIST.

184. Sempre que necessário, deverá ser incluída a memória de cálculo utilizada como, por exemplo, do JOA, do Almoxarifado de Operação, e das Obrigações Especiais.

185. Deverá ser entregue juntamente com o laudo de avaliação um Sumário Executivo, que contenha uma descrição sucinta de todo o trabalho realizado e os resultados.

9. ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO

186. A atualização dos valores do Banco de Preços Referenciais será realizada com periodicidade de 3 (três) anos. Essa atualização poderá contemplar a revisão de módulos, com inclusão e/ou novos agrupamentos de ativos. Para as novas atualizações deverá ser considerada a média móvel de 5 (cinco) anos.

187. A revisão metodológica será realizada com periodicidade de 6 (seis) anos.

188. Será considerado na revisão tarifária o regulamento vigente **120 dias** antes da data da revisão tarifária da concessionária, data de entrega do Laudo de Avaliação.

10. ANEXOS

189. A seguir, são apresentados os seguintes anexos:

- **Anexo I:** Resumo da Base de Remuneração;
- **Anexo II:** Informações do Laudo de Avaliação – Arquivo Contábil;
- **Anexo III:** Fórmulas Paramétricas de Atualização;
- **Anexo IV:** Estrutura Modular do Banco de Preços Referenciais;
- **Anexo V:** Banco de Preços Referenciais;

ANEXO I
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
REVISÃO TARIFÁRIA PERÍODICA
RESUMO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

CONCESSIONÁRIA:
CONTRATO DE CONCESSÃO Nº _____
EMPRESA AVALIADORA:

Ítem	Descrição	Valores (R$)
1	Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	
2	Índice de Aproveitamento Integral	
3	Obrigações Especiais Bruta	
4	Bens Totalmente Depreciados	
5	**Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)**	
6	Depreciação Acumulada	
7	AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	
8	Índice de Aproveitamento Depreciado	
9	Valor da Base de Remuneração (VBR)	
10	Almoxarifado em Operação	
11	Obrigações Especiais Líquida	
12	Terrenos e Servidões	
13	**Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)-(11)+(12)**	

Local e data

Assinaturas dos Responsáveis pela Concessionária

(A Concessionária deve encaminhar à Superintendência de Fiscalização Econômica – SFF/ANEEL, por meio de Ofício ou Carta, o laudo de avaliação com seus respectivos anexos e arquivos em meio eletrônico, devidamente assinado pelo representante legal da concessionária, acompanhado da Declaração de Independência e da Declaração de Fato Superveniente, conforme Resolução Normativa nº 635/2014 ou o que vier a sucedê-la,

ANEXO II
Informações do Laudo de Avaliação

CAMPOS				DESCRIÇÃO
Informações Contábeis	Codificação – MCPSE	1	Conta contábil	
		2	ODI	Ordem de Imobilização
		3	PEP	Número de Projeto
		4	TP	Tipo de Projeto: Especificar quando for “caso atípico” e o tipo de obra.
		5	TI	Tipo de Instalação
		6	CM	Centro Modular
		7	TUC	
		8	A1	
		9	A2	
		10	A3	
		11	A4	
		12	A5	
		13	A6	
	Informações Adicionais	14	IdUC	
		15	UAR	IndicarTUC se TUC = UAR; UAR se a UAR não é a própria TUC; e COM
		16	Número patrimônio	
		17	Dígito incorporação	
		18	Descrição contábil do bem	
		19	Taxa anual de depreciação (%)	
	Quantitativos	20	Qtde.	Informar quantidade avaliada
		21	Unidade	Informar unidade (m, kg, pc, m², etc)
		22	Data de Imobilização	(dd/mm/aa)
	Valor Original Contábil	23	Valor Original Contábil – VOC (R$)	
		24	Valor de Fábrica do VOC (R$)	
		25	COM Unitário do VOC (R$)	Informar os valores efetivamente contabilizados individualmente em cada projeto.
		26	CA sem JOA do VOC (R$)	Informar os valores efetivamente contabilizados individualmente em cada projeto.
		27	JOA do VOC (R$)	Informar os valores efetivamente contabilizados individualmente em cada projeto.
		28	Depreciação Acumulada (R$)	
		29	% Depreciação acumulada	
		30	Valor Residual Contábil (R$)	
	VOC Atualizado	31	Valor Original Contábil Atualizado – VOCa (R$)	
		32	Índice IPCA na data-base	Informar o índice na data-base do laudo de avaliação
		33	Índice IPCA na data de imobilização	Informar o índice na data de imobilização do bem
		34	Fator atualização IPCA	

CAMPOS				DESCRIÇÃO
	Baixa	35	ODD	Ordem de Desativação
		36	Data da baixa	
Informações Base Física		37	Descrição técnica do bem	
		38	Classe de Tensão	
		39	Reserva	S/N
		40	ODI Engenharia	
Banco de Compras		41	Código do material	
		42	Descrição do código do material	
Resultado da Avaliação		43	VNR (R$)	
		44	% do Índice de Aproveitamento	
		45	Índice de Aproveitamento (R$)	
		46	Valor do Ind. de Não Aprov. Integral - INA (R$)	
		47	VNR Menos INA (R$)	
		48	Depreciação Acumulada (%)	
		49	Depreciação Acumulada - DA (R$)	
		50	VMU (R$)	
		51	Valor do INA depreciado (R$)	
		52	VBR (R$)	
Formação do Valor Novo de Reposição		53	Tipo de Bem	Essencial (BES), Acessório (BAC), Infraestrutura (BIE), BAR
		54	Código do Módulo Construtivo	Informar o código do Banco de Preços Referenciais, conforme Anexo V
		55	Valor de Fábrica Unitário do VNR (R$)	Inclui o valor do equipamento principal e dos impostos não recuperáveis (VF = Veq + Vicms).
		56	VF Total do VNR (R$)	
		57	Referência Banco de Preços	
		58	COM Unitário do VNR (R$)	
		59	COM Total do VNR (R$)	
		60	CA Unitário sem JOA do VNR (R$)	
		61	CA Total sem JOA do VNR (R$)	
		62	JOA do VNR (%)	
		63	JOA do VNR (R$)	
		64	Atualizado (A), ou Banco de Preços Referenciais (BPR) ou Banco de Preços da Concessionária (BPC)	Informar como BPC para os ativos valorados pela média de COM e CA da própria empresa
		65	Fórmula Utilizada para atualização	Informar a fórmula paramétrica utilizada, conforme numeração do Anexo III
		66	Índice na data-base	Informar o índice resultante da fórmula paramétrica na data-base do laudo de avaliação
		67	Índice na data de aquisição	Informar o índice resultante da fórmula paramétrica na data de incorporação do bem
		68	Fator atualização	
		69	Doação	S/N
		70	Incorporação de rede	S/N
		71	PLpT	S/N
		72	SE - Nome	Informar nome da subestação
Informações de Atualização		73	SE - *Bay*	Informar o *bay* da subestação
		74	GE - Nome	Informar nome da usina
		75	Status Processo Regularização	S/N
		76	Status de Elegibilidade	S/N
		77	Status de Conciliação	Conciliado (CO), Sobra Contábil (/SC), Sobra Física (/SF)
Informações Auxiliares		78	Identificador Conjunto Consumidor	
		79	Identificador de linha no Quadro 5	
		80	Identificador de linha no Quadro 7	
		81	Controle de abertura contábil	
		82	Controle de numeração física	

ANEXO III
Fórmulas Paramétricas de Atualização
(Fórmulas COGE®)

Codificação MCPSE								Fórmulas Paramétricas				
TUC		Características Técnicas										
Cód.	Descrição	A1	A2	A3	A4	A5	A6	Nº Fórmula	Descrição do Material	Peso	Indicador	Família
125	BANCO DE CAPACITORES PARALELO	Tensão: qualquer	Tensão: qualquer	Controle: qualquer	Potência: qualquer	N.A.	N.A.	FCM0008	BANCO DE CAPACITORES	0,3 0,3 0,4	BAC MO PI	10
130	BANCO DE CAPACITORES SERIE	Tensão: qualquer	Tensão: qualquer	Controle: qualquer	Potência: qualquer	N.A.	N.A.	FCM0008	BANCO DE CAPACITORES	0,3 0,3 0,4	BAC MO PI	10
135	BARRAMENTO	Cj. Isolador Pedestal	Tensão: qualquer	Material: Porcelana	N.A.	N.A.	N.A.	FCM0304	ISOLADOR DE PORCELANA COM FERRAGEM	0,04 0,2 0,26 0,5	AIS MO PC MB	22
135	BARRAMENTO	Cj. Isolador Pedestal	Tensão: qualquer	Material: Polímero	N.A.	N.A.	N.A.	FCM0306	ISOLADOR POLIMÉRICO COM FERRAGEM PARA DISTRIBUIÇÃO	0,3 0,3 0,4	MO RSE MB	22

Codificação MCPSE								Fórmulas Paramétricas				
TUC		Características Técnicas										
Cód.	Descrição	A1	A2	A3	A4	A5	A6	Nº Fórmula	Descrição do Material	Peso	Indicador	Família
135	BARRAMENTO	Cj. Isolador Pedestal	Tensão: qualquer	Material: Outro	N.A.	N.A.	N.A.	FCM0156	ISOLADOR HÍBRIDO COM FERRAGEM	0,01 0,09 0,3 0,3 0,3	AIS PC MO PAF RSE	22
160	CHAVE	Chave: Seccionadora	Tensão: qualquer	Corrente: qualquer	Nº Fases: qualquer	Controle: qualquer	Isolamento: qualquer	FCM0078	CHAVE SECCIONADORA MOTORIZADA	0,04 0,1 0,15 0,2 0,21 0,3	AIS MEQ BAC CU PC MO	11
160	CHAVE	Chave: Seccionadora c/ Lâm. Terra	Tensão: qualquer	Corrente: qualquer	Nº Fases: qualquer	Controle: qualquer	Isolamento: qualquer	FCM0080	CHAVE FACA, CHAVE DE ATERRAMENTO, CHAVE SECCIONADORA MANUAL E TRIPOLAR BLINDADA	0,03 0,17 0,2 0,3 0,3	AIS PC BAC MO PMNF	11
160	CHAVE	Chave: Fusível	Tensão: qualquer	Corrente: qualquer	Nº Fases: qualquer	Controle: qualquer	Isolamento: qualquer	FCM0288	CHAVE FUSÍVEL	0,05 0,2 0,05 0,2 0,1 0,4	AIS PC BAC MO PI LC	52
160	CHAVE	Chave: Fusível Religadora	Tensão: qualquer	Corrente: qualquer	Nº Fases: qualquer	Controle: qualquer	Isolamento: qualquer	FCM0289	CHAVE FUSÍVEL RELIGADORA	0,05 0,25 0,1 0,2 0,4	AIS PC BAC MO LC	52
160	CHAVE	Chave: Outras	Tensão: qualquer	Corrente: qualquer	Nº Fases: qualquer	Controle: qualquer	Isolamento: qualquer	FCM0078	CHAVE SECCIONADORA MOTORIZADA	0,04 0,1 0,15 0,2 0,21 0,3	AIS MEQ BAC CU PC MO	11
165	COMPENSADOR DE REATIVOS	Tipo: Estático	Tensão: qualquer	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	FCM0084	COMPENSADOR ESTÁTICO	0,1 0,15 0,2 0,25 0,3	EPP PS PI PMNF MO	12
165	COMPENSADOR DE REATIVOS	Tipo: Rotativo	Tensão: qualquer	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	FCM0149	GERADOR ELÉTRICO	1,00	GTM	27
190	CONDUTOR	Tensão: qualquer	Material: Cobre	Isolam.: Nu	Bitola: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	FCM0058	CABO E FIO DE COBRE NU, CORDOALHA, MALHAS FITAS E TRANÇADOS	0,2 0,8	MO CU	7
190	CONDUTOR	Tensão: qualquer	Material: (Alumínio)	Isolam.: Nu	Bitola: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	FCM0046	CABO E FIO DE ALUMÍNIO NU SEM ALMA DE AÇO	0,17 0,83	MO AL	7
190	CONDUTOR	Tensão: qualquer	Material: (Aço)	Isolam.: Nu	Bitola: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	FCM0024	CABO DE AÇO ALUMINIZADO NU TIPO ALUMOWELD	0,15 0,2 0,65	AL MO AT	7
190	CONDUTOR	Tensão: qualquer	Material: Cobre	Isolam.: Isolado ou Protegido	Bitola: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	FCM0038	CABO DE COBRE MT, SINGELO OU MÚLTIPLO, ISOLADO EM EPR, COM COBERTURA DE PVC	0,05 0,1 0,35 0,5	RSE MO B CU	9
190	CONDUTOR	Tensão: qualquer	Material: (Alumínio) ou (Aço)	Isolam.: Isolado ou Protegido	Bitola: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	FCM0337	CABO DE ALUMÍNIO ISOLADO DE POTÊNCIA PARA TENSÃO DE 15 A 35 KV	0,25 0,3 0,15 0,3	MO B RSE AL	9
190	CONDUTOR	Cj. Cadeia Isolador	Tensão: qualquer	Tipo: qualquer	Material: Porcelana	Comp.: qualquer	N.A.	FCM0304	ISOLADOR DE PORCELANA COM FERRAGEM	0,04 0,2 0,26 0,5	AIS MO PC MB	22
190	CONDUTOR	Cj. Cadeia Isolador	Tensão: qualquer	Tipo: qualquer	Material: Vidro	Comp.: qualquer	N.A.	FCM0159	ISOLADOR DE VIDRO COM FERRAGEM	0,2 0,3 0,5	MO VD PAF	22
190	CONDUTOR	Cj. Cadeia Isolador	Tensão: qualquer	Tipo: qualquer	Material: Polimérica	Comp.: qualquer	N.A.	FCM0306	ISOLADOR POLIMÉRICO COM FERRAGEM PARA DISTRIBUIÇÃO	0,3 0,3 0,4	MO RSE MB	22
190	CONDUTOR	Cj. Cadeia Isolador	Tensão: qualquer	Tipo: qualquer	Material: Outro	Comp.: qualquer	N.A.	FCM0156	ISOLADOR HÍBRIDO COM FERRAGEM	0,01 0,09 0,3 0,3 0,3	AIS PC MO RSE PAF	22
195	CONVERSOR DE CORRENTE	Conversor de Corrente	Potência: qualquer	Rel. Conversão: Cód. da Empresa	N.A.	N.A.	N.A.	FCM0227	RETIFICAD0R	0,05 0,25 0,3 0,4	BAC ME MO PI	38
200	CONVERSOR DE FREQUÊNCIA	Conversor de Frequência	Potência: qualquer	Rel. Conversão: Cód. da Empresa	N.A.	N.A.	N.A.	FCM0227	RETIFICAD0R	0,05 0,25 0,3 0,4	BAC ME MO PI	38
210	DISJUNTOR	Tensão ≥ 69 kV	Tensão ≥ 69 kV	I nominal: qualquer	Isolamento: qualquer	Instalação: interna	Cap Interrup: qualquer	FCM0104	DISJUNTOR ACIMA DE 69 KV	0,02 0,1 0,1 0,13 0,15 0,2 0,3	PC ME PI AC PMNF BAC MO	16
210	DISJUNTOR	Tensão < 69 kV	Tensão < 69 kV	I nominal: qualquer	Isolamento: qualquer	Instalação: interna	Cap Interrup: qualquer	FCM0105	DISJUNTOR ATÉ 69 KV	0,1 0,25 0,3 0,35	ME PMNF BAC MO	16

Codificação MCPSE								Fórmulas Paramétricas				
TUC		Características Técnicas										
Cód.	Descrição	A1	A2	A3	A4	A5	A6	Nº Fórmula	Descrição do Material	Peso	Indicador	Família
210	DISJUNTOR (Módulo de Manobra em SF6)	Tensão < 69 kV	Tensão < 69 kV	I nominal: qualquer	Isolamento: qualquer	Instalação: interna	Cap Interrup: qualquer	FCM0105	DISJUNTOR ATÉ 69 KV	0,1 0,25 0,3 0,35	ME PMNF BAC MO	16
255	ESTRUTURA (Poste)	Poste	Geometria: qualquer	Mat.: Concreto	Altura: qualquer	Carreg.: qualquer	N.A.	FCM0202	POSTE E ESTRUTURA DE CONCRETO	0,25 0,3 0,45	MNM MO VAC	31
255	ESTRUTURA (Poste)	Poste	Geometria: qualquer	Mat.: Madeira	Altura: qualquer	Carreg.: qualquer	N.A.	FCM0203	POSTE E CRUZETA DE MADEIRA	0,25 0,75	MO MSD	33
255	ESTRUTURA (Poste)	Poste	Geometria: qualquer	Mat.: Ferro	Altura: qualquer	Carreg.: qualquer	N.A.	FCM303	POSTE DE AÇO	0,05 0,3 0,65	ZN MO TDFA	60
255	ESTRUTURA (Poste)	Poste	Geometria: qualquer	Mat.: Aço	Altura: qualquer	Carreg.: qualquer	N.A.	FCM0303	POSTE DE AÇO	0,05 0,3 0,65	ZN MO TDFA	60
255	ESTRUTURA (Poste)	Poste	Geometria: qualquer	Mat.: Compósito	Altura: qualquer	Carreg.: qualquer	N.A.	FCM0322	CRUZETA FIBRA DE VIDRO PARA DISTRIBUIÇÃO	0,2 0,4 0,4	PQ MO VD	68
255	ESTRUTURA (Torre)	Torre	Geometria: qualquer	Mat.: Concreto	Altura: qualquer	Carreg.: qualquer	N.A.	FCM0202	POSTE E ESTRUTURA DE CONCRETO	0,25 0,3 0,45	MNM MO VAC	31
255	ESTRUTURA (Torre)	Torre	Geometria: qualquer	Mat.: Madeira	Altura: qualquer	Carreg.: qualquer	N.A.	FCM0203	POSTE E CRUZETA DE MADEIRA	0,25 0,75	MO MSD	33
255	ESTRUTURA (Torre)	Torre	Geometria: qualquer	Mat.: Metálica	Altura: qualquer	Carreg.: qualquer	N.A.	FCM0294	ESTRUTURAS E TORRES COM PROJETOS	0,05 0,3 0,65	ZN MO RLA	56
290	LUMINÁRIA	Luminária	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	FCM0169	LUMINÁRIA DE ALUMÍNIO ABERTA	0,15 0,35 0,5	ME MO CTA	24
295	MEDIDOR	Eletromecânico	Grandeza: qualquer	Nº Fases: qualquer	Comunic.: qualquer	Corte/Relig: qualquer	Display: qualquer	FCM0184	MEDIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA ELETROMECÂNICO DE DISTRIBUIÇÃO	0,1 0,15 0,35 0,4	RSE PS PMNF MO	26
295	MEDIDOR	Eletrônico	Grandeza: qualquer	Nº Fases: qualquer	Comunic.: qualquer	Corte/Relig: qualquer	Display: qualquer	FCM0185	MEDIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA ELETROELETRÔNICO	0,15 0,15 0,3 0,4	PMNF RSE MO PI	26
295	MEDIDOR	Inteligente	Grandeza: qualquer	Nº Fases: qualquer	Comunic.: qualquer	Corte/Relig: qualquer	Display: qualquer	FCM0114	EQUIPAMENTO DE INFORMÁTICA	1,0	US$	18
295	MEDIDOR	Concentrador Comparador	Grandeza: qualquer	Nº Fases: qualquer	Comunic.: qualquer	Corte/Relig: qualquer	Display: qualquer	FCM0112	EQUIPAMENTO ANALÓGICO E DIGITAL	1	PI	18
310	PÁRA-RAIOS	Pára-raios	Material: Porcelana ou Vidro	Tensão: qualquer	Elemento: qualquer	C. Descarga: qualquer	N.A.	FCM0198	PARA-RAIOS DE PORCELANA	0,04 0,15 0,2 0,26 0,35	AL PAF PMNF PC MO	30
310	PÁRA-RAIOS	Pára-raios	Material: Polimérico	Tensão: qualquer	Elemento: qualquer	C. Descarga: qualquer	N.A.	FCM0197	PARA-RAIOS POLIMÉRICO	0,1 0,2 0,3 0,4	PAF PMNF RSE MO	30
310	PÁRA-RAIOS	Centelhador	Material: qualquer	Tensão: qualquer	N.A.	N.A.	N.A.	FCM0298	FERRAGEM PARA CABO CONDUTOR (SOMENTE ALUMÍNIO)	0,3 0,7	MO AL	20
325	PROTETOR DE REDE	Reator Resistor Reator c/ Reat. Var.	Tensão: qualquer	Corrente: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	N.A.	FCM0217	REATOR SHUNT	0,05 0,15 0,15 0,2 0,45	OIL BAC CU FSO MO	36
330	REATOR (OU RESISTOR)	Regulador de Tensão	Tensão: qualquer	Potência: qualquer	Corrente: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	FCM0219	REGULADOR DE TENSÃO COM ENROLAMENTO EM COBRE	0,05 0,15 0,15 0,2 0,45	OIL BAC CU FSO MO	62
340	REGULADOR DE TENSÃO	Regulador de Tensão	Tensão: qualquer	Potência: qualquer	Corrente: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	FCM0219	REGULADOR DE TENSÃO COM ENROLAMENTO EM COBRE	0,05 0,15 0,15 0,2 0,45	OIL BAC CU FSO MO	62
345	RELIGADOR	Religador	Tensão: qualquer	Corrente: qualquer	Nº Fases: qualquer	Controle: qualquer	Cap Interrup: qualquer	FCM0314	RELIGADOR TRIFÁSICO ISOLAMENTO SÓLIDO POLIMÉRICO INSTALAÇÃO POSTE	0,05 0,1 0,15 0,2 0,2 0,3	BAC PMNF RSE MO CU EDE	63
560	TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO	Transformador de Aterramento	Vprim < 69 kV	Vsec: qualquer	Potência: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	FCM0239	TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO ATÉ 34,5 KV	0,1 0,1 0,25 0,25 0,3	BAC OIL FSO MO CU	40
560	TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO	Transformador de Aterramento	Vprim ≥ 69 kV	Vsec: qualquer	Potência: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	FCM0240	TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO A PARTIR DE 69 KV	0,1 0,1 0,15 0,3 0,35	BAC OIL MO CU FSO	40
565	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO	Tipo: qualquer	Vprim: qualquer	Vsec: qualquer	Potência: qualquer	Nº Fases: qualquer	Proteção: qualquer	FCM0264	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO E DE SERVIÇOS	0,1 0,1 0,25	BAC OIL FSO	40

Codificação MCPSE								Fórmulas Paramétricas				
TUC		Características Técnicas										
Cód.	Descrição	A1	A2	A3	A4	A5	A6	Nº Fórmula	Descrição do Material	Peso	Indicador	Família
									AUXILIARES, EM COBRE, COM ÓLEO DO FORNECEDOR	0,25 0,3	MO CU	
570	TRANSFORMADOR DE FORÇA	Tipo: qualquer	Vprim: qualquer	Vsec: qualquer	Potência: qualquer	Nº Fases: qualquer	Com Comutador	FCM0244	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA COM COMUTADOR SOB CARGA ATÉ 800 KV	0,05 0,1 0,1 0,2 0,25 0,3	PI BAC OIL MO FSO CU	40
570	TRANSFORMADOR DE FORÇA	Tipo: qualquer	Vprim: qualquer	Vsec: qualquer	Potência: qualquer	Nº Fases: qualquer	Sem Comutador	FCM0245	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA SEM COMUTADOR SOB CARGA ATÉ 800 KV	0,1 0,1 0,25 0,25 0,3	BAC OIL FSO MO CU	40
575	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	TC, TP, TPC, TPI e TD	Tensão ≤ 69 kV	Rel. Transf.: qualquer	Rel. Corrente/ Tensão: qualquer	Exatidão: qualquer	Local: qualquer	FCM0233	TC, TP E TPC A ÓLEO ATÉ 69 KV SEM FORNECIMENTO DE ÓLEO	0,1 0,25 0,3 0,35	PS FSO CU MO	41
575	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	TC, TP, TPC, TPI e TD	Tensão > 69kV	Rel. Transf.: qualquer	Rel. Corrente/ Tensão: qualquer	Exatidão: qualquer	Local: qualquer	FCM0315	TRANSFORMADOR DE CORRENTE E POTENCIAL, ACIMA DE 69 kV, COM COMPONENTES EM COBRE E FORNECIMENTO DE ÓLEO	0,05 0,15 0,2 0,1 0,15 0,35	OIL AC FSO AL CU MO	41
575	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	Cj. de Medição (TP e TC)	Tensão ≤ 34,5 kV	Rel. Transf.: qualquer	Rel. Corrente/ Tensão: qualquer	Exatidão: qualquer	Local: qualquer	FCM0093	CONJUNTO DE MEDIÇÃO ATÉ 34,5 KV	0,5 0,5	MO MB	41
575	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	Cj. de Medição (TP e TC)	Tensão > 34,5 kV	Rel. Transf.: qualquer	Rel. Corrente/ Tensão: qualquer	Exatidão: qualquer	Local: qualquer	FCM0092	CONJUNTO DE MEDIÇÃO ACIMA DE 34,5 KV ATÉ 230 KV	0,03 0,1 0,1 0,1 0,17 0,5	AIS BAC CU FSO PC MO	41
580	TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES	Tipo: TSA	Vprim: qualquer	Vsec: qualquer	Potência: qualquer	Nº Fases: qualquer	N.A.	FCM0264	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO E DE SERVIÇOS AUXILIARES, EM COBRE, COM ÓLEO DO FORNECEDOR	0,1 0,1 0,25 0,25 0,3	BAC OIL FSO MO CU	40

Relação dos Índices Econômicos

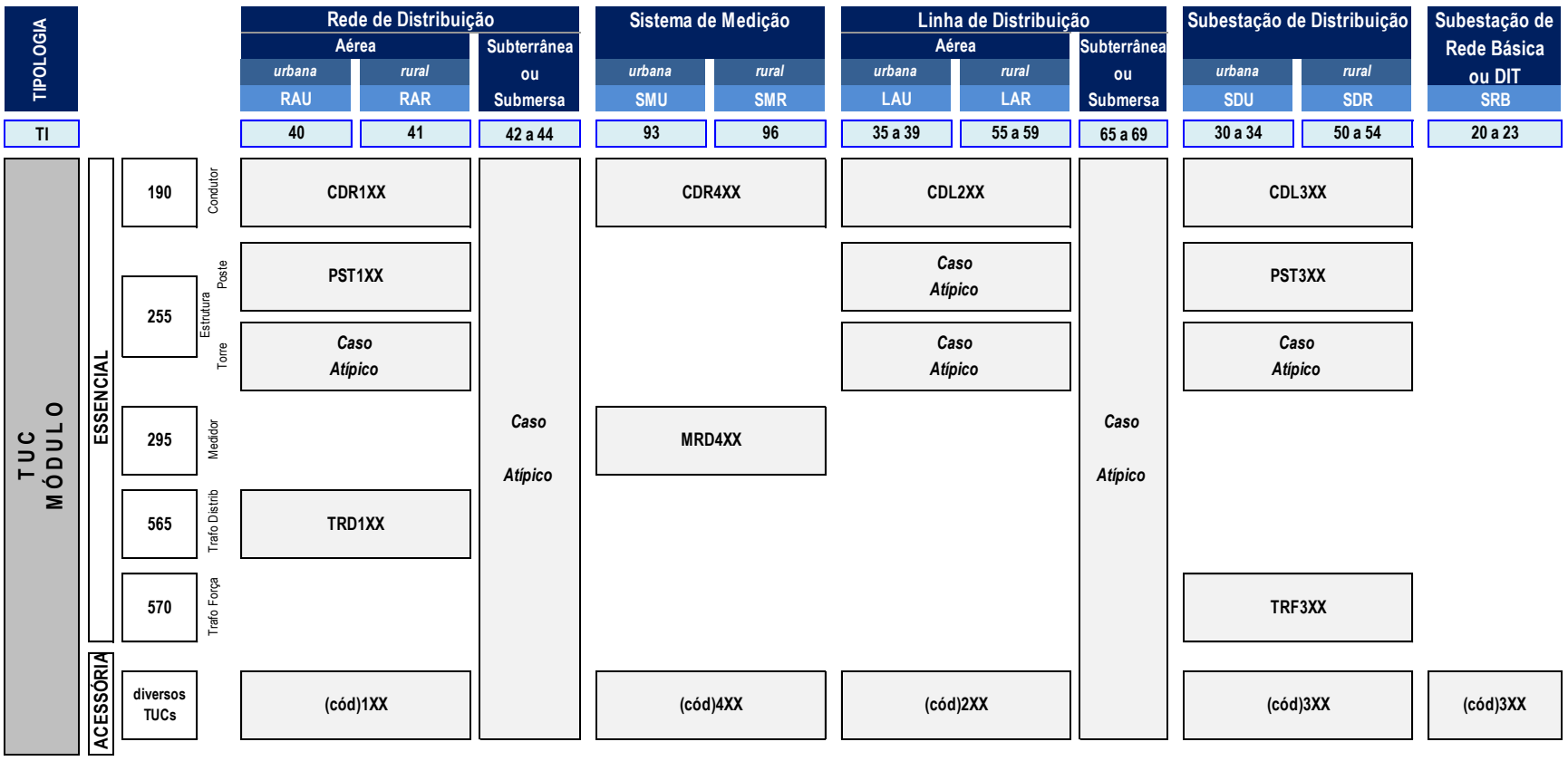
SIGLA	DESCRIÇÃO
AAC	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Produtos siderúrgicos - Arames de aço ao carbono
AC	Produtos industriais - Metalurgia básica - Produtos da metalurgia dos não-ferrosos - Alumina Calcinada
AI	Produtos industriais - Minerais não-metálicos - Areias / inclusive industriais (DESATIVADA - substituída por AIS)
AIS	Índice Nacional de Custo da Construção - Areia lavada
AT	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos de metal - Produtos diversos de metal - Artefatos de trefilados
B	Produtos industriais - Indústria de transformação - Artigos de borracha e de material plástico - Artigos de borracha
BAC	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Produtos siderúrgicos - Bobinas a frio de aço ao carbono
BAL	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Produtos siderúrgicos - Barras de aço ligado, inclusive inoxidável
BH	Produtos industriais - Indústria de transformação - Máquinas e equipamentos - Motores, bombas e compressores - Bombas hidráulicas
CAG	Produtos industriais - Indústria de transformação - Máquinas e equipamentos - Motores, bombas e compressores - Compressores de ar ou gás
COU	Produtos industriais - Indústria de transformação - Couros e calçados - Curtimento e preparações do couro
CTA	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Produtos da metalurgia dos não-ferrosos - Chapas e tiras de alumínio
EDE	Produtos industriais - Indústria de transformação - Máquinas, aparelhos e materiais elétricos - Equipamentos para distribuição e controle de energia elétrica
EPP	Produtos industriais - Indústria de transformação - Celulose, papel e produtos de papel - Embalagem de papel ou papelão
FSO	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Ferro-gusa e ferro-ligas - Ferrossilício
GI	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos químicos - Produtos químicos inorgânicos - Gases industriais
GTM	Produtos industriais - Indústria de transformação - Máquinas, aparelhos e materiais elétricos - Geradores, transformadores e motores elétricos
IEX	Produtos industriais - Indústria extrativa
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M)
LAM	Produtos industriais - Indústria de transformação - Máquinas, aparelhos e materiais elétricos - Lâmpadas
LC	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Produtos da metalurgia dos não-ferrosos - Barras, perfis e vergalhões de cobre e de ligas de cobre
MB	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica
MDE	Produtos industriais - Indústria de transformação - Máquinas e equipamentos - Motores, bombas e compressores - Motores a diesel, exceto para veículos rodoviários
ME	Produtos industriais - Indústria de transformação - Máquinas, aparelhos e materiais elétricos
MEC	Produtos industriais - Indústria de transformação - Máquinas e equipamentos - Máquinas e equipamentos de uso geral - Máquinas e equipamentos para transporte e elevação de carga
MED	Medicamentos em geral
MEQ	Produtos industriais - Indústria de transformação - Máquinas e equipamentos
MNF	Produtos industriais - Indústria extrativa - Minerais metálicos - Minerais metálicos não-ferrosos
MNM	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos de minerais não-metálicos
MSD	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos de madeira - Desdobramento de madeira - Madeira serrada e desdobrada
PAF	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Artefatos e peças de ferro fundido
PAP	Produtos industriais - Indústria de transformação - Celulose, papel e produtos de papel - Papel, papelão liso, cartolina e cartão
PC	Produtos industriais - Produtos de minerais não-metálicos - Produtos cerâmicos
PDP	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos derivados do petróleo e álcool - Produtos derivados do petróleo
PEAD	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos químicos - Resinas e elastômeros - Polietileno de alta densidade (pead)
PI	Produtos industriais
PMNF	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Produtos da metalurgia dos não-ferrosos
PQ	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos químicos
PS	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Produtos siderúrgicos
RLA	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Produtos siderúrgicos - Relaminados de aço
RSE	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos químicos - Resinas e elastômeros
RT	Produtos industriais - Produtos químicos - Resinas e elastômeros - Resinas termofixas
TDFA	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Tubos de ferro e aço

TEA	Tecidos de algodão
TFA	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos têxteis - Tecidos - Tecidos de fios artificiais e sintéticos
TIMP	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos químicos - Tintas, vernizes, esmaltes, lacas e produtos afins - Tintas de impressão
TVE	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos químicos - Tintas, vernizes, esmaltes, lacas e produtos afins
US$	Dólar Comercial Média Mensal - Cotação de Venda - PTAX (Valores convertidos para R$)
VAC	Produtos industriais - Indústria de transformação - Metalurgia básica - Produtos siderúrgicos - Vergalhões de aço ao carbono
VD	Produtos industriais - Indústria de transformação - Produtos de minerais não-metálicos - Vidro e produtos de vidro
VEI	Produtos industriais - Indústria de transformação - Veículos automotores, reboques, carrocerias e autopeças - Automóveis, camionetas e utilitários
AL	Alumínio - LME
CU	Cobre - LME
MO	Mão de obra - ABDIB
OIL	Óleo isolante - ABINEE
PB	Chumbo - LME
ZN	Zinco - LME

Relação das Famílias de Materiais

Família de Materiais
1 Acessório para Grupo Gerador/Turbina
2 Baterias de Acumuladores
3 Bobinas de Bloqueio
4 Bombas Hidráulicas
5 Buchas para equipamentos
6 Cabos de Controle e Telefônicos
7 Cabos de Linha de Transmissão
8 Cabos Ópticos
9 Cabos Isolados de Potência para Tensão de 15a 25 KV
10 Capacitores
11 Chaves Seccionadora e de Aterramento
12 Compensador Estático
13 Compressor de Ar
14 Conectores e acessórios
15 Cubículos e Painéis
16 Disjuntores
17 Eletrodutos e Materiais em PVC
18 Equipamentos e Instrumentos Eletrônicos e Eletrônicos Digitais
19 Estação Anti-incêndio
20 Ferragens de Linhas de Transmissão e Distribuição
21 Grupo Diesel Gerador
22 Isoladores
23 Lâmpadas
24 Luminárias
25 Malha de Terra
26 Medidores de Energia Elétrica
27 Motores e Geradores Elétricos
28 Óleos Minerais Isolante e Lubrificante
29 Outros
30 Para-raios
31 Postes e Estruturas de Concreto
32 Produtos de Borracha
33 Produtos de Madeira
34 Produtos Químicos
35 Radiadores
36 Reatores
37 Relés
38 Retificador (Carregador)
40 Transformadores
41 Transformador para Instrumentos
42 Tubos, Chapas e Barras Metálicos
43 Válvulas
44 Ventilador para Transformador
45 Ferramentas
46 Acessórios para cabos
47 Ferragens para linha de distribuição
48 EPI e EPC
49 Suportes / Bandejas
50 Equipamentos de manobra
51 Caixas de derivação
52 Chave fusível
53 Chave de aferição
54 Caixa de medidores
55 Elo Fusível
56 Estruturas metálicas
57 Fitas isolantes
58 Impressos
59 Mobiliário
60 Postes metálicos
61 Reator para iluminação
62 Regulador de tensão
63 Religador
64 Turbinas
65 Veículos
66 Uniformes
67 Fitas / arames para amarração
68 Cruzetas
69 Padrão de Medição
70 Tampas e Aros de Ferro Fundido
71 Selos de Segurança e Lacres
72 Dutos Elétricos Subterrâneos

ANEXO IV
Estrutura Modular do Banco de Preços Referenciais



ANEXO V
Banco de Preços Referenciais (Data-base 01/01/2021)

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
30 a 34	SDU	BCS301	Banco de Capacitores Paralelos_Q ≤ 1.800 kVAr	A	125	2.368,40	8.780,65	2.223,08	8.014,98	1.914,81	6.520,01	3.115,03	4.275,98
30 a 34	SDU	BCS302	Banco de Capacitores Paralelos_Q > 1.800 kVAr até 10.000 kVAr	A	125	7.554,77	35.553,63	7.091,22	32.453,34	6.107,90	26.400,07	9.936,38	17.313,81
30 a 34	SDU	BCS303	Banco de Capacitores Paralelos_Q > 10.000 kVAr até 21.000 kVAr	A	125	7.173,16	71.561,11	6.733,02	65.320,95	5.799,38	53.137,13	9.434,47	34.848,62
30 a 34	SDU	BCS304	Banco de Capacitores Paralelos_Q > 21.000 kVAr até 36.000 kVAr	A	125	6.791,55	107.568,58	6.374,82	98.188,56	5.490,85	79.874,19	8.932,55	52.383,44
30 a 34	SDU	BCS305	Banco de Capacitores Paralelos_Q > 36.000 kVAr	A	125	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	BCS306	Banco de Capacitores Paralelos_Q ≤ 1.800 kVAr	A	125	2.368,40	9.400,36	2.223,08	8.580,65	1.914,81	6.980,16	3.115,03	4.577,76
50 a 54	SDR	BCS307	Banco de Capacitores Paralelos_Q > 1.800 kVAr até 10.000 kVAr	A	125	7.554,77	38.062,88	7.091,22	34.743,79	6.107,90	28.263,29	9.936,38	18.535,75
50 a 54	SDR	BCS308	Banco de Capacitores Paralelos_Q > 10.000 kVAr até 21.000 kVAr	A	125	7.173,16	76.611,64	6.733,02	69.931,08	5.799,38	56.887,36	9.434,47	37.308,11
50 a 54	SDR	BCS309	Banco de Capacitores Paralelos_Q > 21.000 kVAr até 36.000 kVAr	A	125	6.791,55	115.160,39	6.374,82	105.118,37	5.490,85	85.511,43	8.932,55	56.080,48
50 a 54	SDR	BCS310	Banco de Capacitores Paralelos_Q > 36.000 kVAr	A	125	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	CHS301	Chave_Polifásica_ I nom ≥ 800A	A	160	3.510,70	20.091,56	3.295,29	18.339,57	2.838,34	14.918,83	4.617,43	9.784,13
30 a 34	SDU	CHS302	Chave_Polifásica_ I nom < 800A	A	160	2.807,80	11.449,19	2.635,52	10.450,82	2.270,06	8.501,51	3.692,95	5.575,50
30 a 34	SDU	CHS303	Chave_Monofásica_ I nom ≥ 800A	A	160	595,52	2.512,55	558,98	2.293,46	481,47	1.865,68	783,25	1.223,56
30 a 34	SDU	CHS304	Chave_Monofásica_ I nom < 800A	A	160	291,89	1.990,11	273,98	1.816,57	235,99	1.477,74	383,91	969,14
30 a 34	SDU	CCO301	Conversor de Corrente	A	195	3.914,27	6.862,74	3.674,09	6.264,31	3.164,62	5.095,88	5.148,22	3.342,00
30 a 34	SDU	CFR301	Conversor de Frequência	A	200	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	CHS305	Chave_Polifásica_ I nom ≥ 800A	A	160	2.212,75	20.472,48	2.076,98	18.687,27	1.788,97	15.201,68	2.910,31	9.969,63
50 a 54	SDR	CHS306	Chave_Polifásica_ I nom < 800A	A	160	1.981,18	12.520,65	1.859,62	11.428,85	1.601,75	9.297,11	2.605,74	6.097,27
50 a 54	SDR	CHS307	Chave_Monofásica_ I nom ≥ 800A	A	160	315,52	1.939,07	296,16	1.769,98	255,09	1.439,84	414,99	944,28

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
50 a 54	SDR	CHS308	Chave_Monofásica_ I nom < 800A	A	160	421,44	5.424,24	395,58	4.951,24	340,72	4.027,72	554,29	2.641,48
50 a 54	SDR	CCO302	Conversor de Corrente	A	195	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	CFR302	Conversor de Frequência	A	200	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	DSJ301	Disjuntor_Tensão ≥ 69 kV_Capacidade Interrupção ≥ 31,5 kA_Instalação Interna	A	210	9.742,37	54.569,95	9.144,59	49.811,43	7.876,54	40.520,48	12.813,61	26.574,32
30 a 34	SDU	DSJ302	Disjuntor_Tensão ≥ 69 kV_Capacidade Interrupção < 31,5 kA_Instalação Interna	A	210	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	DSJ303	Disjuntor_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	210	4.018,81	31.549,56	3.772,22	28.798,43	3.249,14	23.426,88	5.285,72	15.363,91
30 a 34	SDU	DSJ304	Disjuntor_Tensão ≥ 69 kV_Capacidade Interrupção ≥ 31,5 kA_Instalação Externa	A	210	9.742,37	54.569,95	9.144,59	49.811,43	7.876,54	40.520,48	12.813,61	26.574,32
30 a 34	SDU	DSJ305	Disjuntor_Tensão ≥ 69 kV_Capacidade Interrupção < 31,5 kA_Instalação Externa	A	210	6.006,55	28.172,25	5.638,00	25.715,62	4.856,20	20.919,08	7.900,09	13.719,24
30 a 34	SDU	DSJ306	Disjuntor_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	210	6.456,70	40.464,89	6.060,52	36.936,34	5.220,13	30.046,88	8.492,15	19.705,48
30 a 34	SDU	DSJ307	Disjuntor em Módulo de Manobra em SF6_Tensão ≥ 69 kV_Cap Interrupção ≥ 31,5 kA_Instalação Externa	A	210	9.900,22	54.569,95	9.292,75	49.811,43	8.004,16	40.520,48	13.021,22	26.574,32
50 a 54 20 a 23	SDR	DSJ308	Disjuntor_Tensão ≥ 69 kV_Capacidade Interrupção ≥ 31,5 kA_Instalação Interna	A	210	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	DSJ309	Disjuntor_Tensão ≥ 69 kV_Capacidade Interrupção < 31,5 kA_Instalação Interna	A	210	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	DSJ310	Disjuntor_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	210	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	DSJ311	Disjuntor_Tensão ≥ 69 kV_Capacidade Interrupção ≥ 31,5 kA_Instalação Externa	A	210	4.074,99	29.114,88	3.824,95	26.576,06	3.294,56	21.619,03	5.359,61	14.178,28
50 a 54 20 a 23	SDR	DSJ312	Disjuntor_Tensão ≥ 69 kV_Capacidade Interrupção < 31,5 kA_Instalação Externa	A	210	3.529,65	26.545,56	3.313,08	24.230,78	2.853,66	19.711,19	4.642,36	12.927,08
50 a 54 20 a 23	SDR	DSJ313	Disjuntor_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	210	4.098,89	34.687,07	3.847,39	31.662,35	3.313,88	25.756,61	5.391,05	16.891,81
50 a 54 20 a 23	SDR	DSJ314	Disjuntor em Módulo de Manobra em SF6_Tensão ≥ 69 kV_Cap Interrupção ≥ 31,5 kA_Instalação Externa	A	210	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	LUM301	Luminária	A	290	76,17	304,47	71,50	277,92	61,58	226,08	100,18	148,27
30 a 34	SDU	PRS301	Pára-raios_Tensão ≥ 69 kV	A	310	986,82	4.829,41	926,27	4.408,28	797,83	3.586,04	1.297,91	2.351,81
30 a 34	SDU	PRS302	Pára-raios_Tensão < 69 kV	A	310	268,74	1.478,99	252,25	1.350,02	217,27	1.098,21	353,45	720,23
30 a 34	SDU	PRR301	Protetor de Rede	A	325	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	REA301	Reator (ou Resistor)_Tensão ≥ 69 kV_Polifásico	A	330	36.739,22	321.071,65	34.484,94	293.074,11	29.703,03	238.409,21	48.321,09	156.354,55
30 a 34	SDU	REA302	Reator (ou Resistor)_Tensão ≥ 69 kV_Monofásico	A	330	2.766,36	15.367,34	2.596,62	14.027,30	2.236,55	11.410,89	3.638,44	7.483,54
30 a 34	SDU	REA303	Reator (ou Resistor)_Tensão < 69 kV_Polifásico	A	330	9.418,54	29.137,51	8.840,63	26.596,71	7.614,73	21.635,82	12.387,69	14.189,30
30 a 34	SDU	REA304	Reator (ou Resistor)_Tensão < 69 kV_Monofásico	A	330	1.398,98	5.972,20	1.313,14	5.451,42	1.131,05	4.434,61	1.840,01	2.908,33
30 a 34	SDU	RGS301	Regulador de Tensão_S ≥ 1 MVA_Polifásico	A	340	52.592,17	280.844,59	49.365,16	256.354,85	42.519,86	208.538,92	69.171,61	136.764,89
30 a 34	SDU	RGS302	Regulador de Tensão_S < 1 MVA_Polifásico	A	340	21.587,25	124.374,68	20.262,68	113.529,17	17.452,92	92.353,43	28.392,53	60.567,63
30 a 34	SDU	RGS303	Regulador de Tensão_S ≥ 500 kVA_Monofásico	A	340	7.745,29	17.697,32	7.270,05	16.154,11	6.261,93	13.141,00	10.186,96	8.618,19
30 a 34	SDU	RGS304	Regulador de Tensão_S < 500 kVA_Monofásico	A	340	3.117,20	26.452,11	2.925,94	24.145,48	2.520,21	19.641,81	4.099,89	12.881,57

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
30 a 34	SDU	RLS301	Religador_Capacidade Interrupção ≥ 31,5 kA	A	345	9.421,03	43.694,90	8.842,97	39.884,69	7.616,74	32.445,30	12.390,97	21.278,42
30 a 34	SDU	RLS302	Religador_Capacidade Interrupção < 31,5 kA	A	345	5.231,84	29.321,93	4.910,82	26.765,05	4.229,85	21.772,77	6.881,15	14.279,11
30 a 34	SDU	TRA301	Transformador de Aterramento	A	560	13.650,46	59.919,51	12.812,88	54.694,51	11.036,16	44.492,76	17.953,70	29.179,43
30 a 34	SDU	TSA301	Transformador de Serviços Auxiliares_S ≥ 150 kVA	A	580	5.373,48	36.857,84	5.043,77	33.643,82	4.344,37	27.368,49	7.067,45	17.948,92
30 a 34	SDU	TSA302	Transformador de Serviços Auxiliares_S < 150 kVA	A	580	2.893,12	12.644,58	2.715,60	11.541,97	2.339,04	9.389,14	3.805,16	6.157,62
50 a 54	SDR	LUM311	Luminária	A	290	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	PRS303	Pára-raios_Tensão ≥ 69 kV	A	310	738,33	6.337,53	693,03	5.784,90	596,93	4.705,89	971,09	3.086,23
50 a 54	SDR	PRS304	Pára-raios_Tensão < 69 kV	A	310	702,14	4.441,61	659,05	4.054,30	567,67	3.298,08	923,48	2.162,96
50 a 54	SDR	PRR302	Protetor de Rede	A	325	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	REA305	Reator (ou Resistor)_Tensão ≥ 69 kV_Polifásico	A	330	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	REA306	Reator (ou Resistor)_Tensão ≥ 69 kV_Monofásico	A	330	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	REA307	Reator (ou Resistor)_Tensão < 69 kV_Polifásico	A	330	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	REA308	Reator (ou Resistor)_Tensão < 69 kV_Monofásico	A	330	937,29	9.925,09	879,78	9.059,62	757,78	7.369,80	1.232,77	4.833,29
50 a 54	SDR	RGS305	Regulador de Tensão_S ≥ 1 MVA_Polifásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	RGS306	Regulador de Tensão_S < 1 MVA_Polifásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	RGS307	Regulador de Tensão_S ≥ 500 kVA_Monofásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	RGS308	Regulador de Tensão_S < 500 kVA_Monofásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	RLS303	Religador_Capacidade Interrupção ≥ 31,5 kA	A	345	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	RLS304	Religador_Capacidade Interrupção < 31,5 kA	A	345	3.036,31	41.169,20	2.850,01	37.579,24	2.454,81	30.569,87	3.993,50	20.048,46
50 a 54	SDR	TRA302	Transformador de Aterramento	A	560	6.745,11	60.903,52	6.331,24	55.592,71	5.453,31	45.223,43	8.871,48	29.658,62
50 a 54	SDR	TSA303	Transformador de Serviços Auxiliares_S ≥ 150 kVA	A	580	2.118,10	19.473,72	1.988,14	17.775,60	1.712,45	14.460,06	2.785,82	9.483,26
50 a 54	SDR	TSA304	Transformador de Serviços Auxiliares_S < 150 kVA	A	580	2.019,93	7.749,67	1.895,99	7.073,90	1.633,08	5.754,46	2.656,71	3.773,91
30 a 34	SDU	CDL301	Condutor de Subestação Urbana_Nu_Monofásico_Cobre	E	190	10,31	34,27	9,67	31,28	8,33	25,45	13,55	16,69
30 a 34	SDU	CDL302	Condutor de Subestação Urbana_Nu_Monofásico_(Alumínio)	E	190	4,69	34,27	4,41	31,28	3,80	25,45	6,17	16,69
30 a 34	SDU	CDL303	Condutor de Subestação Urbana_Nu_Monofásico_(Aço)	E	190	4,69	34,27	4,41	31,28	3,80	25,45	6,17	16,69
30 a 34	SDU	CDL304	Condutor de Subestação Urbana_Isolado ou Protegido_Monofásico_Cobre	E	190	3,10	12,24	2,91	11,17	2,50	9,09	4,08	5,96
30 a 34	SDU	CDL305	Condutor de Subestação Urbana_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Alumínio)	E	190	2,07	12,24	1,94	11,17	1,67	9,09	2,72	5,96
30 a 34	SDU	CDL306	Condutor de Subestação Urbana_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Aço)	E	190	2,07	12,24	1,94	11,17	1,67	9,09	2,72	5,96
30 a 34	SDU	CDL307	Condutor de Subestação Urbana_Nu_Polifásico_Cobre	E	190	10,31	28,02	9,67	25,58	8,33	20,81	13,55	13,65
30 a 34	SDU	CDL308	Condutor de Subestação Urbana_Nu_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	4,69	28,02	4,41	25,58	3,80	20,81	6,17	13,65
30 a 34	SDU	CDL309	Condutor de Subestação Urbana_Isolado ou Protegido_Polifásico_Cobre	E	190	3,10	11,58	2,91	10,57	2,50	8,60	4,08	5,64
30 a 34	SDU	CDL310	Condutor de Subestação Urbana_Isolado ou Protegido_Polifásico(Alumínio) ou (Aço)	E	190	2,07	11,58	1,94	10,57	1,67	8,60	2,72	5,64
50 a 54	SDR	CDL311	Condutor de Subestação Rural_Nu_Monofásico_Cobre	E	190	10,31	36,97	9,67	33,75	8,33	27,45	13,55	18,00
50 a 54	SDR	CDL312	Condutor de Subestação Rural_Nu_Monofásico_(Alumínio)	E	190	4,69	36,97	4,41	33,75	3,80	27,45	6,17	18,00
50 a 54	SDR	CDL313	Condutor de Subestação Rural_Nu_Monofásico_(Aço)	E	190	4,69	36,97	4,41	33,75	3,80	27,45	6,17	18,00
50 a 54	SDR	CDL314	Condutor de Subestação Rural_Isolado ou Protegido_Monofásico_Cobre	E	190	3,10	14,77	2,91	13,48	2,50	10,96	4,08	7,19
50 a 54	SDR	CDL315	Condutor de Subestação Rural_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Alumínio)	E	190	2,07	14,77	1,94	13,48	1,67	10,96	2,72	7,19
50 a 54	SDR	CDL316	Condutor de Subestação Rural_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Aço)	E	190	2,07	14,77	1,94	13,48	1,67	10,96	2,72	7,19

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
50 a 54	SDR	CDL317	Condutor de Subestação Rural_Nu_Polifásico_Cobre	E	190	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	CDL318	Condutor de Subestação Rural_Nu_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	CDL319	Condutor de Subestação Rural_Isolado ou Protegido_Polifásico_Cobre	E	190	3,10	12,50	2,91	11,41	2,50	9,28	4,08	6,09
50 a 54	SDR	CDL320	Condutor de Subestação Rural_Isolado ou Protegido_Polifásico(Alumínio) ou (Aço)	E	190	2,07	12,50	1,94	11,41	1,67	9,28	2,72	6,09
30 a 34	SDU	PST301	Poste de Subestação Urbana_Concreto_até 200 daN	E	255	155,07	1.121,35	145,56	1.023,57	125,37	832,65	203,96	546,07
30 a 34	SDU	PST302	Poste de Subestação Urbana_Concreto_superior a 200 daN até 400 daN	E	255	245,03	1.465,05	230,00	1.337,29	198,10	1.087,86	322,28	713,44
30 a 34	SDU	PST303	Poste de Subestação Urbana_Concreto_superior a 400 daN até 850 daN	E	255	413,75	2.018,66	388,36	1.842,64	334,51	1.498,94	544,18	983,04
30 a 34	SDU	PST304	Poste de Subestação Urbana_Concreto_superior a 850 daN_altura ≤ 13m	E	255	613,98	2.924,54	576,31	2.669,52	496,39	2.171,59	807,54	1.424,18
30 a 34	SDU	PST305	Poste de Subestação Urbana_Concreto_superior a 850 daN_altura > 13m	E	255	972,78	4.338,83	913,10	3.960,48	786,48	3.221,76	1.279,45	2.112,91
30 a 34	SDU	PST306	Poste de Subestação Urbana_Madeira_Leve a Médio	E	255	201,63	1.745,30	189,26	1.593,11	163,02	1.295,96	265,20	849,92
30 a 34	SDU	PST307	Poste de Subestação Urbana_Madeira_Pesado a Extra Pesado	E	255	201,63	2.527,26	189,26	2.306,88	163,02	1.876,60	265,20	1.230,72
30 a 34	SDU	PST308	Poste de Subestação Urbana_Ferro ou Aço	E	255	121,90	1.131,85	114,42	1.033,15	98,55	840,44	160,33	551,18
30 a 34	SDU	PST309	Poste de Subestação Urbana_em Compósito	E	255	458,98	2.567,61	430,82	2.343,71	371,08	1.906,56	603,67	1.250,37
50 a 54	SDR	PST310	Poste de Subestação Rural_Concreto_até 200 daN	E	255	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	PST311	Poste de Subestação Rural_Concreto_superior a 200 daN até 400 daN	E	255	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	PST312	Poste de Subestação Rural_Concreto_superior a 400 daN até 850 daN	E	255	413,75	5.465,44	388,36	4.988,85	334,51	4.058,32	544,18	2.661,54
50 a 54	SDR	PST313	Poste de Subestação Rural_Concreto_superior a 850 daN_altura ≤ 13m	E	255	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	PST314	Poste de Subestação Rural_Concreto_superior a 850 daN_altura > 13m	E	255	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	PST315	Poste de Subestação Rural_Madeira_Leve a Médio	E	255	201,63	1.161,13	189,26	1.059,88	163,02	862,19	265,20	565,44
50 a 54	SDR	PST316	Poste de Subestação Rural_Madeira_Pesado a Extra Pesado	E	255	201,63	2.587,12	189,26	2.361,52	163,02	1.921,05	265,20	1.259,87
50 a 54	SDR	PST317	Poste de Subestação Rural_Ferro ou Aço	E	255	121,90	647,11	114,42	590,68	98,55	480,51	160,33	315,13
50 a 54	SDR	PST318	Poste de Subestação Rural_em Compósito	E	255	458,98	8.847,38	430,82	8.075,88	371,08	6.569,55	603,67	4.308,47
30 a 34	SDU	TRF301	Transformador/Auto-transformador de Força_S ≤ 5 MVA	E	570	36.273,13	146.222,67	34.047,44	133.472,01	29.326,20	108.576,49	47.708,07	71.207,10
30 a 34	SDU	TRF302	Transformador/Auto-transformador de Força_5 < S ≤ 10 MVA	E	570	36.273,13	146.222,67	34.047,44	133.472,01	29.326,20	108.576,49	47.708,07	71.207,10
30 a 34	SDU	TRF303	Transformador/Auto-transformador de Força_10 < S ≤ 18,75 MVA	E	570	53.212,28	425.154,50	49.947,22	388.080,90	43.021,21	315.695,11	69.987,20	207.040,52
30 a 34	SDU	TRF304	Transformador/Auto-transformador de Força_18,75 < S ≤ 33 MVA	E	570	118.881,25	425.154,50	111.586,81	388.080,90	96.113,45	315.695,11	156.358,03	207.040,52
30 a 34	SDU	TRF305	Transformador/Auto-transformador de Força_S > 33 MVA	E	570	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	TRF306	Transformador/Auto-transformador de Força_S ≤ 5 MVA	E	570	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	TRF307	Transformador/Auto-transformador de Força_5 < S ≤ 10 MVA	E	570	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	TRF308	Transformador/Auto-transformador de Força_10 < S ≤ 18,75 MVA	E	570	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	TRF309	Transformador/Auto-transformador de Força_18,75 < S ≤ 33 MVA	E	570	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	TRF310	Transformador/Auto-transformador de Força_S > 33 MVA	E	570	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	TMS301	Transformador de Corrente_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	1.798,69	8.426,99	1.688,32	7.692,15	1.454,21	6.257,39	2.365,71	4.103,75
30 a 34	SDU	TMS302	Transformador de Corrente_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	297,91	1.582,23	279,63	1.444,26	240,85	1.174,87	391,82	770,51
30 a 34	SDU	TMS303	Transformador de Potencial_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
30 a 34	SDU	TMS 304	Transformador de Potencial_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	189,12	1.582,36	177,52	1.444,38	152,90	1.174,97	248,74	770,57
30 a 34	SDU	TMS 305	Transformador de Potencial Capacitivo_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	TMS 306	Transformador de Potencial Capacitivo_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	TMS 307	Transformador de Potencial Indutivo_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	4.516,97	22.224,53	4.239,81	20.286,55	3.651,89	16.502,65	5.940,92	10.822,84
30 a 34	SDU	TMS 308	Transformador de Potencial Indutivo_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	1.055,78	10.947,72	990,99	9.993,08	853,58	8.129,14	1.388,60	5.331,29
30 a 34	SDU	TMS 309	Transformador de Defasamento_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	TMS 310	Transformador de Defasamento_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	TMS 311	Conjunto de Medição (TP e TC)_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	6.423,85	65.463,17	6.029,69	59.754,76	5.193,57	48.609,16	8.448,94	31.879,07
30 a 34	SDU	TMS 312	Conjunto de Medição (TP e TC)_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	TMS 313	Transformador de Corrente_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	1.848,70	13.063,50	1.735,27	11.924,36	1.494,64	9.700,20	2.431,50	6.361,63
30 a 34	SDU	TMS 314	Transformador de Corrente_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	840,74	5.362,47	789,16	4.894,86	679,73	3.981,86	1.105,79	2.611,40
30 a 34	SDU	TMS 315	Transformador de Potencial_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	2.472,86	18.980,54	2.321,13	17.325,43	1.999,27	14.093,85	3.252,42	9.243,09
30 a 34	SDU	TMS 316	Transformador de Potencial_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	1.251,33	7.058,27	1.174,55	6.442,79	1.011,68	5.241,06	1.645,80	3.437,22
30 a 34	SDU	TMS 317	Transformador de Potencial Capacitivo_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	3.112,89	21.568,56	2.921,89	19.687,77	2.516,72	16.015,56	4.094,22	10.503,39
30 a 34	SDU	TMS 318	Transformador de Potencial Capacitivo_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	TMS 319	Transformador de Potencial Indutivo_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	2.491,25	12.764,92	2.338,39	11.651,82	2.014,13	9.478,49	3.276,60	6.216,22
30 a 34	SDU	TMS 320	Transformador de Potencial Indutivo_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	1.332,59	7.009,53	1.250,83	6.398,30	1.077,38	5.204,87	1.752,69	3.413,48
30 a 34	SDU	TMS 321	Transformador de Defasamento_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	TMS 322	Transformador de Defasamento_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
30 a 34	SDU	TMS 323	Conjunto de Medição (TP e TC)_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	2.041,68	53.359,31	1.916,40	48.706,36	1.650,66	39.621,53	2.685,31	25.984,76
30 a 34	SDU	TMS 324	Conjunto de Medição (TP e TC)_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	2.246,38	39.897,89	2.108,55	36.418,78	1.816,16	29.625,86	2.954,55	19.429,36
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 325	Transformador de Corrente_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 326	Transformador de Corrente_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 327	Transformador de Potencial_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 328	Transformador de Potencial_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 329	Transformador de Potencial Capacitivo_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 330	Transformador de Potencial Capacitivo_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 331	Transformador de Potencial Indutivo_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 332	Transformador de Potencial Indutivo_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54	SDR	TMS 333	Transformador de Defasamento_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
20 a 23													
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 334	Transformador de Defasamento_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 335	Conjunto de Medição (TP e TC)_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 336	Conjunto de Medição (TP e TC)_Tensão < 69 kV_Instalação Interna	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 337	Transformador de Corrente_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	2.226,38	25.589,91	2.089,77	23.358,46	1.799,99	19.001,59	2.928,23	12.461,70
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 338	Transformador de Corrente_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	1.223,77	15.222,22	1.148,68	13.894,84	989,40	11.303,14	1.609,56	7.412,87
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 339	Transformador de Potencial_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	2.181,98	25.979,76	2.048,10	23.714,32	1.764,10	19.291,07	2.869,84	12.651,55
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 340	Transformador de Potencial_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	1.650,87	17.148,32	1.549,58	15.652,98	1.334,70	12.733,35	2.171,31	8.350,84
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 341	Transformador de Potencial Capacitivo_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	9.105,03	73.493,64	8.546,36	67.084,97	7.361,26	54.572,12	11.975,35	35.789,72
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 342	Transformador de Potencial Capacitivo_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 343	Transformador de Potencial Indutivo_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 344	Transformador de Potencial Indutivo_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	706,28	2.981,64	662,95	2.721,64	571,02	2.213,99	928,94	1.451,99
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 345	Transformador de Defasamento_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 346	Transformador de Defasamento_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 347	Conjunto de Medição (TP e TC)_Tensão ≥ 69 kV_Instalação Externa	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
50 a 54 20 a 23	SDR	TMS 348	Conjunto de Medição (TP e TC)_Tensão < 69 kV_Instalação Externa	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
93	SMU	MRD 401	Medidor Eletromecânico ou Eletrônico_Energia / Energia e Demanda / Energia Ativa e Reativa / Registrador de Tensão_Monofásico	E	295	6,90	70,07	6,48	63,96	5,58	52,03	9,07	34,12
93	SMU	MRD 402	Medidor Eletromecânico ou Eletrônico_Energia / Energia e Demanda / Energia Ativa e Reativa / Registrador de Tensão_Polifásico	E	295	17,69	195,03	16,61	178,02	14,30	144,82	23,27	94,98
93	SMU	MRD 403	Medidor Eletromecânico ou Eletrônico_Multifunção Programável_Monofásico	E	295	26,98	134,19	25,32	122,49	21,81	99,64	35,48	65,35
93	SMU	MRD 404	Medidor Eletromecânico ou Eletrônico_Multifunção Programável_Polifásico	E	295	48,95	541,10	45,95	493,92	39,58	401,79	64,38	263,51
93	SMU	MRD 405	Medidor Inteligente_Multifunção Programável_Monofásico	E	295	179,24	608,82	168,25	555,73	144,92	452,07	235,75	296,48
93	SMU	MRD 406	Medidor Inteligente_Multifunção Programável_Polifásico	E	295	471,57	999,51	442,63	912,35	381,25	742,18	620,23	486,74
93	SMU	MRD 407	Medidor Concentrador Primário ou Secundário_Grandeza Medida: qualquer_Monofásico	E	295	-	-	-	-	-	-	-	-
93	SMU	MRD 408	Medidor Concentrador Primário ou Secundário_Grandeza Medida: qualquer_Polifásico	E	295	-	-	-	-	-	-	-	-
93	SMU	MRD 409	Medidor Comparador/Fiscal_Grandeza Medida: qualquer	E	295	-	-	-	-	-	-	-	-
96	SMR	MRD 410	Medidor Eletromecânico ou Eletrônico_Energia / Energia e Demanda / Energia Ativa e Reativa / Registrador de Tensão_Monofásico	E	295	6,90	92,90	6,48	84,80	5,58	68,98	9,07	45,24
96	SMR	MRD 411	Medidor Eletromecânico ou Eletrônico_Energia / Energia e Demanda / Energia Ativa e Reativa / Registrador de Tensão_Polifásico	E	295	17,69	187,98	16,61	171,58	14,30	139,58	23,27	91,54
96	SMR	MRD 412	Medidor Eletromecânico ou Eletrônico_Multifunção Programável_Monofásico	E	295	-	-	-	-	-	-	-	-
96	SMR	MRD 413	Medidor Eletromecânico ou Eletrônico_Multifunção Programável_Polifásico	E	295	48,95	323,62	45,95	295,40	39,58	240,30	64,38	157,60
96	SMR	MRD 414	Medidor Inteligente_Multifunção Programável_Monofásico	E	295	-	-	-	-	-	-	-	-

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
96	SMR	MRD 415	Medidor Inteligente_Multifunção Programável_Polifásico	E	295	-	-	-	-	-	-	-	-
96	SMR	MRD 416	Medidor Concentrador Primário ou Secundário_Grandeza Medida: qualquer_Monofásico	E	295	-	-	-	-	-	-	-	-
96	SMR	MRD 417	Medidor Concentrador Primário ou Secundário_Grandeza Medida: qualquer_Polifásico	E	295	-	-	-	-	-	-	-	-
96	SMR	MRD 418	Medidor Comparador/Fiscal_Grandeza Medida: qualquer	E	295	-	-	-	-	-	-	-	-
93	SMU	CDR 401	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Nu_Monofásico_Cobre	E	190	10,31	23,46	9,67	21,42	8,33	17,42	13,55	11,43
93	SMU	CDR 402	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Nu_Monofásico_(Alumínio)	E	190	4,69	23,46	4,41	21,42	3,80	17,42	6,17	11,43
93	SMU	CDR 403	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Nu_Monofásico_(Aço)	E	190	4,69	23,46	4,41	21,42	3,80	17,42	6,17	11,43
93	SMU	CDR 404	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Isolado ou Protegido_Monofásico_Cobre	E	190	3,10	8,55	2,91	7,81	2,50	6,35	4,08	4,17
93	SMU	CDR 405	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Isolado_Monofásico_(Alumínio)	E	190	2,14	6,00	2,00	5,48	1,73	4,46	2,81	2,92
93	SMU	CDR 406	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Protegido_Monofásico_(Alumínio)	E	190	3,06	11,05	2,88	10,09	2,48	8,20	4,03	5,38
93	SMU	CDR 407	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Aço)	E	190	2,07	8,55	1,94	7,81	1,67	6,35	2,72	4,17
93	SMU	CDR 408	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Nu_Polifásico_Cobre	E	190	10,31	22,08	9,67	20,15	8,33	16,39	13,55	10,75
93	SMU	CDR 409	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Nu_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	4,69	22,08	4,41	20,15	3,80	16,39	6,17	10,75
93	SMU	CDR 410	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Isolado ou Protegido_Polifásico_Cobre	E	190	3,10	10,58	2,91	9,65	2,50	7,85	4,08	5,15
93	SMU	CDR 411	Condutor de Ramal de Ligação Urbano_Isolado ou Protegido_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	2,07	10,58	1,94	9,65	1,67	7,85	2,72	5,15
96	SMR	CDR 412	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Nu_Monofásico_Cobre	E	190	10,31	22,52	9,67	20,55	8,33	16,72	13,55	10,97
96	SMR	CDR 413	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Nu_Monofásico_(Alumínio)	E	190	4,69	22,52	4,41	20,55	3,80	16,72	6,17	10,97
96	SMR	CDR 414	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Nu_Monofásico_(Aço)	E	190	4,69	22,52	4,41	20,55	3,80	16,72	6,17	10,97
96	SMR	CDR 415	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Isolado ou Protegido_Monofásico_Cobre	E	190	3,10	7,56	2,91	6,90	2,50	5,61	4,08	3,68
96	SMR	CDR 416	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Isolado_Monofásico_(Alumínio)	E	190	2,14	8,66	2,00	7,91	1,73	6,43	2,81	4,22
96	SMR	CDR 417	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Protegido_Monofásico_(Alumínio)	E	190	3,06	10,39	2,88	9,48	2,48	7,71	4,03	5,06
96	SMR	CDR 418	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Aço)	E	190	2,07	7,56	1,94	6,90	1,67	5,61	2,72	3,68
96	SMR	CDR 419	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Nu_Polifásico_Cobre	E	190	10,31	21,32	9,67	19,46	8,33	15,83	13,55	10,38
96	SMR	CDR 420	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Nu_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	4,69	21,32	4,41	19,46	3,80	15,83	6,17	10,38
96	SMR	CDR 421	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Isolado ou Protegido_Polifásico_Cobre	E	190	3,10	12,19	2,91	11,13	2,50	9,06	4,08	5,94
96	SMR	CDR 422	Condutor de Ramal de Ligação Rural_Isolado ou Protegido_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	2,07	12,19	1,94	11,13	1,67	9,06	2,72	5,94
93	SMU	TMS 401	Transformador de Corrente	A	575	133,60	1.015,10	125,40	926,58	108,01	753,75	175,72	494,33
93	SMU	TMS 402	Transformador de Potencial	A	575	217,38	1.735,48	204,04	1.584,15	175,75	1.288,67	285,91	845,14
93	SMU	TMS 403	Conjunto de Medição (TP e TC)	A	575	894,96	8.243,67	840,04	7.524,82	723,56	6.121,27	1.177,09	4.014,48
96	SMR	TMS 411	Transformador de Corrente	A	575	86,12	1.081,06	80,84	986,79	69,63	802,74	113,27	526,45
96	SMR	TMS 412	Transformador de Potencial	A	575	174,35	1.381,11	163,65	1.260,68	140,96	1.025,54	229,31	672,57
96	SMR	TMS 413	Conjunto de Medição (TP e TC)	A	575	674,38	4.878,32	633,00	4.452,93	545,23	3.622,36	886,98	2.375,63
40	RAU	CDR 101	Condutor de Rede Aérea Urbana_Nu_Monofásico_Cobre	E	190	10,31	23,46	9,67	21,42	8,33	17,42	13,55	11,43
40	RAU	CDR 102	Condutor de Rede Aérea Urbana_Nu_Monofásico_(Alumínio)	E	190	4,69	23,46	4,41	21,42	3,80	17,42	6,17	11,43
40	RAU	CDR 103	Condutor de Rede Aérea Urbana_Nu_Monofásico_(Aço)	E	190	4,69	23,46	4,41	21,42	3,80	17,42	6,17	11,43
40	RAU	CDR 104	Condutor de Rede Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Monofásico_Cobre	E	190	3,10	8,55	2,91	7,81	2,50	6,35	4,08	4,17
40	RAU	CDR 105	Condutor de Rede Aérea Urbana_Isolado_Monofásico_(Alumínio)	E	190	2,14	6,00	2,00	5,48	1,73	4,46	2,81	2,92
40	RAU	CDR 106	Condutor de Rede Aérea Urbana_Protegido_Monofásico_(Alumínio)	E	190	3,06	11,05	2,88	10,09	2,48	8,20	4,03	5,38
40	RAU	CDR 107	Condutor de Rede Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Aço)	E	190	2,07	8,55	1,94	7,81	1,67	6,35	2,72	4,17
40	RAU	CDR 108	Condutor de Rede Aérea Urbana_Nu_Polifásico_Cobre	E	190	10,31	22,08	9,67	20,15	8,33	16,39	13,55	10,75
40	RAU	CDR 109	Condutor de Rede Aérea Urbana_Nu_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	4,69	22,08	4,41	20,15	3,80	16,39	6,17	10,75

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
40	RAU	CDR 110	Condutor de Rede Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Polifásico_Cobre	E	190	3,10	10,58	2,91	9,65	2,50	7,85	4,08	5,15
40	RAU	CDR 111	Condutor de Rede Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	2,07	10,58	1,94	9,65	1,67	7,85	2,72	5,15
41	RAR	CDR 112	Condutor de Rede Aérea Rural_Nu_Monofásico_Cobre	E	190	10,31	22,52	9,67	20,55	8,33	16,72	13,55	10,97
41	RAR	CDR 113	Condutor de Rede Aérea Rural_Nu_Monofásico_(Alumínio)	E	190	4,69	22,52	4,41	20,55	3,80	16,72	6,17	10,97
41	RAR	CDR 114	Condutor de Rede Aérea Rural_Nu_Monofásico_(Aço)	E	190	4,69	22,52	4,41	20,55	3,80	16,72	6,17	10,97
41	RAR	CDR 115	Condutor de Rede Aérea Rural_Isolado ou Protegido_Monofásico_Cobre	E	190	3,10	7,56	2,91	6,90	2,50	5,61	4,08	3,68
41	RAR	CDR 116	Condutor de Rede Aérea Rural_Isolado_Monofásico_(Alumínio)	E	190	2,14	8,66	2,00	7,91	1,73	6,43	2,81	4,22
41	RAR	CDR 117	Condutor de Rede Aérea Rural_Protegido_Monofásico_(Alumínio)	E	190	3,06	10,39	2,88	9,48	2,48	7,71	4,03	5,06
41	RAR	CDR 118	Condutor de Rede Aérea Rural_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Aço)	E	190	2,07	7,56	1,94	6,90	1,67	5,61	2,72	3,68
41	RAR	CDR 119	Condutor de Rede Aérea Rural_Nu_Polifásico_Cobre	E	190	10,31	21,32	9,67	19,46	8,33	15,83	13,55	10,38
41	RAR	CDR 120	Condutor de Rede Aérea Rural_Nu_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	4,69	21,32	4,41	19,46	3,80	15,83	6,17	10,38
41	RAR	CDR 121	Condutor de Rede Aérea Rural_Isolado ou Protegido_Polifásico_Cobre	E	190	3,10	12,19	2,91	11,13	2,50	9,06	4,08	5,94
41	RAR	CDR 122	Condutor de Rede Aérea Rural_Isolado ou Protegido_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	2,07	12,19	1,94	11,13	1,67	9,06	2,72	5,94
40	RAU	PST101	Poste de Rede Distribuição Aérea Urbana_Concreto_até 200 daN	E	255	155,07	917,89	145,56	837,85	125,37	681,57	203,96	446,99
40	RAU	PST102	Poste de Rede Distribuição Aérea Urbana_Concreto_superior a 200 daN até 400 daN	E	255	245,03	1.361,91	230,00	1.243,15	198,10	1.011,27	322,28	663,22
40	RAU	PST103	Poste de Rede Distribuição Aérea Urbana_Concreto_superior a 400 daN até 850 daN	E	255	413,75	1.934,90	388,36	1.766,17	334,51	1.436,74	544,18	942,25
40	RAU	PST104	Poste de Rede Distribuição Aérea Urbana_Concreto_superior a 850 daN_altura ≤ 13m	E	255	613,98	2.868,98	576,31	2.618,81	496,39	2.130,34	807,54	1.397,13
40	RAU	PST105	Poste de Rede Distribuição Aérea Urbana_Concreto_superior a 850 daN_altura > 13m	E	255	972,78	4.480,27	913,10	4.089,59	786,48	3.326,79	1.279,45	2.181,79
40	RAU	PST106	Poste de Rede Distribuição Aérea Urbana_Madeira_Leve a Médio	E	255	201,63	1.745,30	189,26	1.593,11	163,02	1.295,96	265,20	849,92
40	RAU	PST107	Poste de Rede Distribuição Aérea Urbana_Madeira_Pesado a Extra Pesado	E	255	201,63	2.527,26	189,26	2.306,88	163,02	1.876,60	265,20	1.230,72
40	RAU	PST108	Poste de Rede Distribuição Aérea Urbana_Ferro ou Aço	E	255	121,90	1.131,85	114,42	1.033,15	98,55	840,44	160,33	551,18
40	RAU	PST109	Poste de Rede Distribuição Aérea Urbana_em Compósito	E	255	458,98	2.567,61	430,82	2.343,71	371,08	1.906,56	603,67	1.250,37
41	RAR	PST110	Poste de Rede Distribuição Aérea Rural_Concreto_até 200 daN	E	255	155,07	1.257,48	145,56	1.147,82	125,37	933,73	203,96	612,36
41	RAR	PST111	Poste de Rede Distribuição Aérea Rural_Concreto_superior a 200 daN até 400 daN	E	255	245,03	1.566,40	230,00	1.429,81	198,10	1.163,12	322,28	762,80
41	RAR	PST112	Poste de Rede Distribuição Aérea Rural_Concreto_superior a 400 daN até 850 daN	E	255	413,75	2.126,16	388,36	1.940,76	334,51	1.578,77	544,18	1.035,39
41	RAR	PST113	Poste de Rede Distribuição Aérea Rural_Concreto_superior a 850 daN_altura ≤ 13m	E	255	613,98	3.021,10	576,31	2.757,66	496,39	2.243,30	807,54	1.471,21
41	RAR	PST114	Poste de Rede Distribuição Aérea Rural_Concreto_superior a 850 daN_altura > 13m	E	255	972,78	5.176,00	913,10	4.724,65	786,48	3.843,40	1.279,45	2.520,59
41	RAR	PST115	Poste de Rede Distribuição Aérea Rural_Madeira_Leve a Médio	E	255	201,63	1.161,13	189,26	1.059,88	163,02	862,19	265,20	565,44
41	RAR	PST116	Poste de Rede Distribuição Aérea Rural_Madeira_Pesado a Extra Pesado	E	255	201,63	2.587,12	189,26	2.361,52	163,02	1.921,05	265,20	1.259,87
41	RAR	PST117	Poste de Rede Distribuição Aérea Rural_Ferro ou Aço	E	255	121,90	647,11	114,42	590,68	98,55	480,51	160,33	315,13
41	RAR	PST118	Poste de Rede Distribuição Aérea Rural_em Compósito	E	255	458,98	8.847,38	430,82	8.075,88	371,08	6.569,55	603,67	4.308,47
40	RAU	TRD 101	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Urbana_Monofásico_S ≤ 5 kVA	E	565	420,98	2.490,78	395,15	2.273,59	340,35	1.849,51	553,69	1.212,95
40	RAU	TRD 102	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Urbana_Monofásico_S = 10 kVA	E	565	420,98	2.490,78	395,15	2.273,59	340,35	1.849,51	553,69	1.212,95
40	RAU	TRD 103	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Urbana_Monofásico_10 kVA < S ≤ 20 kVA	E	565	420,98	2.490,78	395,15	2.273,59	340,35	1.849,51	553,69	1.212,95

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
40	RAU	TRD 104	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Urbana_Monofásico_S > 20 kVA	E	565	830,59	3.030,91	779,62	2.766,61	671,51	2.250,58	1.092,42	1.475,98
40	RAU	TRD 105	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Urbana_Polifásico_S ≤ 20 kVA	E	565	704,09	4.427,53	660,89	4.041,45	569,24	3.287,63	926,05	2.156,11
40	RAU	TRD 106	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Urbana_Polifásico_20 kVA < S ≤ 40 kVA	E	565	704,09	4.427,53	660,89	4.041,45	569,24	3.287,63	926,05	2.156,11
40	RAU	TRD 107	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Urbana_Polifásico_40 kVA < S ≤ 60 kVA	E	565	1.008,82	5.183,09	946,92	4.731,13	815,61	3.848,66	1.326,84	2.524,05
40	RAU	TRD 108	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Urbana_Polifásico_S = 75 kVA	E	565	1.008,82	5.183,09	946,92	4.731,13	815,61	3.848,66	1.326,84	2.524,05
40	RAU	TRD 109	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Urbana_Polifásico_S > 75 kVA	E	565	1.300,43	6.385,81	1.220,63	5.828,96	1.051,37	4.741,73	1.710,38	3.109,74
41	RAR	TRD 110	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Rural_Monofásico_S ≤ 5 kVA	E	565	420,98	2.646,59	395,15	2.415,80	340,35	1.965,20	553,69	1.288,83
41	RAR	TRD 111	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Rural_Monofásico_S = 10 kVA	E	565	420,98	2.646,59	395,15	2.415,80	340,35	1.965,20	553,69	1.288,83
41	RAR	TRD 112	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Rural_Monofásico_10 kVA < S ≤ 20 kVA	E	565	420,98	2.646,59	395,15	2.415,80	340,35	1.965,20	553,69	1.288,83
41	RAR	TRD 113	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Rural_Monofásico_S > 20 kVA	E	565	830,59	3.220,49	779,62	2.939,66	671,51	2.391,35	1.092,42	1.568,30
41	RAR	TRD 114	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Rural_Polifásico_S ≤ 20 kVA	E	565	704,09	4.704,47	660,89	4.294,24	569,24	3.493,27	926,05	2.290,97
41	RAR	TRD 115	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Rural_Polifásico_20 kVA < S ≤ 40 kVA	E	565	704,09	4.704,47	660,89	4.294,24	569,24	3.493,27	926,05	2.290,97
41	RAR	TRD 116	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Rural_Polifásico_40 kVA < S ≤ 60 kVA	E	565	1.008,82	5.507,29	946,92	5.027,06	815,61	4.089,40	1.326,84	2.681,93
41	RAR	TRD 117	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Rural_Polifásico_S = 75 kVA	E	565	1.008,82	5.507,29	946,92	5.027,06	815,61	4.089,40	1.326,84	2.681,93
41	RAR	TRD 118	Transformador de Distribuição de Rede Aérea Rural_Polifásico_S > 75 kVA	E	565	1.300,43	6.785,24	1.220,63	6.193,57	1.051,37	5.038,33	1.710,38	3.304,26
40	RAU	BNC 101	Banco de Capacitores Paralelos	A	125	1.010,45	2.298,94	948,45	2.098,47	816,94	1.707,06	1.329,00	1.119,53
40	RAU	CHV 101	Chave_Polifásica	A	160	2.395,12	9.768,86	2.248,16	8.917,01	1.936,41	7.253,79	3.150,17	4.757,21
40	RAU	CHV 102	Chave_Monofásica	A	160	134,41	576,77	126,16	526,48	108,67	428,28	176,78	280,88
40	RAU	CHV 103	Chave Seccionalizadora_Polifásica	A	160	442,37	2.141,30	415,23	1.954,58	357,65	1.590,00	581,83	1.042,76
40	RAU	LUM 101	Luminária	A	290	76,17	309,68	71,50	282,68	61,58	229,95	100,18	150,81
40	RAU	PRS1 01	Pára-raios	A	310	29,31	231,54	27,51	211,35	23,69	171,93	38,55	112,75
40	RAU	PRR1 01	Protetor de Rede	A	325	9.591,13	22.350,88	9.002,63	20.401,88	7.754,27	16.596,47	12.614,69	10.884,37
40	RAU	REG 101	Regulador de Tensão	A	340	2.515,35	14.959,57	2.361,01	13.655,10	2.033,62	11.108,11	3.308,31	7.284,97
40	RAU	REL1 01	Religador_Polifásico	A	345	3.320,57	14.323,29	3.116,83	13.074,29	2.684,63	10.635,64	4.367,37	6.975,11
40	RAU	REL1 02	Religador_Monofásico	A	345	948,13	5.262,01	889,96	4.803,16	766,55	3.907,26	1.247,03	2.562,48
41	RAR	BNC 111	Banco de Capacitores Paralelos	A	125	1.245,44	3.117,51	1.169,02	2.845,67	1.006,92	2.314,88	1.638,06	1.518,16
41	RAR	CHV 111	Chave_Polifásica	A	160	1.593,20	6.231,72	1.495,44	5.688,31	1.288,07	4.627,31	2.095,45	3.034,70
41	RAR	CHV 112	Chave_Monofásica	A	160	108,32	567,52	101,67	518,03	87,57	421,41	142,46	276,37
41	RAR	CHV 113	Chave Seccionalizadora_Polifásica	A	160	1.961,26	12.773,60	1.840,92	11.659,74	1.585,65	9.484,94	2.579,54	6.220,45
41	RAR	LUM 111	Luminária	A	290	76,17	260,40	71,50	237,69	61,58	193,36	100,18	126,81
41	RAR	PRS1 11	Pára-raios	A	310	51,09	261,39	47,95	238,59	41,30	194,09	67,19	127,29
41	RAR	PRR1 11	Protetor de Rede	A	325	-	-	-	-	-	-	-	-

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
41	RAR	REG111	Regulador de Tensão	A	340	2.490,27	11.647,66	2.337,47	10.631,98	2.013,34	8.648,88	3.275,32	5.672,15
41	RAR	REL111	Religador_Polifásico	A	345	2.953,83	15.544,54	2.772,58	14.189,05	2.388,12	11.542,47	3.885,01	7.569,83
41	RAR	REL112	Religador_Monofásico	A	345	1.017,76	5.868,69	955,32	5.356,94	822,84	4.357,75	1.338,61	2.857,92
35 a 39	LAU	CDL201	Condutor de Linha Aérea Urbana_Nu_Monofásico_Cobre	E	190	10,31	23,01	9,67	21,01	8,33	17,09	13,55	11,21
35 a 39	LAU	CDL202	Condutor de Linha Aérea Urbana_Nu_Monofásico_(Alumínio)	E	190	4,69	23,01	4,41	21,01	3,80	17,09	6,17	11,21
35 a 39	LAU	CDL203	Condutor de Linha Aérea Urbana_Nu_Monofásico_(Aço)	E	190	4,69	23,01	4,41	21,01	3,80	17,09	6,17	11,21
35 a 39	LAU	CDL204	Condutor de Linha Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Monofásico_Cobre	E	190	3,10	148,14	2,91	135,22	2,50	110,00	4,08	72,14
35 a 39	LAU	CDL205	Condutor de Linha Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Alumínio)	E	190	2,07	148,14	1,94	135,22	1,67	110,00	2,72	72,14
35 a 39	LAU	CDL206	Condutor de Linha Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Aço)	E	190	2,07	148,14	1,94	135,22	1,67	110,00	2,72	72,14
35 a 39	LAU	CDL207	Condutor de Linha Aérea Urbana_Nu_Polifásico_Cobre	E	190	10,31	14,82	9,67	13,53	8,33	11,00	13,55	7,22
35 a 39	LAU	CDL208	Condutor de Linha Aérea Urbana_Nu_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	4,69	14,82	4,41	13,53	3,80	11,00	6,17	7,22
35 a 39	LAU	CDL209	Condutor de Linha Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Polifásico_Cobre	E	190	3,10	75,49	2,91	68,91	2,50	56,06	4,08	36,76
35 a 39	LAU	CDL210	Condutor de Linha Aérea Urbana_Isolado ou Protegido_Polifásico(Alumínio) ou (Aço)	E	190	2,07	75,49	1,94	68,91	1,67	56,06	2,72	36,76
58 a 59	LAR	CDL211	Condutor de Linha Aérea Rural_Nu_Monofásico_Cobre	E	190	10,31	24,82	9,67	22,66	8,33	18,43	13,55	12,09
58 a 59	LAR	CDL212	Condutor de Linha Aérea Rural_Nu_Monofásico_(Alumínio)	E	190	4,69	24,82	4,41	22,66	3,80	18,43	6,17	12,09
58 a 59	LAR	CDL213	Condutor de Linha Aérea Rural_Nu_Monofásico_(Aço)	E	190	4,69	24,82	4,41	22,66	3,80	18,43	6,17	12,09
58 a 59	LAR	CDL214	Condutor de Linha Aérea Rural_Isolado ou Protegido_Monofásico_Cobre	E	190	3,10	178,76	2,91	163,18	2,50	132,74	4,08	87,05
58 a 59	LAR	CDL215	Condutor de Linha Aérea Rural_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Alumínio)	E	190	2,07	178,76	1,94	163,18	1,67	132,74	2,72	87,05
58 a 59	LAR	CDL216	Condutor de Linha Aérea Rural_Isolado ou Protegido_Monofásico_(Aço)	E	190	2,07	178,76	1,94	163,18	1,67	132,74	2,72	87,05
58 a 59	LAR	CDL217	Condutor de Linha Aérea Rural_Nu_Polifásico_Cobre	E	190	10,31	17,28	9,67	15,78	8,33	12,83	13,55	8,42
58 a 59	LAR	CDL218	Condutor de Linha Aérea Rural_Nu_Polifásico_(Alumínio) ou (Aço)	E	190	4,69	17,28	4,41	15,78	3,80	12,83	6,17	8,42
58 a 59	LAR	CDL219	Condutor de Linha Aérea Rural_Isolado ou Protegido_Polifásico_Cobre	E	190	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	CDL220	Condutor de Linha Aérea Rural_Isolado ou Protegido_Polifásico(Alumínio) ou (Aço)	E	190	-	-	-	-	-	-	-	-
35 a 39	LAU	BNC201	Banco de Capacitores Paralelos	A	125	1.292,04	1.542,18	1.212,77	1.407,70	1.044,60	1.145,13	1.699,35	751,01
35 a 39	LAU	CHV201	Chave_Polifásica_ I nom ≥ 800A	A	160	6.883,05	63.086,78	6.460,71	57.585,59	5.564,83	46.844,59	9.052,90	30.721,82
35 a 39	LAU	CHV202	Chave_Polifásica_ I nom < 800A	A	160	3.053,94	37.133,70	2.866,55	33.895,63	2.469,06	27.573,33	4.016,68	18.083,26
35 a 39	LAU	CHV203	Chave_Monofásica_ I nom > 400A	A	160	947,59	1.311,73	889,44	1.197,35	766,11	974,02	1.246,31	638,78
35 a 39	LAU	CHV204	Chave_Monofásica_ I nom ≤ 400A	A	160	445,82	728,91	418,47	665,35	360,44	541,25	586,37	354,96
35 a 39	LAU	PRS201	Pára-raios_Tensão ≥ 69 kV	A	310	1.182,45	5.256,23	1.109,89	4.797,88	955,99	3.902,97	1.555,21	2.559,66
35 a 39	LAU	PRS202	Pára-raios_Tensão < 69 kV	A	310	-	-	-	-	-	-	-	-
35 a 39	LAU	REG201	Regulador de Tensão_S ≥ 1 MVA_Polifásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
35 a 39	LAU	REG202	Regulador de Tensão_S < 1 MVA_Polifásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
35 a 39	LAU	REG203	Regulador de Tensão_S ≥ 500 kVA_Monofásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
35 a 39	LAU	REG204	Regulador de Tensão_S < 500 kVA_Monofásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
35 a 39	LAU	REL201	Religador_Capacidade Interrupção ≥ 31,5 kA	A	345	-	-	-	-	-	-	-	-
35 a 39	LAU	REL202	Religador_Capacidade Interrupção < 31,5 kA	A	345	7.518,94	28.223,67	7.057,58	25.762,55	6.078,93	20.957,26	9.889,25	13.744,28
35 a 39	LAU	TMS201	Transformador de Corrente_Tensão ≥ 69 kV	A	575	2.160,22	6.966,65	2.027,67	6.359,16	1.746,50	5.173,03	2.841,22	3.392,60
35 a 39	LAU	TMS202	Transformador de Corrente_Tensão < 69 kV	A	575	506,70	3.443,04	475,61	3.142,80	409,66	2.556,60	666,44	1.676,68

TI		MÓDULO SISBASE		TUC		VALORAÇÃO (R$)							
						Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
Código	Descrição	Código	Descrição Geral	Cat.	Código	COM	CA	COM	CA	COM	CA	COM	CA
35 a 39	LAU	TMS 203	Transformador de Potencial_Tensão ≥ 69 kV	A	575	2.468,70	7.804,36	2.317,23	7.123,82	1.995,91	5.795,06	3.246,95	3.800,54
35 a 39	LAU	TMS 204	Transformador de Potencial_Tensão < 69 kV	A	575	183,23	2.981,88	171,98	2.721,86	148,14	2.214,17	240,99	1.452,11
58 a 59	LAR	BNC 202	Banco de Capacitores Paralelos	A	125	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	CHV 205	Chave_Polifásica_ I nom ≥ 800A	A	160	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	CHV 206	Chave_Polifásica_ I nom < 800A	A	160	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	CHV 207	Chave_Monofásica_ I nom > 400A	A	160	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	CHV 208	Chave_Monofásica_ I nom ≤ 400A	A	160	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	PRS2 03	Pára-raios_Tensão ≥ 69 kV	A	310	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	PRS2 04	Pára-raios_Tensão < 69 kV	A	310	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	REG 205	Regulador de Tensão_S ≥ 1 MVA_Polifásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	REG 206	Regulador de Tensão_S < 1 MVA_Polifásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	REG 207	Regulador de Tensão_S ≥ 500 kVA_Monofásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	REG 208	Regulador de Tensão_S < 500 kVA_Monofásico	A	340	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	REL2 03	Religador_Capacidade Interrupção ≥ 31,5 kA	A	345	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	REL2 04	Religador_Capacidade Interrupção < 31,5 kA	A	345	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	TMS 205	Transformador de Corrente_Tensão ≥ 69 kV	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	TMS 206	Transformador de Corrente_Tensão < 69 kV	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	TMS 207	Transformador de Potencial_Tensão ≥ 69 kV	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-
58 a 59	LAR	TMS 208	Transformador de Potencial_Tensão < 69 kV	A	575	-	-	-	-	-	-	-	-

ANEXO XVI

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.4

TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DE CAPITAL DA DISTRIBUIÇÃO

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia para a definição da taxa regulatória de remuneração de capital e da estrutura de capital regulatória a serem utilizadas para cálculo das Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica a serem realizadas após dezembro de 2019.

3. METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DA TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL

3. Denomina-se ano aplicação (ano_A): ano em que será aplicada a taxa regulatória de remuneração do capital aos processos de revisão de receita.

4. Denomina-se ano de referência (ano_t): ano em relação ao qual são dimensionadas as janelas definidas para os parâmetros.

3.1. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO

5. A remuneração do capital próprio adota o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model), definido conforme a seguinte equação:

$$r_p = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \qquad (1)$$

onde:
r_p: taxa de remuneração do capital próprio;
r_f: taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense;
β: beta do setor regulado;
r_m: taxa de retorno do mercado estadunidense; e
r_B: prêmio de risco-país.

6. O modelo é adaptado pela utilização de título brasileiro e inclusão de prêmio de risco da atividade, conforme equação abaixo:

$$r_p = r_{NTN\text{-}b} + \beta . (r_m - r_f) + pr_A \qquad (2)$$

onde:
r_P: remuneração do capital próprio;
r_{TB}: remuneração do título público brasileiro;
β: beta do setor regulado;
$(r_m - r_f)$: Prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença entre o r_m (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a r_f (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense); e
pr_A: prêmio de risco da atividade

7. Remuneração do título público brasileiro:

a. Amostra: NTN-B (Notas do Tesouro Nacional indexadas ao Índice de Preços ao Consumidor – IPCA), cujos dados estão disponíveis no sítio eletrônico do Tesouro Direto;

b. Janela: últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano_{t-9} a dezembro do ano_t; e

c. Cálculo: média das taxas de compra e venda diária de cada série e média final de todas as séries.

8. Beta:

a. Amostra: empresas do setor de energia elétrica estadunidense, membros do **Edison Electric Institute** – EEI (conforme EEI Stock Index), que atuam no segmento de transmissão e distribuição de energia elétrica, com ao menos 50% dos ativos dedicados a essas atividades (proporção medida preferencialmente pelo ativo imobilizado em serviço bruto), e Índice **Standard & Poor's 500** (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. A data de referência para a seleção da amostra é o último ano para o qual os dados contábeis do ativo estejam disponíveis;

b. Janela: últimos cinco anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de outubro do ano_{t-5} a setembro do ano_t, períodos para os quais existem dados trimestrais da estrutura de capital das empresas;

c. Séries: retornos totais semanais, capitalização de mercado e dívida líquida trimestrais;

d. Cálculo: o cálculo do beta médio envolve os seguintes passos:

i. cálculo do beta alavancado para a amostra de empresas de energia elétrica estadunidenses;

ii. desalavancagem dos betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de imposto de renda dos Estados Unidos da América – EUA, obtendo-se o beta associado ao risco do negócio;

iii. ponderação pela participação dos ativos de transmissão ou distribuição nos ativos totais;

iv. cálculo da média ponderada dos betas desalavancados; e

v. realavancagem do beta desalavancado médio do setor, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

9. Prêmio de risco do mercado estadunidense:

a. Amostra/séries: retornos totais anuais do Índice **Standard & Poor's 500** e rendimento anual do título do governo americano com vencimento em dez anos;
b. Janela: iniciada em dezembro de 1928 até dezembro do ano_t; e

c. Cálculo: pela média da diferença entre o rendimento anual histórico do índice **Standard & Poor's 500** (S&P500) e o rendimento médio anual do título do Tesouro Americano com vencimento de dez anos.

10. Prêmio de Risco da Atividade:

a. mensurado pela diferença entre a rentabilidade média observada das debêntures emitidas por empresas de distribuição e aquela das debêntures emitidas por empresas de transmissão e transmissão e geração (verticalizadas);

b. a diferença deve ser obtida após aplicação da metodologia descrita no subitem referente à remuneração do capital de terceiros – rentabilidade das debêntures; e

c. o valor é adicionado à remuneração do capital próprio.

3.2. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DE TERCEIROS

11. A remuneração do capital de terceiros é formada por dois componentes extraídos de debêntures emitidas por empresas do setor elétrico: rentabilidade e custo de emissão das debêntures emitidas por empresas do setor elétrico.

$$r_T = r_{Deb} + ce_{Deb} \quad (3)$$

onde:
r_{Deb}: rentabilidade das debêntures; e
Ce_{Deb}^{B}: custo de emissão das debêntures.

12. Rentabilidade das debêntures*:*

a. Amostra: debêntures emitidas por empresas de distribuição não incentivadas, atreladas a IPCA ou a Certificado de Depósito Interbancário – CDI;

b. Janela: últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano_{t-9} a dezembro do ano_t;

c. Cálculo:

i. . consideram-se as informações na data da emissão de todas as debêntures disponíveis no banco de dados da Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais – ANBIMA, obedecendo-se ao critério de seleção da amostra; e

ii. calcula-se a média da rentabilidade em valores reais, sendo a conversão daquelas atreladas ao CDI realizada por meio das curvas de estrutura a termo das taxas de juros – [DI x Pré] e [DI x IPCA] - obtidas no sítio eletrônico da bolsa de valores - B3 - e inflação implícita resultante, no momento da emissão.

13. Custo de emissão das debêntures*:*

a. Amostra: debêntures emitidas por empresas de distribuição, atreladas a IPCA ou CDI, que possuam dados disponíveis;

b. Janela: últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano_{t-9} a dezembro do ano_t; e

c. Cálculo: consideram-se os dados de valor, custo, e juros reais da emissão, cujos dados são obtidos nos prospectos definitivos disponíveis para cada emissão. A conversão dos valores nominais é realizada por meio das curvas de estrutura a termo das taxas de juros – [DI x Pré] e [DI x IPCA] - obtidas no sítio eletrônico da bolsa de valores - B3 - e inflação implícita resultante, considerando o momento da emissão, obtendo-se valor anual.

3.3. ESTRUTURA DE CAPITAL REGULATÓRIA

14. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiros.

15. Para a determinação da participação do capital de terceiros na estrutura de capital regulatória, parte-se da relação Dívida Líquida sobre EBITDA (**Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization)** regulatório equivalente a 3 (três).

16. O EBITDA regulatório é formado pela remuneração de capital e da quota de reintegração regulatória média.

17. Por meio de equação simultânea, chega-se à proporção máxima de endividamento possível em função da restrição colocada.

18. A partir dessa metodologia, obtém-se a proporção do capital de terceiros (D/V) na estrutura de capital regulatória. A proporção do capital próprio é extraída pela diferença (cem por cento menos percentual de capital de terceiros).

3.4. TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL - HISTÓRICO

19. Para o cálculo da taxa de regulatória de remuneração do capital a ser aplicada, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital **(Weighted Average Cost of Capital - WACC).**

20. Considerando que os valores já estão em termos reais e o efeito do benefício tributário dos impostos, pode-se expressar o cálculo pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \cdot (1 - T) \quad (4)$$

onde:
r_{WACC}: taxa regulatória de remuneração do capital média ponderada, após impostos, em termos reais;
r_p: remuneração do capital próprio real;
r_d: remuneração do capital de terceiros real;
P: percentagem de capital próprio;
D: percentagem de capital de terceiros;
V: soma do capital próprio e de terceiros; e
T: alíquota tributária.

3.5. TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL - APLICAÇÃO

21. Considerando a metodologia descrita nos itens anteriores, são calculadas cinco taxas $\boldsymbol{r_{WACC}}$ para os cinco anos anteriores (ano_{t-4} a ano_t) ao ano de aplicação (ano_A).

22. A partir dos componentes das taxas $\boldsymbol{r_{WACC}}$ históricas calculadas após aplicação da metodologia, a taxa regulatória de remuneração de capital para aplicação no ano_A é obtida da seguinte forma:

a. Remuneração do capital próprio: obtida pela média da remuneração do capital próprio dos cinco anos anteriores ao ano de aplicação;

b. Remuneração do capital de terceiros: referente à remuneração obtida no ano anterior ao ano de aplicação; e

c. Estrutura de capital regulatória: participação do capital de terceiros equivalente àquela obtida no ano anterior ao ano de aplicação.

23. A taxa regulatória de remuneração do capital para aplicação que forma a tarifa final considera a alíquota de imposto (T) igual a 34% (regra geral), bem como a proporção de capital de terceiros na estrutura de capital regulatória, obtendo-se a taxa em temos reais antes de impostos. Assim a taxa a ser aplicada no ano_A é a que se segue abaixo:

$$rWACC_{pré} = \frac{[r_{WACC}]}{(1-T)} \quad (5)$$

24. Para as obrigações especiais e recursos da RGR não se aplica esse item e tais valores são deduzidos cálculo para tratamento específico.

25. Tendo em vista que as alíquotas de IRPJ e CSLL estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, a depender das especificidades da distribuidora, podendo resultar em alíquotas finais inferiores ao valor de 34%, serão consideradas as seguintes alíquotas:

a) para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquotas de IRPJ e CSSL somam 0,00% (zero);

b) para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSSL somam 15,25%, proporcionalmente à receita faturada na área de concessão sujeita ao benefício fiscal;

c) para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%; e

d) para os demais casos, consideram-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

3.6. RESULTADOS

26. Os valores para aplicação no ano de 2020 são os seguintes:

Remuneração de Capital Próprio	
Taxa Livre de Risco	5,83%
Beta Alavancado	0,4480
Prêmio de Risco de Mercado	6,46%
Risco da Atividade	0,51%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	3,40%
Remuneração real depois de impostos	9,23%
Remuneração de Capital de Terceiros	
Debêntures	6,73%
Custo de emissão	0,37%
Remuneração real antes de impostos	7,10%
Impostos	34,00%
Remuneração real depois de impostos	4,69%
Estrutura de Capital	
% Capital Próprio	57,82%
% Capital de Terceiros	42,18%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada	
Real, depois de impostos	7,32%
Real, antes de impostos	11,08%

27. Os valores para aplicação no ano de 2020, conforme alíquotas de IRPJ e CSLL aplicáveis, são os seguintes:

Enquadramento	Alíquota de IRPJ + CSLL	WACC real antes de impostos
a. Imunidade ou não sujeição	0,00%	8,33%
b. SUDAM/SUDENE	15,25%	9,29%
c. Lucro inferior a R$ 240 mil	25,00%	10,11%
d. Demais empresas	34,00%	11,08%

a. Concessionárias isentas de impostos sobre a renda;
b. Concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM
c. Concessionárias com lucro regulatório inferior a R$ 240.000; e

4. ATUALIZAÇÃO

28. A taxa regulatória de remuneração de capital será definitiva (até a próxima revisão) para os processos de revisão tarifária que ocorrerem no respectivo ano de aplicação.

29. A Taxa Regulatória de Remuneração de Capital será atualizada anualmente por meio de despacho da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, emitido até o final do mês de fevereiro de cada ano de aplicação.

5. REMUNERAÇÃO PARA RECURSOS DA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR

30. Será deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobras, do mês referente à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa à taxa regulatória de remuneração do capital (WACC).

31. O saldo dos investimentos realizados a partir de financiamento com recursos da RGR será remunerado pelo custo efetivo dos empréstimos, em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da RAP, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário são corrigidos pela inflação, quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

32. A taxa regulatória de remuneração dos recursos da RGR será obtida a partir da soma do custo da RGR acrescido da taxa de administração média. Assim, extrai-se uma taxa nominal que será deflacionada pela inflação implícita obtida por meio das taxas referenciais da B3 [DI x Pré] e [DI x IPCA], do último dia útil do ano de referência, para o prazo de cinco anos (1.826 dias), de acordo do a seguinte fórmula:

$$TRC_{RGR} = \left[\left(\frac{1+C_{RGR}}{\frac{\left(1+DI_{PRÉ}\right)}{\left(1+DI_{IPCA}\right)}}\right)\right] - 1 \qquad (6)$$

Onde:
TRC_{RGR}: Taxa Regulatória de Remuneração dos Recursos da Reserva Global de Reversão;
CRGR: Custo RGR Nominal, formado pela soma do custo dos recursos RGR com a taxa de administração média, antes de impostos;
DIPré: Taxa referencial DI x Pré do último dia útil do ano base para o prazo de cinco anos (1.826 dias); e
DIIPCA: Taxa referencial DI x IPCA do último dia útil do ano base para o prazo de cinco anos (1.826 dias).

ANEXO XVII

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.5

FATOR X

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia a ser utilizada para o cálculo do Fator X nas Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste submódulo aplicam-se às revisões tarifárias periódicas de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica cujos contratos de concessão não tenham sido prorrogados, nos termos da Lei nº 12.783/2013 e Decreto nº 8.461/2015, ou que não tenham aderido ao aditivo contratual, nos termos do Despacho n° 2.194/2016.

3. DESCRIÇÃO DO FATOR X

3. O Fator X tem por objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes. Isto ocorre por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica.

4. A abordagem adotada pela ANEEL agrega ao Fator X mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor. É introduzido ainda um componente que busca estabelecer a transição gradativa dos custos operacionais da concessionária em direção aos seus custos eficientes.

5. Assim, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator } X = P_d + Q + T \quad (1)$$

onde:
P_d: Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
Q: Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e
T: Trajetória de custos operacionais.

6. O componente P_d consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustado, para cada distribuidora, pela variação observada de seu mercado em relação à variação média setorial.

7. O valor da componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Esse componente está inserido no contexto do Mecanismo de Incentivo - MI, que envolve outras ações da Agência. Seu cálculo leva em conta a variação de seis indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

8. A componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. A metodologia de aplicação do componente T é descrita no Submódulo 2.2 – Custos Operacionais do PRORET.

4. CÁLCULO DOS COMPONENTES DO FATOR X

4.1. COMPONENTE DE GANHOS DE PRODUTIVIDADE DA DISTRIBUIÇÃO – Pd

9. O componente P_d é calculado por equação que agrega a mediana da produtividade do segmento de distribuição (PTF), e o crescimento médio do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao crescimento médio do mercado faturado de todas as distribuidoras, conforme formulação a seguir:

$$\mathrm{P_d(i)} = \mathrm{PTF} + 0{,}317 \times \left(\Delta\mathrm{MWh(i)}_{\mathrm{T-6:T-1}} - \overline{\Delta\mathrm{MWh}}\right) \quad (2)$$

onde:
PTF: Produtividade do segmento de distribuição, entre 2013 e 2018, calculada por mediana das variações anuais, equivalente a 0,663% a.a.;
$\Delta\mathrm{MWh}_{\mathrm{T-6:T-1}}(\mathrm{i})$: Variação de mercado, em MWh, da concessionária i, para os seis anos que antecedem a revisão tarifária em processamento;
$\overline{\Delta\mathrm{MWh}}$: Variação média de mercado, em MWh, das distribuidoras, equivalente à 1,521% a.a.; e
T : Ano da revisão tarifária em processamento.

10. A parcela PTF do componente P_d consiste na mediana da Produtividade Total dos Fatores – PTF das distribuidoras de energia elétrica. A produtividade é obtida conforme índice de Tornqvist, pela relação entre a variação do mercado faturado e a variação dos custos totais (operacionais, de capital e remuneração de obrigações especiais).

11. Para avaliação da variação do mercado faturado da distribuidora, os valores de crescimento dos mercados de baixa, de média e de alta tensão são ponderados pela participação de cada faixa de tensão na formação da Parcela B. Para efeito do presente submódulo, considera-se: Alta Tensão (AT), o fornecimento em tensões iguais ou superiores a 69 kV; Baixa Tensão (BT), o fornecimento em tensões inferiores a 1 kV; e Média Tensão (MT), o fornecimento em faixa de tensão não definida como AT ou BT. Dessa forma, a variação anual média de mercado de cada concessionária será calculada pela seguinte equação:

$$\Delta\mathrm{MWh}_{\mathrm{T-6:T-1}}(\mathrm{i}) = \sqrt[5]{1 + \left[\ln\left(\frac{\mathrm{MWh}_{\mathrm{AT}_{\mathrm{T-1}}}}{\mathrm{MWh}_{\mathrm{AT}_{\mathrm{T-6}}}}\right) \times \pi_{\mathrm{AT}} + \ln\left(\frac{\mathrm{MWh}_{\mathrm{MT}_{\mathrm{T-1}}}}{\mathrm{MWh}_{\mathrm{MT}_{\mathrm{T-6}}}}\right) \times \pi_{\mathrm{MT}} + \ln\left(\frac{\mathrm{MWh}_{\mathrm{BT}_{\mathrm{T-1}}}}{\mathrm{MWh}_{\mathrm{BT}_{\mathrm{T-6}}}}\right) \times \pi_{\mathrm{BT}}\right]} - 1 \quad (3)$$

onde:
$\boldsymbol{\Delta\mathrm{MWh}_{\mathrm{T-6:T-1}}(\mathrm{i})}$: Variação de mercado da concessionária i, nos seis anos que antecedem a revisão tarifária em processamento;
$\boldsymbol{\mathrm{MWh}_{\mathrm{X}_{\mathrm{T-1}}}}$: Mercado faturado nos doze meses anteriores ao mês da revisão tarifária em processamento no nível de tensão X (X = AT: Alta Tensão, MT: Média Tensão e BT: Baixa Tensão);
$\boldsymbol{\mathrm{MWh}_{\mathrm{X}_{\mathrm{T-6}}}}$: Mercado faturado nos doze meses anteriores ao sexagésimo mês anterior ao mês da revisão tarifária em processamento no nível de tensão X (X = AT: Alta Tensão, MT: Média Tensão e BT: Baixa Tensão); e
$\boldsymbol{\pi_{\mathrm{X}}}$ = Participação do nível de tensão X (X = AT: Alta Tensão, MT: Média Tensão e BT: Baixa Tensão) na receita de Parcela B, conforme Anexo I.

4.2. COMPONENTE DE QUALIDADE DO SERVIÇO – Q

12. O **Componente Q** do Fator X se insere no contexto do Mecanismo de Incentivos – MI estabelecido pela ANEEL para melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos seus consumidores. Além do âmbito técnico, o componente Q afere o desempenho comercial da concessionária.

13. As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0{,}70.Q_{\text{Técnico}} + 0{,}30.Q_{\text{Comercial}} \quad (4)$$

14. A parcela técnica do componente Q é calculada por meio do indicador global de continuidade DEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, todos apresentados na tabela 1 a seguir:

Tabela 1 – Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Limite estabelecido para cada distribuidora	Todas	Art. 158 da REN nº 414/2010, ou a vier a sucedê-la.
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades consumidoras	Art. 188 da REN nº 414/2010, ou a vier a sucedê-la.
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades consumidoras	Art. 188 da REN nº 414/2010, ou a vier a sucedê-la.
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades consumidoras	Art. 188 da REN nº 414/2010, ou a vier a sucedê-la.
Técnico					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Intervalo de tempo médio no qual as unidades consumidoras permaneceram com o serviço de distribuição de energia elétrica interrompido.	Limite global estabelecido para cada distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST, ou o vier a sucedê-lo.

15. Os seis indicadores que compõem as parcelas de qualidade técnica e comercial possuem seus próprios pesos, conforme equação a seguir:

$$Q = 0{,}70.\,Q_{DEC} + 0{,}10.\,Q_{FER} + 0{,}10.\,Q_{IASC} + 0{,}04.\,Q_{INS} + 0{,}03.\,Q_{IAb} + 0{,}03.\,Q_{ICO} \quad (5)$$

16. As distribuidoras com menos de 60 mil Unidades Consumidoras são avaliadas por três indicadores. Como elas não possuem a obrigação de implantar Central de Teleatendimento – CTA, essas concessionárias são dispensadas da observância dos limites para os indicadores INS, IAb e ICO. A equação, portanto, é definida por:

$$Q = 0{,}70.\,Q_{DEC} + 0{,}15.\,Q_{FER} + 0{,}15.\,Q_{IASC} \quad (6)$$

17. A amplitude dos valores de cada indicador da parcela de qualidade comercial será de ±2%. Já a parcela de qualidade técnica, com o efeito da aplicação do multiplicador de reincidência (R), tem sua amplitude estabelecida entre -2% e +3,5%.

18. Para a apuração da parcela de qualidade técnica, as concessionárias foram divididas entre as que atendem ao padrão e aquelas que não atendem ao padrão estabelecido. Há, portanto, duas classes de concessionárias de acordo com seu desempenho:

a) distribuidoras que atendem ao padrão (azul);
b) distribuidoras que não atendem ao padrão (vermelha).

19. O valor obtido das curvas da parcela de qualidade técnica deve ser atenuado ou intensificado pelos seguintes multiplicadores, aplicados na seguinte ordem:

a) multiplicador C: relativo ao percentual de cumprimento dos limites de DEC dos conjuntos de unidades consumidoras da distribuidora. A aplicação do multiplicador C está limitada ao valor máximo das curvas da parcela de qualidade técnica (±2%);
b) multiplicador R: relativo à reincidência no descumprimento do limite global do DEC da distribuidora. A aplicação do multiplicador R não está limitada ao valor máximo das curvas da parcela de qualidade técnica.

20. Para a apuração da parcela de qualidade comercial, as concessionárias foram divididas entre as que atendem ao padrão e aquelas que não atendem ao padrão estabelecido. Por sua vez, cada um desses dois grupos foi dividido em duas classes de distribuidoras: a composta por 25% das melhores (ou piores) e a dos demais 75%. Há, portanto, quatro classes de concessionárias de acordo com seu desempenho:

a) 25% melhores do grupo que atende ao padrão (azul);
b) 75% restantes do grupo que atende ao padrão (verde);
c) 25% piores do grupo que não atende ao padrão (vermelha);
d) 75% restantes do grupo que não atende ao padrão (roxa).

21. A divisão das classes, para a parcela de qualidade comercial, é precedida pela separação das concessionárias em dois grupos pelo critério de porte. Assim, concessionárias de maior porte terão seus desempenhos comparados entre si. Igualmente para as concessionárias de menor porte. O critério para divisão dos dois grupos é estabelecido no âmbito da avaliação anual do *ranking* de continuidade dos serviços, que deve incorporar também a divulgação dos indicadores comerciais.

22. Para obtenção da parcela de qualidade técnica (Q_{DEC}), são necessários: i) a variação do indicador DEC global nos dois anos anteriores (Δi); ii) os valores apurados e limites do DEC global nos quatro anos anteriores para identificação das concessionárias que atendem ou não os limites globais e verificação de eventual reincidência no descumprimento; iii) os valores dos indicadores DEC apurados e limites dos conjuntos de unidades consumidoras no ano anterior para a verificação do percentual de cumprimento dos limites.

23. Para obtenção das parcelas da qualidade comercial (Q_{FER}, Q_{IASC}, Q_{INS}, Q_{IAb}, Q_{ICO}), são necessários: i) as variações dos indicadores nos dois anos anteriores (Δi); ii) os valores dos padrões para identificação das concessionárias que atendem ou não os limites; iii) o *ranking* de desempenho para definição das quatro classes.

24. O Anexo II mostra os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade. Com a variação do indicador (eixo x) e a classe da concessionária (cada uma das retas representa uma classe distinta), se obtém o valor em percentual da parcela de qualidade (eixo y). Observa-se que cada reta nos seis gráficos possui parâmetros distintos de tolerância, inclinação, amplitude e saturação, o que permite calibrar o incentivo desejado, além de retratar da melhor maneira possível a característica do parâmetro.

25.O Anexo II também mostra os valores dos multiplicadores C e R a serem aplicados ao resultado das curvas da parcela de qualidade técnica, para atenuação ou amplificação do resultado e consequente obtenção do valor de Q_{DEC}.

4.3. TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA OS CUSTOS OPERACIONAIS – T

26. A regra deste componente está descrita no Submódulo 2.2 – Custos Operacionais do PRORET.

5. ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO

27. A metodologia exposta no presente documento será aplicada nos reposicionamentos tarifários das concessionárias. O componente de qualidade também será revisto e/ou atualizado, mediante monitoramento pela ANEEL dos resultados obtidos no desempenho das distribuidoras.

28. O componente Pd é definido no momento da revisão tarifária e repetido nos reajustes subsequentes (Pd estático).

29. O mecanismo de incentivo à qualidade técnica e comercial, representado pelo componente Q, é especificado em cada reposicionamento tarifário (ex-post) com os dados de qualidade técnica e comercial dos anos antecedentes, disponíveis em abril de cada ano.

6. ANEXOS

Acompanha este Submódulo os seguintes Anexos I e II:

ANEXO I – Pesos atribuídos aos mercados de Alta, Média e Baixa Tensão.

PESOS MÉDIOS DE 2013 A 2018					PESOS MÉDIOS DE 2013 A 2018				
CÓDIGO	EMPRESA	AT	MT	BT	CÓDIGO	EMPRESA	AT	MT	BT
D01f	RGE SUL	2,1%	35,8%	62,0%	D33	COSERN	1,9%	19,5%	78,6%
D02	AME	6,4%	32,0%	61,6%	D35	PIRATININGA	4,8%	27,1%	68,2%
D03	AMPLA	3,0%	27,1%	69,9%	D36	CPFL PAULISTA	6,7%	35,5%	57,7%
D04	BANDEIRANTE	7,2%	29,1%	63,7%	D38	DEMEI	0,0%	7,7%	92,3%
D05	BOA VISTA	0,8%	24,7%	74,5%	D39	DME-PC	0,0%	35,5%	64,5%
D06f	ESS (FUSÃO)	0,8%	22,6%	76,7%	D40	ENE. BORBOREMA	1,0%	21,1%	77,9%
D08	CEAL	6,1%	17,1%	76,8%	D43	JOAO CESA	0,0%	20,4%	79,6%
D09	CEB	1,0%	24,4%	74,6%	D44	URUSSANGA	0,0%	48,1%	51,9%
D10	CEEE	1,2%	24,3%	74,5%	D45	ELEKTRO	3,7%	29,3%	67,0%
D11	CELESC	3,8%	38,0%	58,2%	D46	ELETROACRE	0,0%	14,1%	85,9%
D12	CELG	2,3%	26,4%	71,4%	D47	ELETROCAR	0,0%	21,0%	79,0%
D13	CELPA	1,3%	23,3%	75,4%	D48	ELETROPAULO	3,5%	23,8%	72,8%
D14	CELPE	1,7%	23,8%	74,5%	D49	SANTA MARIA	0,0%	17,4%	82,6%
D15	CELTINS	1,0%	23,1%	75,9%	D50	ENE. MINAS GERAIS	3,6%	17,4%	79,0%
D16	CEMAR	0,8%	16,8%	82,4%	D51	ENERSUL	2,7%	28,4%	68,9%
D17	CEMAT	3,0%	29,1%	67,8%	D52	ENE. NOVA FRIBURGO	0,2%	14,1%	85,7%
D18	CEMIG	4,2%	20,8%	75,0%	D53	ENE. PARAÍBA	3,6%	17,6%	78,8%
D19	CEPISA	1,8%	11,7%	86,5%	D54	ESCELSA	12,9%	26,6%	60,5%
D20	CERON	0,0%	17,7%	82,3%	D55	ENE. SERGIPE	4,0%	23,2%	72,8%
D23	CHESP	0,0%	13,6%	86,4%	D56	FORCEL	0,0%	36,0%	64,0%
D24f	NOVA SC (FUSÃO)	4,3%	29,7%	66,1%	D57	HIDROPAN	0,0%	16,0%	84,0%
D28	COCEL	0,0%	40,4%	59,6%	D58	IGUAÇU	0,0%	33,0%	67,0%
D29	COELBA	2,9%	24,9%	72,2%	D60	LIGHT	10,1%	22,8%	67,1%
D30	COELCE	1,8%	14,4%	83,9%	D61	MUXFELDT	0,0%	28,4%	71,6%
D31	COOPERALIANÇA	0,0%	30,1%	69,9%	D63	SULGIPE	3,5%	16,6%	79,9%
D32	COPEL	2,8%	26,4%	70,8%	D64	NOVA PALMA	0,0%	12,9%	87,1%

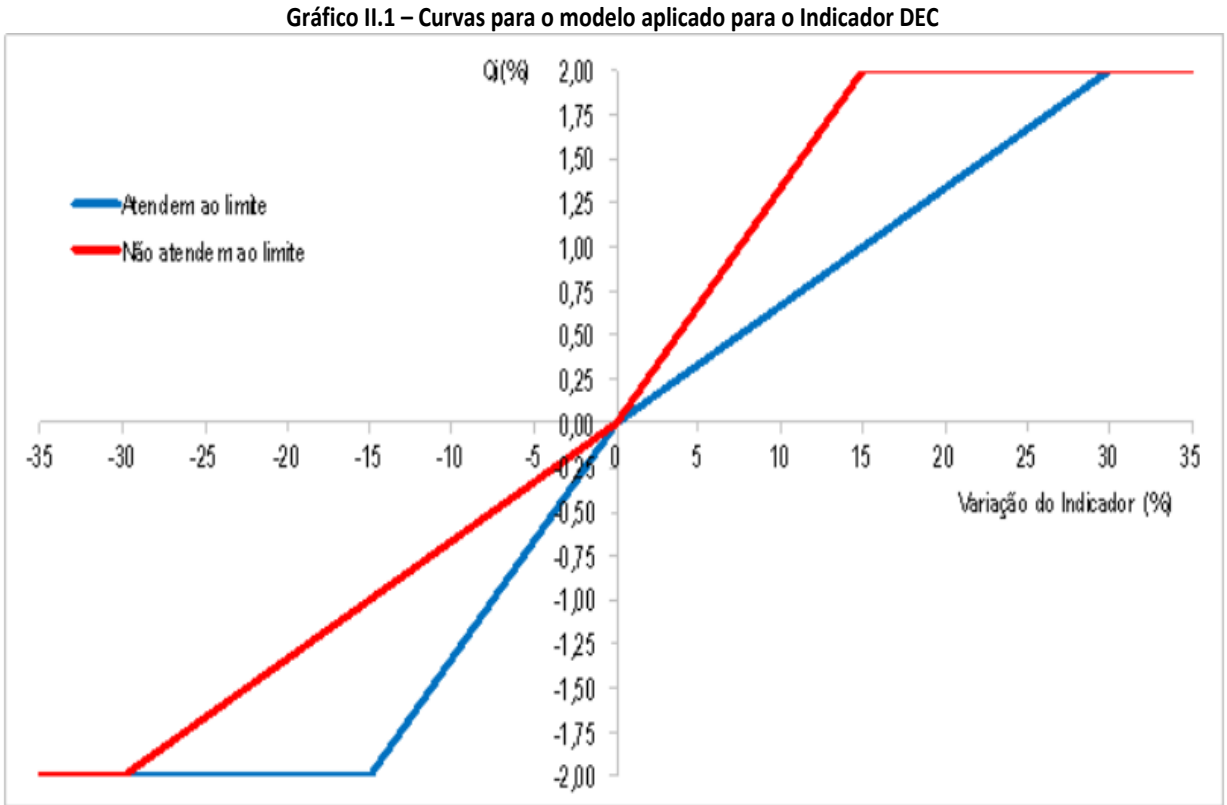
ANEXO II – Modelos dos indicadores para cálculo das parcelas Q(i) de qualidade técnica e comercial

1. Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC

Tabela II.1 – Equações e Parâmetros para as classes - Indicador DEC

Classe	Faixa de variação	Curva
Atendem ao padrão	Δi ≤ -15% -15% < Δi ≤ 0% 0% < Δi ≤ 30% Δi > 30%	Q_i = -2,00 Q_i = 0,1333xΔi Q_i = 0,0667xΔi Q_i = 2,00
Não atendem ao padrão	Δi ≤ -30% -30% < Δi ≤ 0% 0% < Δi ≤ 15% Δi > 15%	Q_i = -2,00 Q_i = 0,0667xΔi Q_i = 0,1333xΔi Q_i = 2,00

Gráfico II.1 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador DEC



A Tabela II.2 apresenta os valores do multiplicador C, relativo ao percentual de cumprimento do limite de DEC dos conjuntos de unidades consumidoras. O produto entre o multiplicador C e o Qi obtido da curva do Gráfico II.1 deve ser limitado a ±2%, conforme equação a seguir:

$$Q_C = \mathrm{C}.\mathrm{Q_i}; \text{em que; } -2\% \leq \mathrm{Q_C} \leq 2\% \text{ (7)}$$

Tabela II.2 – Valores do multiplicador C a serem aplicados ao Qi obtido da curva do Gráfico II.1

Percentual de Cumprimento de Limites de DEC dos Conjuntos	Multiplicador *C*	
	Δi ≤ 0	Δi > 0
≥ 80%	1,00	1,00
≥ 65% e < 80%	0,90	1,25
≥ 40% e < 65%	0,70	1,50
< 40%	0,50	1,75

A Tabela II.3 apresenta os valores do multiplicador R, relativo à reincidência no descumprimento do limite global do DEC da distribuidora. O produto entre o multiplicador R e o QC obtido da equação anterior resulta no valor do QDEC, conforme equação a seguir:

$$Q_{DEC} = \mathrm{R}.\mathrm{Q_C} \text{ (8)}$$

Tabela II.2 – Valores do multiplicador R a serem aplicados ao Qc para obtenção do Qdec

Quantidade de anos consecutivos com descumprimento do limite global de DEC	Multiplicador *R*	
	Δi ≤ 0	Δi > 0
2	0,50	1,50
≥ 3	0,25	1,75

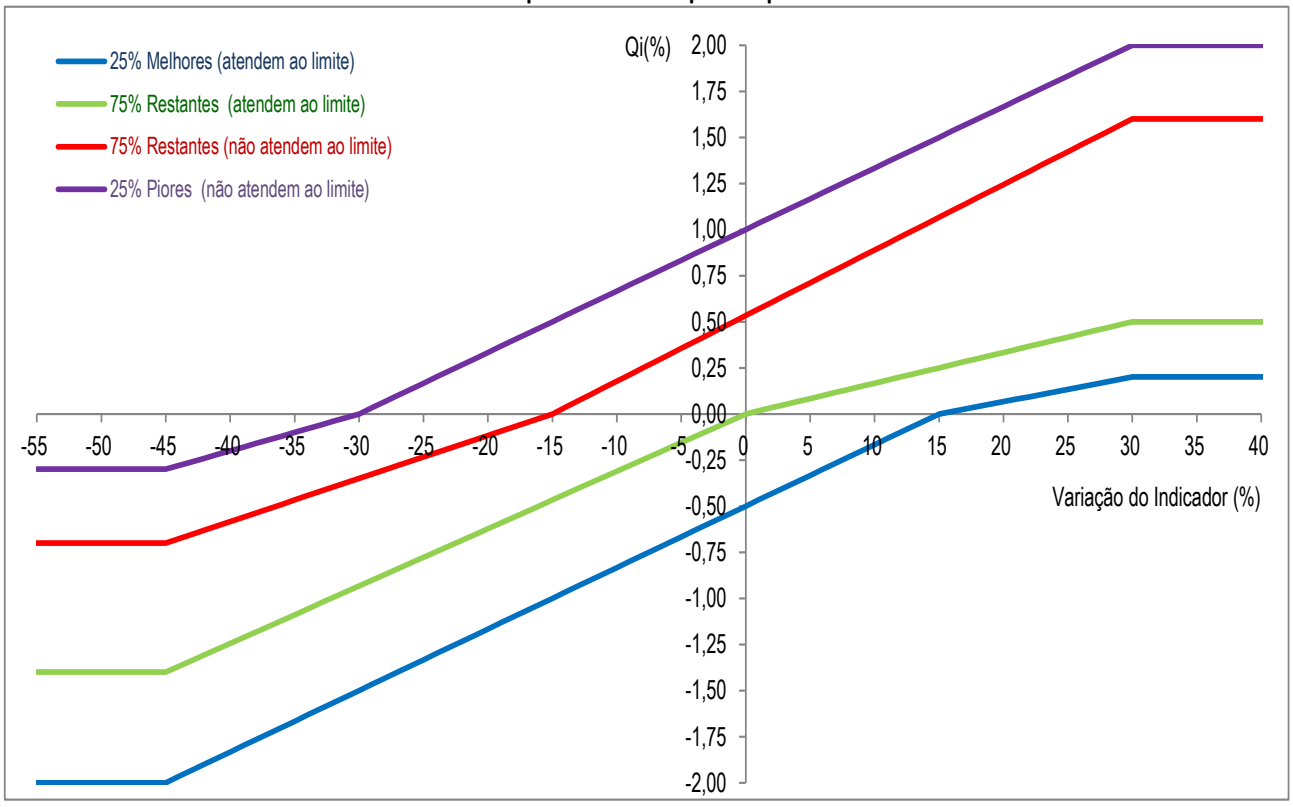
A aplicação do multiplicador *R* se iniciará com a avaliação do indicador DEC apurado no ano de 2022 em comparação com 2021.

2. Frequência Equivalente de Reclamação – FER

Tabela II.3 – Equações e Parâmetros para as classes - Indicador FER

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	Q_i = -2,00
	- 45% < Δi < 15%	Q_i = 0,0333xΔi - 0,500
	15% < Δi < 30%	Q_i = 0,0133xΔi - 0,200
	Δi >= 30%	Q_i = 0,200
75% restantes (atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	Q_i = -1,4
	- 45% < Δi < 0%	Q_i = 0,0311xΔi
	0% < Δi < 30%	Q_i = 0,0167xΔi
	Δi >= 30%	Q_i = 0,500
75% restantes (não atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	Q_i = -0,700
	- 45% < Δi < -15%	Q_i = 0,0233xΔi + 0,350
	-15% < Δi < 30%	Q_i = 0,0356xΔi + 0,533
	Δi >= 30%	Q_i = 1,60
25% piores (não atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	Q_i = -0,300
	- 45% < Δi < -30%	Q_i = 0,0200xΔi + 0,600
	-30% < Δi < 30%	Q_i = 0,0333xΔi + 1,00
	Δi >= 30%	Q_i = 2,00

Gráfico II.3 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador FER

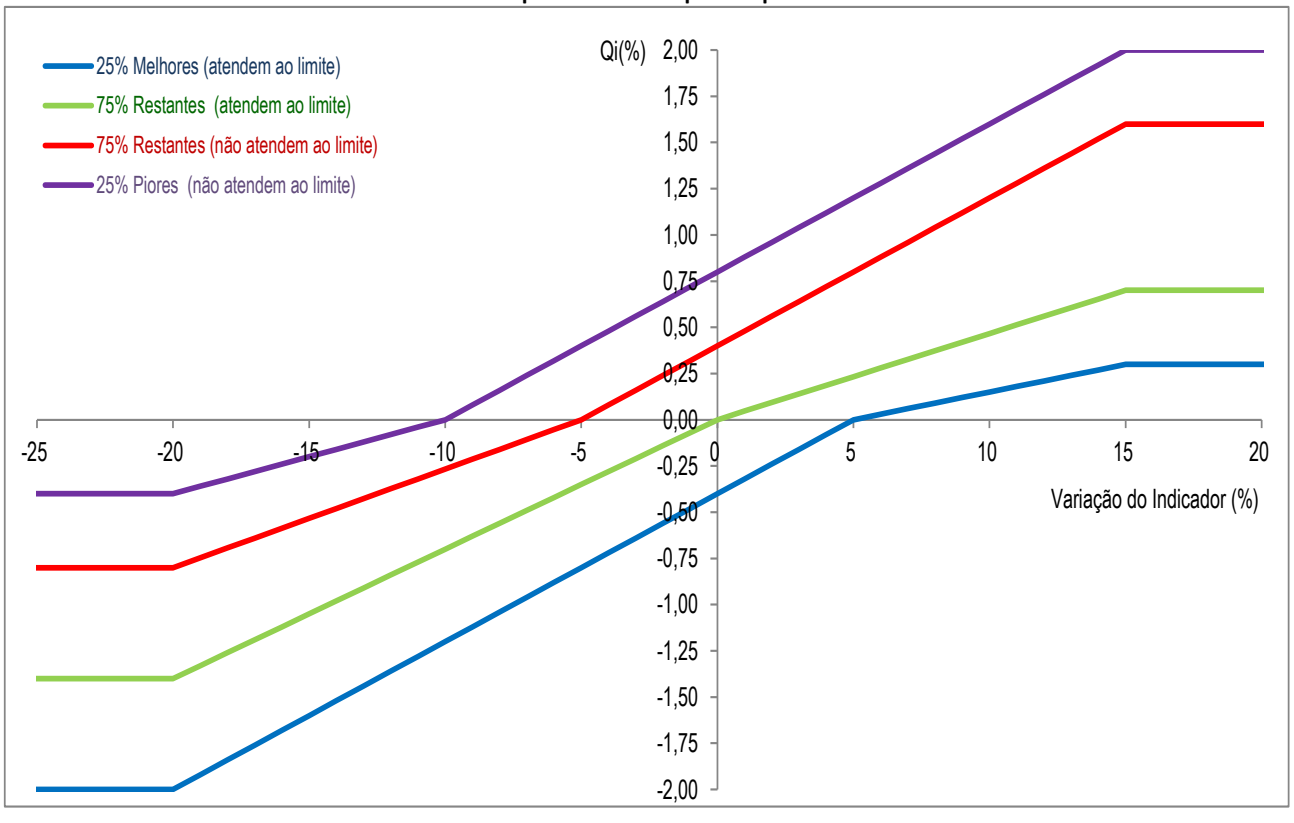


3. Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC

Tabela II.4 – Equações e Parâmetros para as classes - Indicador IASC

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	Q_i = -2,00
	- 20% < Δi < 5%	Q_i = 0,0800xΔi - 0,400
	5% < Δi < 15%	Q_i = 0,0300xΔi - 0,150
	Δi >= 15%	Q_i = 0,300
75% restantes (atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	Q_i = -1,40
	- 20% < Δi < 0%	Q_i = 0,0700xΔi
	0% < Δi < 15%	Q_i = 0,0467xΔi
	Δi >= 15%	Q_i = 0,700
75% restantes (não atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	Q_i = -0,800
	- 20% < Δi < -5%	Q_i = 0,0533xΔi + 0,267
	-5% < Δi < 15%	Q_i = 0,0800xΔi + 0,400
	Δi >= 15%	Q_i = 1,60
25% piores (não atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	Q_i = -0,400
	- 20% < Δi < -10%	Q_i = 0,0400xΔi + 0,400
	-10% < Δi < 15%	Q_i = 0,0800xΔi + 0,800
	Δi >= 15%	Q_i = 2,00

Gráfico II.4 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador IASC

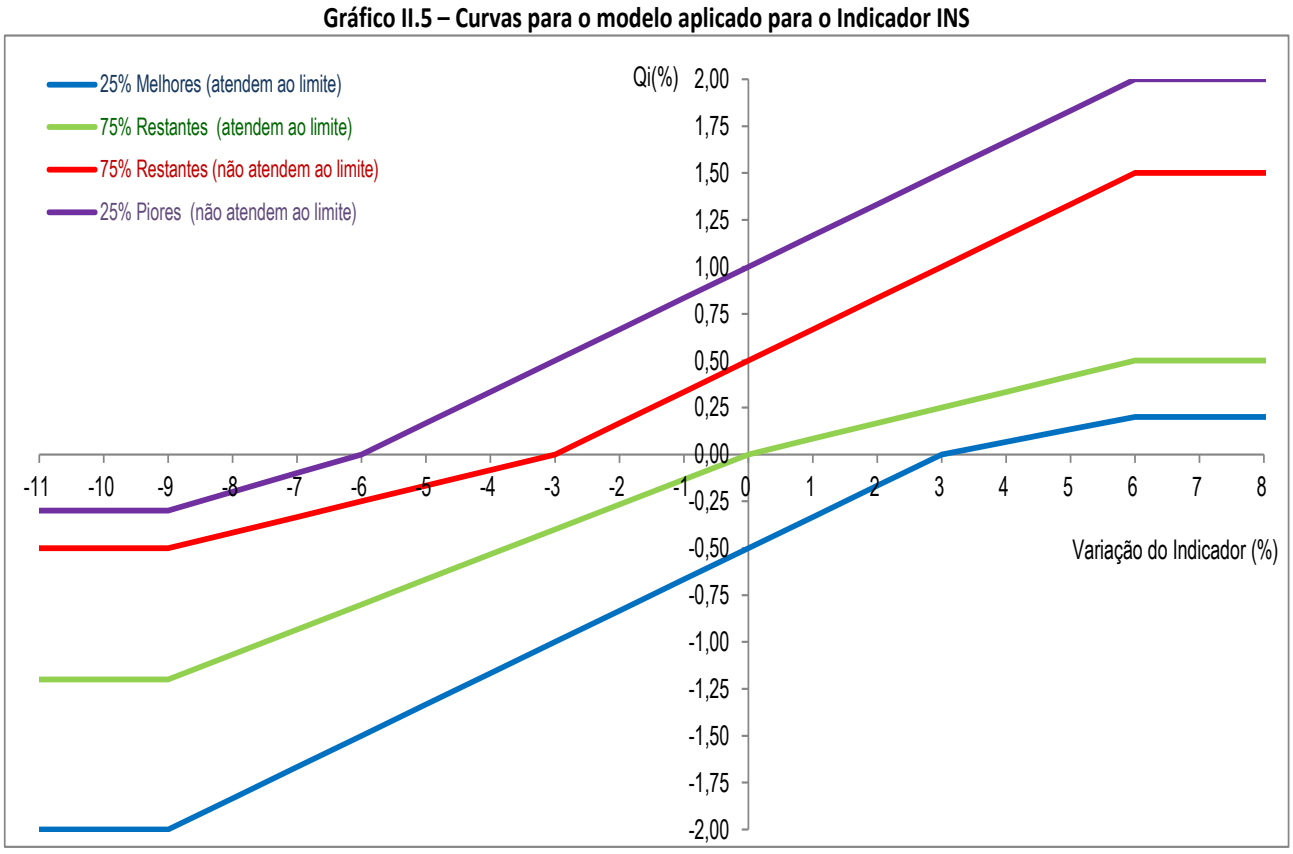


4. Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico– INS

Tabela II.5 – Equações e Parâmetros para as classes - Indicador INS

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -9\%$	$Q_i = -2,00$
	$-9\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,167 x \Delta i - 0,500$
	$3\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,0667 x \Delta i - 0,200$
	$\Delta i >= 6\%$	$Q_i = 0,200$
75% restantes (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -9\%$	$Q_i = -1,20$
	$-9\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,133 x \Delta i$
	$0\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,0833 x \Delta i$
	$\Delta i >= 6\%$	$Q_i = 0,500$
75% restantes (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -9\%$	$Q_i = -0,500$
	$-9\% < \Delta i < -3\%$	$Q_i = 0,0833 x \Delta i + 0,250$
	$-3\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,167 x \Delta i + 0,500$
	$\Delta i >= 6\%$	$Q_i = 1,50$
25% piores (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -9\%$	$Q_i = -0,300$
	$-9\% < \Delta i < -6\%$	$Q_i = 0,100 x \Delta i + 0,600$
	$-6\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,167 x \Delta i + 1,000$
	$\Delta i >= 6\%$	$Q_i = 2,00$

Gráfico II.5 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador INS

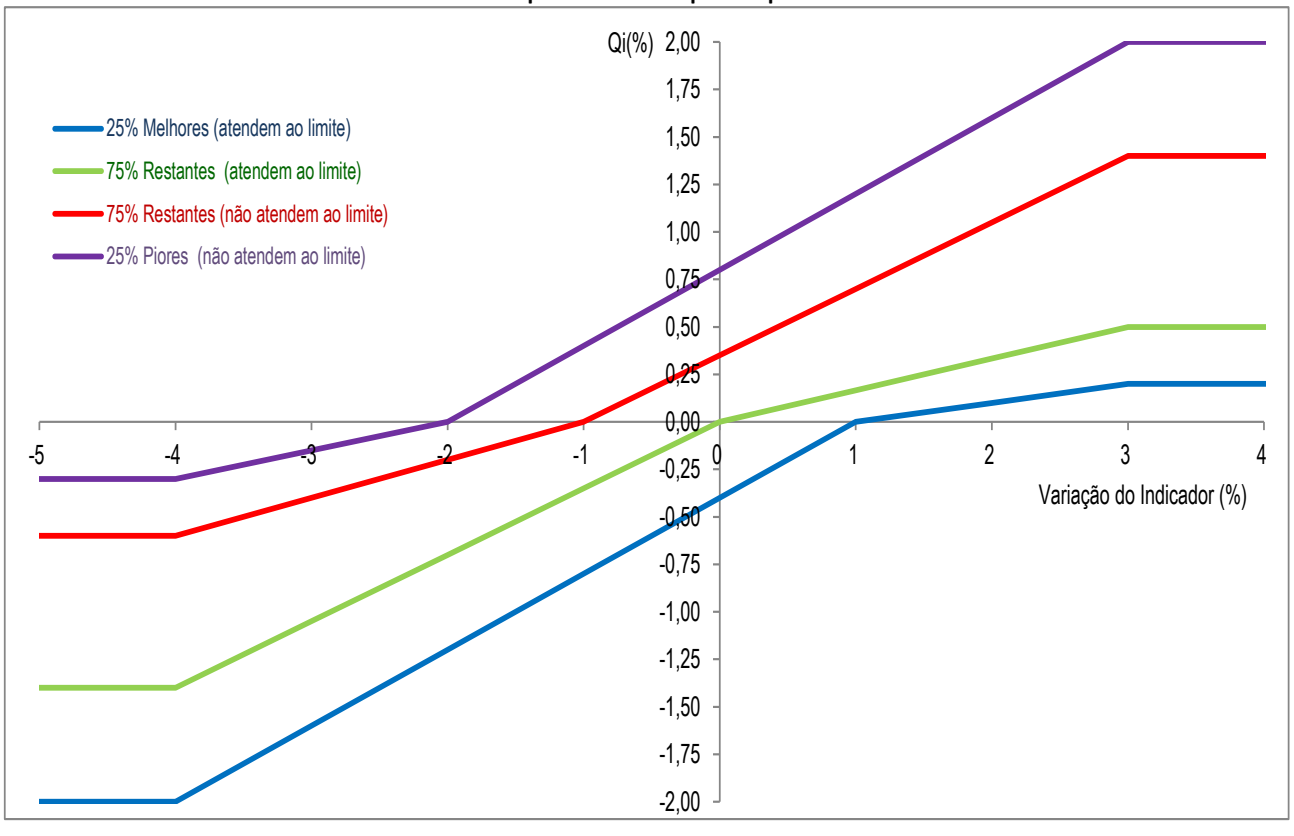


5. Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico – IAb

Tabela II.6 – Equações e Parâmetros para as classes - Indicador IAb

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -4\%$	$Q_i = -2,00$
	$-4\% < \Delta i < 1\%$	$Q_i = 0,400 x \Delta i - 0,400$
	$1\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,100 x \Delta i - 0,100$
	$\Delta i >= 3\%$	$Q_i = 0,200$
75% restantes (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -4\%$	$Q_i = -1,40$
	$-4\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,350 x \Delta i$
	$0\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,167 x \Delta i$
	$\Delta i >= 3\%$	$Q_i = 0,500$
75% restantes (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -4\%$	$Q_i = -0,600$
	$-4\% < \Delta i < -1\%$	$Q_i = 0,200 x \Delta i + 0,200$
	$-1\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,350 x \Delta i + 0,350$
	$\Delta i >= 3\%$	$Q_i = 1,40$
25% piores (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -4\%$	$Q_i = -0,300$
	$-4\% < \Delta i < -2\%$	$Q_i = 0,150 x \Delta i + 0,300$
	$-2\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,400 x \Delta i + 0,800$
	$\Delta i >= 3\%$	$Q_i = 2,00$

Gráfico II.6 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador IAb

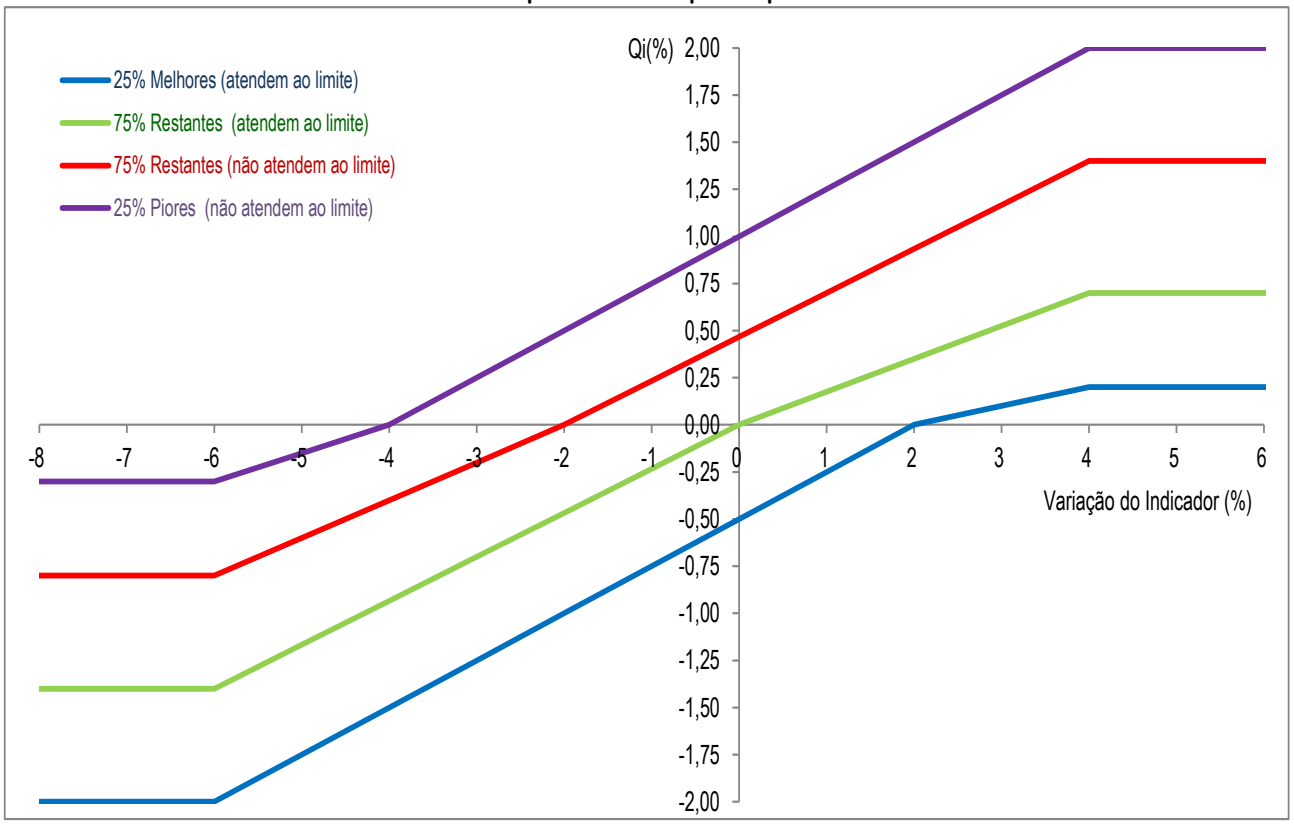


6. Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico – ICO

Tabela II.7– Equações e Parâmetros para as classes - Indicador ICO

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -6\%$	$Q_i = -2,00$
	$-6\% < \Delta i < 2\%$	$Q_i = 0,250 x \Delta i - 0,500$
	$2\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,100 x \Delta i - 0,200$
	$\Delta i >= 4\%$	$Q_i = 0,200$
75% restantes (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -6\%$	$Q_i = -1,40$
	$-6\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,233 x \Delta i$
	$0\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,175 x \Delta i$
	$\Delta i >= 4\%$	$Q_i = 0,700$
75% restantes (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -6\%$	$Q_i = -0,800$
	$-6\% < \Delta i < -2\%$	$Q_i = 0,200 x \Delta i + 0,400$
	$-2\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,233 x \Delta i + 0,467$
	$\Delta i >= 4\%$	$Q_i = 1,40$
25% piores (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -6\%$	$Q_i = -0,300$
	$-6\% < \Delta i < -4\%$	$Q_i = 0,150 x \Delta i + 0,600$
	$-4\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,250 x \Delta i + 1,00$
	$\Delta i >= 4\%$	$Q_i = 2,00$

Gráfico II.7 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador ICO



ANEXO XVIII

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.5A

FATOR X

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia a ser utilizada para o cálculo do Fator X nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (RTP).

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se aos processos tarifários das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica cujos contratos de concessão tenham sido prorrogados, conforme Lei nº 12.783, de 2013, e Decreto nº 8.461, de 2015, ou que tenham assinado o termo aditivo ao contrato de concessão, nos termos do Despacho nº 2.194, de 2016.

3. DESCRIÇÃO DO FATOR X

3. O Fator X tem por objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes. Isto ocorre por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica.

4. A abordagem adotada pela ANEEL agrega ao Fator X mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor. É introduzido ainda um componente que busca estabelecer a transição gradativa dos custos operacionais da concessionária em direção aos seus custos eficientes.

5. Assim, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator X} = P_d + Q + T \quad (1)$$

onde:
P_d: Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
Q: Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e
T: Trajetória de custos operacionais.

6. O componente P_d consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustado para cada distribuidora pela variação observada de seu mercado em relação à variação média setorial.

7. O valor da componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Esse componente está inserido no contexto do Mecanismo de Incentivo - MI, que envolve outras ações da Agência. Seu cálculo leva em conta a variação de seis indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

8. A componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. A metodologia de aplicação do componente T é descrita no Submódulo 2.2 – Custos Operacionais do PRORET.

4. CÁLCULO DOS COMPONENTES DO FATOR X

4.1. COMPONENTE DE GANHOS DE PRODUTIVIDADE DA DISTRIBUIÇÃO – Pd

9. O componente P_d é calculado por equação que agrega a mediana da produtividade do segmento de distribuição (PTF) e o crescimento médio do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao crescimento médio do mercado faturado de todas as distribuidoras:

$$P_d(i) = PTF + 0{,}317 \times \left(\Delta MWh_{T-6:T-1}(i) - \overline{\Delta MWh}\right) \quad (2)$$

onde:
PTF: Produtividade do segmento de distribuição, entre 2013 e 2018, calculada por mediana das variações anuais, equivalente a 0,663% a.a.;
$\Delta MWh_{T-6:T-1}(i)$: Variação anual média de mercado, em MWh, da concessionária i, para os seis anos que antecederam processo tarifário em curso;
$\overline{\Delta MWh}$: Variação média de mercado, em MWh, das distribuidoras, equivalente à 1,521% a.a.; e
T : Ano do processo tarifário em curso.

10. A parcela PTF do componente P_d consiste na mediana da Produtividade Total dos Fatores – PTF - das distribuidoras de energia elétrica. A produtividade é obtida conforme índice de Tornqvist, pela relação entre a variação do mercado faturado e a variação dos custos totais (operacionais, de capital e remuneração de obrigações especiais).

11. Para avaliação da variação do mercado faturado da distribuidora, os valores de crescimento dos mercados de baixa, de média e de alta tensão são ponderados pela participação de cada faixa de tensão na formação da Parcela B. Para efeito do presente Submódulo, considera-se: Alta Tensão (AT), o fornecimento em tensões iguais ou superiores a 69 kV; Baixa Tensão (BT), o fornecimento em tensões inferiores a 1 kV; e Média Tensão (MT), o fornecimento em faixa de tensão não definida como AT ou BT. Dessa forma, a variação anual média de mercado de cada concessionária será calculada pela seguinte equação:

$$\Delta MWh(i)_{T-6:T-1} = \sqrt[5]{1 + \left[\ln\left(\frac{MWh_{AT_{T-1}}}{MWh_{AT_{T-6}}}\right) \times \pi_{AT} + \ln\left(\frac{MWh_{MT_{T-1}}}{MWh_{MT_{T-6}}}\right) \times \pi_{MT} + \ln\left(\frac{MWh_{BT_{T-1}}}{MWh_{BT_{T-6}}}\right) \times \pi_{BT}\right]} - 1 \quad (3)$$

onde:
$\boldsymbol{\Delta MWh(i)_{T-6:T-1}}$: Variação anual média de mercado da concessionária i, para os seis anos que antecederam processo tarifário em curso;
$\boldsymbol{MWh_{X_{T-1}}}$: Mercado faturado nos doze meses anteriores ao mês do reajuste ou da revisão tarifária em processamento no nível de tensão X (X = AT: Alta Tensão, MT: Média Tensão e BT: Baixa Tensão);
$\boldsymbol{MWh_{X_{T-6}}}$: Mercado faturado nos doze meses anteriores ao sexagésimo mês anterior ao mês do reajuste ou da revisão tarifária em processamento no nível de tensão X (X = AT: Alta Tensão, MT: Média Tensão e BT: Baixa Tensão); e
$\boldsymbol{\pi_X}$ = Participação do nível de tensão X (X = AT: Alta Tensão, MT: Média Tensão e BT: Baixa Tensão) na receita de Parcela B, conforme Anexo I.

4.2. COMPONENTE DE QUALIDADE DO SERVIÇO – Q

12. O **Componente Q** do Fator X se insere no contexto do Mecanismo de Incentivos – MI estabelecido pela ANEEL para melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos seus consumidores. Além do âmbito técnico, o componente Q afere o desempenho comercial da concessionária.

13. As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0{,}70.Q_{Técnico} + 0{,}30.Q_{Comercial} \quad (4)$$

14. A parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicador global de continuidade DEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, todos apresentados na tabela 1 a seguir:

Tabela 1 – Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Limite estabelecido para cada distribuidora	Todas	Art. 158 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades consumidoras	Art. 188 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades consumidoras	Art. 188 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades consumidoras	Art. 188 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la
Técnico					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Intervalo de tempo médio no qual as unidades consumidoras permaneceram com o serviço de distribuição de energia elétrica interrompido.	Limite global estabelecido para cada distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo

15. Os seis indicadores que compõem as parcelas de qualidade técnica e comercial possuem seus próprios pesos, conforme equação a seguir:

$$Q = 0{,}70.\,Q_{DEC} + 0{,}10.\,Q_{FER} + 0{,}10.\,Q_{IASC} + 0{,}04.\,Q_{INS} + 0{,}03.\,Q_{IAb} + 0{,}03.\,Q_{ICO} \quad (5)$$

16. As distribuidoras com menos de 60 mil Unidades Consumidoras são avaliadas por três indicadores. Como elas não possuem a obrigação de implantar Central de Teleatendimento – CTA, essas concessionárias são dispensadas da observância dos limites para os indicadores INS, IAb e ICO. A equação, portanto, é definida por:

$$Q = 0{,}70.\,Q_{DEC} + 0{,}15.\,Q_{FER} + 0{,}15.\,Q_{IASC} \quad (6)$$

17. A amplitude dos valores de cada indicador da parcela de qualidade comercial será de ±2%. Já a parcela de qualidade técnica, com o efeito da aplicação do multiplicador de reincidência (R), tem sua amplitude estabelecida entre -2% e +3,5%.

18. Para a apuração da parcela de qualidade técnica, as concessionárias foram divididas entre as que atendem ao padrão e aquelas que não atendem ao padrão estabelecido. Há, portanto, duas classes de concessionárias de acordo com seu desempenho:

a) distribuidoras que atendem ao padrão (azul);
b) distribuidoras que não atendem ao padrão (vermelha).

19.O valor obtido das curvas da parcela de qualidade técnica deve ser atenuado ou intensificado pelos seguintes multiplicadores, aplicados na seguinte ordem:

a) multiplicador C: relativo ao percentual de cumprimento dos limites de DEC dos conjuntos de unidades consumidoras da distribuidora. A aplicação do multiplicador C está limitada ao valor máximo das curvas da parcela de qualidade técnica (±2%);
b) multiplicador R: relativo à reincidência no descumprimento do limite global do DEC da distribuidora. A aplicação do multiplicador R não está limitada ao valor máximo das curvas da parcela de qualidade técnica.

20. Para a apuração da parcela de qualidade comercial, as concessionárias foram divididas entre as que atendem ao padrão e aquelas que não atendem ao padrão estabelecido. Por sua vez, cada um desses dois grupos foi dividido em duas classes de distribuidoras: a composta por 25% das melhores (ou piores) e a dos demais 75%. Há, portanto, quatro classes de concessionárias de acordo com seu desempenho:

a) 25% melhores do grupo que atende ao padrão (azul);
b) 75% restantes do grupo que atende ao padrão (verde);
c) 25% piores do grupo que não atende ao padrão (vermelha);
d) 75% restantes do grupo que não atende ao padrão (roxa).

21. A divisão das classes, para a parcela de qualidade comercial, é precedida pela separação das concessionárias em dois grupos pelo critério de porte. Assim, concessionárias de maior porte terão seus desempenhos comparados entre si. Igualmente para as concessionárias de menor porte. O critério para divisão dos dois grupos é estabelecido no âmbito da avaliação anual do ranking de continuidade dos serviços, que deve incorporar também a divulgação dos indicadores comerciais.

22. Para obtenção da parcela de qualidade técnica (Q_{DEC}), são necessários: i) a variação do indicador DEC global nos dois anos anteriores (Δi); ii) os valores apurados e limites do DEC global nos quatro anos anteriores para identificação das concessionárias que atendem ou não os limites globais e verificação de eventual reincidência no descumprimento; iii) os valores dos indicadores DEC apurados e limites dos conjuntos de unidades consumidoras no ano anterior para a verificação do percentual de cumprimento dos limites.

23. Para obtenção das parcelas da qualidade comercial (Q_{FER}, Q_{IASC}, Q_{INS}, Q_{IAb}, Q_{ICO}), são necessários: i) as variações dos indicadores nos dois anos anteriores (Δi); ii) os valores dos padrões para identificação das concessionárias que atendem ou não os limites; iii) o ranking de desempenho para definição das quatro classes.

24. O Anexo II mostra os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade. Com a variação do indicador (eixo x) e a classe da concessionária (cada uma das retas representa uma classe distinta), se obtém o valor em percentual da parcela de qualidade (eixo y). Observa-se que cada reta nos seis gráficos possui parâmetros distintos de tolerância, inclinação, amplitude e saturação, o que permite calibrar o incentivo desejado, além de retratar da melhor maneira possível a característica do parâmetro

25.O Anexo II também mostra os valores dos multiplicadores C e R a serem aplicados ao resultado das curvas da parcela de qualidade técnica, para atenuação ou amplificação do resultado e consequente obtenção do valor de Q_{DEC}.

4.3. TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA OS CUSTOS OPERACIONAIS – T

26. A regra deste componente está descrita no Submódulo 2.2 – Custos Operacionais do PRORET.

5.ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO

27. A metodologia exposta no presente documento será aplicada nos reposicionamentos tarifários das concessionárias. O componente de qualidade também será revisto e/ou atualizado, mediante monitoramento pela ANEEL dos resultados obtidos no desempenho das distribuidoras.

28. O componente Pd (Pd dinâmico), definido conforme este Submódulo, será aplicado em cada processo tarifário, a partir da 1ª revisão tarifária, após: 1) a data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão de que trata o item 2; ou 2) a data de publicação deste Submódulo, o que ocorrer por último.

29. O mecanismo de incentivo à qualidade técnica e comercial, representado pelo componente Q, é especificado em cada reposicionamento tarifário (ex-post) com os dados de qualidade técnica e comercial dos anos antecedentes, disponíveis em abril de cada ano.

6.ANEXOS

Acompanha este Submódulo os seguintes Anexos I e II:

ANEXO I – Pesos atribuídos aos mercados de Alta, Média e Baixa Tensão.

PESOS MÉDIOS DE 2013 A 2018					PESOS MÉDIOS DE 2013 A 2018				
CÓDIGO	EMPRESA	AT	MT	BT	CÓDIGO	EMPRESA	AT	MT	BT
D01f	RGE SUL	2,1%	35,8%	62,0%	D33	COSERN	1,9%	19,5%	78,6%
D02	AME	6,4%	32,0%	61,6%	D35	PIRATININGA	4,8%	27,1%	68,2%
D03	AMPLA	3,0%	27,1%	69,9%	D36	CPFL PAULISTA	6,7%	35,5%	57,7%
D04	BANDEIRANTE	7,2%	29,1%	63,7%	D38	DEMEI	0,0%	7,7%	92,3%
D05	BOA VISTA	0,8%	24,7%	74,5%	D39	DME-PC	0,0%	35,5%	64,5%
D06f	ESS (FUSÃO)	0,8%	22,6%	76,7%	D40	ENE. BORBOREMA	1,0%	21,1%	77,9%
D08	CEAL	6,1%	17,1%	76,8%	D43	JOAO CESA	0,0%	20,4%	79,6%
D09	CEB	1,0%	24,4%	74,6%	D44	URUSSANGA	0,0%	48,1%	51,9%
D10	CEEE	1,2%	24,3%	74,5%	D45	ELEKTRO	3,7%	29,3%	67,0%
D11	CELESC	3,8%	38,0%	58,2%	D46	ELETROACRE	0,0%	14,1%	85,9%
D12	CELG	2,3%	26,4%	71,4%	D47	ELETROCAR	0,0%	21,0%	79,0%
D13	CELPA	1,3%	23,3%	75,4%	D48	ELETROPAULO	3,5%	23,8%	72,8%
D14	CELPE	1,7%	23,8%	74,5%	D49	SANTA MARIA	0,0%	17,4%	82,6%
D15	CELTINS	1,0%	23,1%	75,9%	D50	ENE. MINAS GERAIS	3,6%	17,4%	79,0%
D16	CEMAR	0,8%	16,8%	82,4%	D51	ENERSUL	2,7%	28,4%	68,9%
D17	CEMAT	3,0%	29,1%	67,8%	D52	ENE. NOVA FRIBURGO	0,2%	14,1%	85,7%
D18	CEMIG	4,2%	20,8%	75,0%	D53	ENE. PARAÍBA	3,6%	17,6%	78,8%
D19	CEPISA	1,8%	11,7%	86,5%	D54	ESCELSA	12,9%	26,6%	60,5%
D20	CERON	0,0%	17,7%	82,3%	D55	ENE. SERGIPE	4,0%	23,2%	72,8%
D23	CHESP	0,0%	13,6%	86,4%	D56	FORCEL	0,0%	36,0%	64,0%
D24f	NOVA SC (FUSÃO)	4,3%	29,7%	66,1%	D57	HIDROPAN	0,0%	16,0%	84,0%
D28	COCEL	0,0%	40,4%	59,6%	D58	IGUAÇU	0,0%	33,0%	67,0%
D29	COELBA	2,9%	24,9%	72,2%	D60	LIGHT	10,1%	22,8%	67,1%
D30	COELCE	1,8%	14,4%	83,9%	D61	MUXFELDT	0,0%	28,4%	71,6%
D31	COOPERALIANÇA	0,0%	30,1%	69,9%	D63	SULGIPE	3,5%	16,6%	79,9%
D32	COPEL	2,8%	26,4%	70,8%	D64	NOVA PALMA	0,0%	12,9%	87,1%

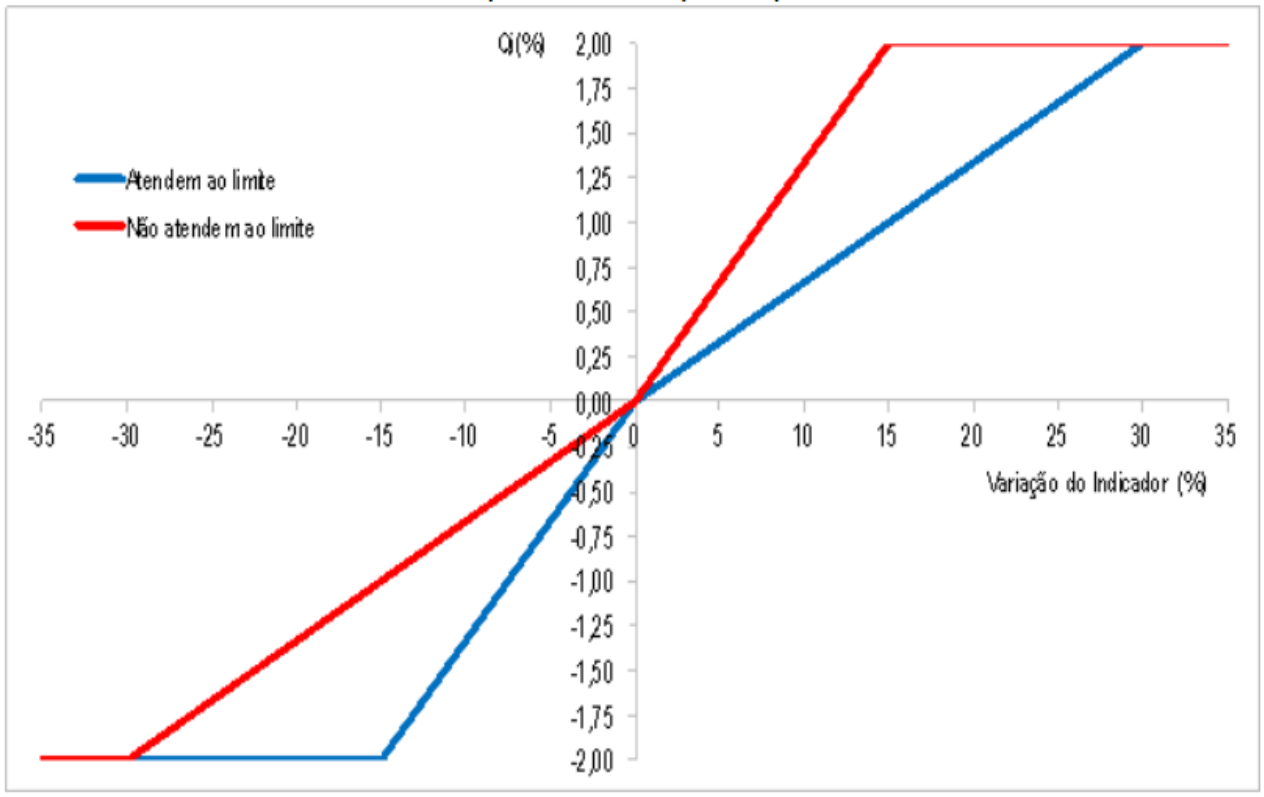
ANEXO II – Modelos dos indicadores para cálculo das parcelas Q(i) de qualidade técnica e comercial

1. Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC

Tabela II.1 – Equações e Parâmetros para as classes - Indicador DEC

Classe	Faixa de variação	Curva
Atendem ao padrão	$\Delta i \leq -15\%$	$Q_i = -2,00$
	$-15\% < \Delta i \leq 0\%$	$Q_i = 0,1333 \times \Delta i$
	$0\% < \Delta i \leq 30\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i$
	$\Delta i > 30\%$	$Q_i = 2,00$
Não atendem ao padrão	$\Delta i \leq -30\%$	$Q_i = -2,00$
	$-30\% < \Delta i \leq 0\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i$
	$0\% < \Delta i \leq 15\%$	$Q_i = 0,1333 \times \Delta i$
	$\Delta i > 15\%$	$Q_i = 2,00$

Gráfico II.1 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador DEC



A Tabela II.2 apresenta os valores do multiplicador C, relativo ao percentual de cumprimento do limite de DEC dos conjuntos de unidades consumidoras. O produto entre o multiplicador C e o Qi obtido da curva do Gráfico II.1 deve ser limitado a ±2%, conforme equação a seguir:

$$Q_C = \mathrm{C}.\mathrm{Q_i}; \text{em que; } -2\% \leq \mathrm{Q_C} \leq 2\% \ (7)$$

Tabela II.2 – Valores do multiplicador C a serem aplicados ao Qi obtido da curva do Gráfico II.1

Percentual de Cumprimento de Limites de DEC dos Conjuntos	Multiplicador *C*	
	Δi ≤ 0	Δi > 0
≥ 80%	1,00	1,00
≥ 65% e < 80%	0,90	1,25
≥ 40% e < 65%	0,70	1,50
< 40%	0,50	1,75

A Tabela II.3 apresenta os valores do multiplicador R, relativo à reincidência no descumprimento do limite global do DEC da distribuidora. O produto entre o multiplicador R e o QC obtido da equação anterior resulta no valor do QDEC, conforme equação a seguir:

$$Q_{DEC} = \mathrm{R}.\mathrm{Q_C} \ (8)$$

Tabela II.2 – Valores do multiplicador R a serem aplicados ao Qc para obtenção do Qdec

Quantidade de anos consecutivos com descumprimento do limite global de DEC	Multiplicador *R*	
	Δi ≤ 0	Δi > 0
2	0,50	1,50
≥ 3	0,25	1,75

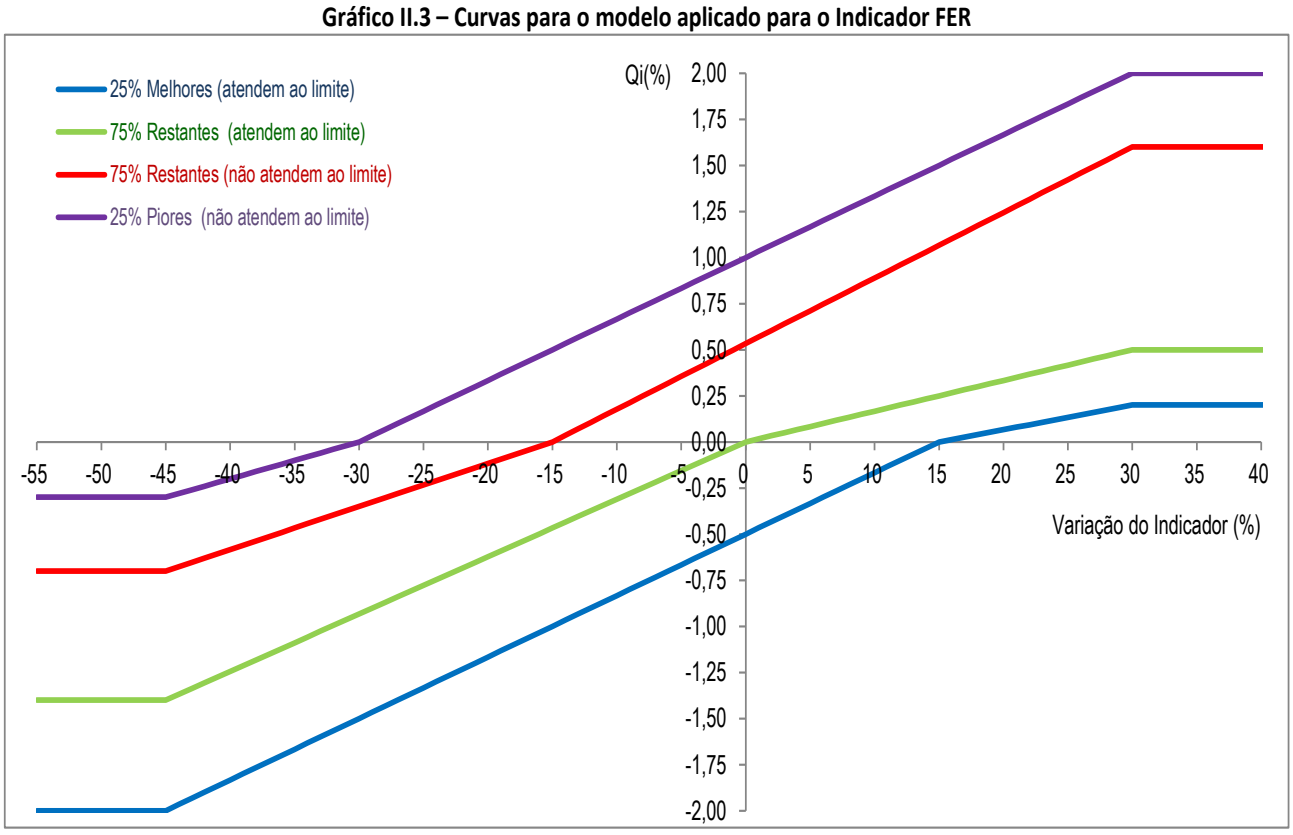
A aplicação do multiplicador *R* se iniciará com a avaliação do indicador DEC apurado no ano de 2022 em comparação com 2021.

2. Frequência Equivalente de Reclamação – FER

Tabela II.3 – Equações e Parâmetros para as classes - Indicador FER

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	Q_i = -2,00
	- 45% < Δi < 15%	Q_i = 0,0333xΔi - 0,500
	15% < Δi < 30%	Q_i = 0,0133xΔi - 0,200
	Δi >= 30%	Q_i = 0,200
75% restantes (atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	Q_i = -1,4
	- 45% < Δi < 0%	Q_i = 0,0311xΔi
	0% < Δi < 30%	Q_i = 0,0167xΔi
	Δi >= 30%	Q_i = 0,500
75% restantes (não atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	Q_i = -0,700
	- 45% < Δi < -15%	Q_i = 0,0233xΔi + 0,350
	-15% < Δi < 30%	Q_i = 0,0356xΔi + 0,533
	Δi >= 30%	Q_i = 1,60
25% piores (não atendem ao padrão)	Δi =< - 45%	Q_i = -0,300
	- 45% < Δi < -30%	Q_i = 0,0200xΔi + 0,600
	-30% < Δi < 30%	Q_i = 0,0333xΔi + 1,00
	Δi >= 30%	Q_i = 2,00

Gráfico II.3 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador FER

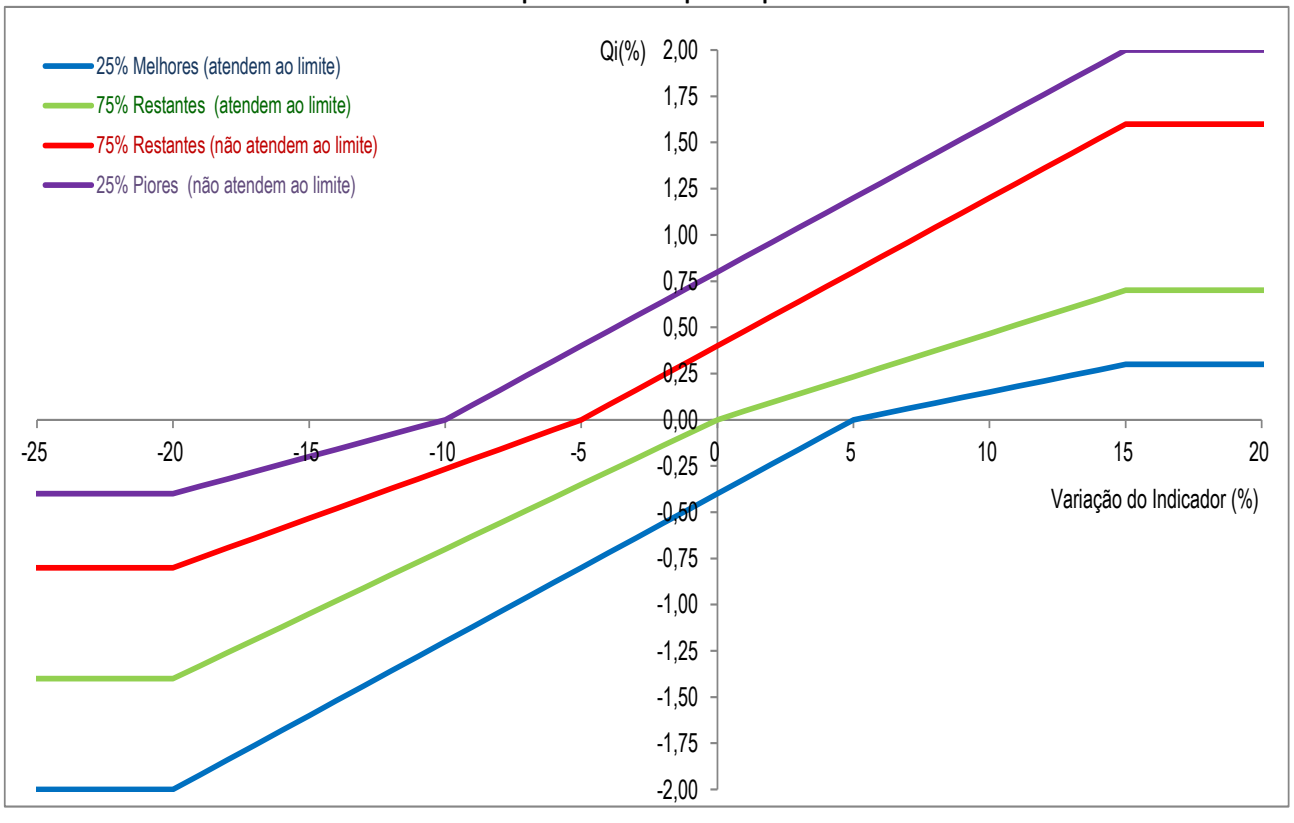


3. Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC

Tabela II.4 – Equações e Parâmetros para as classes - Indicador IASC

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	Q_i = -2,00
	- 20% < Δi < 5%	Q_i = 0,0800xΔi - 0,400
	5% < Δi < 15%	Q_i = 0,0300xΔi - 0,150
	Δi >= 15%	Q_i = 0,300
75% restantes (atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	Q_i = -1,40
	- 20% < Δi < 0%	Q_i = 0,0700xΔi
	0% < Δi < 15%	Q_i = 0,0467xΔi
	Δi >= 15%	Q_i = 0,700
75% restantes (não atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	Q_i = -0,800
	- 20% < Δi < -5%	Q_i = 0,0533xΔi + 0,267
	-5% < Δi < 15%	Q_i = 0,0800xΔi + 0,400
	Δi >= 15%	Q_i = 1,60
25% piores (não atendem ao padrão)	Δi =< - 20%	Q_i = -0,400
	- 20% < Δi < -10%	Q_i = 0,0400xΔi + 0,400
	-10% < Δi < 15%	Q_i = 0,0800xΔi + 0,800
	Δi >= 15%	Q_i = 2,00

Gráfico II.4 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador IASC

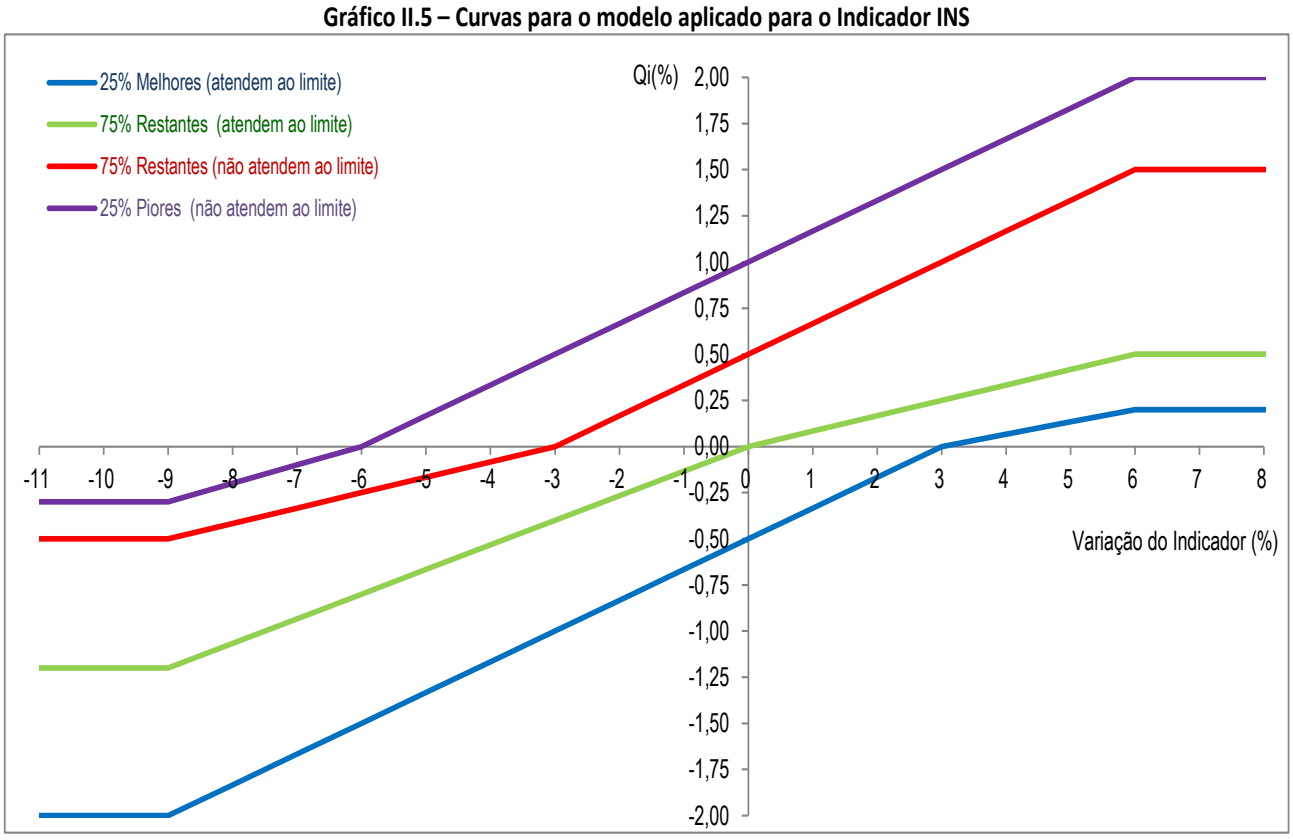


4. Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico– INS

Tabela II.5 – Equações e Parâmetros para as classes - Indicador INS

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -9\%$	$Q_i = -2,00$
	$-9\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,167 x \Delta i - 0,500$
	$3\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,0667 x \Delta i - 0,200$
	$\Delta i >= 6\%$	$Q_i = 0,200$
75% restantes (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -9\%$	$Q_i = -1,20$
	$-9\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,133 x \Delta i$
	$0\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,0833 x \Delta i$
	$\Delta i >= 6\%$	$Q_i = 0,500$
75% restantes (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -9\%$	$Q_i = -0,500$
	$-9\% < \Delta i < -3\%$	$Q_i = 0,0833 x \Delta i + 0,250$
	$-3\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,167 x \Delta i + 0,500$
	$\Delta i >= 6\%$	$Q_i = 1,50$
25% piores (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -9\%$	$Q_i = -0,300$
	$-9\% < \Delta i < -6\%$	$Q_i = 0,100 x \Delta i + 0,600$
	$-6\% < \Delta i < 6\%$	$Q_i = 0,167 x \Delta i + 1,000$
	$\Delta i >= 6\%$	$Q_i = 2,00$

Gráfico II.5 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador INS

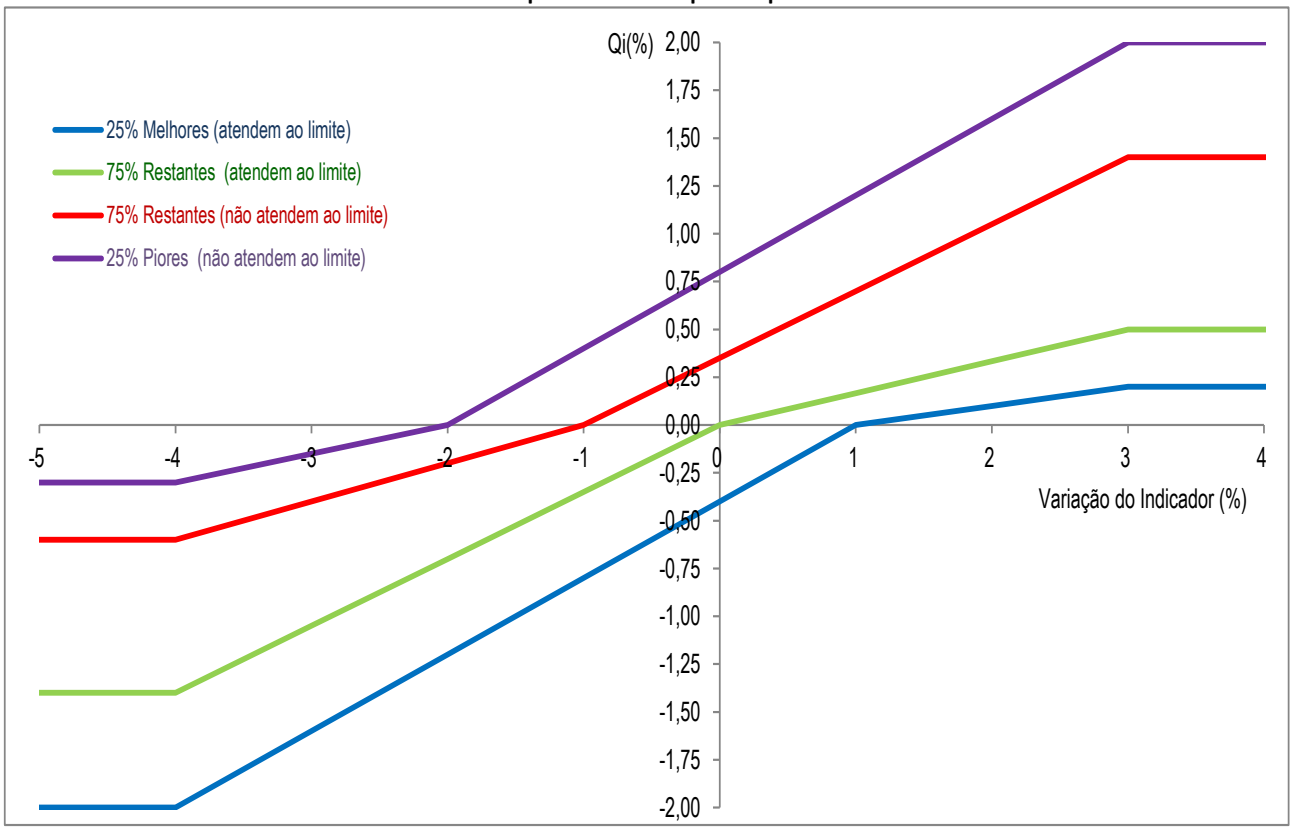


5. Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico – IAb

Tabela II.6 – Equações e Parâmetros para as classes - Indicador IAb

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -4\%$	$Q_i = -2,00$
	$-4\% < \Delta i < 1\%$	$Q_i = 0,400 x \Delta i - 0,400$
	$1\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,100 x \Delta i - 0,100$
	$\Delta i >= 3\%$	$Q_i = 0,200$
75% restantes (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -4\%$	$Q_i = -1,40$
	$-4\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,350 x \Delta i$
	$0\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,167 x \Delta i$
	$\Delta i >= 3\%$	$Q_i = 0,500$
75% restantes (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -4\%$	$Q_i = -0,600$
	$-4\% < \Delta i < -1\%$	$Q_i = 0,200 x \Delta i + 0,200$
	$-1\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,350 x \Delta i + 0,350$
	$\Delta i >= 3\%$	$Q_i = 1,40$
25% piores (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -4\%$	$Q_i = -0,300$
	$-4\% < \Delta i < -2\%$	$Q_i = 0,150 x \Delta i + 0,300$
	$-2\% < \Delta i < 3\%$	$Q_i = 0,400 x \Delta i + 0,800$
	$\Delta i >= 3\%$	$Q_i = 2,00$

Gráfico II.6 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador IAb

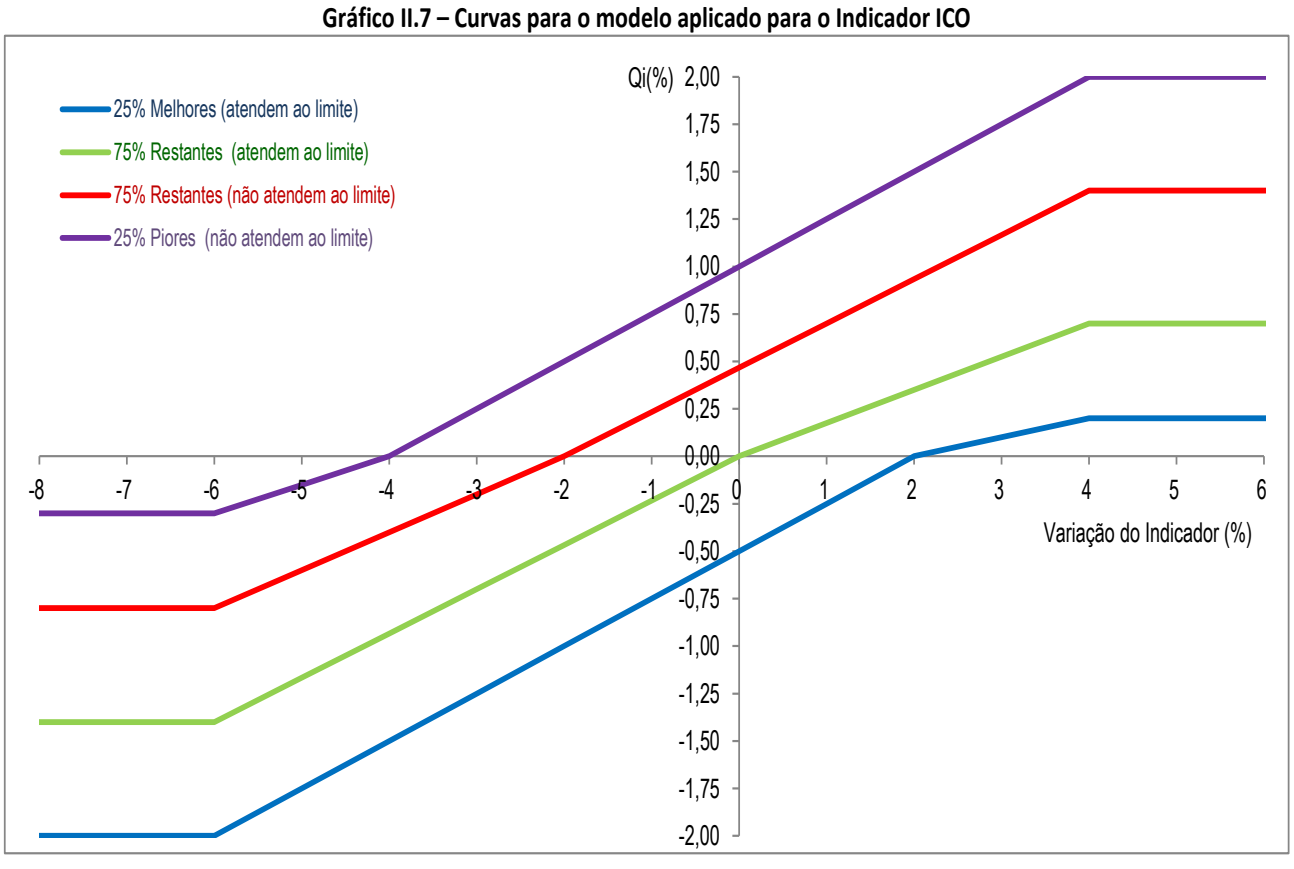


6. Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico – ICO

Tabela II.7– Equações e Parâmetros para as classes - Indicador ICO

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -6\%$	$Q_i = -2,00$
	$-6\% < \Delta i < 2\%$	$Q_i = 0,250x\Delta i - 0,500$
	$2\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,100x\Delta i - 0,200$
	$\Delta i >= 4\%$	$Q_i = 0,200$
75% restantes (atendem ao padrão)	$\Delta i =< -6\%$	$Q_i = -1,40$
	$-6\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,233x\Delta i$
	$0\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,175x\Delta i$
	$\Delta i >= 4\%$	$Q_i = 0,700$
75% restantes (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -6\%$	$Q_i = -0,800$
	$-6\% < \Delta i < -2\%$	$Q_i = 0,200x\Delta i + 0,400$
	$-2\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,233x\Delta i + 0,467$
	$\Delta i >= 4\%$	$Q_i = 1,40$
25% piores (não atendem ao padrão)	$\Delta i =< -6\%$	$Q_i = -0,300$
	$-6\% < \Delta i < -4\%$	$Q_i = 0,150x\Delta i + 0,600$
	$-4\% < \Delta i < 4\%$	$Q_i = 0,250x\Delta i + 1,00$
	$\Delta i >= 4\%$	$Q_i = 2,00$

Gráfico II.7 – Curvas para o modelo aplicado para o Indicador ICO



ANEXO XIX

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.6

PERDAS DE ENERGIA E IRRECUPERÁVEIS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia para a definição dos percentuais de perdas de energia e receitas irrecuperáveis regulatórias a serem aplicados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a revisões tarifárias e reajustes de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante denominadas concessionárias, excetuando aquelas cujos índices estão definidos em Lei.

3. DEFINIÇÕES E CONCEITOS

3. Estão listadas a seguir os termos e definições dos parâmetros utilizados para o cálculo das perdas não técnicas:

3.1. Energia Vendida - EV: representa toda energia vendida pela concessionária ao seu mercado cativo, consumo próprio e energia suprida com tarifa regulada às concessionárias de distribuição.

3.2. Energia Entregue - EE: energia transportada pelo sistema da distribuidora com faturamento apenas por TUSD, calculada pela soma da energia entregue a consumidores livres, autoprodutores e outra concessionária que acesse o sistema de distribuição.

3.3. Energia Injetada - EI: somatório de toda energia injetada na rede de distribuição da concessionária via pontos de fronteira (menos a energia exportada para a rede básica) ou geração local (própria ou de terceiros).

3.4. Perdas na Distribuição - PD: diferença entre a energia injetada na rede da distribuidora e o total de energia vendida e entregue, expressa em megawatt-hora MWh, e composta pelas perdas técnicas e não técnicas.

3.5. Perdas Técnicas - PT: parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, de transformação de tensão e de medição da energia na rede da concessionária, expressa em megawatt-hora MWh.

3.5. Perdas Não Técnicas - PNT: representa todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas, em megawatt-hora (MWh).

3.6. Perdas na Rede Básica – PRB: são perdas externas à rede de distribuição da concessionária e representam a parcela de energia dissipada no transporte da energia no sistema de transmissão da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão.

3.7. Percentual de perdas na distribuição - PPD: percentual das perdas na distribuição em relação à energia injetada na rede.

$$\mathrm{PPD} = \frac{\mathrm{PD}}{\mathrm{EI}} \mathrm{x}100\ [\%] \quad (1)$$

3.8. Percentual de perdas técnicas - PPT: percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada na rede.

$$\mathrm{PPT} = \frac{\mathrm{PT}}{\mathrm{EI}} \mathrm{x}100\ [\%] \quad (2)$$

3.9. Percentual de perdas não técnicas - PPNT: percentual de perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da concessionária.

$$\mathrm{PPNT} = \frac{\mathrm{PNT}}{\mathrm{EI}} \mathrm{x}100\ [\%] \quad (3)$$

3.10. Percentual de perdas não técnicas baixa tensão - PPNBT: percentual de perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da concessionária.

$$\mathrm{PPNbT} = \frac{\mathrm{PNT}}{\mathrm{Mbt}} \mathrm{x}100\ [\%] \quad (4)$$

4. BASE DE DADOS

4. As informações que comporão a base de dados de perdas serão recebidas via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado ou apurada pela ANEEL por outras fontes de informação. Informações adicionais poderão ser solicitadas nos processos tarifários individuais.

5.Para as empresas que passarem por revisão tarifária no 1º semestre do ano A (ano de revisão), a base de dados para definição das perdas finaliza no ano civil A-2. Para as empresas que passarem por revisão tarifária no 2º semestre do ano A, a base de dados de definição das perdas finaliza no ano civil A-1.

6.No processo de definição das metas de perdas não técnicas é utilizado o mercado medido, porém, para a construção do balanço energético nos processos tarifários os percentuais utilizados são calculados com base no mercado faturado.

7.A ANEEL calculará as perdas técnicas a partir das informações da concessionária, sendo utilizado o resultado para o cálculo do percentual de perdas não técnicas.

8.As perdas não técnicas, quando utilizado o mercado medido, são calculadas pela diferença entre a perda total medida e a perda técnica regulatória, obtida pela multiplicação da energia injetada pelos percentuais de Perdas Técnicas Regulatórias. O valor obtido é dividido pelo mercado anual de baixa tensão medido, informado mensalmente no Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado.

5. METODOLOGIA

9. As perdas regulatórias de energia, consideradas no cálculo dos custos de compra de energia conforme Submódulo 3.2 do PRORET, possuem dois componentes, as Perdas na Distribuição e as Perdas na Rede Básica.

10. O tratamento regulatório dado às Perdas na Rede Básica está descrito no Modulo 3 do PRORET.

11. As Perdas na Distribuição são formadas pela soma das Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas.

12. As Perdas Técnicas Regulatórias são definidas conforme Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

13. As regras para a definição das Perdas Não Técnicas Regulatórias são descritas neste Submódulo.

14. A abordagem utilizada para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas é o da análise comparativa – yardstick competition.

15.Essa análise é efetuada a partir da matriz de probabilidade de comparação entre áreas de concessão de distintas complexidades socioeconômicas, permitindo aferir a eficiência de cada concessionária no combate às perdas não técnicas.

16.A partir da análise comparativa é definida uma meta de perdas não técnicas, que se trata de um nível de referência para as perdas não técnicas de uma área de concessão específica.

17.Caso as perdas não técnicas observadas estejam acima da meta, são definidas trajetórias de redução a partir do ponto de partida definido na seção 5.3. Essas trajetórias não podem superar os limites definidos na seção 5.4.

18.As Perdas Técnicas calculadas conforme o Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição constitui a melhor estimativa do percentual de perdas técnicas no momento da revisão bem como os valores regulatórios que serão utilizados ao longo do ciclo tarifário.

19.A ANEEL irá apurar os valores de perdas não técnicas pela diferença entre as perdas totais realizadas no ano civil e as perdas técnicas regulatórias.

20.O percentual de perdas não técnicas será calculado pela diferença das perdas totais na distribuição e a multiplicação da energia injetada pelo percentual de perda técnica regulatória.

$$P_{nt}(\%) = \frac{P_{total} - E_{inj} \times P_{tec}(\%)}{M_{bt}} \quad (5)$$

onde:
$P_{nt}(\%)$ – Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão;
P_{total} – Total de perdas na distribuição;
E_{inj} – Total de energia injetada na rede de distribuição;
$P_{tec}(\%)$ – Percentual de perdas técnicas sobre energia injetada; e
M_{bt} – Mercado de baixa tensão.

21.Para empresas com nível de perdas muito baixo, o processo de apuração das perdas não técnicas pode resultar em valores negativos. Nesses casos, a perda não técnica será considerada igual a zero, ou seja, as perdas na distribuição serão iguais às perdas técnicas.

22.Em decorrência de uma série de ações e procedimentos relacionados aos processos de faturamento das empresas, a saber: refaturamentos, custo de disponibilidade, recuperação de perdas, etc., é possível que mercados faturados difiram dos mercados medidos, principalmente em regiões onde há grande número de consumidores com consumo abaixo do mínimo. Consequentemente, como as perdas são apuradas por diferença, o seu valor pode variar de acordo com o tipo de mercado utilizado.

5.1. RANKING DE COMPLEXIDADE

23. As tabelas 1 e 2 a seguir ilustram o ranking de complexidade socioeconômica das áreas de concessão por porte e representa a média dos 138 rankings estimados pela Nota Técnica nº 99/2021-SRM/SGT-ANEEL.

24.As empresas serão comparadas conforme o seu porte, sendo consideradas de maior porte (Grupo 1) aquelas que possuam mercado de baixa tensão maior que 700 GWh/ano. As demais empresas são consideradas do Grupo 2.

25.A partir de cada *ranking* é definida uma matriz de probabilidade de comparação entre as concessionárias. A matriz de probabilidade média para cálculo das metas de perdas não técnicas está detalhada no Anexo.

Rankings de Complexidade Socioeconômica por grupo

Tabela 1 – Grupo 1

Posição	Empresa	Índice
1	CEA	0,522
2	Equatorial PA	0,488
3	Amazonas Energia	0,430
4	Light	0,324
5	Celpe	0,289
6	Energisa AC	0,280
7	Coelba	0,277
8	EDP ES	0,267
9	Enel RJ	0,260
10	Equatorial MA	0,246
11	Enel SP	0,229
12	Energisa RO	0,222
13	Enel CE	0,218
14	Energisa PB	0,206
15	Energisa SE	0,181
16	CPFL Piratininga	0,178
17	Equatorial AL	0,176
18	Equatorial PI	0,174
19	CEEE	0,160
20	CEB	0,160
21	EDP SP	0,150
22	Cosern	0,132
23	Roraima Energia	0,128
24	Energisa MT	0,120
25	Cemig	0,114
26	Energisa TO	0,114
27	Elektro	0,099
28	Copel	0,099
29	Enel GO	0,090
30	Energisa MG	0,084
31	RGE Sul	0,078
32	Energisa SE	0,071
33	CPFL Paulista	0,061
34	Celesc	0,061
35	CPFL Santa Cruz	0,040
36	Energisa SS	0,037

Tabela 2 – Grupo 2

Posição	Empresa	Índice
1	Energisa BO	0,195
2	Santa Maria	0,170
3	Sulgipe	0,151
4	Cocel	0,124
5	DCELT	0,109

6	Forcel	0,096
7	Energisa NF	0,088
8	Chesp	0,081
9	Nova Palma	0,079
10	Eletrocar	0,052
11	João Cesa	0,052
12	Hidropan	0,043
13	EFLUL	0,037
14	Mux Energia	0,035
15	Cooperaliança	0,034
16	DEMEI	0,026
17	DME-PC	0,008

5.2. META DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

26. O potencial de redução de perdas não técnicas é definido pelos benchmarks de cada concessionária, que possuem menor índice de perdas não técnicas atuando em áreas de concessão comparáveis sob o ponto de vista de complexidade socioeconômica.

27. A meta calculada a partir da matriz de probabilidade de comparação aplicada às perdas praticadas pelas concessionárias, conforme fórmula a seguir.

$$\text{Meta}_{(i)} = \text{Prob}_{(i)} \times \text{P}_{\text{bench}} + [1 - \text{Prob}_{(i)}] \times \text{P}_{(i)} \quad (6)$$

onde:
$\text{Meta}_{(i)}$: Meta de perdas da empresa i [%];
$\text{Prob}_{(i)}$: Probabilidade de o benchmark estar em área de concessão mais complexa;
P_{bench}: percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa benchmark potencial nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5; e
$\text{P}_{(i)}$: média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.

28. Com base na equação (6), calcula-se o valor de referência para todos os benchmarks potenciais da concessionária, sendo escolhido o menor valor.

29.A meta de perdas não técnicas definida poderá ser atingida por meio de uma trajetória linear decrescente das perdas regulatórias em cada reajuste subsequente, ou tratado como uma meta fixa até a próxima revisão tarifária.

30.A trajetória de redução será o resultado da comparação entre o ponto de partida e a meta, obedecidos os limites de redução definidos na seção 5.4.

31.Para as concessionárias com índices regulatórios de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido inferiores a 6% (Grupo 1) ou 2% (Grupo 2) não serão definidas trajetórias de redução.

32.Para as empresas que situam acima do percentil 90 do *ranking* de complexidade, que são CEA, Equatorial Pará e Amazonas Energia (Grupo 1) e Energisa Borborema (Grupo 2), o nível regulatório de perdas não técnicas poderá ser estabelecido mediante análises complementares.

5.3. PONTO DE PARTIDA DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

33.O ponto de partida de perdas não técnicas é um valor referencial para o ano tarifário imediatamente anterior ao da revisão tarifária.

34.Na definição do ponto de partida é utilizado o percentual de perdas não técnicas, tendo como referência o mercado medido, conforme equação a seguir:

$$\text{P. P.}_{(i)} = 87{,}5\% * \text{P}_{CicloAnterior}(i) + 12{,}5\%\, P_{(i)} \quad (7)$$

onde:
P.P(i): Ponto de Partida de perdas não técnicas da empresa i [%];
P_CicloAnterior(i): Meta de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definida na revisão tarifária anterior da empresa i; e
$P(i)$: média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.

35.A meta definida pela metodologia descrita na seção 5.2 pode ser superior ao ponto de partida, caso isto ocorra, o ponto de partida será igual à meta e não haverá trajetória de redução.

5.4. LIMITES DE REDUÇÃO ANUAL DAS PERDAS

36. As trajetórias anuais de redução calculadas a partir da diferença entre a meta e o ponto de partida serão avaliadas conforme os limites de redução.

37. Os limites de redução anual das perdas não técnicas medidas serão definidos conforme tabela abaixo:

Tabela 3 – Regra Limites de Redução

Porte	Condição Analisada	Regra Aplicada
Grupo 1	PNT_Reg maior que 6%	$Limite = \%\frac{3 * PNT_{Reg}}{26} - \frac{9}{13}$
Grupo 1	PNT_Reg menor ou igual a 6%	Sem Trajetória
Grupo 2	PNT_Reg maior que 2%	$Limite = \%\frac{3 * PNT_{Reg}}{26} - \frac{6}{23}$
Grupo 2	PNT_Reg menor ou igual a 2%	Sem Trajetória

38.Na definição do ponto de partida e da meta de perdas não técnicas, assim como a trajetória de redução a ser aplicada nos reajustes subsequentes, é utilizado o mercado medido, mas para a construção do balanço energético nos processos tarifários os percentuais utilizados são calculados com base no mercado faturado.

39. Após o estabelecimento da trajetória da concessionária, será efetuada a conversão dos percentuais de perdas não técnicas do mercado medido para o mercado faturado, conforme segue:

PNT/MBTfat = PNT/MBTmed + Ajuste (8)

onde:
PNT/MBTfat: % de perda não técnica calculado sobre o mercado de baixa tensão faturado da concessionária;
PNT/MBTmed: % de perda não técnica calculado sobre o mercado de baixa tensão medido da concessionária;
Ajuste: percentual resultante da mediana das diferenças entre %PNT/MBTfat e %PNT/MBTmed da concessionária nos últimos três anos civis, conforme parágrafo 5.

5.5. ÁREAS COM SEVERAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS - ASRO

40.As concessionárias podem possuir localidades caracterizadas por altos índices de violência, em que as equipes de campo têm dificuldades de acesso para realizar procedimentos de cobrança, suspensão, inspeção, regularização etc.

41.Essas localidades são consideradas Áreas com Severas Restrições Operativas – ASRO e possuem correlação com logradouros em que a entrega de mercadorias não ocorre de forma regular devido à elevada quantidade de delitos.

42.Concessionárias que possuírem, nos 3 anos civis anteriores ao ano da revisão tarifária elevado percentual de Código de Endereçamento Postal (CEP) com restrição de entrega de mercadoria poderá ter a meta e o ponto de partida definidos conforme Tabela 4.

43.O referido percentual deve ser em média superior a 10% do total, sendo que a restrição deve ser do tipo Entrega Interna, quando o CEP de destino está temporariamente sem entrega.

44.Na ausência de informação nos 3 anos anteriores ao ano da revisão tarifária, será utilizado o percentual médio de restrição de Entrega Interna dos anos disponíveis a partir de 2020.

45.A concessionária também deve apresentar estudos no processo de revisão tarifária que corroborem à existência das ASRO e a relação com as perdas não técnicas.

Tabela 4 – Ponto de Partida e Meta - ASRO

Tipo	Regra Aplicada
Ponto de Partida	**(Entre 50,0% e 87,5%)*Meta Anterior + (100% - peso atribuído à Meta Anterior)*Média dos últimos 3 anos**
Meta	**Definido a partir dos benchmarks cujas metas resultantes situam-se entre 70 e 80% do reconhecimento das perdas da distribuidora em análise**

6. RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

46.O valor de receitas irrecuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária é composto por duas parcelas. A primeira parcela se refere às receitas irrecuperáveis associadas aos valores faturados com encargos setoriais. A segunda parcela se refere aos demais itens da receita requerida, acrescidos dos valores de faturamento previstos de bandeiras tarifárias.

47.O valor de receitas irrecuperáveis relacionadas aos demais itens de receita e bandeiras tarifárias será calculado conforme segue.

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Receita de Bandeiras} - \text{Encargos Setorias}}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \{\sum_C (\rho_c \times RI_c)\} \qquad (9)$$

Onde:
V_{RI}: valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;
RR: receita requerida
Receita de Bandeiras: receita prevista de bandeiras tarifárias;
Encargos Setoriais: valores de encargos setoriais definidos na revisão tarifária;
ρ_c: participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e
RI_c: percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

48.A Receita de Bandeiras Tarifárias serão estimadas pelo produto do mercado cativo do período de referência da concessionária (em MWh) pelo custo médio previsto de acionamento das bandeiras para o período de referência da empresa (em R$/MWh).

49.A previsão de receitas de bandeiras será baseada em simulação com o modelo Decomp considerando a Função de Custo Futuro – FCF para o Programa Mensal de Operação – PMO do último mês disponível no processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP da empresa.

50.Adotou-se como critério para definição das receitas irrecuperáveis a mediana dos faturamentos não recebidos de 49 a 60 meses das datas de referência. A base de dados utilizada contempla contabilização de inadimplência de quatro anos consecutivos.

51.O percentual regulatório de receitas irrecuperáveis de cada empresa é calculado a partir da mediana móvel de um conjunto de empresas, formado pelas dez concessionárias situadas acima e abaixo no ranking de complexidade das perdas não técnicas.

52. As empresas serão comparadas conforme os grupos definidos na seção 5.1.

53. Os percentuais regulatórios de receitas irrecuperáveis das empresas situadas em áreas menos complexas não serão superiores aos de empresas situadas em áreas de maior complexidade.

54.Com base no critério acima e nos dados das concessionárias de distribuição, os percentuais de receitas irrecuperáveis a serem considerados para cada empresa, por classe de consumo, estão descritos na tabela abaixo.

Tabela 6 – Receitas Irrecuperáveis por classe de consumo – Grupo 1

Inadimplência por Classe (Regulatória)							
Grupo 1	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público
CEA	2,03%	1,12%	0,88%	1,47%	0,38%	0,12%	0,30%
Equatorial PA	2,03%	1,12%	0,88%	1,47%	0,38%	0,12%	0,30%
Amazonas Energia	1,92%	0,94%	0,85%	1,47%	0,32%	0,11%	0,29%
Light	1,81%	0,76%	0,82%	1,46%	0,26%	0,10%	0,27%
Celpe	1,81%	0,62%	0,75%	1,35%	0,22%	0,08%	0,15%
Energisa AC	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Coelba	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
EDP ES	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Enel RJ	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Equatorial MA	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Enel SP	1,81%	0,43%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,02%
Energisa RO	1,80%	0,37%	0,68%	1,23%	0,18%	0,07%	0,00%
Enel CE	1,54%	0,37%	0,68%	1,23%	0,18%	0,02%	0,00%
Energisa PB	1,36%	0,36%	0,66%	1,18%	0,10%	0,01%	0,00%
Energisa SE	1,36%	0,36%	0,66%	1,18%	0,09%	0,01%	0,00%
CPFL Piratininga	1,29%	0,35%	0,66%	1,12%	0,06%	0,01%	0,00%
Equatorial AL	1,27%	0,35%	0,56%	0,79%	0,05%	0,00%	0,00%
Equatorial PI	0,94%	0,35%	0,55%	0,67%	0,05%	0,00%	0,00%
CEEE	0,91%	0,35%	0,53%	0,66%	0,05%	0,00%	0,00%
CEB	0,91%	0,35%	0,46%	0,50%	0,04%	0,00%	0,00%
EDP SP	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,04%	0,00%	0,00%
Cosern	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,03%	0,00%	0,00%
Roraima Energia	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa MT	0,72%	0,35%	0,46%	0,50%	0,02%	0,00%	0,00%
Cemig	0,67%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa TO	0,67%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Elektro	0,66%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Copel	0,64%	0,35%	0,46%	0,32%	0,02%	0,00%	0,00%
Enel GO	0,64%	0,35%	0,44%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa MG	0,64%	0,35%	0,44%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%
RGE Sul	0,64%	0,35%	0,44%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%

Energisa MS	0,64%	0,35%	0,43%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%
CPFL Paulista	0,64%	0,35%	0,43%	0,30%	0,01%	0,00%	0,00%
Celesc	0,64%	0,35%	0,43%	0,29%	0,01%	0,00%	0,00%
CPFL Santa Cruz	0,64%	0,35%	0,42%	0,26%	0,01%	0,00%	0,00%
Energisa SS	0,64%	0,35%	0,40%	0,20%	0,01%	0,00%	0,00%

Tabela 7 – Receitas Irrecuperáveis por classe de consumo – Grupo 2

Inadimplência por Classe (Regulatória)							
Grupo 2	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público
Energisa BO	0,13%	0,00%	0,05%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
Santa Maria	0,10%	0,00%	0,05%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%
Sulgipe	0,07%	0,00%	0,04%	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%
Cocel	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
DCELT	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Forcel	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Energisa NF	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Chesp	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nova Palma	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Eletrocar	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
João Cesa	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidropan	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EFLUL	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Mux Energia	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Cooperalliança	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
DEMEI	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
DME-PC	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

6.1. PARCELA DE ENCARGOS SETORIAIS

55.O cálculo da parcela das receitas irrecuperáveis relativa aos encargos setoriais é feito segundo a equação abaixo:

$$V_I = \frac{\text{Encargos Setoriais}}{(1-\text{ICMS}-\text{PIS}-\text{COFINS})} \times \{\sum_C(\rho_c \times RI_i)\} \quad (10)$$

Onde,
V_I: valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis associado aos encargos setoriais;
Encargos Setoriais: valores de encargos setoriais definidos na revisão tarifária;
ρ_c: Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e
RI_i: Mediana dos percentuais de receitas irrecuperáveis da empresa, relativa à classe C, verificados a partir do aging do período de 49 a 60 meses do ano anterior ao da revisão tarifária.

56. Os percentuais reais de receitas irrecuperáveis para cada classe de consumo ficarão limitados aos valores descritos na tabela abaixo.

Tabela 8 – Limites de receitas irrecuperáveis – neutralidade dos encargos

Classe	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público
Grupo 1	2,95%	2,19%	1,54%	3,17%	2,52%	1,84%	12,99%
Grupo 2	0,35%	0,23%	0,31%	0,24%	1,65%	0,95%	0,12%

7. ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO

57. A revisão das regras previstas neste Submódulo ocorrerá no segundo ano após a publicação dos dados do próximo Censo Demográfico.

8. ANEXO

58. Acompanha este Submódulo a "Matriz de probabilidade do ranking de complexidade" anexa.

ANEXO

Tabela I.1. Matriz de probabilidade do ranking de complexidade

Distribuidora	Posição	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CEA	1	0,500	0,699	0,717	0,986	1,000	0,996	0,999	0,998	1,000	0,999	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Equatorial PA	2	0,301	0,500	0,615	0,965	0,999	0,985	0,990	0,978	0,997	0,997	1,000	0,993	0,999	0,998	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,998	1,000	1,000	0,999	1,000
Amazonas Energia	3	0,283	0,385	0,500	0,665	0,957	0,986	0,995	0,997	0,995	0,998	0,983	0,991	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	0,999	1,000
Light	4	0,014	0,035	0,335	0,500	0,543	0,496	0,518	0,508	0,568	0,532	0,948	0,562	0,590	0,577	0,859	0,749	0,984	0,745	0,805	0,566	0,974	0,907	0,633	0,985
Celpe	5	0,000	0,001	0,043	0,457	0,500	0,497	0,565	0,566	0,696	0,653	0,802	0,675	0,823	0,783	0,967	0,945	0,988	0,945	0,949	0,716	0,997	0,972	0,824	0,995
Energisa AC	6	0,004	0,015	0,014	0,504	0,503	0,500	0,555	0,623	0,630	0,773	0,598	0,902	0,909	0,961	0,873	0,971	0,837	0,979	0,967	0,964	0,967	0,961	0,971	0,965
Coelba	7	0,001	0,010	0,005	0,482	0,435	0,445	0,500	0,571	0,641	0,707	0,670	0,723	0,890	0,902	0,985	0,954	0,960	0,937	0,973	0,803	0,999	0,997	0,854	0,998
EDP ES	8	0,002	0,022	0,003	0,492	0,434	0,377	0,429	0,500	0,508	0,672	0,541	0,769	0,870	0,925	0,862	0,958	0,811	0,949	0,970	0,905	0,981	0,972	0,924	0,982
Enel Rio	9	0,000	0,003	0,005	0,432	0,304	0,370	0,359	0,492	0,500	0,606	0,635	0,626	0,770	0,758	0,923	0,871	0,935	0,861	0,899	0,682	0,995	0,975	0,782	0,990
Equatorial MA	10	0,001	0,003	0,002	0,468	0,347	0,227	0,293	0,328	0,394	0,500	0,538	0,653	0,800	0,809	0,797	0,965	0,767	0,972	0,971	0,770	0,946	0,913	0,892	0,964
Enel SP	11	0,000	0,000	0,017	0,052	0,198	0,402	0,330	0,459	0,365	0,462	0,500	0,512	0,496	0,513	0,613	0,574	0,826	0,586	0,587	0,535	0,779	0,725	0,540	0,867
Energisa RO	12	0,001	0,007	0,009	0,438	0,325	0,098	0,277	0,231	0,374	0,347	0,488	0,500	0,519	0,608	0,621	0,706	0,616	0,749	0,719	0,806	0,745	0,764	0,849	0,767
Enel CE	13	0,000	0,001	0,000	0,410	0,177	0,091	0,277	0,130	0,230	0,200	0,504	0,481	0,500	0,628	0,659	0,840	0,649	0,841	0,906	0,658	0,880	0,847	0,758	0,911
Energisa PB	14	0,000	0,002	0,001	0,423	0,217	0,039	0,098	0,075	0,242	0,191	0,487	0,392	0,372	0,500	0,543	0,682	0,561	0,681	0,746	0,672	0,726	0,778	0,754	0,765
Energisa BO	15	0,000	0,000	0,000	0,141	0,033	0,127	0,015	0,138	0,077	0,203	0,387	0,379	0,341	0,457	0,500	0,582	0,633	0,598	0,655	0,527	0,838	0,773	0,577	0,859
Energisa SE	16	0,000	0,000	0,000	0,251	0,055	0,029	0,046	0,042	0,129	0,035	0,426	0,294	0,160	0,318	0,418	0,500	0,520	0,559	0,576	0,579	0,617	0,586	0,588	0,683
CPFL Piratininga	17	0,000	0,000	0,000	0,016	0,012	0,163	0,040	0,189	0,065	0,233	0,174	0,384	0,351	0,439	0,367	0,480	0,500	0,490	0,498	0,508	0,625	0,590	0,509	0,724
Equatorial AL	18	0,000	0,000	0,000	0,255	0,055	0,021	0,063	0,051	0,139	0,028	0,414	0,251	0,159	0,319	0,402	0,441	0,510	0,500	0,531	0,568	0,577	0,553	0,586	0,640
Equatorial PI	19	0,000	0,000	0,000	0,195	0,051	0,033	0,027	0,030	0,101	0,029	0,413	0,281	0,094	0,254	0,345	0,424	0,502	0,469	0,500	0,564	0,576	0,556	0,562	0,665
Santa Maria	20	0,000	0,002	0,001	0,434	0,284	0,036	0,197	0,095	0,318	0,230	0,465	0,194	0,342	0,328	0,473	0,421	0,492	0,432	0,436	0,500	0,499	0,526	0,649	0,495
CEEE	21	0,000	0,000	0,000	0,026	0,003	0,033	0,001	0,019	0,005	0,054	0,221	0,255	0,120	0,274	0,162	0,383	0,375	0,423	0,424	0,501	0,500	0,491	0,504	0,614
CEB	22	0,000	0,000	0,000	0,093	0,028	0,039	0,003	0,028	0,025	0,087	0,275	0,236	0,153	0,222	0,227	0,414	0,410	0,447	0,444	0,474	0,509	0,500	0,513	0,575
Sulgipe	23	0,000	0,001	0,001	0,367	0,176	0,029	0,146	0,076	0,218	0,108	0,460	0,151	0,242	0,246	0,423	0,412	0,491	0,414	0,438	0,351	0,496	0,487	0,500	0,510
EDP SP	24	0,000	0,000	0,000	0,015	0,005	0,035	0,002	0,018	0,010	0,036	0,133	0,233	0,089	0,235	0,141	0,317	0,276	0,360	0,335	0,505	0,386	0,425	0,490	0,500
Cosern	25	0,000	0,000	0,000	0,147	0,022	0,002	0,014	0,008	0,066	0,003	0,308	0,089	0,031	0,077	0,238	0,082	0,371	0,091	0,158	0,335	0,353	0,382	0,401	0,414
Roraima Energia	26	0,001	0,009	0,000	0,198	0,091	0,064	0,084	0,056	0,103	0,078	0,409	0,123	0,111	0,125	0,282	0,215	0,448	0,234	0,266	0,229	0,423	0,359	0,309	0,479
Cocel	27	0,000	0,000	0,000	0,091	0,015	0,000	0,001	0,002	0,016	0,002	0,344	0,039	0,011	0,011	0,200	0,145	0,441	0,178	0,175	0,240	0,390	0,334	0,360	0,439
Energisa MT	28	0,000	0,000	0,000	0,068	0,012	0,000	0,001	0,002	0,014	0,001	0,308	0,025	0,006	0,011	0,174	0,115	0,416	0,136	0,142	0,233	0,353	0,298	0,342	0,423
Cemig	29	0,000	0,000	0,000	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,148	0,031	0,000	0,006	0,036	0,037	0,228	0,075	0,033	0,310	0,154	0,187	0,360	0,262
Energisa TO	30	0,000	0,000	0,000	0,120	0,012	0,000	0,002	0,005	0,028	0,001	0,369	0,027	0,010	0,013	0,239	0,120	0,454	0,128	0,166	0,136	0,406	0,320	0,235	0,454
DCELT	31	0,000	0,000	0,000	0,177	0,042	0,001	0,020	0,021	0,025	0,024	0,359	0,008	0,076	0,058	0,260	0,204	0,414	0,201	0,255	0,083	0,386	0,347	0,216	0,411
Elektro	32	0,000	0,000	0,000	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,095	0,008	0,000	0,001	0,035	0,018	0,163	0,028	0,013	0,196	0,114	0,124	0,294	0,183
Copel	33	0,000	0,000	0,000	0,018	0,001	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,138	0,010	0,001	0,001	0,041	0,040	0,216	0,054	0,039	0,167	0,148	0,129	0,269	0,234
Forcel	34	0,000	0,000	0,000	0,076	0,008	0,000	0,000	0,003	0,002	0,003	0,297	0,003	0,011	0,003	0,157	0,120	0,385	0,123	0,156	0,028	0,330	0,266	0,161	0,382
Enel GO	35	0,000	0,000	0,000	0,050	0,005	0,000	0,000	0,002	0,003	0,001	0,218	0,006	0,006	0,001	0,096	0,081	0,316	0,091	0,095	0,050	0,253	0,193	0,164	0,321
Energisa NF	36	0,000	0,000	0,000	0,059	0,004	0,000	0,000	0,002	0,000	0,001	0,274	0,001	0,008	0,006	0,131	0,103	0,355	0,101	0,145	0,012	0,286	0,231	0,106	0,359
Energisa MG	37	0,000	0,000	0,000	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,192	0,001	0,001	0,000	0,058	0,037	0,276	0,041	0,042	0,023	0,194	0,168	0,117	0,300
Chesp	38	0,000	0,000	0,000	0,029	0,004	0,000	0,000	0,001	0,009	0,000	0,158	0,015	0,001	0,002	0,067	0,043	0,245	0,051	0,038	0,076	0,193	0,148	0,155	0,257
Nova Palma	39	0,000	0,000	0,000	0,032	0,002	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,204	0,001	0,002	0,000	0,084	0,062	0,295	0,064	0,072	0,012	0,222	0,180	0,087	0,306
RGE Sul	40	0,000	0,000	0,000	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,096	0,001	0,000	0,000	0,022	0,022	0,151	0,026	0,020	0,039	0,086	0,075	0,146	0,176
Energisa MS	41	0,000	0,000	0,000	0,010	0,001	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,097	0,001	0,000	0,000	0,033	0,016	0,165	0,018	0,014	0,030	0,112	0,106	0,091	0,177
CPFL Paulista	42	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,012	0,001	0,000	0,000	0,001	0,002	0,016	0,003	0,000	0,069	0,008	0,013	0,166	0,024
Celesc	43	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,052	0,000	0,000	0,000	0,017	0,005	0,073	0,004	0,004	0,017	0,045	0,056	0,072	0,095
Eletrocar	44	0,000	0,000	0,000	0,007	0,002	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000	0,057	0,005	0,000	0,001	0,032	0,013	0,116	0,020	0,006	0,023	0,079	0,068	0,067	0,120
João Cesa	45	0,000	0,000	0,000	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,104	0,000	0,000	0,000	0,038	0,015	0,150	0,014	0,018	0,001	0,095	0,095	0,017	0,176
Hidropan	46	0,000	0,000	0,000	0,004	0,001	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,026	0,002	0,000	0,001	0,018	0,006	0,053	0,009	0,002	0,023	0,041	0,037	0,065	0,053
CPFL Santa Cruz	47	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,026	0,000	0,000	0,000	0,003	0,003	0,033	0,003	0,001	0,001	0,018	0,020	0,027	0,048
Energisa SS	48	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,021	0,000	0,000	0,000	0,002	0,003	0,025	0,002	0,001	0,002	0,013	0,014	0,029	0,038
Urussanga	49	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,049	0,000	0,000	0,000	0,021	0,010	0,063	0,007	0,005	0,000	0,046	0,040	0,016	0,087
Mux Energia	50	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,015	0,000	0,000	0,000	0,006	0,002	0,026	0,004	0,001	0,009	0,018	0,017	0,048	0,031
Cooperaliança	51	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,033	0,000	0,000	0,000	0,007	0,004	0,042	0,003	0,002	0,000	0,022	0,029	0,009	0,058
DEMEI	52	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,007	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,011	0,001	0,000	0,003	0,006	0,009	0,030	0,013
DME-PC	53	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,017	0,004

Distribuidora	Posição	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	5
CEA	1	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,0
Equatorial PA	2	1,000	0,991	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,0
Amazonas Energia	3	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,0
Light	4	0,853	0,802	0,909	0,932	0,990	0,880	0,823	0,994	0,982	0,924	0,950	0,941	0,980	0,971	0,968	0,993	0,990	1,000	0,997	0,993	0,991	0,996	0,999	0,999	0,998	0,9
Celpe	5	0,978	0,909	0,985	0,988	1,000	0,988	0,958	1,000	0,999	0,992	0,995	0,996	1,000	0,996	0,998	1,000	0,999	1,000	1,000	0,998	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,0
Energisa AC	6	0,998	0,936	1,000	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,0
Coelba	7	0,986	0,916	0,999	0,999	1,000	0,998	0,980	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,0
EDP ES	8	0,992	0,944	0,998	0,998	1,000	0,995	0,979	1,000	0,999	0,997	0,998	0,998	1,000	0,999	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,0
Enel Rio	9	0,934	0,897	0,984	0,986	0,999	0,972	0,975	1,000	0,999	0,998	0,997	1,000	1,000	0,991	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	0,997	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,0
Equatorial MA	10	0,997	0,922	0,998	0,999	1,000	0,999	0,976	1,000	1,000	0,997	0,999	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,0
Enel SP	11	0,692	0,591	0,656	0,692	0,852	0,631	0,641	0,905	0,862	0,703	0,782	0,726	0,808	0,842	0,796	0,904	0,903	0,988	0,948	0,943	0,896	0,974	0,974	0,979	0,951	0,9
Energisa RO	12	0,911	0,877	0,961	0,975	0,969	0,973	0,992	0,992	0,990	0,997	0,994	0,999	0,999	0,985	0,999	0,999	0,999	0,999	1,000	0,995	1,000	0,998	1,000	1,000	1,000	1,0
Enel CE	13	0,969	0,889	0,989	0,994	1,000	0,990	0,924	1,000	0,999	0,989	0,994	0,992	0,999	0,999	0,998	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,0
Energisa PB	14	0,923	0,875	0,989	0,989	0,994	0,987	0,942	0,999	0,999	0,997	0,999	0,994	1,000	0,998	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,0
Energisa BO	15	0,762	0,718	0,800	0,826	0,964	0,761	0,740	0,965	0,959	0,843	0,904	0,869	0,942	0,933	0,916	0,978	0,967	0,999	0,983	0,968	0,962	0,982	0,997	0,998	0,979	0,9
Energisa SE	16	0,918	0,785	0,855	0,885	0,963	0,880	0,796	0,982	0,960	0,880	0,919	0,897	0,963	0,957	0,938	0,978	0,984	0,998	0,995	0,987	0,985	0,994	0,997	0,997	0,990	0,9
CPFL Piratininga	17	0,629	0,552	0,559	0,584	0,772	0,546	0,586	0,837	0,784	0,615	0,684	0,645	0,724	0,755	0,705	0,849	0,835	0,984	0,927	0,884	0,850	0,947	0,967	0,975	0,937	0,9
Equatorial AL	18	0,909	0,766	0,822	0,864	0,925	0,872	0,799	0,972	0,946	0,877	0,909	0,899	0,959	0,949	0,936	0,974	0,982	0,997	0,996	0,980	0,986	0,991	0,997	0,998	0,993	0,9
Equatorial PI	19	0,842	0,734	0,825	0,858	0,967	0,834	0,745	0,987	0,961	0,844	0,905	0,855	0,958	0,962	0,928	0,980	0,986	1,000	0,996	0,994	0,982	0,998	0,999	0,999	0,995	0,9
Santa Maria	20	0,665	0,771	0,760	0,767	0,690	0,864	0,917	0,804	0,833	0,972	0,950	0,988	0,977	0,924	0,988	0,961	0,970	0,931	0,983	0,977	0,999	0,977	0,999	0,998	1,000	0,9
CEEE	21	0,647	0,577	0,610	0,647	0,846	0,594	0,614	0,886	0,852	0,670	0,747	0,714	0,806	0,807	0,778	0,914	0,888	0,992	0,955	0,921	0,905	0,959	0,982	0,987	0,954	0,9
CEB	22	0,618	0,641	0,666	0,702	0,813	0,680	0,653	0,876	0,871	0,734	0,807	0,769	0,832	0,852	0,820	0,925	0,894	0,987	0,944	0,932	0,905	0,963	0,980	0,986	0,960	0,9
Sulgipe	23	0,599	0,691	0,640	0,658	0,640	0,765	0,784	0,706	0,731	0,839	0,836	0,894	0,883	0,845	0,913	0,854	0,909	0,834	0,928	0,933	0,983	0,935	0,973	0,971	0,984	0,9
EDP SP	24	0,586	0,521	0,561	0,577	0,738	0,546	0,589	0,817	0,766	0,618	0,679	0,641	0,700	0,743	0,694	0,824	0,823	0,976	0,905	0,880	0,824	0,947	0,952	0,962	0,913	0,9
Cosern	25	0,500	0,562	0,548	0,576	0,631	0,662	0,638	0,742	0,722	0,733	0,765	0,754	0,832	0,826	0,819	0,855	0,905	0,929	0,955	0,926	0,920	0,961	0,968	0,973	0,956	0,9
Roraima Energia	26	0,438	0,500	0,477	0,511	0,557	0,535	0,549	0,632	0,625	0,660	0,697	0,697	0,761	0,786	0,800	0,784	0,882	0,800	0,877	0,947	0,922	0,956	0,968	0,968	0,957	0,9
Cocel	27	0,452	0,523	0,500	0,551	0,584	0,620	0,582	0,758	0,794	0,764	0,856	0,794	0,884	0,913	0,886	0,952	0,961	0,961	0,969	0,979	0,960	0,990	0,997	0,998	0,988	0,9
Energisa MT	28	0,424	0,489	0,449	0,500	0,559	0,578	0,560	0,739	0,746	0,714	0,792	0,758	0,846	0,861	0,853	0,935	0,952	0,948	0,974	0,971	0,957	0,987	0,995	0,997	0,981	0,9
Cemig	29	0,369	0,443	0,416	0,441	0,500	0,495	0,504	0,699	0,683	0,576	0,640	0,628	0,703	0,729	0,675	0,825	0,811	0,972	0,922	0,869	0,851	0,925	0,968	0,978	0,937	0,9
Energisa TO	30	0,338	0,465	0,380	0,422	0,505	0,500	0,526	0,592	0,616	0,690	0,752	0,735	0,831	0,826	0,856	0,835	0,923	0,821	0,917	0,960	0,955	0,967	0,989	0,989	0,985	0,9
DCELT	31	0,362	0,451	0,418	0,440	0,496	0,474	0,500	0,557	0,579	0,630	0,658	0,726	0,718	0,686	0,765	0,724	0,763	0,729	0,823	0,822	0,937	0,837	0,916	0,916	0,953	0,8
Elektro	32	0,258	0,368	0,242	0,261	0,301	0,408	0,443	0,500	0,505	0,519	0,564	0,568	0,618	0,643	0,615	0,741	0,742	0,919	0,866	0,820	0,787	0,907	0,942	0,956	0,903	0,9
Copel	33	0,278	0,375	0,206	0,254	0,317	0,384	0,421	0,495	0,500	0,510	0,572	0,574	0,646	0,680	0,645	0,771	0,783	0,902	0,878	0,860	0,829	0,926	0,965	0,976	0,926	0,9
Forcel	34	0,267	0,340	0,236	0,286	0,424	0,310	0,370	0,481	0,490	0,500	0,575	0,609	0,657	0,665	0,714	0,689	0,754	0,695	0,805	0,852	0,899	0,869	0,951	0,952	0,960	0,9
Enel GO	35	0,235	0,303	0,144	0,208	0,360	0,248	0,342	0,436	0,428	0,425	0,500	0,532	0,588	0,624	0,634	0,662	0,736	0,699	0,787	0,856	0,837	0,893	0,949	0,955	0,927	0,9
Energisa NF	36	0,246	0,303	0,206	0,242	0,372	0,265	0,274	0,432	0,426	0,391	0,468	0,500	0,556	0,590	0,607	0,598	0,670	0,643	0,736	0,787	0,883	0,806	0,898	0,904	0,939	0,8
Energisa MG	37	0,168	0,239	0,116	0,154	0,297	0,169	0,282	0,382	0,354	0,343	0,412	0,444	0,500	0,559	0,543	0,576	0,671	0,666	0,752	0,807	0,832	0,841	0,928	0,937	0,933	0,8
Chesp	38	0,174	0,214	0,087	0,139	0,271	0,174	0,314	0,357	0,320	0,335	0,376	0,410	0,441	0,500	0,494	0,531	0,623	0,645	0,688	0,803	0,713	0,876	0,886	0,901	0,853	0,9
Nova Palma	39	0,181	0,200	0,114	0,147	0,325	0,144	0,235	0,385	0,355	0,286	0,366	0,393	0,457	0,506	0,500	0,524	0,598	0,602	0,683	0,759	0,786	0,800	0,883	0,889	0,904	0,8
RGE Sul	40	0,145	0,216	0,048	0,065	0,175	0,165	0,276	0,259	0,229	0,311	0,338	0,402	0,424	0,469	0,476	0,500	0,588	0,673	0,709	0,766	0,731	0,848	0,903	0,924	0,874	0,8
Energisa MS	41	0,095	0,118	0,039	0,048	0,189	0,077	0,237	0,258	0,217	0,246	0,264	0,330	0,329	0,377	0,402	0,412	0,500	0,578	0,624	0,716	0,663	0,808	0,853	0,870	0,824	0,8
CPFL Paulista	42	0,071	0,200	0,039	0,052	0,028	0,179	0,271	0,081	0,098	0,305	0,301	0,357	0,334	0,355	0,398	0,327	0,422	0,500	0,489	0,552	0,545	0,657	0,661	0,698	0,657	0,7
Celesc	43	0,045	0,123	0,031	0,026	0,078	0,083	0,177	0,134	0,122	0,195	0,213	0,264	0,248	0,312	0,317	0,291	0,376	0,511	0,500	0,590	0,584	0,694	0,741	0,773	0,755	0,7
Eletrocar	44	0,074	0,053	0,021	0,029	0,131	0,040	0,178	0,180	0,140	0,148	0,144	0,213	0,193	0,197	0,241	0,234	0,284	0,448	0,410	0,500	0,452	0,624	0,624	0,652	0,621	0,7
João Cesa	45	0,080	0,078	0,040	0,043	0,149	0,045	0,063	0,213	0,171	0,101	0,163	0,117	0,168	0,287	0,214	0,269	0,337	0,455	0,416	0,548	0,500	0,626	0,628	0,652	0,672	0,6
Hidropan	46	0,039	0,044	0,010	0,013	0,075	0,033	0,163	0,093	0,074	0,131	0,107	0,194	0,159	0,124	0,200	0,152	0,192	0,343	0,306	0,376	0,374	0,500	0,507	0,539	0,525	0,6
CPFL Santa Cruz	47	0,032	0,032	0,003	0,005	0,032	0,011	0,084	0,058	0,035	0,049	0,051	0,102	0,072	0,114	0,117	0,097	0,147	0,339	0,259	0,376	0,372	0,493	0,500	0,541	0,533	0,5
Energisa SS	48	0,027	0,032	0,002	0,003	0,022	0,011	0,084	0,044	0,024	0,048	0,045	0,096	0,063	0,099	0,111	0,076	0,130	0,302	0,227	0,348	0,348	0,461	0,459	0,500	0,500	0,5
Urussanga	49	0,044	0,043	0,012	0,019	0,063	0,015	0,047	0,097	0,074	0,040	0,073	0,061	0,067	0,147	0,096	0,126	0,176	0,343	0,245	0,379	0,328	0,475	0,467	0,500	0,500	0,5
Mux Energia	50	0,027	0,033	0,002	0,004	0,050	0,017	0,126	0,055	0,041	0,085	0,065	0,158	0,123	0,081	0,150	0,104	0,131	0,281	0,248	0,291	0,341	0,397	0,434	0,463	0,468	0,5
Cooperaliança	51	0,028	0,025	0,006	0,005	0,036	0,010	0,036	0,068	0,046	0,035	0,055	0,053	0,047	0,131	0,085	0,093	0,134	0,317	0,198	0,346	0,282	0,453	0,425	0,461	0,459	0,5
DEMEI	52	0,011	0,018	0,001	0,001	0,023	0,007	0,090	0,022	0,016	0,047	0,030	0,114	0,079	0,043	0,096	0,055	0,071	0,202	0,171	0,211	0,289	0,283	0,329	0,355	0,389	0,3
DME-PC	53	0,005	0,010	0,000	0,000	0,002	0,003	0,048	0,006	0,002	0,017	0,012	0,044	0,021	0,025	0,041	0,012	0,032	0,085	0,070	0,120	0,183	0,157	0,169	0,183	0,242	0,2

ANEXO XIV

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.6 A

PERDAS DE ENERGIA E IRRECUPERÁVEIS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia para definição dos percentuais de perdas de energia regulatórias a serem aplicados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se somente às revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica prorrogadas nos termos do Decreto n° 8.461/15, ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho n° 2.194/2016, excetuando aquelas cujos índices estão definidos em Lei.

3. DEFINIÇÕES E CONCEITOS

3. Estão listadas a seguir os termos e definições dos parâmetros utilizados para o cálculo das perdas não técnicas:

3.1. Energia Vendida - EV: representa toda energia vendida pela concessionária ao seu mercado cativo, consumo próprio e energia suprida com tarifa regulada às concessionárias de distribuição.

3.2. Energia Entregue - EE: energia transportada pelo sistema da distribuidora com faturamento apenas por TUSD, calculada pela soma da energia entregue a consumidores livres, autoprodutores e outra concessionária que acesse o sistema de distribuição.

3.3. Energia Injetada - EI: somatório de toda energia injetada na rede de distribuição da concessionária via pontos de fronteira (menos a energia exportada para a rede básica) ou geração local (própria ou de terceiros).

3.4. Perdas na Distribuição - PD: diferença entre a energia injetada na rede da distribuidora e o total de energia vendida e entregue, expressa em megawatt-hora MWh, e composta pelas perdas técnicas e não técnicas.

3.5. Perdas Técnicas - PT: parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, de transformação de tensão e de medição da energia na rede da concessionária, expressa em megawatt-hora MWh.

3.5. Perdas Não Técnicas - PNT: representa todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas, em megawatt-hora (MWh).

3.6. Perdas na Rede Básica – PRB: são perdas externas à rede de distribuição da concessionária e representam a parcela de energia dissipada no transporte da energia no sistema de transmissão da Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão.

3.7. Percentual de perdas na distribuição - PPD: percentual das perdas na distribuição em relação à energia injetada na rede.

$$\mathrm{PPD} = \frac{\mathrm{PD}}{\mathrm{EI}} \mathrm{x} 100\ [\%] \quad (1)$$

3.8. Percentual de perdas técnicas - PPT: percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada na rede.

$$\mathrm{PPT} = \frac{\mathrm{PT}}{\mathrm{EI}} \mathrm{x} 100\ [\%] \quad (2)$$

3.9. Percentual de perdas não técnicas - PPNT: percentual de perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da concessionária.

$$\mathrm{PPNT} = \frac{\mathrm{PNT}}{\mathrm{EI}} \mathrm{x} 100\ [\%] \quad (3)$$

3.10. Percentual de perdas não técnicas baixa tensão - PPNBT: percentual de perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da concessionária.

$$\mathrm{PPNbT} = \frac{\mathrm{PNT}}{\mathrm{Mbt}} \mathrm{x} 100\ [\%] \quad (4)$$

4. BASE DE DADOS

4. As informações que comporão a base de dados de perdas serão recebidas via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado ou apurada pela ANEEL por outras fontes de informação. Informações adicionais poderão ser solicitadas nos processos tarifários individuais.

5.Para as empresas que passarem por revisão tarifária no 1º semestre do ano A (ano de revisão), a base de dados para definição das perdas finaliza no ano civil A-2. Para as empresas que passarem por revisão tarifária no 2º semestre do ano A, a base de dados de definição das perdas finaliza no ano civil A-1.

6.No processo de definição das metas de perdas não técnicas é utilizado o mercado medido, porém, para a construção do balanço energético nos processos tarifários os percentuais utilizados são calculados com base no mercado faturado.

7.A ANEEL calculará as perdas técnicas a partir das informações da concessionária, sendo utilizado o resultado para o cálculo do percentual de perdas não técnicas.

8.As perdas não técnicas, quando utilizado o mercado medido, são calculadas pela diferença entre a perda total medida e a perda técnica regulatória, obtida pela multiplicação da energia injetada pelos percentuais de Perdas Técnicas Regulatórias. O valor obtido é dividido pelo mercado anual de baixa tensão medido, informado mensalmente no Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado.

5. METODOLOGIA

9. As perdas regulatórias de energia, consideradas no cálculo dos custos de compra de energia conforme Submódulo 3.2 do PRORET, possuem dois componentes, as Perdas na Distribuição e as Perdas na Rede Básica.

10. O tratamento regulatório dado às Perdas na Rede Básica está descrito no Modulo 3 do PRORET.

11. As Perdas na Distribuição são formadas pela soma das Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas.

12. As Perdas Técnicas Regulatórias são definidas conforme Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

13. As regras para a definição das Perdas Não Técnicas Regulatórias são descritas neste Submódulo.

14. A abordagem utilizada para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas é o da análise comparativa – yardstick competition.

15.Essa análise é efetuada a partir da matriz de probabilidade de comparação entre áreas de concessão de distintas complexidades socioeconômicas, permitindo aferir a eficiência de cada concessionária no combate às perdas não técnicas.

16.A partir da análise comparativa é definida uma meta de perdas não técnicas, que se trata de um nível de referência para as perdas não técnicas de uma área de concessão específica.

17.Caso as perdas não técnicas observadas estejam acima da meta, são definidas trajetórias de redução a partir do ponto de partida definido na seção 5.3. Essas trajetórias não podem superar os limites definidos na seção 5.4.

18.As Perdas Técnicas calculadas conforme o Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição constitui a melhor estimativa do percentual de perdas técnicas no momento da revisão bem como os valores regulatórios que serão utilizados ao longo do ciclo tarifário.

19.A ANEEL irá apurar os valores de perdas não técnicas pela diferença entre as perdas totais realizadas no ano civil e as perdas técnicas regulatórias.

20.O percentual de perdas não técnicas será calculado pela diferença das perdas totais na distribuição e a multiplicação da energia injetada pelo percentual de perda técnica regulatória.

$$P_{nt}(\%) = \frac{P_{total} - E_{inj} \times P_{tec}(\%)}{M_{bt}} \quad (5)$$

onde:
$P_{nt}(\%)$ – Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão;
P_{total} – Total de perdas na distribuição;
E_{inj} – Total de energia injetada na rede de distribuição;
$P_{tec}(\%)$ – Percentual de perdas técnicas sobre energia injetada; e
M_{bt} – Mercado de baixa tensão.

21.Para empresas com nível de perdas muito baixo, o processo de apuração das perdas não técnicas pode resultar em valores negativos. Nesses casos, a perda não técnica será considerada igual a zero, ou seja, as perdas na distribuição serão iguais às perdas técnicas.

22.Em decorrência de uma série de ações e procedimentos relacionados aos processos de faturamento das empresas, a saber: refaturamentos, custo de disponibilidade, recuperação de perdas, etc., é possível que mercados faturados difiram dos mercados medidos, principalmente em regiões onde há grande número de consumidores com consumo abaixo do mínimo. Consequentemente, como as perdas são apuradas por diferença, o seu valor pode variar de acordo com o tipo de mercado utilizado.

5.1. RANKING DE COMPLEXIDADE

23. As tabelas 1 e 2 a seguir ilustram o ranking de complexidade socioeconômica das áreas de concessão por porte e representa a média dos 138 rankings estimados pela Nota Técnica nº 99/2021-SRM/SGT-ANEEL.

24.As empresas serão comparadas conforme o seu porte, sendo consideradas de maior porte (Grupo 1) aquelas que possuam mercado de baixa tensão maior que 700 GWh/ano. As demais empresas são consideradas do Grupo 2.

25.A partir de cada *ranking* é definida uma matriz de probabilidade de comparação entre as concessionárias. A matriz de probabilidade média para cálculo das metas de perdas não técnicas está detalhada no Anexo.

Rankings de Complexidade Socioeconômica por grupo

Tabela 1 – Grupo 1

Posição	Empresa	Índice
1	CEA	0,522
2	Equatorial PA	0,488
3	Amazonas Energia	0,430
4	Light	0,324
5	Celpe	0,289
6	Energisa AC	0,280
7	Coelba	0,277
8	EDP ES	0,267
9	Enel RJ	0,260
10	Equatorial MA	0,246
11	Enel SP	0,229
12	Energisa RO	0,222
13	Enel CE	0,218
14	Energisa PB	0,206
15	Energisa SE	0,181
16	CPFL Piratininga	0,178
17	Equatorial AL	0,176
18	Equatorial PI	0,174
19	CEEE	0,160
20	CEB	0,160
21	EDP SP	0,150
22	Cosern	0,132
23	Roraima Energia	0,128
24	Energisa MT	0,120
25	Cemig	0,114
26	Energisa TO	0,114
27	Elektro	0,099
28	Copel	0,099
29	Enel GO	0,090
30	Energisa MG	0,084
31	RGE Sul	0,078
32	Energisa SE	0,071
33	CPFL Paulista	0,061
34	Celesc	0,061
35	CPFL Santa Cruz	0,040
36	Energisa SS	0,037

Tabela 2 – Grupo 2

Posição	Empresa	Índice
1	Energisa BO	0,195
2	Santa Maria	0,170
3	Sulgipe	0,151
4	Cocel	0,124
5	DCELT	0,109
6	Forcel	0,096

7	Energisa NF	0,088
8	Chesp	0,081
9	Nova Palma	0,079
10	Eletrocar	0,052
11	João Cesa	0,052
12	Hidropan	0,043
13	EFLUL	0,037
14	Mux Energia	0,035
15	Cooperaliança	0,034
16	DEMEI	0,026
17	DME-PC	0,008

5.2. META DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

26. O potencial de redução de perdas não técnicas é definido pelos benchmarks de cada concessionária, que possuem menor índice de perdas não técnicas atuando em áreas de concessão comparáveis sob o ponto de vista de complexidade socioeconômica.

27. A meta calculada a partir da matriz de probabilidade de comparação aplicada às perdas praticadas pelas concessionárias, conforme fórmula a seguir.

$$\text{Meta}_{(i)} = \text{Prob}_{(i)} \times \text{P}_{\text{bench}} + [1 - \text{Prob}_{(i)}] \times \text{P}_{(i)} \quad (6)$$

onde:
$\text{Meta}_{(i)}$: Meta de perdas da empresa i [%];
$\text{Prob}_{(i)}$: Probabilidade de o benchmark estar em área de concessão mais complexa;
P_{bench}: percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa benchmark potencial nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5; e
$\text{P}_{(i)}$: média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.

28. Com base na equação (6), calcula-se o valor de referência para todos os benchmarks potenciais da concessionária, sendo escolhido o menor valor.

29.A meta de perdas não técnicas definida poderá ser atingida por meio de uma trajetória linear decrescente das perdas regulatórias em cada reajuste subsequente, ou tratado como uma meta fixa até a próxima revisão tarifária.

30.A trajetória de redução será o resultado da comparação entre o ponto de partida e a meta, obedecidos os limites de redução definidos na seção 5.4.

31.Para as concessionárias com índices regulatórios de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido inferiores a 6% (Grupo 1) ou 2% (Grupo 2) não serão definidas trajetórias de redução.

32.Para as empresas que situam acima do percentil 90 do *ranking* de complexidade, que são CEA, Equatorial Pará e Amazonas Energia (Grupo 1) e Energisa Borborema (Grupo 2), o nível regulatório de perdas não técnicas poderá ser estabelecido mediante análises complementares.

5.3. PONTO DE PARTIDA DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

33.O ponto de partida de perdas não técnicas é um valor referencial para o ano tarifário imediatamente anterior ao da revisão tarifária.

34.Na definição do ponto de partida é utilizado o percentual de perdas não técnicas, tendo como referência o mercado medido, conforme equação a seguir:

$$\text{P. P.}_{(i)} = 87{,}5\% * \text{P}_{CicloAnterior}(i) + 12{,}5\%\ P_{(i)} \quad (7)$$

onde:
P.P(i): Ponto de Partida de perdas não técnicas da empresa i [%];
P_CicloAnterior(i): Meta de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definida na revisão tarifária anterior da empresa i; e
$P(i)$: média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.

35.A meta definida pela metodologia descrita na seção 5.2 pode ser superior ao ponto de partida, caso isto ocorra, o ponto de partida será igual à meta e não haverá trajetória de redução.

5.4. LIMITES DE REDUÇÃO ANUAL DAS PERDAS

36. As trajetórias anuais de redução calculadas a partir da diferença entre a meta e o ponto de partida serão avaliadas conforme os limites de redução.

37. Os limites de redução anual das perdas não técnicas medidas serão definidos conforme tabela abaixo:

Tabela 3 – Regra Limites de Redução

Porte	Condição Analisada	Regra Aplicada
Grupo 1	PNT_Reg maior que 6%	$Limite = \%\frac{3 * PNT_{Reg}}{26} - \frac{9}{13}$
Grupo 1	PNT_Reg menor ou igual a 6%	Sem Trajetória
Grupo 2	PNT_Reg maior que 2%	$Limite = \%\frac{3 * PNT_{Reg}}{26} - \frac{6}{23}$
Grupo 2	PNT_Reg menor ou igual a 2%	Sem Trajetória

38.Na definição do ponto de partida e da meta de perdas não técnicas, assim como a trajetória de redução a ser aplicada nos reajustes subsequentes, é utilizado o mercado medido, mas para a construção do balanço energético nos processos tarifários os percentuais utilizados são calculados com base no mercado faturado.

39. Após o estabelecimento da trajetória da concessionária, será efetuada a conversão dos percentuais de perdas não técnicas do mercado medido para o mercado faturado, conforme segue:

PNT/MBTfat = PNT/MBTmed + Ajuste (8)

onde:
PNT/MBTfat: % de perda não técnica calculado sobre o mercado de baixa tensão faturado da concessionária;
PNT/MBTmed: % de perda não técnica calculado sobre o mercado de baixa tensão medido da concessionária;
Ajuste: percentual resultante da mediana das diferenças entre %PNT/MBTfat e %PNT/MBTmed da concessionária nos últimos três anos civis, conforme parágrafo 5.

5.5. ÁREAS COM SEVERAS RESTRIÇÕES OPERATIVAS - ASRO

40.As concessionárias podem possuir localidades caracterizadas por altos índices de violência, em que as equipes de campo têm dificuldades de acesso para realizar procedimentos de cobrança, suspensão, inspeção, regularização etc.

41.Essas localidades são consideradas Áreas com Severas Restrições Operativas – ASRO e possuem correlação com logradouros em que a entrega de mercadorias não ocorre de forma regular devido à elevada quantidade de delitos.

42.Concessionárias que possuírem, nos 3 anos civis anteriores ao ano da revisão tarifária elevado percentual de Código de Endereçamento Postal (CEP) com restrição de entrega de mercadoria poderá ter a meta e o ponto de partida definidos conforme Tabela 4.

43.O referido percentual deve ser em média superior a 10% do total, sendo que a restrição deve ser do tipo Entrega Interna, quando o CEP de destino está temporariamente sem entrega.

44.Na ausência de informação nos 3 anos anteriores ao ano da revisão tarifária, será utilizado o percentual médio de restrição de Entrega Interna dos anos disponíveis a partir de 2020.

45.A concessionária também deve apresentar estudos no processo de revisão tarifária que corroborem à existência das ASRO e a relação com as perdas não técnicas.

Tabela 4 – Ponto de Partida e Meta - ASRO

Tipo	Regra Aplicada
Ponto de Partida	**(Entre 50,0% e 87,5%)*Meta Anterior + (100% - peso atribuído à Meta Anterior)*Média dos últimos 3 anos**
Meta	**Definido a partir dos benchmarks cujas metas resultantes situam-se entre 70 e 80% do reconhecimento das perdas da distribuidora em análise**

6. RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

46.O valor de receitas irrecuperáveis a ser considerado no processo de revisão e reajuste tarifários das empresas será calculado conforme segue:

$$V_{RI} = \frac{RR + Financeiros + Receita\ de\ Bandeiras}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \{\sum_C (\rho_c \times RI_c)\} \qquad (9)$$

Onde:
V_{RI}: valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;
RR: receita requerida (Parcela A + Parcela B), sem incluir os valores correspondentes à RI;
Financeiros: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no Proret Submódulo 4;
Receita de Bandeiras: receita prevista de bandeiras tarifárias nos últimos 12 meses;
ρ_c: participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e
RI_c: percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

47.A Receita de Bandeiras Tarifárias serão calculados pelo produto do mercado cativo do período de referência da concessionária (em MWh) pelo custo médio previsto de acionamento das bandeiras para o período de referência da empresa (em R$/MWh).

48.A previsão de receitas de bandeiras será baseada em simulação com o modelo Decomp considerando a Função de Custo Futuro – FCF para o Programa Mensal de Operação – PMO do último mês disponível no processo de Revisão Tarifária Periódica – RTP da empresa.

49.Adotou-se como critério para definição das receitas irrecuperáveis a mediana dos faturamentos não recebidos de 49 a 60 meses das datas de referência. A base de dados utilizada contempla contabilização de inadimplência de quatro anos distintos.

50.O percentual regulatório de receitas irrecuperáveis de cada empresa é calculado a partir da mediana móvel de um conjunto de empresas, formado pelas dez concessionárias situadas acima e abaixo no ranking de complexidade das perdas não técnicas.

51. As empresas serão comparadas conforme os grupos definidos na seção 5.1.

52. Os percentuais regulatórios de receitas irrecuperáveis das empresas situadas em áreas menos complexas não serão superiores aos de empresas situadas em áreas de maior complexidade.

53.Com base no critério acima e nos dados das concessionárias de distribuição, os percentuais de receitas irrecuperáveis a serem considerados para cada empresa, por classe de consumo, estão descritos na tabela abaixo.

Tabela 6 – Receitas Irrecuperáveis por classe de consumo – Grupo 1

Inadimplência por Classe (Regulatória)							
Grupo 1	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público
CEA	2,03%	1,12%	0,88%	1,47%	0,38%	0,12%	0,30%
Equatorial PA	2,03%	1,12%	0,88%	1,47%	0,38%	0,12%	0,30%
Amazonas Energia	1,92%	0,94%	0,85%	1,47%	0,32%	0,11%	0,29%
Light	1,81%	0,76%	0,82%	1,46%	0,26%	0,10%	0,27%
Celpe	1,81%	0,62%	0,75%	1,35%	0,22%	0,08%	0,15%
Energisa AC	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Coelba	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
EDP ES	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Enel RJ	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Equatorial MA	1,81%	0,49%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,03%
Enel SP	1,81%	0,43%	0,68%	1,23%	0,19%	0,07%	0,02%
Energisa RO	1,80%	0,37%	0,68%	1,23%	0,18%	0,07%	0,00%
Enel CE	1,54%	0,37%	0,68%	1,23%	0,18%	0,02%	0,00%
Energisa PB	1,36%	0,36%	0,66%	1,18%	0,10%	0,01%	0,00%
Energisa SE	1,36%	0,36%	0,66%	1,18%	0,09%	0,01%	0,00%
CPFL Piratininga	1,29%	0,35%	0,66%	1,12%	0,06%	0,01%	0,00%
Equatorial AL	1,27%	0,35%	0,56%	0,79%	0,05%	0,00%	0,00%
Equatorial PI	0,94%	0,35%	0,55%	0,67%	0,05%	0,00%	0,00%
CEEE	0,91%	0,35%	0,53%	0,66%	0,05%	0,00%	0,00%
CEB	0,91%	0,35%	0,46%	0,50%	0,04%	0,00%	0,00%
EDP SP	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,04%	0,00%	0,00%
Cosern	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,03%	0,00%	0,00%
Roraima Energia	0,73%	0,35%	0,46%	0,50%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa MT	0,72%	0,35%	0,46%	0,50%	0,02%	0,00%	0,00%
Cemig	0,67%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa TO	0,67%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Elektro	0,66%	0,35%	0,46%	0,39%	0,02%	0,00%	0,00%
Copel	0,64%	0,35%	0,46%	0,32%	0,02%	0,00%	0,00%
Enel GO	0,64%	0,35%	0,44%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa MG	0,64%	0,35%	0,44%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%
RGE Sul	0,64%	0,35%	0,44%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%
Energisa MS	0,64%	0,35%	0,43%	0,30%	0,02%	0,00%	0,00%
CPFL Paulista	0,64%	0,35%	0,43%	0,30%	0,01%	0,00%	0,00%
Celesc	0,64%	0,35%	0,43%	0,29%	0,01%	0,00%	0,00%
CPFL Santa Cruz	0,64%	0,35%	0,42%	0,26%	0,01%	0,00%	0,00%
Energisa SS	0,64%	0,35%	0,40%	0,20%	0,01%	0,00%	0,00%

Tabela 7 – Receitas Irrecuperáveis por classe de consumo – Grupo 2

Inadimplência por Classe (Regulatória)							
Grupo 2	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Poder Público	Iluminação Pública	Serviço Público
Energisa BO	0,13%	0,00%	0,05%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%
Santa Maria	0,10%	0,00%	0,05%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%
Sulgipe	0,07%	0,00%	0,04%	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%
Cocel	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
DCELT	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Forcel	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Energisa NF	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Chesp	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nova Palma	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Eletrocar	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
João Cesa	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hidropan	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
EFLUL	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Mux Energia	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Cooperaliança	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
DEMEI	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
DME-PC	0,07%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

7. ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO

54. A revisão das regras previstas neste Submódulo ocorrerá no segundo ano após a publicação dos dados do próximo Censo Demográfico.

8. ANEXO

55. Acompanha este Submódulo a “Matriz de probabilidade do ranking de complexidade” anexa.

ANEXO

Tabela I.1. Matriz de probabilidade do ranking de complexidade

Distribuidora	Posição	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CEA	1	0,500	0,699	0,717	0,986	1,000	0,996	0,999	0,998	1,000	0,999	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Equatorial PA	2	0,301	0,500	0,615	0,965	0,999	0,985	0,990	0,978	0,997	0,997	1,000	0,993	0,999	0,998	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,998	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000
Amazonas Energia	3	0,283	0,385	0,500	0,665	0,957	0,986	0,995	0,997	0,995	0,998	0,983	0,991	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000
Light	4	0,014	0,035	0,335	0,500	0,543	0,496	0,518	0,508	0,568	0,532	0,948	0,562	0,590	0,577	0,859	0,749	0,984	0,745	0,805	0,566	0,974	0,907	0,633	0,985	0,853
Celpe	5	0,000	0,001	0,043	0,457	0,500	0,497	0,565	0,566	0,696	0,653	0,802	0,675	0,823	0,783	0,967	0,945	0,988	0,945	0,949	0,716	0,997	0,972	0,824	0,995	0,978
Energisa AC	6	0,004	0,015	0,014	0,504	0,503	0,500	0,555	0,623	0,630	0,773	0,598	0,902	0,909	0,961	0,873	0,971	0,837	0,979	0,967	0,964	0,967	0,961	0,971	0,965	0,998
Coelba	7	0,001	0,010	0,005	0,482	0,435	0,445	0,500	0,571	0,641	0,707	0,670	0,723	0,890	0,902	0,985	0,954	0,960	0,937	0,973	0,803	0,999	0,997	0,854	0,998	0,986
EDP ES	8	0,002	0,022	0,003	0,492	0,434	0,377	0,429	0,500	0,508	0,672	0,541	0,769	0,870	0,925	0,862	0,958	0,811	0,949	0,970	0,905	0,981	0,972	0,924	0,982	0,992
Enel Rio	9	0,000	0,003	0,005	0,432	0,304	0,370	0,359	0,492	0,500	0,606	0,635	0,626	0,770	0,758	0,923	0,871	0,935	0,861	0,899	0,682	0,995	0,975	0,782	0,990	0,934
Equatorial MA	10	0,001	0,003	0,002	0,468	0,347	0,227	0,293	0,328	0,394	0,500	0,538	0,653	0,800	0,809	0,797	0,965	0,767	0,972	0,971	0,770	0,946	0,913	0,892	0,964	0,997
Enel SP	11	0,000	0,000	0,017	0,052	0,198	0,402	0,330	0,459	0,365	0,462	0,500	0,512	0,496	0,513	0,613	0,574	0,826	0,586	0,587	0,535	0,779	0,725	0,540	0,867	0,692
Energisa RO	12	0,001	0,007	0,009	0,438	0,325	0,098	0,277	0,231	0,374	0,347	0,488	0,500	0,519	0,608	0,621	0,706	0,616	0,749	0,719	0,806	0,745	0,764	0,849	0,767	0,911
Enel CE	13	0,000	0,001	0,000	0,410	0,177	0,091	0,277	0,130	0,230	0,200	0,504	0,481	0,500	0,628	0,659	0,840	0,649	0,841	0,906	0,658	0,880	0,847	0,758	0,911	0,969
Energisa PB	14	0,000	0,002	0,001	0,423	0,217	0,039	0,098	0,075	0,242	0,191	0,487	0,392	0,372	0,500	0,543	0,682	0,561	0,681	0,746	0,672	0,726	0,778	0,754	0,765	0,923
Energisa BO	15	0,000	0,000	0,000	0,141	0,033	0,127	0,015	0,138	0,077	0,203	0,387	0,379	0,341	0,457	0,500	0,582	0,633	0,598	0,655	0,527	0,838	0,773	0,577	0,859	0,762
Energisa SE	16	0,000	0,000	0,000	0,251	0,055	0,029	0,046	0,042	0,129	0,035	0,426	0,294	0,160	0,318	0,418	0,500	0,520	0,559	0,576	0,579	0,617	0,586	0,588	0,683	0,918
CPFL Piratininga	17	0,000	0,000	0,000	0,016	0,012	0,163	0,040	0,189	0,065	0,233	0,174	0,384	0,351	0,439	0,367	0,480	0,500	0,490	0,498	0,508	0,625	0,590	0,509	0,724	0,629
Equatorial AL	18	0,000	0,000	0,000	0,255	0,055	0,021	0,063	0,051	0,139	0,028	0,414	0,251	0,159	0,319	0,402	0,441	0,510	0,500	0,531	0,568	0,577	0,553	0,586	0,640	0,909
Equatorial PI	19	0,000	0,000	0,000	0,195	0,051	0,033	0,027	0,030	0,101	0,029	0,413	0,281	0,094	0,254	0,345	0,424	0,502	0,469	0,500	0,564	0,576	0,556	0,562	0,665	0,842
Santa Maria	20	0,000	0,002	0,001	0,434	0,284	0,036	0,197	0,095	0,318	0,230	0,465	0,194	0,342	0,328	0,473	0,421	0,492	0,432	0,436	0,500	0,499	0,526	0,649	0,495	0,665
CEEE	21	0,000	0,000	0,000	0,026	0,003	0,033	0,001	0,019	0,005	0,054	0,221	0,255	0,120	0,274	0,162	0,383	0,375	0,423	0,424	0,501	0,500	0,491	0,504	0,614	0,647
CEB	22	0,000	0,000	0,000	0,093	0,028	0,039	0,003	0,028	0,025	0,087	0,275	0,236	0,153	0,222	0,227	0,414	0,410	0,447	0,444	0,474	0,509	0,500	0,513	0,575	0,618
Sulgipe	23	0,000	0,001	0,001	0,367	0,176	0,029	0,146	0,076	0,218	0,108	0,460	0,151	0,242	0,246	0,423	0,412	0,491	0,414	0,438	0,351	0,496	0,487	0,500	0,510	0,599
EDP SP	24	0,000	0,000	0,000	0,015	0,005	0,035	0,002	0,018	0,010	0,036	0,133	0,233	0,089	0,235	0,141	0,317	0,276	0,360	0,335	0,505	0,386	0,425	0,490	0,500	0,586
Cosern	25	0,000	0,000	0,000	0,147	0,022	0,002	0,014	0,008	0,066	0,003	0,308	0,089	0,031	0,077	0,238	0,082	0,371	0,091	0,158	0,335	0,353	0,382	0,401	0,414	0,500
Roraima Energia	26	0,001	0,009	0,000	0,198	0,091	0,064	0,084	0,056	0,103	0,078	0,409	0,123	0,111	0,125	0,282	0,215	0,448	0,234	0,266	0,229	0,423	0,359	0,309	0,479	0,438
Cocel	27	0,000	0,000	0,000	0,091	0,015	0,000	0,001	0,002	0,016	0,002	0,344	0,039	0,011	0,011	0,200	0,145	0,441	0,178	0,175	0,240	0,390	0,334	0,360	0,439	0,452
Energisa MT	28	0,000	0,000	0,000	0,068	0,012	0,000	0,001	0,002	0,014	0,001	0,308	0,025	0,006	0,011	0,174	0,115	0,416	0,136	0,142	0,233	0,353	0,298	0,342	0,423	0,424
Cemig	29	0,000	0,000	0,000	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,148	0,031	0,000	0,006	0,036	0,037	0,228	0,075	0,033	0,310	0,154	0,187	0,360	0,262	0,369
Energisa TO	30	0,000	0,000	0,000	0,120	0,012	0,000	0,002	0,005	0,028	0,001	0,369	0,027	0,010	0,013	0,239	0,120	0,454	0,128	0,166	0,136	0,406	0,320	0,235	0,454	0,338
DCELT	31	0,000	0,000	0,000	0,177	0,042	0,001	0,020	0,021	0,025	0,024	0,359	0,008	0,076	0,058	0,260	0,204	0,414	0,201	0,255	0,083	0,386	0,347	0,216	0,411	0,362
Elektro	32	0,000	0,000	0,000	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,095	0,008	0,000	0,001	0,035	0,018	0,163	0,028	0,013	0,196	0,114	0,124	0,294	0,183	0,258
Copel	33	0,000	0,000	0,000	0,018	0,001	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,138	0,010	0,001	0,001	0,041	0,040	0,216	0,054	0,039	0,167	0,148	0,129	0,269	0,234	0,278
Forcel	34	0,000	0,000	0,000	0,076	0,008	0,000	0,000	0,003	0,002	0,003	0,297	0,003	0,011	0,003	0,157	0,120	0,385	0,123	0,156	0,028	0,330	0,266	0,161	0,382	0,267
Enel GO	35	0,000	0,000	0,000	0,050	0,005	0,000	0,000	0,002	0,003	0,001	0,218	0,006	0,006	0,001	0,096	0,081	0,316	0,091	0,095	0,050	0,253	0,193	0,164	0,321	0,235
Energisa NF	36	0,000	0,000	0,000	0,059	0,004	0,000	0,000	0,002	0,000	0,001	0,274	0,001	0,008	0,006	0,131	0,103	0,355	0,101	0,145	0,012	0,286	0,231	0,106	0,359	0,246
Energisa MG	37	0,000	0,000	0,000	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,192	0,001	0,001	0,000	0,058	0,037	0,276	0,041	0,042	0,023	0,194	0,168	0,117	0,300	0,168
Chesp	38	0,000	0,000	0,000	0,029	0,004	0,000	0,000	0,001	0,009	0,000	0,158	0,015	0,001	0,002	0,067	0,043	0,245	0,051	0,038	0,076	0,193	0,148	0,155	0,257	0,174
Nova Palma	39	0,000	0,000	0,000	0,032	0,002	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,204	0,001	0,002	0,000	0,084	0,062	0,295	0,064	0,072	0,012	0,222	0,180	0,087	0,306	0,181
RGE Sul	40	0,000	0,000	0,000	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,096	0,001	0,000	0,000	0,022	0,022	0,151	0,026	0,020	0,039	0,086	0,075	0,146	0,176	0,145
Energisa MS	41	0,000	0,000	0,000	0,010	0,001	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,097	0,001	0,000	0,000	0,033	0,016	0,165	0,018	0,014	0,030	0,112	0,106	0,091	0,177	0,095
CPFL Paulista	42	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,012	0,001	0,000	0,000	0,001	0,002	0,016	0,003	0,000	0,069	0,008	0,013	0,166	0,024	0,071
Celesc	43	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,052	0,000	0,000	0,000	0,017	0,005	0,073	0,004	0,004	0,017	0,045	0,056	0,072	0,095	0,045
Eletrocar	44	0,000	0,000	0,000	0,007	0,002	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000	0,057	0,005	0,000	0,001	0,032	0,013	0,116	0,020	0,006	0,023	0,079	0,068	0,067	0,120	0,074
João Cesa	45	0,000	0,000	0,000	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,104	0,000	0,000	0,000	0,038	0,015	0,150	0,014	0,018	0,001	0,095	0,095	0,017	0,176	0,080
Hidropan	46	0,000	0,000	0,000	0,004	0,001	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,026	0,002	0,000	0,001	0,018	0,006	0,053	0,009	0,002	0,023	0,041	0,037	0,065	0,053	0,039
CPFL Santa Cruz	47	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,026	0,000	0,000	0,000	0,003	0,003	0,033	0,003	0,001	0,001	0,018	0,020	0,027	0,048	0,032
Energisa SS	48	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,021	0,000	0,000	0,000	0,002	0,003	0,025	0,002	0,001	0,002	0,013	0,014	0,029	0,038	0,027
Urussanga	49	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,049	0,000	0,000	0,000	0,021	0,010	0,063	0,007	0,005	0,000	0,046	0,040	0,016	0,087	0,044
Mux Energia	50	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,015	0,000	0,000	0,000	0,006	0,002	0,026	0,004	0,001	0,009	0,018	0,017	0,048	0,031	0,027
Cooperaliança	51	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,033	0,000	0,000	0,000	0,007	0,004	0,042	0,003	0,002	0,000	0,022	0,029	0,009	0,058	0,028
DEMEI	52	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,007	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,011	0,001	0,000	0,003	0,006	0,009	0,030	0,013	0,011
DME-PC	53	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,017	0,004	0,005

Distribuidora	Posição	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	5
CEA	1	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,
Equatorial PA	2	0,991	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,
Amazonas Energia	3	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,
Light	4	0,802	0,909	0,932	0,990	0,880	0,823	0,994	0,982	0,924	0,950	0,941	0,980	0,971	0,968	0,993	0,990	1,000	0,997	0,993	0,991	0,996	0,999	0,999	0,998	0,
Celpe	5	0,909	0,985	0,988	1,000	0,988	0,958	1,000	0,999	0,992	0,995	0,996	1,000	0,996	0,998	1,000	0,999	1,000	1,000	0,998	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,
Energisa AC	6	0,936	1,000	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,
Coelba	7	0,916	0,999	0,999	1,000	0,998	0,980	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,
EDP ES	8	0,944	0,998	0,998	1,000	0,995	0,979	1,000	0,999	0,997	0,998	0,998	1,000	0,999	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,
Enel Rio	9	0,897	0,984	0,986	0,999	0,972	0,975	1,000	0,999	0,998	0,997	1,000	1,000	0,991	1,000	1,000	0,999	1,000	1,000	0,997	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,
Equatorial MA	10	0,922	0,998	0,999	1,000	0,999	0,976	1,000	1,000	0,997	0,999	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,
Enel SP	11	0,591	0,656	0,692	0,852	0,631	0,641	0,905	0,862	0,703	0,782	0,726	0,808	0,842	0,796	0,904	0,903	0,988	0,948	0,943	0,896	0,974	0,974	0,979	0,951	0,
Energisa RO	12	0,877	0,961	0,975	0,969	0,973	0,992	0,992	0,990	0,997	0,994	0,999	0,999	0,985	0,999	0,999	0,999	0,999	1,000	0,995	1,000	0,998	1,000	1,000	1,000	1,
Enel CE	13	0,889	0,989	0,994	1,000	0,990	0,924	1,000	0,999	0,989	0,994	0,992	0,999	0,999	0,998	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,
Energisa PB	14	0,875	0,989	0,989	0,994	0,987	0,942	0,999	0,999	0,997	0,999	0,994	1,000	0,998	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,999	1,000	0,999	1,000	1,000	1,000	1,
Energisa BO	15	0,718	0,800	0,826	0,964	0,761	0,740	0,965	0,959	0,843	0,904	0,869	0,942	0,933	0,916	0,978	0,967	0,999	0,983	0,968	0,962	0,982	0,997	0,998	0,979	0,
Energisa SE	16	0,785	0,855	0,885	0,963	0,880	0,796	0,982	0,960	0,880	0,919	0,897	0,963	0,957	0,938	0,978	0,984	0,998	0,995	0,987	0,985	0,994	0,997	0,997	0,990	0,
CPFL Piratininga	17	0,552	0,559	0,584	0,772	0,546	0,586	0,837	0,784	0,615	0,684	0,645	0,724	0,755	0,705	0,849	0,835	0,984	0,927	0,884	0,850	0,947	0,967	0,975	0,937	0,
Equatorial AL	18	0,766	0,822	0,864	0,925	0,872	0,799	0,972	0,946	0,877	0,909	0,899	0,959	0,949	0,936	0,974	0,982	0,997	0,996	0,980	0,986	0,991	0,997	0,998	0,993	0,
Equatorial PI	19	0,734	0,825	0,858	0,967	0,834	0,745	0,987	0,961	0,844	0,905	0,855	0,958	0,962	0,928	0,980	0,986	1,000	0,996	0,994	0,982	0,998	0,999	0,999	0,995	0,
Santa Maria	20	0,771	0,760	0,767	0,690	0,864	0,917	0,804	0,833	0,972	0,950	0,988	0,977	0,924	0,988	0,961	0,970	0,931	0,983	0,977	0,999	0,977	0,999	0,998	1,000	0,
CEEE	21	0,577	0,610	0,647	0,846	0,594	0,614	0,886	0,852	0,670	0,747	0,714	0,806	0,807	0,778	0,914	0,888	0,992	0,955	0,921	0,905	0,959	0,982	0,987	0,954	0,
CEB	22	0,641	0,666	0,702	0,813	0,680	0,653	0,876	0,871	0,734	0,807	0,769	0,832	0,852	0,820	0,925	0,894	0,987	0,944	0,932	0,905	0,963	0,980	0,986	0,960	0,
Sulgipe	23	0,691	0,640	0,658	0,640	0,765	0,784	0,706	0,731	0,839	0,836	0,894	0,883	0,845	0,913	0,854	0,909	0,834	0,928	0,933	0,983	0,935	0,973	0,971	0,984	0,
EDP SP	24	0,521	0,561	0,577	0,738	0,546	0,589	0,817	0,766	0,618	0,679	0,641	0,700	0,743	0,694	0,824	0,823	0,976	0,905	0,880	0,824	0,947	0,952	0,962	0,913	0,
Cosern	25	0,562	0,548	0,576	0,631	0,662	0,638	0,742	0,722	0,733	0,765	0,754	0,832	0,826	0,819	0,855	0,905	0,929	0,955	0,926	0,920	0,961	0,968	0,973	0,956	0,
Roraima Energia	26	0,500	0,477	0,511	0,557	0,535	0,549	0,632	0,625	0,660	0,697	0,697	0,761	0,786	0,800	0,784	0,882	0,800	0,877	0,947	0,922	0,956	0,968	0,968	0,957	0,
Cocel	27	0,523	0,500	0,551	0,584	0,620	0,582	0,758	0,794	0,764	0,856	0,794	0,884	0,913	0,886	0,952	0,961	0,961	0,969	0,979	0,960	0,990	0,997	0,998	0,988	0,9
Energisa MT	28	0,489	0,449	0,500	0,559	0,578	0,560	0,739	0,746	0,714	0,792	0,758	0,846	0,861	0,853	0,935	0,952	0,948	0,974	0,971	0,957	0,987	0,995	0,997	0,981	0,9
Cemig	29	0,443	0,416	0,441	0,500	0,495	0,504	0,699	0,683	0,576	0,640	0,628	0,703	0,729	0,675	0,825	0,811	0,972	0,922	0,869	0,851	0,925	0,968	0,978	0,937	0,9
Energisa TO	30	0,465	0,380	0,422	0,505	0,500	0,526	0,592	0,616	0,690	0,752	0,735	0,831	0,826	0,856	0,835	0,923	0,821	0,917	0,960	0,955	0,967	0,989	0,989	0,985	0,9
DCELT	31	0,451	0,418	0,440	0,496	0,474	0,500	0,557	0,579	0,630	0,658	0,726	0,718	0,686	0,765	0,724	0,763	0,729	0,823	0,822	0,937	0,837	0,916	0,916	0,953	0,8
Elektro	32	0,368	0,242	0,261	0,301	0,408	0,443	0,500	0,505	0,519	0,564	0,568	0,618	0,643	0,615	0,741	0,742	0,919	0,866	0,820	0,787	0,907	0,942	0,956	0,903	0,9
Copel	33	0,375	0,206	0,254	0,317	0,384	0,421	0,495	0,500	0,510	0,572	0,574	0,646	0,680	0,645	0,771	0,783	0,902	0,878	0,860	0,829	0,926	0,965	0,976	0,926	0,9
Forcel	34	0,340	0,236	0,286	0,424	0,310	0,370	0,481	0,490	0,500	0,575	0,609	0,657	0,665	0,714	0,689	0,754	0,695	0,805	0,852	0,899	0,869	0,951	0,952	0,960	0,9
Enel GO	35	0,303	0,144	0,208	0,360	0,248	0,342	0,436	0,428	0,425	0,500	0,532	0,588	0,624	0,634	0,662	0,736	0,699	0,787	0,856	0,837	0,893	0,949	0,955	0,927	0,9
Energisa NF	36	0,303	0,206	0,242	0,372	0,265	0,274	0,432	0,426	0,391	0,468	0,500	0,556	0,590	0,607	0,598	0,670	0,643	0,736	0,787	0,883	0,806	0,898	0,904	0,939	0,8
Energisa MG	37	0,239	0,116	0,154	0,297	0,169	0,282	0,382	0,354	0,343	0,412	0,444	0,500	0,559	0,543	0,576	0,671	0,666	0,752	0,807	0,832	0,841	0,928	0,937	0,933	0,8
Chesp	38	0,214	0,087	0,139	0,271	0,174	0,314	0,357	0,320	0,335	0,376	0,410	0,441	0,500	0,494	0,531	0,623	0,645	0,688	0,803	0,713	0,876	0,886	0,901	0,853	0,9
Nova Palma	39	0,200	0,114	0,147	0,325	0,144	0,235	0,385	0,355	0,286	0,366	0,393	0,457	0,506	0,500	0,524	0,598	0,602	0,683	0,759	0,786	0,800	0,883	0,889	0,904	0,8
RGE Sul	40	0,216	0,048	0,065	0,175	0,165	0,276	0,259	0,229	0,311	0,338	0,402	0,424	0,469	0,476	0,500	0,588	0,673	0,709	0,766	0,731	0,848	0,903	0,924	0,874	0,8
Energisa MS	41	0,118	0,039	0,048	0,189	0,077	0,237	0,258	0,217	0,246	0,264	0,330	0,329	0,377	0,402	0,412	0,500	0,578	0,624	0,716	0,663	0,808	0,853	0,870	0,824	0,8
CPFL Paulista	42	0,200	0,039	0,052	0,028	0,179	0,271	0,081	0,098	0,305	0,301	0,357	0,334	0,355	0,398	0,327	0,422	0,500	0,489	0,552	0,545	0,657	0,661	0,698	0,657	0,7
Celesc	43	0,123	0,031	0,026	0,078	0,083	0,177	0,134	0,122	0,195	0,213	0,264	0,248	0,312	0,317	0,291	0,376	0,511	0,500	0,590	0,584	0,694	0,741	0,773	0,755	0,7
Eletrocar	44	0,053	0,021	0,029	0,131	0,040	0,178	0,180	0,140	0,148	0,144	0,213	0,193	0,197	0,241	0,234	0,284	0,448	0,410	0,500	0,452	0,624	0,624	0,652	0,621	0,7
João Cesa	45	0,078	0,040	0,043	0,149	0,045	0,063	0,213	0,171	0,101	0,163	0,117	0,168	0,287	0,214	0,269	0,337	0,455	0,416	0,548	0,500	0,626	0,628	0,652	0,672	0,6
Hidropan	46	0,044	0,010	0,013	0,075	0,033	0,163	0,093	0,074	0,131	0,107	0,194	0,159	0,124	0,200	0,152	0,192	0,343	0,306	0,376	0,374	0,500	0,507	0,539	0,525	0,6
CPFL Santa Cruz	47	0,032	0,003	0,005	0,032	0,011	0,084	0,058	0,035	0,049	0,051	0,102	0,072	0,114	0,117	0,097	0,147	0,339	0,259	0,376	0,372	0,493	0,500	0,541	0,533	0,5
Energisa SS	48	0,032	0,002	0,003	0,022	0,011	0,084	0,044	0,024	0,048	0,045	0,096	0,063	0,099	0,111	0,076	0,130	0,302	0,227	0,348	0,348	0,461	0,459	0,500	0,500	0,5
Urussanga	49	0,043	0,012	0,019	0,063	0,015	0,047	0,097	0,074	0,040	0,073	0,061	0,067	0,147	0,096	0,126	0,176	0,343	0,245	0,379	0,328	0,475	0,467	0,500	0,500	0,5
Mux Energia	50	0,033	0,002	0,004	0,050	0,017	0,126	0,055	0,041	0,085	0,065	0,158	0,123	0,081	0,150	0,104	0,131	0,281	0,248	0,291	0,341	0,397	0,434	0,463	0,468	0,5
Cooperaliança	51	0,025	0,006	0,005	0,036	0,010	0,036	0,068	0,046	0,035	0,055	0,053	0,047	0,131	0,085	0,093	0,134	0,317	0,198	0,346	0,282	0,453	0,425	0,461	0,459	0,5
DEMEI	52	0,018	0,001	0,001	0,023	0,007	0,090	0,022	0,016	0,047	0,030	0,114	0,079	0,043	0,096	0,055	0,071	0,202	0,171	0,211	0,289	0,283	0,329	0,355	0,389	0,3
DME-PC	53	0,010	0,000	0,000	0,002	0,003	0,048	0,006	0,002	0,017	0,012	0,044	0,021	0,025	0,041	0,012	0,032	0,085	0,070	0,120	0,183	0,157	0,169	0,183	0,242	0,2

ANEXO XX

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.7

OUTRAS RECEITAS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia a ser utilizada para definição do tratamento regulatório de outras receitas nas Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (RTP).

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. METODOLOGIA DE OUTRAS RECEITAS

3. As outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: (1) receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica e (2) receitas de outras atividades empresariais – subdivididas em 2 grupos.

4. As outras receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica. Encontram-se nessa categoria as receitas faturadas com serviços cobráveis, cujo tratamento regulatório é estabelecido nesta metodologia.

5. As atividades acessórias são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão ou permissão, exercida por sua conta e risco. Subdividem-se em 2 subgrupos:

a) Atividades acessórias próprias: são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica; arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação; veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas; aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos; compartilhamento de infraestrutura; serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e operacionalização de serviço de créditos tributários.

b) Atividades acessórias complementares: são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; (2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; (3) subestações de energia; (4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras; (5) banco de capacitores: (6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (7) sistemas de medição de energia elétrica; (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; (9) sistemas de iluminação pública; (10) eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; (11) serviços de comunicação de dados (incluindo PLC); (12) serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas; e (13) comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL.

6. Regra geral, as receitas consideradas como referência para captura para a modicidade tarifária corresponderá à média da receita faturada acrescida de impostos, nos 36 (trinta e seis) meses anteriores ao sexto mês anterior à data de revisão tarifária, atualizada pelo IGP-M até a data da revisão, multiplicada por 12.

7. Caso a atividade tenha se iniciado em período inferior a 36 meses, será considerada a média da receita faturada do período com faturamento, até o sexto mês anterior à data de revisão tarifária, atualizada pelo IGP-M, multiplicada por 12.

8. Para o compartilhamento de infraestrutura, será aplicada a seguinte regra:

a) Nas revisões tarifárias que ocorrerem em 2015 e 2016: média da receita faturada nos 12 (doze) meses anteriores ao segundo mês anterior à data de revisão tarifária, atualizada pelo IGP-M até a data da revisão, multiplicada por 12;

b) Nas revisões tarifárias que ocorrerem em 2017: média da receita faturada nos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao sexto mês anterior à data de revisão tarifária, atualizada pelo IGP-M até a data da revisão, multiplicada por 12;

c) Nas revisões tarifárias que ocorrerem de 2018 em diante: média da receita faturada nos 36 (trinta e seis) meses anteriores ao sexto mês à data de revisão tarifária, atualizada pelo IGP-M à data da revisão, multiplicada por 12.

9. Para efeito de modicidade tarifária, as receitas obtidas pela concessionária (Outras Receitas – OR) serão deduzidas da parcela B conforme Submódulo 2.1.

10. O percentual de captura de cada tipo de receita dessas atividades está definido nas seções seguintes.

3.1. RECEITAS INERENTES AO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO

Serviços cobráveis

11. O compartilhamento das receitas decorrentes dos serviços cobráveis será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

3.2. RECEITAS DE ATIVIDADES ACESSÓRIAS PRÓPRIAS

12. As atividades acessórias próprias são:

a) Arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica;

b) Arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação;

c) Veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas;

d) Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos;

e) Compartilhamento de Infraestrutura;

f) Serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio;

g) Operacionalização de serviço de créditos tributários;

13. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

3.3. RECEITAS DE ATIVIDADES ACESSÓRIAS COMPLEMENTARES

14. As atividades acessórias complementares são:

a) elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de:

(1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;

(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão;

(3) subestações de energia;

(4)instalações elétricas internas de unidades consumidoras;

(5) banco de capacitores:

(6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;

(7) sistemas de medição de energia elétrica;

(8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída;

(9) sistemas de iluminação pública.

(10) estações de recarga de veículos elétricos, incluindo a prestação de serviços aos usuários.

b) eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei;

c) serviços de comunicação de dados (incluindo PLC);

d) serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas; e

e) comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL.

15. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias complementares será de 60% da receita bruta, com exceção dos itens: a) (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; b) eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; c) serviços de comunicação de dados (incluindo PLC); e d) estações de recarga de veículos elétricos, incluindo a prestação de serviços aos usuários, para os quais serão considerados o percentual de compartilhamento de 30% da receita bruta.

16. Para a atividade de comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, o compartilhamento das receitas depende do percentual destinado às instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte (N), Nordeste (NE) e Centro-Oeste (CO):

a) Para as empresas localizadas nas regiões N, NE ou CO que destinarem pelo menos 60% (sessenta por cento) do valor do projeto a instituições de pesquisa sediadas nessas regiões, o compartilhamento das receitas é de 70% (setenta por cento) para apropriação pela empresa e de 30% (trinta por cento) para a modicidade tarifária. O mesmo compartilhamento se aplica às empresas das demais regiões que destinarem pelo menos 25% (vinte e cinco por cento) do valor do projeto a instituições de pesquisa sediadas no N, NE e CO.

b) Caso não sejam comprovadas tais destinações para as regiões N, NE ou CO, o compartilhamento é de 50% (cinquenta por cento) para apropriação pela empresa e de 50% (cinquenta por cento) para a modicidade tarifária.

17. A tabela abaixo resume os percentuais de compartilhamento das Outras Receitas:

Tabela 1 – Compartilhamento de serviços cobráveis e atividades acessórias

Natureza	Descrição das atividades	Compartilhamento
Atividade inerente ao serviço	Serviços Cobráveis	60%
Atividades acessórias próprias	Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%
	Arrecadação de faturas de terceiros por estrutura própria	60%
	Veiculação de publicidade	60%
	Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos	60%
	Compartilhamento de infraestrutura	60%
	Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores.	60%
	Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%
Atividades acessórias complementares	Elaboração de projeto, construção, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;	60%
	(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão	60%
	(3) subestações de energia	60%
	(4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras;	60%
	(5) banco de capacitores:	60%
	(6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;	60%
	(7) sistemas de medição de energia elétrica;	60%
	(8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída;	30%
	(9) sistemas de iluminação pública.	60%
	(10) Eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei.	30%
	(11) Serviços de comunicação de dados (incluindo PLC);	30%
	(12) Serviços de consultoria;	60%
	(13) Comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, com comprovação de destinação de recursos para as regiões N, NE e CO; e	30%
	(14) Comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, sem comprovação de destinação de recursos para as regiões N, NE e CO.	50%
	(15) estações de recarga de veículos elétricos, incluindo a prestação de serviços aos usuários.	30%

3.4. ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO

18. A metodologia de definição das outras receitas será revista periodicamente a cada oito anos, a exceção dos itens seguintes que serão revistos a cada 4 anos: a) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; b) eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; c) serviços de comunicação de dados (incluindo PLC); e d) comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL.

19. Será considerado na revisão tarifária o regulamento vigente no momento da abertura da Audiência Publica que discutirá o processo.

ANEXO XXI

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.7A

OUTRAS RECEITAS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia a ser utilizada para definição do tratamento regulatório de outras receitas nas Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (RTP).

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se somente às revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica prorrogadas nos termos do Decreto n° 8.461/15 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.

3. METODOLOGIA DE OUTRAS RECEITAS

3. As outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: (1) receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica e (2) receitas de outras atividades empresariais – subdivididas em 2 grupos.

4. As outras receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica. Encontram-se nessa categoria as receitas faturadas com serviços cobráveis, cujo tratamento regulatório é estabelecido nesta metodologia.

5. As atividades acessórias são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão ou permissão, exercida por sua conta e risco. Subdividem-se em 2 subgrupos:

a) Atividades acessórias próprias: são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica; arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação; veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas; aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos; compartilhamento de infraestrutura; serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e operacionalização de serviço de créditos tributários.

b) Atividades acessórias complementares: são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; (2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; (3) subestações de energia; (4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras; (5) banco de capacitores: (6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (7) sistemas de medição de energia elétrica; (8) geradores, incluindo unidades de microgeração e minigeração distribuída; (9) sistemas de iluminação pública; (10) eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; (11) serviços de comunicação de dados (incluindo PLC); (12) serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas; e (13) comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL.

6. Os valores apurados de Outras Receitas serão aqueles faturados nos últimos 12 meses (período de referência) anteriores ao mês da data de revisão ou reajuste, respeitando-se os percentuais regulatórios e a segregação de atividades estabelecidos neste Submódulo ou no Submódulo 2.7 (versão 1.2) quando se tratarem das empresas que ainda se situam no 3º ciclo de revisão.

7. Os valores de Outras Receitas faturados deverão ser atualizados pelo IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), ou outro índice econômico que venha a substituí-lo, mês a mês, para a data do reajuste ou da revisão tarifária e serão deduzidas da parcela B conforme Submódulos 2.1A e 3.1A.

8. O percentual de captura de cada tipo de receita dessas atividades está definido nas seções seguintes.

3.1. RECEITAS INERENTES AO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO

Serviços cobráveis

9. O compartilhamento das receitas decorrentes dos serviços cobráveis será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

3.2. RECEITAS DE ATIVIDADES ACESSÓRIAS PRÓPRIAS

10.As atividades acessórias próprias são:

a) Arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica;

b) Arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação;

c) Veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas;

d) Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos;

e) Compartilhamento de Infraestrutura;

f) Serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e

g) Operacionalização de serviço de créditos tributários.

11. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

3.3. RECEITAS DE ATIVIDADES ACESSÓRIAS COMPLEMENTARES

12. As atividades acessórias complementares são:

a) elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de:

(1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;

(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão;

(3) subestações de energia;

(4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras;

(5) banco de capacitores:

(6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;

(7) sistemas de medição de energia elétrica;

(8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; e

(9) sistemas de iluminação pública.

(10) estações de recarga de veículos elétricos, incluindo a prestação de serviços aos usuários.

b) eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei;

c) serviços de comunicação de dados (incluindo PLC);

d) serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas; e

e) comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL.

13. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias complementares será de 60% da receita bruta, com exceção dos itens: a) (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; b) eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei e c) serviços de comunicação de dados (incluindo PLC); e d) estações de recarga de veículos elétricos, incluindo a prestação de serviços aos usuários, para os quais serão considerados o percentual de compartilhamento de 30% da receita bruta.

14. Para a atividade de comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, o compartilhamento das receitas depende do percentual destinado às instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte (N), Nordeste (NE) e Centro-Oeste (CO):

a) Para as empresas localizadas nas regiões N, NE ou CO que destinarem pelo menos 60% (sessenta por cento) do valor do projeto a instituições de pesquisa sediadas nessas regiões, o compartilhamento das receitas é de 70% (setenta por cento), para apropriação pela empresa, e de 30% (trinta por cento), para a modicidade tarifária. O mesmo compartilhamento aplica-se às empresas das demais regiões que destinarem pelo menos 25% (vinte e cinco por cento) do valor do projeto a instituições de pesquisa sediadas no N, NE e CO.

b) Caso não sejam comprovadas tais destinações para as regiões N, NE ou CO, o compartilhamento é de 50% (cinquenta por cento), para apropriação pela empresa, e de 50% (cinquenta por cento), para a modicidade tarifária.

15. A tabela a seguir resume os percentuais de compartilhamento das Outras Receitas:

Tabela 1 – Compartilhamento de serviços cobráveis e atividades acessórias

Natureza	Descrição das atividades	Compartilhamento
Atividade inerente ao serviço	Serviços Cobráveis	60%
Atividades acessórias próprias	Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%
	Arrecadação de faturas de terceiros por estrutura própria	60%
	Veiculação de publicidade	60%
	Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos	60%
	Compartilhamento de infraestrutura	60%
	Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores.	60%
	Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%
Atividades acessórias complementares	Elaboração de projeto, construção, operação, manutenção ou reforma de:	
	(1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;	60%
	(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão	60%
	(3) subestações de energia	60%
	(4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras;	60%
	(5) banco de capacitores:	60%
	(6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;	60%
	(7) sistemas de medição de energia elétrica;	60%
	(8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída;	30%
	(9) sistemas de iluminação pública.	60%
	(10) Eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei.	30%
	(11) Serviços de comunicação de dados (incluindo PLC);	30%
	(12) Serviços de consultoria;	60%
	(13) Comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, com comprovação de destinação de recursos para as regiões N, NE e CO; e	30%
	(14) Comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, sem comprovação de destinação de recursos para as regiões N, NE e CO.	50%
	(15) estações de recarga de veículos elétricos, incluindo a prestação de serviços aos usuários.	30%

3.4 ATUALIZAÇÃO METODOLÓGICA E APLICAÇÃO

16. A metodologia de definição das Outras Receitas será revista periodicamente a cada oito anos, à exceção dos itens seguintes, que serão revistos a cada 4 anos: a) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; b) eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; c) serviços de comunicação de dados (incluindo PLC); e d) comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL.

17. Será considerado na revisão tarifária o regulamento vigente no momento da abertura da Audiência Pública que discutirá o processo.

ANEXO XXII

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.8

GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia a ser utilizada para cálculo da Geração Própria nas Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (RTP).

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica que possuam ativos de geração de energia para o atendimento do mercado próprio.

3. METODOLOGIA

3. Na revisão tarifária periódica, será definido o **Valor da Geração Própria – VGP**, em R$/MWh, que consiste no valor regulatório para a cobertura dos custos operacionais e dos custos de capital referentes aos ativos de geração própria da concessionária.

4. Os custos operacionais referem-se às despesas com pessoal, material, serviço de terceiros e outros, e os custos do capital contemplam a remuneração do capital (remuneração líquida mais impostos) e a quota de reintegração dos investimentos (amortização e depreciação).

5. Os custos referentes aos ativos de geração própria da concessionária estão associados a um montante de geração de energia de referência, denominado **Montante de Geração Própria – MGP**, definido em MWh.

6. O VGP será calculado pelo método do Fluxo de Caixa Descontado – FCD, que consiste em igualar o valor presente dos fluxos de receita e de despesas dos ativos de geração de energia da concessionária estimados para o ciclo tarifário (3, 4 ou 5 anos, conforme definido no contrato de concessão).

7. O VGP definido na revisão tarifária será atualizado nos reajustes tarifários anuais, pela variação acumulada do IGP-M.

8. Os custos da geração própria devem compor a Parcela A da receita das concessionárias, no item energia comprada para a revenda, pela multiplicação do VGP vigente pelo MGP definido na revisão.

9. Os efeitos financeiros decorrentes das variações do montante de energia gerada pelos empreendimentos próprios da concessionária, em relação ao MGP definido na revisão, serão computados na Conta de Compensação da Variação de Itens da Parcela A – CVA, no item energia comprada para a revenda.

3.1. VALOR DA GERAÇÃO PRÓPRIA (VGP)

10. O VGP será calculado mediante a aplicação da equação abaixo:

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{R_i}{\left(1+r_{WACC_{pré}}\right)^{i}} = \sum_{i=1}^{n} \frac{QRR_i+RC_i+CO_i}{\left(1+r_{WACC_{pré}}\right)^{T}} \quad (1)$$

onde:
i: ano tarifário (1, 2, 3, 4 ou 5, sendo 1 o ano da revisão tarifária);
$r_{WACCpré}$: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos, definido conforme Submódulo 2.4 do PRORET;
R_i: receita do ano tarifário i;
QRR_i: quota de reintegração regulatória do ano tarifário i;
RC_i: remuneração do capital do ano tarifário i; e
CO_i: custos operacionais do ano tarifário i.

11. Os termos da equação (1) são assim definidos:

$$R_i = MGP * VGP \quad (2)$$
$$CO_i = MGP * \theta \quad (3)$$
$$QRR_i = BRRb_i * \delta \quad (4)$$
$$RC_i = (BRRl_i - RGR_i) * r_{WACC_{pré}} + RGR_i * r_{RGR} \quad (5)$$
$$BRRl_i = BRRl_{i-1} - \delta * BRRb_0 \quad (para\ i > 1) \quad (6)$$
$$RGR_i = RGR_{i-1} - \delta * RGR_0 \quad (para\ i > 1) \quad (7)$$

onde:
VGP: valor da geração própria, em R$/MWh;
MGP: montante de geração própria, em MWh, definido conforme item 2.3;
θ: custo operacional, em R$/MWh, definido conforme item 2.2;
$BRRb_0$: base de remuneração regulatória bruta dos ativos de geração própria, em R$, referente ao ano da revisão, definida conforme Submódulo 2.3 do PRORET;
δ: taxa média de depreciação dos ativos de geração própria, definida conforme Submódulo 2.3 do PRORET;
BRRli: base de remuneração regulatória líquida dos ativos de geração própria, em R$, referente ao ano tarifário i, definida conforme Submódulo 2.3 do PRORET;
T: alíquota tributária marginal efetiva, definida conforme Submódulo 2.4 do PRORET;
RGR_0: saldo devedor de RGR junto a Eletrobras, no ano da revisão, conforme Submódulo 2.4 do PRORET; e
$r_{RGR:}$ taxa de remuneração da RGR (não PLpT), conforme Submódulo 2.4 do PRORET.

3.2. CUSTOS OPERACIONAIS

12. Os custos operacionais associados aos ativos de geração própria de fonte hidráulica serão definidos em função da potência instalada de cada usina, por meio da aplicação da seguinte equação:

$$\theta = \{[\exp(2{,}74 - 0{,}417 \ln(Pot) + 0{,}397)] + 1{,}24\} \times \left(\frac{IPCA_i}{IPCA_{11/2006}}\right) \quad (8)$$

onde:
θ: custos operacionais, em R$/MWh;
Exp: exponencial;
Ln: logaritmo natural;
Pot: potência instalada, em MW;
IPCAi= Valor do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo do mês anterior à data da revisão tarifária da concessionária i; e
$IPCA_{11/2006}$= Valor do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo em 11/2006.

13. Os custos operacionais associados aos ativos de geração própria de fonte térmica serão calculados considerando o porte e a tecnologia de cada usina, a partir dos valores estabelecidos no Anexo IV da Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017, ou o que vier a sucedê-la, atualizados pela variação acumulada do IPCA até a data da revisão tarifária da concessionária.

3.3. MONTANTE DE GERAÇÃO PRÓPRIA (MGP)

14. O Montante de Geração Própria – MGP será definido, para cada concessionária, a partir da análise dos dados históricos da geração de energia elétrica que constam do SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica.

15. A análise dos dados históricos deverá observar fatores que influenciam o comportamento da geração de energia elétrica da concessionária, como os períodos de indisponibilidade das usinas, os riscos hidrológicos, as alterações na capacidade instalada das usinas e outros, desde que devidamente comprovados pelas concessionárias.

3.4. CRITÉRIOS GERAIS

16. Os investimentos em geração própria realizados no ciclo tarifário que resultarem aumento da capacidade de geração de energia elétrica da concessionária serão remunerados nos reajustes tarifários anuais pela aplicação do VGP vigente ao montante de energia gerado adicionalmente ao MGP.

17. Conforme a Lei nº 12.111, de 9/12/2009, o Decreto nº 7.246, de 28/7/2010 e a Resolução Normativa nº 801, 19 de dezembro de 2017, ou o que vier a sucedê-la, o repasse às tarifas dos custos da geração de energia elétrica para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos sistemas elétricos isolados está limitado ao custo médio da energia e potência comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR do Sistema Interligado Nacional – SIN.

ANEXO XXIII

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.9

RITO DE REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

1. OBJETIVO

1. Disciplinar a admissibilidade de pedidos de Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se às concessionárias de distribuição de energia elétrica, com exceção das Distribuidoras Designadas definidas pela Resolução Normativa nº 748, de 29 de novembro de 2016, ou o que vier a sucedê-la.

3. PROCEDIMENTOS DE ADMISSIBILIDADE

3. As concessionárias de distribuição de energia elétrica deverão observar procedimentos de admissibilidade nos pedidos de RTE.

4. O pedido de RTE deverá conter no mínimo os seguintes requisitos:

(I) fato gerador ou conjunto de fatos geradores;

(II) evidência de desequilíbrio econômico-financeiro por meio das inequações definidas no item 4;

(III) nexo de causalidade entre o(s) fato(s) gerador(es) e o desequilíbrio econômico-financeiro; e

(IV) apresentação de iniciativas tomadas pela concessionária para equacionar o alegado desequilíbrio econômico-financeiro.

(V) em caso de alegação de desequilíbrio econômico-financeiro atrelados a variações estruturais de mercado, o pleito deverá conter informações econômicas que corroborem a alegação, apresentando-as como situação específica à área de concessão da distribuidora ou relacionada ao setor de distribuição do país.

5. Não serão admitidos pedidos de RTE que tenham por objetivo:

(I) compensar fatos geradores originários de ineficiência empresarial; e

(II) atualizar parâmetros regulatórios em decorrência de alterações metodológicas que ainda não foram refletidas no cálculo tarifário.

6. Pedidos de RTE encaminhados em caráter confidencial/sigiloso serão devolvidos ao remetente sem avaliação de enquadramento ou análise de mérito.

7. A data do pedido de RTE deverá observar os seguintes prazos máximos:

(I) até 4 meses antes da data do processo tarifário subsequente, no caso de desequilíbrio de Parcela A;

(II) até 6 meses antes da data do processo de revisão tarifária subsequente, no caso de desequilíbrio de Parcela B;

(III) até 6 meses antes da data do processo de revisão tarifária subsequente, no caso de desequilíbrio de Parcela A e B, preservado o prazo estabelecido no inciso I para desequilíbrio de Parcela A.

8. A concessionária deverá enviar ao conselho de consumidores de sua área de concessão cópia do pedido de RTE formulado à ANEEL.

9. A concessionária deverá apresentar à ANEEL comprovante de que cópia do pleito de RTE foi entregue ao conselho de consumidores.

10. O não atendimento aos procedimentos resultará na inadmissibilidade do pedido de análise da RTE, que será motivado pela Superintendência responsável por meio de Despacho.

11. A concessionária que não concordar com a inadmissibilidade do pedido de análise da RTE poderá recorrer à Diretoria da ANEEL.

12. A Superintendência responsável pela análise do pedido de RTE observará o prazo máximo de 45 dias para se manifestar acerca da admissibilidade.

13. A admissibilidade do pedido de RTE implicará somente abertura de processo de análise do mérito.

14. O conselho de consumidores relativo à área de concessão da distribuidora pleiteante de RTE será informado pela área técnica, por meio do e-mail cadastrado junto à Agência, quando da remissão do processo ao Diretor-Relator sorteado para o caso.

4. EVIDÊNCIA DE DESEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

15. Há evidência de desequilíbrio econômico-financeiro quando ocorrer o descumprimento de uma das duas inequações abaixo:

$$\frac{(\text{Dívida}_{\text{Reg}} + \text{D}_{\text{PA}} + \text{G}_{\text{EXT}})}{\text{LAJIDA}_{\text{Reg}}} \leq 4 \qquad (1)$$

Sendo que:

$\text{Dívida}_{\text{Reg}}$: é a participação regulatória do capital de terceiros multiplicada pela soma da Base de Remuneração Líquida (BRL) e da Base de Anuidade Regulatória Líquida (BARL) da última revisão tarifária, atualizada pelo IPCA até o mês anterior à data do pleito. A $Dívida_{Reg}$ deve ser ajustada pelo efeito das Obrigações Especiais e saldo da RGR;

DPA: Desequilíbrio de Parcela A;

GEXT: Gasto Extraordinário de Parcela B; e

$LAJIDAReg$: é o resultado da tarifa de Fio B vigente relativa à Remuneração do Capital (RC), à Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e ao Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) aplicada ao mercado faturado dos 12 meses anteriores à data do pleito.

$$\text{RC}_{\text{Reg}} >= (\text{Dívida}_{\text{Reg}} + \text{G}_{\text{EXT}}) \times 1{,}11 \times \text{SELIC} + \text{D}_{\text{PA}} \times 1{,}40 \times \text{SELIC} \qquad (2)$$

Sendo que:

RCReg: é o resultado da tarifa de Fio B vigente relativa à Remuneração do Capital (RC) regulatória aplicada ao mercado faturado dos 12 meses anteriores à data do pleito. A Remuneração do Capital regulatória inclui 33,56% do CAIMI;

Dívida$_{Reg}$: é a participação regulatória do capital de terceiros multiplicada pela soma da Base de Remuneração Líquida (BRL) e da Base de Anuidade Regulatória Líquida (BARL) da última revisão tarifária, atualizada pelo IPCA até o 13º mês anterior à da data do pleito. A $Dívida_{Reg}$ deve ser ajustada pelo efeito das Obrigações Especiais e saldo da RGR;

GEXT: Gasto Extraordinário de Parcela B;

$SELIC$: taxa média anual, resultante de fator diário acumulado nos últimos 252 dias úteis anteriores ao último dia do mês anterior à data do pleito; e

DPA: Desequilíbrio de Parcela A.

16. Para a aferição do Desequilíbrio de Parcela A (DPA) serão admitidos apenas os custos de Parcela A que são objeto de reconhecimento nos processos tarifários ordinários.

17. O cálculo do DPA será medido considerando o saldo de descasamento de Parcela A suportado pela concessionária até o mês anterior à data do pedido de RTE. Esse saldo deve ser obtido considerando o saldo do financeiro de Parcela A incluído na tarifa no último processo tarifário, mas que naquele mês ainda não tinha sido totalmente amortizados, por não terem transcorridos os 12 meses de vigências das tarifas (financeiro em amortização), somado ao financeiro que se formou desde o último processo tarifário (financeiro em constituição) até o mês de apuração do saldo mensal.

18. Análise complementar considerando o saldo de descasamento de Parcela A em data posterior ao pedido de RTE poderá ser apresentado caso a distribuidora entenda que exista algum agravante da situação para os meses seguintes ao pedido de RTE.

19. Para a aferição do Gasto Extraordinária da Parcela B (Gext) na inequação (5) serão admitidos apenas os gastos associados a fato gerador ocorrido posteriormente à realização da última revisão tarifária ordinária da concessionária, devidamente justificado no pleito de RTE.

20. A BRL será calculada pela razão entre a Remuneração do Capital (sem CAIMI) e o WACC real regulatório antes de impostos, ambos da data da última revisão tarifária, de forma refletir o efeito das Obrigações Especiais e o saldo da RGR no cálculo da Dívida$_{Reg}$.

21. A Remuneração do Capital do parágrafo anterior inclui também a remuneração com recursos da RGR e de Obrigações Especiais.

22. A Base de Anuidade Regulatória Líquida (BARL) é equivalente a 50% da Base de Anuidade Regulatória (BAR) da última revisão tarifária.

5. CORREÇÃO DO DESEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

23. A recomendação pela necessidade de realizar a RTE resultará em abertura de Audiência Pública.

24. Se o desequilíbrio for de Parcela B, corrige-se a Parcela B e atualiza-se a Parcela A.

25. Se o desequilíbrio for de Parcela A e B:

(I) corrige-se somente a Parcela A se for suficiente para a inequação (1) ou (2), definida no item 4, ser cumprida;
(II) corrige-se a Parcela A e a Parcela B se ambas correções forem necessárias para a inequação (1) ou (2), definidas no item, ser cumprida.

26. A análise da intensidade do desequilíbrio da Parcela B, da variação de mercado e do prazo restante para próxima revisão tarifária poderá resultar na correção da Parcela B mesmo que a inequação (1) ou (2), definida no item 4, seja cumprida após correção da Parcela A.

ANEXO XXIII

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.9

RITO DE REVISÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DEVIDO À PANDEMIA DE COVID-19

1.OBJETIVO

1.Disciplinar a metodologia a ser adotada na análise dos pedidos de Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das concessionárias de distribuição de energia elétrica, decorrentes da pandemia do Coronavírus.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se às concessionárias de distribuição de energia elétrica, com exceção das Distribuidoras Designadas definidas pela Resolução Normativa nº 748, de 29 de novembro de 2016, ou o que vier a sucedê-la.

3. PROCEDIMENTOS DE ADMISSIBILIDADE

3.As concessionárias de distribuição de energia elétrica deverão observar procedimentos deste submódulo nos pedidos de RTE.

4.O pedido de RTE deverá conter no mínimo os seguintes requisitos:

I) fato gerador ou conjunto de fatos geradores;
II) evidência de desequilíbrio econômico-financeiro;
III) nexo de causalidade entre o(s) fato(s) gerador(es) e o desequilíbrio econômico-financeiro;
IV) apresentação de iniciativas tomadas pela concessionária para equacionar o alegado desequilíbrio econômico-financeiro

5.Não serão admitidos pedidos de RTE que tenham por objetivo:

I) compensar fatos geradores originários de ineficiência empresarial; e
II) atualizar parâmetros regulatórios em decorrência de alterações metodológicas que ainda não foram refletidas no cálculo tarifário.

6.Pedidos de RTE encaminhados em caráter confidencial/sigiloso serão devolvidos ao remetente sem avaliação de enquadramento ou análise de mérito.

7.O pedido de RTE deverá ser realizado pela concessionária em até 60 dias, contados da publicação dos resultados de receitas irrecuperáveis de que trata o parágrafo 28.

8.A concessionária deverá enviar ao conselho de consumidores de sua área de concessão cópia do pedido de RTE formulado à ANEEL.

9.A concessionária deverá apresentar à ANEEL comprovante de que cópia do pleito de RTE foi entregue ao conselho de consumidores.

10.O não atendimento aos procedimentos resultará na inadmissibilidade do pedido de análise da RTE, que será motivado pela Superintendência de Gestão Tarifária por meio de Despacho.

11.A concessionária que não concordar com a inadmissibilidade do pedido de análise da RTE poderá recorrer à Diretoria da ANEEL.

12.A Superintendência de Gestão Tarifária – SGT observará o prazo máximo de 45 dias para se manifestar acerca da admissibilidade.

13.A admissibilidade do pedido de RTE implicará somente abertura de processo de análise do mérito.

14.O conselho de consumidores relativo à área de concessão da distribuidora pleiteante de RTE será informado pela área técnica, por meio do e-mail cadastrado junto à Agência, quando da remissão do processo ao Diretor-Relator sorteado para o caso.

15.A recomendação pela necessidade de realizar a RTE aprovada pela Diretoria da ANEEL resultará em abertura de Consulta Pública.

4.CORREÇÃO DO DESEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO PARA FATOS GERADORES CORRELACIONADOS À PANDEMIA DE COVID-19 EM 2020

16.Somente serão considerados os fatos geradores ocorridos no ano de 2020.

17.A aprovação do pedido de RTE e de suas correções não geram efeitos tarifários de imediato. Os efeitos totais serão considerados em processos tarifários subsequentes à homologação da RTE, como componente financeiro, remunerado pela taxa Selic.

18.Serão passíveis de reequilíbrio a perda de faturamento decorrente da redução de mercado, a perda de arrecadação decorrente do aumento da inadimplência e os casos previstos no item 19, de forma conjunta, observado o disposto no item 20.

19.Para distribuidoras cuja concessão não tenha sido prorrogada nos termos do Decreto nº 8.461/15 ou que não assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016, rubricas relativas a TUSD Fio A, Energia (inclusive perdas) e TE Transporte podem fazer parte da avaliação de RTE, mas a eventual necessidade de reequilíbrio bem como seu valor serão definidos no caso concreto.

20.A SGT, com o objetivo de avaliar o desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, sua abrangência e se a severidade justifica o reequilíbrio, poderá ampliar a análise para além dos itens referenciados nos itens 18 e 19.

4.1. CORREÇÃO DECORRENTE DE REDUÇÃO DE MERCADO FATURADO

21.Aplica-se a seguinte regra em caso de correção de desequilíbrio decorrente de redução de mercado faturado:

22.Variação de Faturamento de Parcela B – Calcula-se a variação de faturamento de Parcela B verificada no ano de 2020, quando comparado com o ano de 2019, utilizando-se as tarifas vigentes ao final do ano de 2019.

23.Componente Pd de Reequilíbrio - Calcula o Componente Pd que, se fosse aplicado no início de 2020 às tarifas de Parcela B vigentes ao final do ano de 2019, teria preservado o equilíbrio da concessão. A formulação baseada nos submódulos 2.5 e 2.5-A do PRORET seria:

$$P_{dReeq}(i) = PTF + 0{,}317 \times (\Delta FatB_{2019;2020}(i) - 1{,}521\%)$$

Onde:

PTF: Produtividade do segmento de distribuição, entre 2013 e 2018, calculada por mediana das variações anuais, equivalente a 0,663% a.a.;

$\Delta FatB_{2019;2020}(i)$: Variação do faturamento de Parcela B entre 2019 e 2020.

24.Pd Aplicado em 2020 – As tarifas somente são alteradas na data de aniversário. Logo o Pd Aplicado em 2020 tem valor igual a zero para os meses anteriores ao processo tarifário do ano de 2020, igual ao valor definido no processo tarifário para os meses posteriores ao processo tarifário no ano de 2020, e igual à média ponderada entre zero e o Pd definido no processo tarifário para o mês do processo tarifário;

25.Reequilíbrio econômico – A diferença mensal, positiva ou negativa, entre o "Componente Pd Aplicado em 2020" e o "Componente Pd de Reequilíbrio" multiplicado pela receita de Parcela B faturada em cada mês de 2020, com as tarifas vigentes no fim de 2019, é o valor do potencial reequilíbrio econômico.

4.2. CORREÇÃO DECORRENTE DE REDUÇÃO DE ARRECADAÇÃO POR AUMENTO DA INADIMPLÊNCIA

26.Até 31 de janeiro de 2022, as concessionárias de distribuição de energia elétrica deverão encaminhar as curvas de envelhecimento da fatura, para cada classe de consumo elencada nos Submódulo 2.2. e 2.2 A do PRORET, dos meses de competência faturados entre março e dezembro de 2020 com as informações de arrecadação consolidadas até dezembro de 2021, contendo, no mínimo:

I) valores faturados, em (R$) em cada mês de competência;
II) valores não recebidos, em termos absolutos (R$), para cada mês posterior ao mês de competência em relação ao valor originalmente faturado; e
III) as informações devem ser compiladas para cada classe de consumo separadamente, apresentando-se, adicionalmente, o resultado consolidado para o somatório das classes de consumo.

4.2.1. PROJEÇÃO DA RECEITA IRRECUPERÁVEL REALIZADA DURANTE A PANDEMIA

27.Com base nas informações históricas de faturamento e inadimplências disponibilizadas na Consulta Pública nº 29/2020, a projeção da receita irrecuperável realizada nos meses de março a dezembro de 2020 seguirá o seguinte procedimento:

I) para cada mês de faturamento com informação disponível na Consulta Pública nº 29/2020, calcular a inadimplência percentual por distribuidora para cada classe de consumo, considerando os valores não recebidos até o mês de dezembro dos anos de 2014 a 2018:

[inadimplência percentual = inadimplência em reais / total faturado em reais];

II) extrai-se a mediana da inadimplência percentual do mês X das amostras sob análise;
III) verifica-se a inadimplência do mês X é menor do que zero e, caso positivo, a inadimplência do mês X é igualada a zero, caso negativo, nenhum ajuste é feito. Trata-se de medida de saneamento dos dados, pois não faz sentido haver inadimplência negativa;
IV) verifica-se a inadimplência do mês X+1 é maior do que a inadimplência do mês X e, caso positivo, a inadimplência do mês X+1 é igualada à inadimplência do mês X, caso negativo, nenhum ajuste é feito. Esse processo reduz o efeito, aparentemente contraditório, de crescimento da inadimplência ao longo do tempo, sem que tenha havido novos faturamentos. Evita-se, assim, a estimativa de curvas de inadimplência com efeitos contraintuitivos;
V) calcula-se a variação percentual de inadimplência do mês X para o mês X+1.

28.O resultado desse procedimento será publicado por meio de Despacho da Superintendência de Gestão Tarifária e no portal da ANEEL em conjunto com os dados mensais de inadimplência.

29.Aplicando a variação percentual de inadimplência de um mês para o outro, é possível estimar o perfil de curvas de envelhecimento parciais. Esse procedimento deve ser aplicado para todas as distribuidoras em todas as classes de consumo, para cada um dos meses compreendidos entre março e dezembro de 2020.

30.O percentual de receita irrecuperável realizado para determinado mês de 2020, é dado pela mediana dos valores percentuais estimados dos meses 49 a 60 desde transcorrido o faturamento.

4.2.2. RECEITA IRRECUPERÁVEL EFICIENTE DURANTE A PANDEMIA

31.O nível eficiente de receitas irrecuperáveis, por classe de consumo, para cada um dos meses avaliados é então obtido pela aplicação da mesma metodologia de medianas móveis conforme o ranking de complexidade ao combate às perdas não técnicas, utilizada na definição dos níveis regulatórios de receitas irrecuperáveis constantes dos Submódulo 2.2 e 2.2 A do PRORET, à exceção da limitação dos percentuais estabelecidos para empresas em área de menor complexidade pelos percentuais estabelecidos para empresas situadas em área de maior complexidade.

4.2.3. CÁLCULO DO REEQUILÍBRIO ECONÔMICO RELATIVO À RECEITA IRRECUPERÁVEL

A diferença entre a Receita Irrecuperável Eficiente Durante a Pandemia e os referenciais regulatórios efetivamente reconhecidos nas tarifas nos mesmos meses de 2020, multiplicados pela receita requerida adicionada de tributos, da forma como se aplica o Submódulo 2.2. e 2.2 A do PRORET vigente, é o valor do potencial reequilíbrio econômico.

ANEXO XXIV

Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 3.1

PROCEDIMENTOS GERAIS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais, bem como os critérios a serem utilizados no Reajuste Tarifário Anual (RTA) das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste Submódulo são aplicáveis aos reajustes tarifários anuais e, no que couber, nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, independentemente da sua eventual situação de inadimplência com as obrigações intrassetoriais.

3. REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – RTA

3. No Reajuste Tarifário Anual (RTA), cabe à ANEEL homologar reajustes das tarifas observando estritamente o que estabelecem as leis e normas referentes ao assunto, além das disposições previstas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

4. As tarifas definidas no contrato de concessão, em conjunto com as regras de reajuste e revisão descritas no mesmo, são suficientes para a adequada prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica e manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

5. O valor das tarifas é reajustado com periodicidade anual, na data de aniversário estabelecida no contrato de concessão, exceto nos anos em que é realizada a Revisão Tarifária Periódica (RTP).

6. Para fins de reajuste tarifário, a receita da distribuidora, excluídos o PIS/PASEP (Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), a COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e o ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação), é dividida em duas parcelas: Parcela “A” e Parcela “B”.

7. A Parcela “A” envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, além dos encargos setoriais previstos em legislação específica. Trata-se de custos cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora.

8. Constituem os custos relativos à Parcela “A” da receita:

i. compra de energia elétrica em função do “Mercado de Referência”, que inclui o montante de energia elétrica proveniente dos empreendimentos de geração própria;

ii. conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica; e

iii. Encargos Setoriais previstos em legislação específica, tais como: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Encargo de Energia de Reserva - EER; Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; Pesquisa e Desenvolvimento - P & D; Programa de Eficiência Energética – PEE.

9. A Parcela “B” compreende os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa, por exemplo, os custos operacionais, a remuneração do capital e a quota de reintegração.

10. À Parcela “B” corresponde o valor remanescente da receita da distribuidora, excluído o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, após a dedução da “Parcela A”.

11. O “Mercado de Referência” é composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no “Período de Referência” a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como, pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

12. Os montantes faturados de qualquer mês do “Período de Referência” são aqueles registrados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

13. O “Período de Referência” compreende o ciclo de 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento.

14. A Data de Referência Anterior (DRA) é definida como sendo a data de vigência do último processo tarifário homologado pela ANEEL.

15. A Data do Reajuste em Processamento (DRP) é a data de vigência do Reajuste Tarifário Anual em análise a ser homologado pela ANEEL.

16. Caso o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) ou o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do último mês do Período de Referência não tenha sido divulgado oficialmente pela Fundação Getúlio Vargas - FGV e pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE até o 10º (décimo) dia anterior à Data do Reajuste em Processamento (DRP), será considerada para aquele mês a projeção mais recente do respectivo índice (média mensal), informada no Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do Brasil (Focus), disponível para consulta na internet (www.bcb.gov.br), ressalvado o caso em que a divulgação oficial ocorrer até o dia anterior ao da deliberação do processo tarifário, quando deverá ser considerado o índice definitivo.

4. PROCEDIMENTOS GERAIS DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – RTA

4.1. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROCESSO DE REAJUSTE TARIFÁRIO

17. O “Mercado de Referência” registrado no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, referente ao “Período de Referência” do reajuste em processamento, deve ser objeto de detalhada conferência por parte da distribuidora, de modo que sejam regularizadas eventuais inconsistências até o quadragésimo quinto dia anterior à data do reajuste tarifário anual (D-45).

18. Observado esse mesmo prazo de quarenta e cinco dias da data do reajuste em processamento (D-45), a distribuidora, quando acessante, deve encaminhar à ANEEL, por meio eletrônico, cópia dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição ou respectivos Aditivos relativos ao “Período de Referência” do reajuste em processamento, juntamente com cópia das correspondentes faturas mensais, para fins de avaliação dos montantes contratados e consequente consideração no cálculo da cobertura tarifária desse custo de transmissão.

19. O prazo estabelecido para regularização das informações de mercado no SAMP e para envio dos documentos referentes ao CUSD não exime a distribuidora da responsabilidade de fornecer, nos prazos indicados, outras informações, planilhas e documentos pertinentes ao cálculo tarifário, que venham a ser requeridos pela ANEEL.

20. A Memória de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual (RTA), depois de homologado pela Diretoria da ANEEL, ficará disponível, para conhecimento da sociedade, no sítio da ANEEL na internet.

4.2. RECEITA ANUAL – RA_0

21. A Receita Anual (RA_0), também denominada “Receita de Referência”, é definida como a Receita Anual de Fornecimento, Suprimento, Consumo de Energia Elétrica e Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada com base nas tarifas econômicas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) e o "Mercado de Referência", portanto, excluídos o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico.

22. As informações necessárias ao cálculo da Receita Anual – RA_0 são obtidas por meio do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

23. Na apuração da Receita Anual – RA_0 serão utilizadas as tarifas econômicas homologadas na DRA, com seu valor integral ou com desconto, de modo idêntico ao critério adotado na última revisão tarifária da distribuidora.

24. A informação relativa ao mercado faturado no último mês do "Período de Referência" será estimada, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior, podendo os valores do penúltimo mês, se provisórios, ser alterados uma única vez até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora.

25. Caso a distribuidora possua mercado faturado referente à venda de energia elétrica a consumidores cativos, a valores inferiores aos homologados pela ANEEL, esse mercado deverá ser considerado na formação da Receita Anual (RA_0), utilizando-se a respectiva tarifa econômica com seu valor integral, vedada a concessão de ajustes compensatórios futuros em relação a esse mercado.

26. Ressalvado o caso a que se refere o item precedente, se utilizadas tarifas com seu valor integral na formação da Receita Anual (RA_0), a perda de receita correspondente aos descontos previstos na legislação, concedidos pela distribuidora nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste em processamento, será custeada com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, conforme regulamento.

27. Se consideradas tarifas com desconto na formação da Receita Anual (RA_0), quando previsto na legislação pertinente, todas as tarifas da distribuidora serão suficientemente majoradas para suprir a perda de receita relativa aos subsídios tarifários concedidos pela distribuidora nos 12 (doze) meses subsequentes ao do reajuste em processamento, vedada a concessão de ajustes compensatórios futuros em decorrência de eventuais variações de mercado.

28. Quando forem utilizadas tarifas com desconto para o mercado da Subclasse Residencial Baixa Renda na apuração da Receita Anual (RA_0), a este valor deve ser adicionado o montante anual da subvenção econômica oriunda da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), homologado pela ANEEL no "Período de Referência".

29. Caso algum valor mensal da referida subvenção esteja pendente de aprovação até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora, este deverá ser estimado, repetindo-se o valor do mês imediatamente anterior que tiver sido homologado pela ANEEL.

4.3. PARCELA "A"

30. O Valor da Parcela "A" (VPA_0), considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) e o "Mercado de Referência", é calculado da seguinte forma:

i. Para a energia elétrica comprada: montante de "Energia Elétrica Comprada" valorado pelo "Preço Médio de Repasse" que foi considerado no reajuste ou revisão do ano anterior;

ii. Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição e para as componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS: os valores considerados no reajuste ou revisão do ano anterior,

iii. Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: os montantes de demanda de potência contratados no período de referência e de energia elétrica associada, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou revisão do ano anterior; e

iv. Para os demais itens da Parcela "A", os valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes, vigentes na Data de Referência Anterior (DRA), ao "Mercado de Referência", de modo a assegurar a neutralidade econômica dos Encargos Setoriais.

31. A Energia Elétrica Comprada, também denominada Energia Requerida, constitui o volume de energia elétrica (MWh) e potência (kW) adquirido para o atendimento a consumidores e outras concessionárias e permissionárias de distribuição no "Período de Referência", acrescido de:

i. perdas elétricas do sistema de distribuição, às quais se subdividem em técnicas e não-técnicas, conforme tratamento a elas estabelecido na Revisão Tarifária Periódica (RTP); e

ii. perdas associadas ao transporte de Itaipu e na Rede Básica, inclusive as provenientes das Demais Instalações da Transmissão – DIT de uso compartilhado, quando aplicável.

32. O Preço Médio de Repasse na DRA corresponde ao resultado da divisão entre o custo total (R$) e o montante total (MWh) da Energia Elétrica Comprada do balanço energético da distribuidora relativo ao processo tarifário anterior.

33. O Valor da Parcela "A" (VPA_1), considerando-se as condições vigentes na Data do Reajuste em Processamento (DRP) e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:
i. para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato aplicado ao montante de energia elétrica que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 (doze) meses subsequentes;

ii. para a energia elétrica proveniente de Itaipu: a tarifa de repasse estabelecida em ato específico da ANEEL aplicada ao montante de demanda de potência (kW) que poderá ser disponibilizado por Itaipu nos 12 (doze) meses subsequentes;

iii. para a energia elétrica proveniente dos empreendimentos de geração própria: o valor da geração própria (VGP) estabelecido pela ANEEL na última Revisão Tarifária Periódica (RTP), atualizado até a Data do Reajuste em Processamento (DRP), aplicado ao montante de geração própria (MGP) definido na mesma Revisão Tarifária Periódica (RTP) da distribuidora, ressalvado as alterações do volume de geração decorrentes de causas estruturais, devidamente comprovadas;

iv. para a energia elétrica proveniente do PROINFA: o montante de energia elétrica associado ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que poderá ser disponibilizado nos 12 (doze) meses subsequentes, será valorado como energia comprada a custo zero, visto que seu custo efetivo está classificado na Parcela "A" como encargo setorial;

v. para a energia elétrica referente à cota-parte de Angra 1 e 2: a tarifa calculada e homologada anualmente pela ANEEL aplicada ao montante de energia elétrica que poderá ser fornecido pelas centrais geradoras Angra 1 e 2 nos 12 (doze) meses subsequentes;

vi. para a energia elétrica referente às Cotas das Usinas com Concessões Renovadas: a tarifa definida pela ANEEL aplicada ao montante de energia elétrica que poderá ser disponibilizado no regime de cotas pelas usinas com concessões renovadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11/01/2013, nos 12 (doze) meses subsequentes;

vii. para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica de que trata o caput do art. 36 do Decreto nº 5.163/2004 (geração distribuída, CCEAR e leilão de ajuste), autorizados pela ANEEL até a Data do Reajuste em Processamento (DRP), ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes;

viii. para fins de cobertura tarifária econômica nos processos de reajuste anual ou revisão periódica o "Montante de Reposição", de que trata o art. 24 do Decreto 5.163/2004, será valorado ao preço médio dos contratos de compra de energia vigentes na data do processo tarifário;

ix. para a energia elétrica relativa aos Sistemas Isolados: o custo médio da energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR do Sistema Interligado Nacional – SIN, denominado ACR-médio, aplicado ao montante de energia elétrica proveniente de geração própria e contratos preexistentes em 30/07/2009, desde que o ACR-médio seja inferior ao custo total de geração de que tratam o art. 3º da Lei nº 12.111, de 9/12/2009, e o art. 11 do Decreto nº 7.246, de 28/07/2010;

x. para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no Período de Referência, valorados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na Data do Reajuste em Processamento (DRP); e

xi. para os demais itens da Parcela "A" (Encargos Setoriais, Conexão de uso exclusivo, TUSDg-ONS e TUSDg-T): valores vigentes na Data do Reajuste em Processamento (DRP).

4.4. PARCELA "B"

34. O Valor da Parcela "B" (VPB_0), considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0 \quad (1)$$

onde:
RA_0: Receita Anual na DRA, também denominada "Receita de Referência"; e
VPA_0: Valor da Parcela "A", nas condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA).

35. O Valor da Parcela "B" (VPB_1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

$$VPB_1 = VPB_0 \text{ X } (IGPM - X) \quad (2)$$

onde:
VPB_0: O Valor da Parcela "B" na DRA;
IGPM: Índice Geral de Preços do Mercado, também designado IVI. É uma das versões do Índice Geral de Preços (IGP) calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV); e
X: Também designado Fator X. É o valor a ser subtraído do IGPM, ou IVI, com objetivo de compartilhar com os usuários e consumidores da distribuidora os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período, contribuindo assim para a modicidade tarifária.

36. O valor do Fator X a ser aplicado a cada Reajuste Tarifário Anual (RTA) a partir do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária é obtido conforme metodologia de cálculo estabelecida no Submódulo 2.5 do PRORET.

4.5. RECEITA ANUAL – RA_1

37. A Receita Anual (RA_1) constitui a nova receita da concessionária na Data do Reajuste em Processamento (DRP) e corresponde ao somatório das novas Parcelas "A" e "B". Portanto:

$$RA_1 = (VPA_1 + VPB_1) \quad (6)$$

onde:
VPA_1: O Valor da Parcela "A" na Data do Reajuste em Processamento (DRP); e
VPB_1: O Valor da Parcela "B" na Data do Reajuste em Processamento (DRP).

4.6. ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – IRT

4.6.1. IRT ECONÔMICO

38. O Índice Médio de Reajuste Tarifário Anual Econômico – IRT econômico (IRT_{eco}), conforme expressamente indicado no contrato de concessão, é dado pela divisão entre a Receita Anual na Data do Reajuste em Processamento (DRP) – RA_1 – e a Receita Anual na Data de Referência Anterior (DRA) – RA_0, ou seja:

$$IRT_{eco} = \frac{RA_1}{RA_0} \quad (7)$$

sendo:

$$RA_1 = VPA_1 + (VPB_0 \text{ X } (IGPM \pm \text{Fator X}) \quad (8)$$

ou

$$RA_1 = VPA_1 + VPB_1 \quad (9)$$

onde:
VPA_1: Valor da Parcela A na Data de Reajuste em Processamento (DRP);
VPB_0: Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (DRA); e
VPB_1:Valor da Parcela B na Data de Reajuste em Processamento (DRP).

39. Os objetivos fundamentais da fórmula paramétrica do Índice de Reajuste Tarifário Anual — IRT econômico são:

i. dar cobertura tarifária para os itens da Parcela "A" da receita, cujos montantes e preços, em certa medida, não são gerenciáveis pela concessionária, mediante a consideração dos valores vigentes na data do Reajuste Tarifário Anual em Processamento; e

ii. manter o poder de compra da parcela da receita gerenciável pela concessionária (Parcela "B") e repassar aos usuários e consumidores os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade da concessionária ("Fator X"), por meio do produto da Parcela "B", a preços da data do reajuste anterior, pela componente (IGPM – X).

40. No processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP), as tarifas abertas por modalidades da estrutura tarifária e níveis de tensão são "criadas", isto é, elas "nascem" no processo de revisão periódica, de modo que aplicadas ao mercado de referência da concessionária produzam a "Receita Requerida" (Parcelas A e B), assegurando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

41. Por seu lado, o Reajuste Tarifário Anual (RTA) tem por finalidade verificar em quantos pontos percentuais, em média, as tarifas que "nasceram" no processo de revisão periódica devem ser reajustadas para se "manter" o equilíbrio econômico-financeiro definido no momento da revisão.

42. A finalidade da aplicação da fórmula paramétrica de cálculo do reajuste tarifário, tal como foi construída, é, tão somente, apurar a variação anual das receitas para um mesmo mercado.

43. O Mercado de Referência utilizado no Reajuste Tarifário Anual (quantidades de energia e de demanda faturadas nos 12 meses anteriores ao mês do reajuste) não se confunde com o mercado considerado no cálculo tarifário do ano anterior, seja reajuste ou revisão, portanto, a metodologia de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT), segundo as regras do contrato de concessão, leva em conta os efeitos decorrentes da variação dos mercados utilizados em um ano e noutro.

44. O Reajuste Tarifário Anual (RTA) não segue necessariamente a mesma variação da inflação. A fórmula paramétrica constante do contrato de concessão considera uma Parcela "A", que contém custos não gerenciáveis pela distribuidora, e uma Parcela "B", de custos por ela diretamente gerenciáveis. A Parcela "B" é corrigida, unicamente, pela variação do IGPM, deduzido o compartilhamento de ganhos representado pelo "Fator X". Já os componentes da Parcela "A" são afetados por legislações específicas e podem sofrer variações superiores ou inferiores à inflação medida no período.

4.6.2. IRT FINANCEIRO

45. O Índice Médio de Reajuste Tarifário Anual Financeiro – IRT financeiro (IRT_{fin}), é dado pela divisão entre o somatório dos Componentes Financeiros apurados na Data do Reajuste em Processamento (DRP) e a Receita Anual na Data de Referência Anterior (DRA) – RA_0, flexibilizada pela razão de variação de mercado (r_m), se positiva, ou seja:

$$IRT_{fin} = \frac{\sum Componentes\ Financeiros\ \ (R\$)}{RA_0 * (1 + r_m)} \quad (9)$$

onde:
r_m = MWh $_{\text{reajuste/revisão atual}}$ / MWh $_{\text{reajuste/revisão ano anterior}}$ (limite mínimo igual a zero)

46. Os Componentes Financeiros previstos na legislação pertinente não fazem parte da base tarifária, ou seja, não compõem a tarifa econômica da distribuidora. São valores apurados anualmente, positivos ou negativos, que são repassados às tarifas da distribuidora para compensação no período de 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste tarifário em processamento.

47. Os critérios e procedimentos específicos relativos aos Componentes Financeiros considerados nos cálculos tarifários estão estabelecidos no Módulo 4.

4.6.3. IRT TOTAL

48. O Índice Médio Total do Reajuste Tarifário Anual – IRT_{total} é dado pela soma dos índices de reajuste econômico e financeiro, conforme segue:

$$IRT_{total} = IRT_{econ} + IRT_{fin} \quad (10)$$

4.7. RECÁLCULO DE REAJUSTE/REVISÃO DE ANOS ANTERIORES

49. A utilização de dados estimados de qualquer natureza nos cálculos tarifários, por si só, não ensejará recálculos posteriores, salvo quando expressamente indicado pela ANEEL nos documentos oficiais – Nota Técnica, Relatório/Voto ou Resolução – que motivaram e informaram a decisão colegiada referente ao processo de reajuste ou revisão tarifária.

50. O recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores poderá ocorrer em decorrência de provimento de Pedido de Reconsideração interposto tempestivamente pela concessionária ou por iniciativa da ANEEL.

51. Para fins de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores por iniciativa da ANEEL, a Agência procederá conforme estabelecido nos arts. 53 e 54 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, a saber:

i. deve anular o ato administrativo quando houver vício de legalidade;

ii. pode revogar o ato administrativo por motivo de conveniência ou oportunidade; e

iii. tem o direito de rever o ato administrativo, adotando qualquer medida que o corrija ou impugne, observado o prazo de decadência de cinco anos.

52. Os efeitos tarifários decorrentes de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores serão considerados a partir do primeiro reajuste ou revisão tarifária seguinte à respectiva decisão que tenha determinado o recálculo.

53. O valor do componente financeiro resultante do recálculo de reajuste/revisão de ano anterior corresponderá, exceto quando envolver correções do mercado de referência, à diferença entre a receita anual obtida após o procedimento de recálculo do respectivo reajuste ou revisão tarifária e a receita anual originalmente calculada, cujo resultado deverá ser atualizado em base anual pela variação de mercado e remunerado pela Taxa Selic até o mês do reajuste/revisão em processamento, conforme fórmula de cálculo definida no Submódulo 4.4. do PRORET.

54. Quando o recálculo de reajuste/revisão de ano anterior envolver correções do respectivo mercado de referência, o valor do componente financeiro corresponderá às diferenças entre as tarifas resultantes do recálculo e as tarifas originalmente homologadas, aplicadas ao mercado de referência do reajuste/revisão em processamento, cujo resultado deverá ser remunerado pela Taxa Selic até o mês do reajuste/revisão em processamento, conforme fórmula de cálculo definida no Submódulo 4.4. do PRORET. Neste caso, deve-se apurar o correspondente ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica.

55. Quando se tratar de recálculo de revisão tarifária envolvendo alteração do Valor da Parcela B (VPB) e sem correções do respectivo mercado de referência, a diferença percentual entre o VPB recalculado e o VPB original deve ser aplicada ao VPB_0 (Valor da Parcela B na DRA – Data de Referência Anterior) do reajuste tarifário em processamento, de modo a representar o ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica.

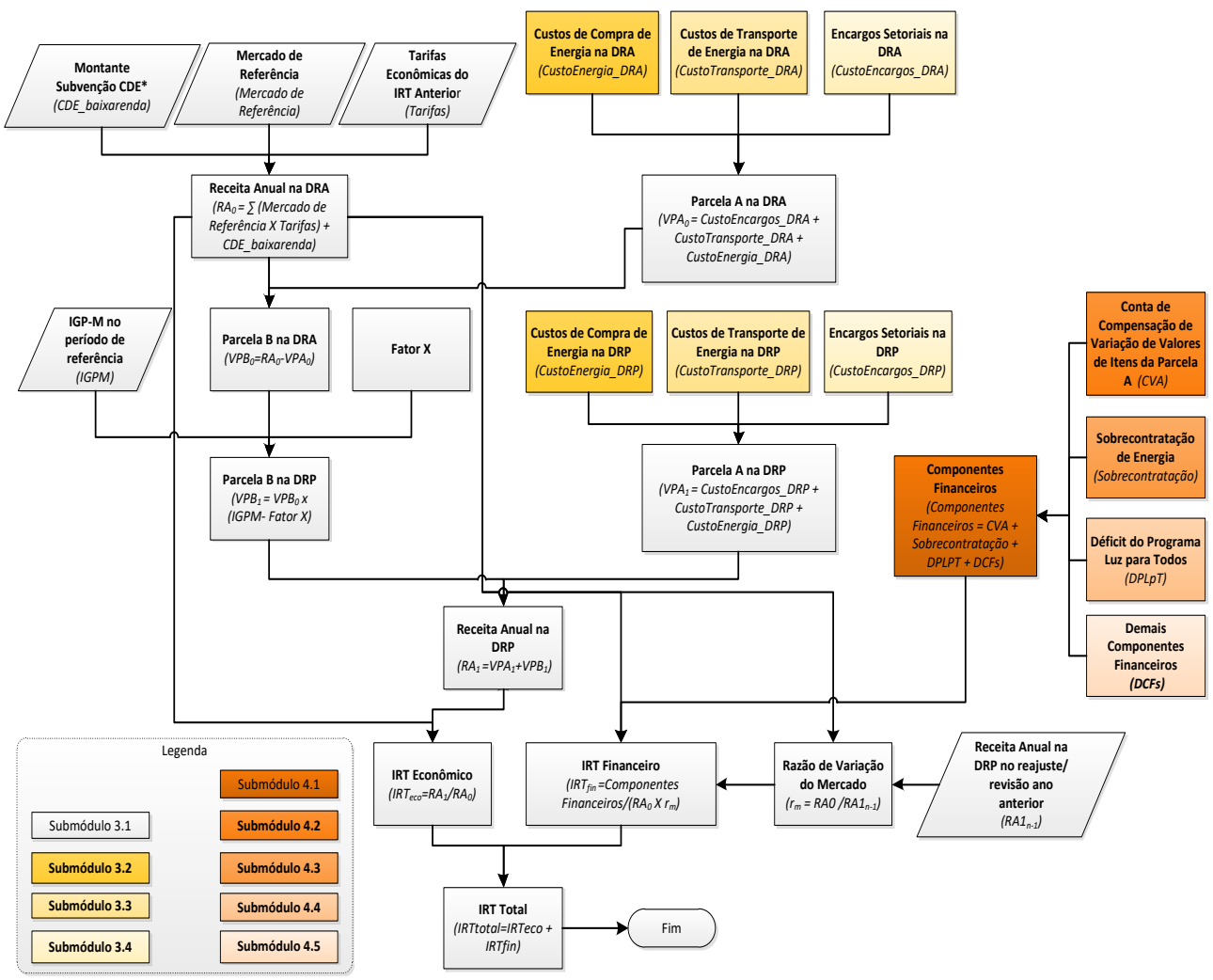
4.8. DISPOSIÇÕES GERAIS

56. Estando a concessionária, na data do reajuste em processamento (DRP), inadimplente com suas obrigações intrassetoriais, não serão reajustados seus níveis de tarifas, conforme vedação prevista no art. 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Neste caso, somente poderão ser praticadas as novas tarifas homologadas, resultantes do processo tarifário em processamento, quando comprovado o adimplemento da concessionária, sendo autorizada sua aplicação por meio de Despacho específico da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

57. Conforme Lei nº 9.784/1999 é de dez dias o prazo para interposição de recurso administrativo, contado a partir da ciência ou divulgação oficial da decisão sobre o reajuste/revisão tarifária.

58. O recurso ou qualquer questionamento sobre os cálculos tarifários de anos anteriores quando apresentado fora do prazo recursal não poderá ser conhecido.

5. FLUXOGRAMA DE CÁLCULO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL



* O montante de subvenção CDE será utilizado na composição da Receita Anual (RA_0) quando forem utilizadas tarifas com desconto para o mercado da Subclasse Residencial Baixa Renda no cálculo da RA_0.

Figura 1 – Fluxograma de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual

ANEXO XXV

Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 3.1 A

PROCEDIMENTOS GERAIS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais, bem como os critérios a serem utilizados no Reajuste Tarifário Anual (RTA) das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste submódulo são aplicáveis aos reajustes e revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, prorrogadas nos termos do Decreto n° 8.461/2015, ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.

3. REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – RTA

3. No Reajuste Tarifário Anual (RTA), cabe à ANEEL homologar reajustes das tarifas observando estritamente o que estabelecem as leis e normas referentes ao assunto, além das disposições previstas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

4. As tarifas definidas no contrato de concessão, em conjunto com as regras de reajuste e revisão descritas no mesmo, são suficientes para a adequada prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica e manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

5. O valor das tarifas é reajustado com periodicidade anual, na data de aniversário estabelecida no contrato de concessão, exceto nos anos em que é realizada a Revisão Tarifária Periódica (RTP).

6. Para fins de reajuste tarifário, a receita da distribuidora, excluídos o PIS/PASEP (Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), a COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e o ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação), é dividida em duas parcelas: Parcela “A” e Parcela “B”.

7. A Parcela “A” envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, além dos encargos setoriais previstos em legislação específica. Trata-se de custos cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora.

8. Constituem os custos relativos à Parcela “A” da receita:

i. compra de energia elétrica em função do “Mercado de Referência”, que inclui o montante de energia elétrica proveniente dos empreendimentos de geração própria;

ii. conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica;

iii. encargos Setoriais previstos em legislação específica, tais como: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Encargo de Energia de Reserva - EER; Pesquisa e Desenvolvimento - P & D; Programa de Eficiência Energética – PEE; e

iv. receita Irrecuperável.

9. A Parcela “B” compreende os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa, por exemplo, os custos operacionais, a remuneração do capital e a quota de reintegração.

10. À Parcela “B” corresponde ao valor da componente tarifária Fio B aplicado ao mercado de referência, atualizado pelo IPCA menos o fator X, subtraído os valores de Ultrapassagem de Demanda, Excedente dos Reativos e Outras Receitas, conforme regulação constante neste submódulo.

11. O “Mercado de Referência” é composto pelos montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no “Período de Referência” a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como, pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

12. Os montantes faturados de qualquer mês do “Período de Referência” são aqueles registrados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

13. O “Período de Referência” compreende o ciclo de 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento.

14. Caso o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) ou o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do último mês do Período de Referência não tenha sido divulgado oficialmente pela Fundação Getúlio Vargas - FGV e pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE até o 10º (décimo) dia anterior à Data do Reajuste em Processamento (DRP), será considerada para aquele mês a projeção mais recente do respectivo índice (média mensal), informada no Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do Brasil (Focus), disponível para consulta na internet (www.bcb.gov.br), ressalvado o caso em que a divulgação oficial ocorrer até o dia anterior ao da deliberação do processo tarifário, quando deverá ser considerado o índice definitivo.

4. PROCEDIMENTOS GERAIS DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – RTA

4.1. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROCESSO DE REAJUSTE TARIFÁRIO

15. O “Mercado de Referência” registrado no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, referente ao “Período de Referência” do reajuste em processamento, deve ser objeto de detalhada conferência por parte da distribuidora, de modo que sejam regularizadas eventuais inconsistências até o quadragésimo quinto dia anterior à data do reajuste tarifário anual (D-45).

16. Observado esse mesmo prazo de quarenta e cinco dias da data do reajuste em processamento (D-45), a distribuidora, quando acessante, deve encaminhar à ANEEL, por meio eletrônico, cópia dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição ou respectivos Aditivos relativos ao “Período de Referência” do reajuste em processamento, juntamente com cópia das correspondentes faturas mensais, para fins de avaliação dos montantes contratados e consequente consideração no cálculo da cobertura tarifária desse custo de transmissão.

17. O prazo estabelecido para regularização das informações de mercado no SAMP e para envio dos documentos referentes ao CUSD não exime a distribuidora da responsabilidade de fornecer, nos prazos indicados, outras informações, planilhas e documentos pertinentes ao cálculo tarifário, que venham a ser requeridos pela ANEEL.

18. A Memória de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual (RTA), depois de homologado pela Diretoria da ANEEL, ficará disponível, para conhecimento da sociedade, no sítio da ANEEL na internet.

4.2. RECEITA DE REFERÊNCIA – RR_0

19. A Receita de Referência($RR_{0)}$ é definida como a Receita Anual de Fornecimento, Suprimento, Consumo de Energia Elétrica e Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada com base nas tarifas econômicas homologadas na Data do Último Reposicionamento Tarifário e o "Mercado de Referência", portanto, excluídos o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS, os subsídios cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e os componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico.

20. As informações necessárias ao cálculo da Receita de Referência – RR_0 são obtidas por meio do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

21. Na apuração da Receita de Referência – RR_0 serão utilizadas as tarifas econômicas homologadas na Data do Último Reposicionamento Tarifário, com seu valor integral ou com desconto, de modo idêntico ao critério adotado na última revisão tarifária da distribuidora.

22. A informação relativa ao mercado faturado no último mês do "Período de Referência" será estimada, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior, podendo os valores do penúltimo mês, se provisórios, ser alterados uma única vez até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora.

23. Caso a distribuidora possua mercado faturado referente à venda de energia elétrica a consumidores cativos, a valores inferiores aos homologados pela ANEEL, esse mercado deverá ser considerado na formação da Receita de Referência (RR_0), utilizando-se a respectiva tarifa econômica com seu valor integral, vedada a concessão de ajustes compensatórios futuros em relação a esse mercado.

24. Ressalvado o caso a que se refere o item precedente, se utilizadas tarifas com seu valor integral na formação da Receita de Referência (RR_0), a perda de receita correspondente aos descontos previstos na legislação, concedidos pela distribuidora nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste em processamento, será custeada com recursos da CDE, conforme regulamento.

25. Se consideradas tarifas com desconto na formação da Receita de Referência (RR_0), quando previsto na legislação pertinente, todas as tarifas da distribuidora serão suficientemente majoradas para suprir a perda de receita relativa aos subsídios tarifários concedidos pela distribuidora nos 12 (doze) meses subsequentes ao do reajuste em processamento, vedada a concessão de ajustes compensatórios futuros em decorrência de eventuais variações de mercado.

26. Quando forem utilizadas tarifas com desconto para o mercado da Subclasse Residencial Baixa Renda na apuração da Receita de Referência (RR_0), a este valor deve ser adicionado o montante anual da subvenção econômica oriunda da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), homologado pela ANEEL no "Período de Referência".

27. Caso algum valor mensal da referida subvenção esteja pendente de aprovação até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora, este deverá ser estimado, repetindo-se o valor do mês imediatamente anterior que tiver sido homologado pela ANEEL.

4.3. PARCELA "A"

28. O Valor da Parcela "A" (VPA), considerando-se as condições vigentes e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

i. para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato aplicado ao montante de energia elétrica que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 (doze) meses subsequentes;

ii. para a energia elétrica proveniente de Itaipu: a tarifa de repasse estabelecida em ato específico da ANEEL aplicada ao montante de demanda de potência (kW) que poderá ser disponibilizado por Itaipu nos 12 (doze) meses subsequentes;

iii. para a energia elétrica proveniente dos empreendimentos de geração própria: o valor da geração própria (VGP) estabelecido pela ANEEL na última Revisão Tarifária Periódica (RTP), atualizado até a Data do Reajuste em Processamento (DRP), aplicado ao montante de geração própria (MGP) definido na mesma Revisão Tarifária Periódica (RTP) da distribuidora, ressalvado as alterações do volume de geração decorrentes de causas estruturais, devidamente comprovadas;

iv. para a energia elétrica proveniente do PROINFA: o montante de energia elétrica associado ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que poderá ser disponibilizado nos 12 (doze) meses subsequentes, será valorado como energia comprada a custo zero, visto que seu custo efetivo está classificado na Parcela "A" como encargo setorial;

v. para a energia elétrica referente à cota-parte de Angra 1 e 2: a tarifa calculada e homologada anualmente pela ANEEL aplicada ao montante de energia elétrica que poderá ser fornecido pelas centrais geradoras Angra 1 e 2 nos 12 (doze) meses subsequentes;

vi. para a energia elétrica referente às Cotas das Usinas com Concessões Renovadas: a tarifa definida pela ANEEL aplicada ao montante de energia elétrica que poderá ser disponibilizado no regime de cotas pelas usinas com concessões renovadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11/01/2013, nos 12 (doze) meses subsequentes;

vii. para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica de que trata o caput do art. 36 do Decreto nº 5.163/2004 (geração distribuída, CCEAR e leilão de ajuste), autorizados pela ANEEL, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes;

viii. para fins de cobertura tarifária econômica nos processos de reajuste anual ou revisão periódica o "Montante de Reposição", de que trata o art. 24 do Decreto n° 5.163/2004, será valorado ao preço médio dos contratos de compra de energia vigentes na data do processo tarifário;

ix. para a energia elétrica relativa aos Sistemas Isolados: o custo médio da energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR do Sistema Interligado Nacional – SIN, denominado ACR-médio, aplicado ao montante de energia elétrica proveniente de geração própria e contratos preexistentes em 30/07/2009, desde que o ACR-médio seja inferior ao custo total de geração de que tratam o art. 3º da Lei nº 12.111, de 9/12/2009, e o art. 11 do Decreto nº 7.246, de 28/07/2010;

x. para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes faturados de demanda de potência no Período de Referência, observando a Contratação Eficiente, valorados pelas respectivas tarifas econômicas;

xi. para os demais itens da Parcela "A" (Encargos Setoriais, Conexão de uso exclusivo, TUSDg-ONS e TUSDg-T): valores vigentes;

xii. para as Receitas Irrecuperáveis: Soma da Receita Requerida (Parcela A + Parcela B), excetuando a própria Receita Irrecuperável, de todos os itens financeiros e da receita de bandeiras realizada nos últimos 12 meses, incluindo a estes os valores correspondentes aos tributos ICMS, PIS, COFINS e PASEP, e multiplicado por um valor correspondente a um percentual médio de Receitas Irrecuperáveis, conforme fórmula paramétrica definida no submódulo 2.2A do PRORET.

4.4. PARCELA "B"

4.4.1 - Primeiro Processo Tarifário Após a Data Referência de Alteração Contratual (DR1)

29. Define-se como Data Referência de Alteração Contratual a data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, nos termos do Despacho nº 2.194/2016, ou a data de publicação deste PRORET, o que ocorrer por último.

30. No caso do primeiro processo tarifário após a Data Referência de Alteração Contratual, denominado de DR1, o Valor da Parcela "B" considerando-se as condições vigentes e o Mercado de Referência, (VPB0), e o valor final de aplicação da Parcela "B" na Data do Reajuste em Processamento, (VPB1), são calculados da seguinte forma:

$$VPB0_{DR1} = (TUSD_{fio\ B\ vigente} \text{ x Mercado Ref}) \quad (1)$$

$$VPB1_{DR1} = VPB0_{DR1}\ x\ Fator\ DR1\ x\ (IPCA - X) - OR_{DR1} - UD, ER_{DR1} + ONS \quad (2)$$

Onde:
$VPB0_{DR1}$: Valor da Parcela B, considerando as tarifas de aplicação vigentes e o mercado de referência;
TUSD fio B Vigente: Valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B;
Mercado Ref: Mercado de referência composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência;
Período de Referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso;
$VPB1_{DR1}$: Valor da Parcela B econômico na data do reajuste em processamento;
Fator DR1: Fator que ajusta a Receita de Parcela B vigente, retirando os valores de Receita Irrecuperável e incluindo os valores de OR (como proporção dos valores considerados na última revisão tarifária);
OR_{DR1}: Valores de Outras Receitas apurados no período de referência, atualizados conforme o submódulo 2.7A;
UD, ER_{DR1}: Valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados entre a Data Referência de Alteração Contratual e DR1, atualizados conforme o submódulo 2.1A; e
ONS: Encargo de ONS vigente em DR1.

31. Para fazer os ajustes relacionados acima na Receita Fio B (VPB0), será observada a participação de RI e OR na receita da última revisão tarifária, observando, porém, a aplicação do componente de trajetória T do Fator X, exceto para o último processo tarifário, que altera a proporção dos itens de parcela B definida no momento da revisão. Assim, o Fator DR1 é definido como:

$$Fator\ DR1 = \frac{VPB_{Rev} + OR_{Rev} - RI_{Rev}}{VPB_{Rev}} \quad (3)$$

Onde,
VPBRev: Valor da Parcela B final, já descontados de Outras Receitas ou de quaisquer outros tratamentos econômicos específicos, calculado na última revisão periódica, após ajustes do componente T do Fator X;
OR_{Rev} e RI_{Rev}: Valores de OR e RI, observando a participação considerada na última Revisão Tarifária, após ajustes do componente T do Fator X.

4.4.2 - Processos Tarifários Subsequentes

32. Para os demais processos de reajustes tarifários, o Valor da Parcela "B" (VPB0), considerando-se as condições vigentes e o Mercado de Referência, e o valor final de aplicação da Parcela "B" (VPB1) na Data do Reajuste em Processamento são calculados conforme a formulação a seguir:

$$VPB0_i = TUSD_{fio\ B\ vig} \times Mercado\ Ref \qquad (4)$$

$$VPB1_i = VPB0_i \times Fator\ Pb_{i-1}{}^{x} (IPCA - X) - OR, UD, ER_i \qquad (5)$$

Onde,
$VPB0_i$: Valor da Parcela B, considerando as tarifas de aplicação vigentes e o mercado de referência;
TUSD fio B Vigente: Valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B;
Mercado Ref: Mercado de referência composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência;
$VPB1_i$: Valor da Parcela B de aplicação na data do reajuste em processamento;
Fator Pb_{i-1}: Fator de recomposição da Parcela B integral, que retira os valores de OR, UD e ER da Receita Fio B que foram contemplados no processo tarifário anterior; e
OR, UD, ER: Valores de Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados no período de referência e atualizados conforme o submódulo 2.1A e 2.7A.

33. O Fator Pb_{i-1} é definido como a razão entre a Parcela B antes dos descontos de OR, UD e ER sobre o valor de Parcela B Final, calculados no processo tarifário anterior. Como o OR, UD e ER são deduzidos da Parcela B, esse fator sempre terá valor maior do que um.

$$Fator\ Pb_{i-1} = \frac{VPB1_{i-1} + OR,UD,ER_{i-1}}{VPB1_{i-1}} \qquad (6)$$

Onde,
$VPB1_{i-1}$: Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e
OR, UD, ER_{i-1}: Valores de Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados no último processo tarifário.

34. O valor do Fator X a ser aplicado a cada Reajuste Tarifário Anual (RTA) a partir do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária é obtido conforme metodologia de cálculo estabelecida no Submódulo 2.5 do PRORET.

4.5. RECEITA REQUERIDA – RR_1

35. A Receita Requerida (RR_1) constitui a nova receita da concessionária na Data do Reajuste em Processamento (DRP) e corresponde ao somatório das novas Parcelas "A" e "B". Portanto:

$$RR_1 = (VPA + VPB_1) \qquad (6)$$

onde:
VPA: O Valor da Parcela "A" na Data do Reajuste em Processamento (DRP); e
VPB_1: O Valor da Parcela "B" na Data do Reajuste em Processamento (DRP).

4.6. AJUSTES E PREVISÕES DE ITENS DA PARCELA A

4.6.1. Ajustes de itens da Parcela A

36. Entende-se o ajuste de itens da Parcela "A" como uma correção de valor, substituindo um valor inadequado por outro melhor, e considerando-o no processo tarifário como item financeiro. No entanto, tais ajustes só seriam possíveis por regulação da ANEEL ou por legislação setorial, não permitindo que pedidos arbitrários de ajustes sejam acatados.

37. Em princípio, todos os itens de Ajustes deverão estar explicitamente listados no submódulo 4.4A do PRORET. Caso haja necessidade de criação de um item de ajuste que não esteja naquele submódulo, os procedimentos de cálculos de ajuste deverão seguir os Princípios Gerais contidos no mesmo submódulo, bem como deverão observar as limitações legais vigentes.

38. Os Ajustes que não estejam no submódulo 4.4A serão analisados no caso concreto. Dessa maneira, não há garantia de que o mesmo procedimento seja aplicado para outros processos tarifários, ainda que a situação e as condições sejam semelhantes.

4.6.2. Previsões de itens da Parcela A

39. Entende-se Previsão de itens da Parcela "A" como uma alteração nos valores econômicos baseado numa expectativa de valor futuro, que difere do valor contemplado pelo procedimento ordinário do processo tarifário.

40. As Previsões de itens da Parcela A poderão ser incluídas nos processos tarifários desde que sejam observadas as seguintes condições:

- Situações sistêmicas;
- De efeito conhecido e quantificável;
- Por decisão da Aneel ou por força de legislação.

41. Com vistas a promover a estabilidade regulatória e manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, é recomendado que esse instrumento seja utilizado apenas em situações que vislumbrem um impacto considerável, tanto negativo quanto positivo, para as Concessionárias.

42. A previsão apenas será considerada para situações sistêmicas, a fim de evitar que haja desequilíbrio no tratamento regulatório entre as Concessionárias e seja garantido o tratamento equânime entre elas.

43. Por questões de assimetria de informação, a previsão não deve ser decorrente de solicitação das concessionárias, mas de alterações de custos regulatórios por decisões da ANEEL ou da legislação do setor elétrico, sobre um evento futuro.

44. Não será acatado pedido de Previsão justificado pelo aumento de demanda do mercado em atendimento.

4.7. RECÁLCULO DE REAJUSTE/REVISÃO DE ANOS ANTERIORES

45. A utilização de dados estimados de qualquer natureza nos cálculos tarifários, por si só, não ensejará recálculos posteriores, salvo quando expressamente indicado pela ANEEL nos documentos oficiais – Nota Técnica, Relatório/Voto ou Resolução – que motivaram e informaram a decisão colegiada referente ao processo de reajuste ou revisão tarifária.

46. O recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores poderá ocorrer em decorrência de provimento de Pedido de Reconsideração interposto tempestivamente pela concessionária ou por iniciativa da ANEEL.

47. Para fins de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores por iniciativa da ANEEL, a Agência procederá conforme estabelecido nos arts. 53 e 54 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, a saber:

i. deve anular o ato administrativo quando houver vício de legalidade;

ii. pode revogar o ato administrativo por motivo de conveniência ou oportunidade; e

iii. tem o direito de rever o ato administrativo, adotando qualquer medida que o corrija ou impugne, observado o prazo de decadência de cinco anos.

48. Os efeitos tarifários decorrentes de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores serão considerados a partir do primeiro reajuste ou revisão tarifária seguinte à respectiva decisão que tenha determinado o recálculo.

49. O valor do componente financeiro resultante do recálculo de reajuste/revisão de ano anterior corresponderá, exceto quando envolver correções do mercado de referência, à diferença entre a receita anual obtida após o procedimento de recálculo do respectivo reajuste ou revisão tarifária e a receita anual originalmente calculada, cujo resultado deverá ser atualizado em base anual pela variação de mercado e remunerado pela Taxa Selic até o mês do reajuste/revisão em processamento, conforme fórmula de cálculo definida no Submódulo 4.4. do PRORET.

50. Quando o recálculo de reajuste/revisão de ano anterior envolver correções do respectivo mercado de referência, o valor do componente financeiro corresponderá às diferenças entre as tarifas resultantes do recálculo e as tarifas originalmente homologadas, aplicadas ao mercado de referência do reajuste/revisão em processamento, cujo resultado deverá ser remunerado pela Taxa Selic até o mês do reajuste/revisão em processamento, conforme fórmula de cálculo definida no Submódulo 4.4. do PRORET. Neste caso, deve-se apurar o correspondente ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica.

51. Quando se tratar de recálculo de revisão tarifária envolvendo alteração do Valor da Parcela B (VPB) e sem correções do respectivo mercado de referência, a diferença percentual entre o VPB recalculado e o VPB original deve ser aplicada ao VPB_0 (Valor da Parcela B na DRA – Data de Referência Anterior) do reajuste tarifário em processamento, de modo a representar o ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica.

4.8. DISPOSIÇÕES GERAIS

52. Estando a concessionária, na data do reajuste em processamento (DRP), inadimplente com suas obrigações intrassetoriais, não serão reajustados seus níveis de tarifas, conforme vedação prevista no art. 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Neste caso, somente poderão ser praticadas as novas tarifas homologadas, resultantes do processo tarifário em processamento, quando comprovado o adimplemento da concessionária, sendo autorizada sua aplicação por meio de Despacho específico da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

53. Conforme Lei nº 9.784/1999 é de dez dias o prazo para interposição de recurso administrativo, contado a partir da ciência ou divulgação oficial da decisão sobre o reajuste/revisão tarifária.

54. O recurso ou qualquer questionamento sobre os cálculos tarifários de anos anteriores quando apresentado fora do prazo recursal não poderá ser conhecido.

ANEXO XXVI

Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição.

Submódulo 3.2

CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os critérios e procedimentos de cálculo dos custos de aquisição de energia elétrica e geração própria a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste Submódulo são aplicáveis nos reajustes tarifários anuais (RTA) e, no que couber, nas revisões tarifárias periódicas (RTP) das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3. Os procedimentos de cálculo estabelecidos neste Submódulo estão baseados no contrato de concessão e nas leis e normas supervenientes e complementares referentes ao assunto.

4. A Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, estabelece dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

5. O Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou a comercialização de energia elétrica, estabeleceu em seu art. 2º que os agentes de distribuição devem garantir o atendimento de 100% de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL.

6. Conforme art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica:

I - contratada até 16 de março de 2004;

II - contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajuste, e de novos empreendimentos de geração; e

III - proveniente de:

a) geração distribuída;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; e

c) Itaipu Binacional.

7. Em 14 de setembro de 2012, foi publicado o Decreto nº 7.805/2012, alterando a redação do art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, com a finalidade de incluir a energia elétrica das cotas de garantia física de energia e de potência, definidas nos termos da Lei 12.783/2013, e a energia das cotas de Angra 1 e 2 no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição.

8. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

▪ Cota de Itaipu Binacional: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme regulamento específico da ANEEL. As concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste adquirem compulsoriamente a energia elétrica gerada por Itaipu.

▪ Cota de Angra 1 e 2: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra 1 e Angra 2 com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil. As concessionárias de distribuição que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirem compulsoriamente a energia elétrica gerada por Angra 1 e 2, conforme disposto no art. 11 da Lei n° 12.111, de 2009.

▪ Cota de Concessões Renovadas: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei n° 12.783, de 2012. A alocação das cotas às concessionárias de distribuição de energia é estabelecida conforme regulamento da ANEEL.

▪ Cota do PROINFA: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.

▪ Contratos Bilaterais: são os contratos de livre negociação entre os agentes firmados antes da publicação da Lei n° 10.848, de 2004, para atendimento do Sistema Interligado. Os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29 de julho de 2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou leilão, conforme estabelecido pelo Decreto n° 7.246, de 28 de julho de 2010, também correspondem Contratos Bilaterais. Também são classificados como Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004. Por fim, os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 *GWh*/ano e seu atual agente supridor também são classificados como Contratos Bilaterais.

▪ Geração Distribuída por meio de chamada pública: contratos realizados de acordo com o art. 15 do Decreto nº 5.163, de 2004.

▪ Leilões de Energia Existente: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes.

▪ Leilões de Energia Nova: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para novos empreendimentos de geração.

▪ Leilões de Fonte Alternativa: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para fontes alternativas.

▪ Leilão de Ajuste: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto n° 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

▪ Geração Própria: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração próprio da concessionária de distribuição para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004, prevê que as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados podem desenvolver a atividade de geração de energia elétrica, desde que esta seja totalmente destinada ao atendimento de seus mercados próprios.

4. CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS NA DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA

9. O custo de aquisição de energia na DRA será calculado considerando a energia elétrica requerida para o atendimento do mercado da concessionária valorada pela tarifa média de repasse do custo de aquisição de energia considerada no último processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$CE\_DRA = TM\_DRP_{n-1} \times ER\_DRA \quad (1)$$

onde:
CE_DRA: Custo com aquisição de energia e geração própria, em R$, na DRA;
ER_DRA: Energia requerida, expressa em MWh, para atender à carga regulatória da distribuidora na DRA, conforme equação (2); e
TM_DRP n-1: Preço médio de repasse do custo de aquisição de energia, expresso em R$/MWh, na DRP do reajuste anterior ou na revisão anterior, conforme equação (3).

10. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência acrescido de:

i. perdas elétricas do sistema de distribuição, às quais se subdividem em perdas técnicas e não técnicas, calculadas a partir dos limites regulatórios estabelecidos no reajuste ou revisão anterior; e

ii. perdas na Rede Básica, calculadas a partir dos limites regulatórios estabelecidos no reajuste ou revisão anterior, quando aplicável.

11. O período de referência é definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior à data de realização do processo tarifário.

12. A energia requerida na DRA seguirá a seguinte fórmula de cálculo nos reajustes tarifários anuais:

$$ER\_DRA = EV + PRT\_DRA \quad (2)$$

onde:
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh; e
PRT_DRA: Perdas regulatórias totais, em MWh, obtida pela soma das perdas na rede básica e nas Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso compartilhado - DITC, perdas técnicas e perdas não técnicas, conforme detalhado na Seção 7 deste Submódulo.

13. A tarifa média de repasse a ser considerada no cálculo do custo de aquisição de energia na DRA será calculada conforme a fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{TM\_DRP_{n-1} = \frac{CE\_DRP_{n-1}}{ER\_DRP_{n-1}}} \quad (3)$$

onde:
CE_DRP_{n-1}: Custo com aquisição de energia e geração própria, em R$, considerado na DRP do reajuste anterior ou na revisão anterior; e
ER_DRP_{n-1}: Energia Requerida, em MWh, para atender à carga regulatória da distribuidora na DRP do reajuste anterior ou na revisão anterior.

5. CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS NA DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO - DRP

14. O custo de aquisição de energia na DRP será calculado considerando a energia requerida para atendimento do mercado de referência da concessionária, líquida da energia do Proinfa, valorada pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia vigente na data do reajuste em processamento, conforme equação abaixo:

$$CE\_DRP = TM\_EC \times [\ ER\_DRP - EC\_PROINFA] \quad (4)$$

onde:
CE_DRP: Custo com aquisição de energia e geração própria, em R$, na DRP;
ER_DRP: Energia requerida, expressa em MWh, para atender à carga regulatória da distribuidora na DRP, conforme equação (5);
TM_EC: Preço médio de repasse dos contratos de compra de energia, expresso em R$/MWh, na DRP, conforme equação (6); e
EC_PROINFA: Energia proveniente do PROINFA, em MWh, calculada conforme Seção 5.8.

15. No cálculo do custo de aquisição de energia é necessário subtrair da energia requerida a energia do PROINFA, vez que a cobertura tarifária dessa energia se dá por meio de encargo setorial, sendo valorada a custo zero no balanço energético da distribuidora.

16. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido de:

i. perdas elétricas do sistema de distribuição, às quais se subdividem em técnicas e não técnicas, conforme tratamento a elas estabelecido na Revisão Tarifária Periódica para consideração no reajuste em processamento; e

ii. perdas na Rede Básica, inclusive as provenientes das Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado, quando aplicável, calculadas a partir dos limites regulatórios estabelecidos para o reajuste em processamento.

17. O período de referência é definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior à data de realização do processo tarifário.

18. A energia requerida na DRP seguirá a seguinte fórmula de cálculo nos processos de reajuste tarifário anual e revisão tarifária periódica:

$$ER\_DRP = EV + PRT\_DRP \quad (5)$$

onde:
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh; e
PRT_DRP: Perdas regulatórias totais, em MWh, obtida pela soma das perdas na rede básica, DITC, perdas técnicas e perdas não técnicas, conforme detalhado na Seção 7 deste Submódulo.

19. No cálculo do referencial regulatório de perdas na Rede Básica serão consideradas, quando cabível, as perdas apuradas na Rede Básica, acrescidas das perdas apuradas nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado atribuídas à concessionária.

20. A tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia, vigente na data do reajuste em processamento, será calculada conforme a fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{TM\_EC = \frac{CE\_I + CE\_GP + CE\_Angra + CE\_Cotas + CE\_Bilaterais + CE\_Leilões + CE\_MR}{EC\_I + EC\_GP + EC\_Angra + EC\_Cotas + EC\_Bilaterais + EC\_Leilões + EC\_MR}} \quad (6)$$

onde:
CE_I: Custo com a aquisição da energia de ITAIPU, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.1;
CE_GP: Custo com a aquisição da energia de empreendimentos de Geração Própria, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.2;
CE_Angra: Custo com a aquisição da energia das usinas Angra 1 e 2, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.3;
CE_Cotas: Custo com a aquisição da energia das usinas com concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.4;
CE_Bilaterais: Custo com a aquisição da energia dos Contratos Bilaterais, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.5;
CE_CCEAR: Custo com a aquisição da energia dos CCEARs, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.6;

CE_MR: Custo com o Montante de Reposição de que trata o art. 24 do Decreto n° 5.163/2004, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.7;
EC_I: Energia proveniente de Itaipu, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.1;
E_GP: Energia proveniente de empreendimento de Geração Própria, em MWh, calculada conforme Seção 5.2;
EC_Angra: Energia proveniente das usinas Angra 1 e 2, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.3;
EC_Cotas: Energia proveniente das usinas com concessões renovadas nos termos da Lei 12.783/2013, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.4;
EC_Bilaterais: Energia proveniente dos Contratos Bilaterais, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.5;
EC_Leilões: Energia proveniente dos Leilões e da Geração Distribuída por Chamada Pública, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.6;
EC_MR: Energia do Montante de Reposição, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.7;

21. Os preços de repasse de cada contrato serão calculados observando os critérios estabelecidos no Submódulo 6.1 do PRORET e Resoluções específicas.

5.1. ITAIPU BINACIONAL

22. Refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme regulamento específico da ANEEL.

23. O custo com a aquisição de energia de Itaipu Binacional nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

CE_I = TI X TCV X PotI (7)

onde:
TI: Tarifa vigente de repasse de potência de Itaipu, homologada pela ANEEL, expressa em US$/Kw.mês;
PotI: Potência Contratada de Itaipu, expressa em kW, relativa à cota da concessionária, definida para os 12 meses subsequentes à data de realização do processo tarifário; e
TCV: Taxa de Câmbio PTAX média de Venda, correspondente à média das cotações de fechamento PTAX do dólar dos EUA para venda, divulgadas pelo Banco Central do Brasil – Bacen para o período entre o 45º e 16º dia anterior à DRP.

24. A Potência Contratada de Itaipu para os meses do ano corrente será aquela constante de resolução específica da ANEEL. Para os meses do ano subsequente, cuja potência não tiver sido ainda publicada pela ANEEL, a Potência Contratada será definida pela seguinte equação:

$$\boldsymbol{PotI_m = PotI_{m-12} \times \frac{CotaParte_n}{CotaParte_{n-1}}} \quad (8)$$

onde:
$PotI_m$= A Potência Contratada de Itaipu para os meses cuja Potência Contratada não tiver sido publicada pela ANEEL;
$PotI_{m-12}$= A Potência Contratada de Itaipu do mesmo mês do ano anterior;
$CotaParte_n$ = proporção da Cota Parte do ano n; e
$CotaParte_{n-1}$ = proporção da Cota Parte do ano n-1.

25. O montante da energia de Itaipu na DRP será igual ao somatório da Energia Vinculada de Itaipu para entrega nos 12 meses subsequentes ao reajuste em processamento, subtraída das perdas regulatórias de energia até o Centro de Gravidade.

26. A perda regulatória de energia é calculada multiplicando-se a Energia Vinculada mensal pelo percentual médio de perda de Itaipu referente aos últimos 12 meses disponíveis, informado pela CCEE.

27. Da mesma forma que a Potência Contratada de Itaipu, a Energia Vinculada de Itaipu para os meses do ano corrente também é publicada em resolução específica da ANEEL. Para os meses do ano subsequente, cuja Energia Vinculada ainda não tiver sido publicada pela ANEEL, será aplicada metodologia análoga à da equação (8).

5.2. GERAÇÃO PRÓPRIA

28. Refere-se à energia proveniente dos empreendimentos de geração própria das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

29. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004, prevê que as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados podem desenvolver a atividade de geração de energia elétrica, desde que esta seja totalmente destinada ao atendimento de seus mercados próprios.

30. O custo com a energia proveniente de empreendimentos de Geração Própria nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{CE\_GP = \sum_{i=1}^{n} (PRGP_{i,j} \times EC\_GP_i)} \quad (9)$$

onde:
$PRGP_{i,j}$: Preço de repasse da Geração Própria i, na data j, expressa em R$/MWh, calculado conforme equação (10); e
EC_GP: Montante de energia da Geração Própria i, expresso em MWh.

31. O montante de energia da Geração Própria *i* será igual ao montante determinado na última revisão tarifária, ressalvadas as alterações do volume de geração decorrentes de causas estruturais, como repotenciação ou desativação de máquinas, devidamente comprovadas.

32. O preço de repasse da Geração Própria *i* será definido em sua revisão tarifária, e o valor utilizado nos reajustes tarifários subsequentes será reajustado pelo IGPM, conforme a seguinte fórmula:

$$\boldsymbol{PRGP_j = PRGP_o \times \frac{IV_j}{IV_0}} \quad (10)$$

onde:
$PRGP_0$: Preço de Repasse definido na última revisão tarifária, em R$/MWh;
IV_0: Número Índice IGPM divulgado pela Fundação Getúlio Vargas do mês anterior à data da última revisão tarifária; e
IVj: Valor do Número Índice IGPM divulgado pela Fundação Getúlio Vargas do mês anterior à data do reajuste tarifário em processamento.

33. Caso não haja um preço definido na revisão periódica, situação em que o custo da geração própria compõe a Parcela B da concessionária, o preço de repasse será considerado zero.

5.3. CENTRAIS GERADORAS ANGRA 1 e 2

34. Refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra 1 e Angra 2 com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil.

35. O custo com a aquisição de energia de Angra 1 e 2 nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

CE_Angra = EC_Angra X PRAngra (11)

onde:
EC_Angra: Cota-parte da geração de energia das centrais geradoras Angra 1 e 2, definida em resolução específica da ANEEL, expressa em MWh; e

PRAngra: Preço de repasse de Angra 1 e 2, em R$/MWh, vigente na DRP, calculado a partir da Receita Fixa homologada pela ANEEL para as centrais geradoras Angra 1 e 2, conforme equação (12).

36. O preço de repasse da energia proveniente das centrais geradoras Angra 1 e 2 é dado pela seguinte equação:

$$\boldsymbol{PRAngra = \frac{ReceitaFixa}{TotalAngra}} \quad \mathbf{(12)}$$

onde:
ReceitaFixa: Receita fixa anual homologada pela ANEEL para as centrais geradoras Angra 1 e 2; e
TotalAngra: Somatório das cotas-parte estabelecidas para as concessionárias adquirentes de energia das centrais geradoras Angra 1 e 2, expressa em MWh.

5.4. COTAS DAS CONCESSÕES RENOVADAS NOS TERMOS DA LEI 12.783/2013

37. Refere-se à energia decorrente do rateio da garantia física e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei n° 12.783, de 2013. A alocação das cotas às concessionárias de distribuição de energia é estabelecida conforme regulamento da ANEEL.

38. O custo com aquisição de energia das Cotas de Concessões Renovadas nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

CE_Cotas = EC_Cotas X PRCotas (13)

onde:
EC_Cotas: Montante anual vigente de energia relativa às Cotas, definido em resolução específica da ANEEL, expresso em MWh; e
PRCotas: Preço de repasse das Cotas, em R$/MWh, vigente na DRP, calculado a partir das Receitas Anuais de Geração homologadas pela ANEEL, conforme equação (14).

39. O preço de repasse das Cotas de Concessões Renovadas é dado pela seguinte equação:

$$\boldsymbol{PRCota = \frac{RAGcotas + CFURHcotas}{TotalCotas} \times \frac{1}{1 - pis\ cofins}} \quad \mathbf{(14)}$$

onde:
RAG_{cotas}: Somatório das Receitas Anuais de Geração das Usinas Hidrelétricas - UHEs - em regime de cotas;
$CFURH_{cotas}$: Expectativa de gastos com Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos – CFURH, considerando geração efetiva igual a 100% da garantia física das UHEs com concessões renovadas em regime de cotas;
TotalCotas: Montante relativo a 95% da garantia física anual, em MWh, das UHEs com concessões renovadas em regime de cotas; e
pis_cofins: alíquota de 9,25%, referente aos tributos PIS/PASEP (1,65%) e COFINS (7,60%).

5.5. CONTRATOS BILATERAIS

40. Refere-se aos contratos firmados antes da publicação da Lei n° 10.848, de 2004, decorrentes de livre negociação entre os agentes para atendimento do Sistema Interligado.

41. Os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29 de julho de 2009, os firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou leilão, conforme estabelecido pelo Decreto n° 7.246, de 28 de julho de 2010, as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004, os contratos oriundas de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano e os contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu atual agente supridor também são classificados como Contratos Bilaterais.

42. O custo com a aquisição de energia dos Contratos Bilaterais nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será realizado conforme a fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{CE\_Bilaterais = \sum_{i=1}^{n} (EC\_Bilateral_i\ X\ PRBilateral_i)} \quad \mathbf{(15)}$$

onde:
EC_Bilateral i: Montante de energia adquirida do Contrato Bilateral i, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário;
PMRBilaeral i: Preço de repasse do contrato bilateral i, em R$/MWh; e
n: n° de contratos bilaterais.

42-A. Somente serão considerados os contratos registrados na CCEE, e/ou registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL.

42-B. Caso o contrato entre concessionária ou permissionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu atual agente supridor não atenda os termos do parágrafo anterior, para fins de repasse será considerado o montante faturado pela supridora no período de referência, sem prejuízo da penalidade disposta no Submódulo 11.1.

5.6. LEILÕES E GERAÇÂO DISTRIBUÍDA POR CHAMADA PÚBLICA

43. Refere-se à despesa com aquisição de energia dos contratos de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto n° 5.163, de 2004 (CCEAR de novos empreendimentos de geração, CCEAR de empreendimento de geração existente, CCEAR de fontes alternativas, Leilão de Ajuste e Geração Distribuída por Chamada Pública).

44. O custo com a aquisição de energia dos Leilões e da Geração Distribuída por Chamada Pública nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário será obtido conforme a fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{CE\_Leilões = \sum_{i=1}^{n} (EC\_Leilão_i\ X\ PRLeilão_i)} \quad \mathbf{(16)}$$

onde:
EC_Leilão i: Montante de energia adquirida do Leilão/Geração Distribuída por Chamada Pública i, em MWh, para entrega nos 12 (meses) subsequentes à data de realização do processo tarifário;
PRLeilão i: Preço de repasse do Leilão/ Geração Distribuída por Chamada Pública i, em R$/MWh, vigente na data de realização do processo tarifário; e
n: n° de contratos bilaterais.

44-A. Somente serão considerados os contratos registrados na CCEE, e/ou registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL.

45. Especificamente para os leilões de Energia Nova, modalidade disponibilidade, por envolver uma parcela variável e a liquidação no mercado de curto prazo na composição do valor a ser faturado e pago, apenas para fins de cálculo da cobertura tarifária econômica, considera-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável e da liquidação no mercado de curto prazo calculada com base em informações fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG, que levam em consideração a previsão de valores do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD e o custo variável unitário da geração.

46. As diferenças entre a cobertura tarifária e a despesa efetivamente incorrida pela concessionária serão devidamente consideradas na apuração da $CVA_{energia}$ no processo tarifário subsequente.

5.7. MONTANTE DE REPOSIÇÃO

47. Refere-se ao montante de reposição previsto no art. 24 do Decreto n° 5.163, de 2004. Para fins de estimativa do custo de aquisição de energia nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, o montante de reposição será valorado na DRP pelo preço médio dos contratos de compra de energia vigentes na data do processo tarifário.

5.8. PROINFA

48. Refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.

49. A energia do Proinfa será considerada a custo zero na composição do balanço energético da distribuidora. O montante de energia do PROINFA referente aos 12 meses subsequentes à data do reajuste em processamento corresponderá à última quota anual de energia elétrica homologada pela ANEEL para a respectiva distribuidora.

6. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA ATENDIMENTO DO SISTEMA ISOLADO

50. A Lei n° 12.111, de 2009, prevê o reembolso pela CCC, a partir de 30 de julho de 2009, da diferença entre o custo total de geração de energia elétrica para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada do SIN ($ACR_{médio}$).

51. Conforme os §§ 5º e 6º do art. 3º da Lei nº 12.111, de 2009, o direito ao reembolso pela CCC relativo à Geração Própria e aos contratos de compra e venda de energia, destinados ao atendimento dos Sistemas Isolados, vigorará durante toda a vigência da concessão de geração e dos respectivos contratos, mesmo após a data da interligação ao SIN.

52. Dessa forma, quando o custo total de geração relativo aos Sistemas Isolados for superior ao $ACR_{médio}$, enquanto vigente o reembolso pela CCC, os preços de repasse da Geração Própria e dos Contratos Bilaterais, originalmente destinados ao atendimento dos Sistemas Isolados, serão limitados ao referido $ACR_{médio}$ no cálculo das equações (9) e (15).

53. O $ACR_{médio}$ será obtido conforme procedimento estabelecido no art. 11, § 5º, do Decreto n° 7.246, de 2010, sendo seus valores homologados pela ANEEL por meio de Despacho, publicados até 30 de outubro de cada ano, para vigência no ano civil subsequente.

54. O valor do $ACR_{médio}$ a ser considerado em cada processo tarifário para valoração da energia relativa aos 12 meses subsequentes à DRP corresponderá ao $ACR_{médio}$ homologado para o ano corrente. Nos processos tarifários em que estiver disponível o valor do $ACR_{médio}$ para o ano subsequente, o cálculo do preço de repasse corresponderá à média ponderada dos respectivos $ACR_{médio}$ homologados para o ano corrente e para o ano subsequente em função do número de meses de cada ano civil.

7. PERDAS REGULATÓRIAS DE ENERGIA

55. Denominam-se perdas de energia o somatório das perdas elétricas no sistema de distribuição, as quais se dividem em perdas técnicas e não técnicas, e das perdas na Rede Básica, conforme definições a seguir:

- Perdas técnicas: Montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição em decorrência das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica;

- Perdas não-técnicas: Perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros; e

- Perdas na Rede Básica: Montante de energia elétrica dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica;

7.1. CÁLCULO DAS PERDAS

56. Para o repasse das perdas de energia nos processos tarifários das distribuidoras, as perdas regulatórias na DRA e na DRP serão calculadas conforme as equações descritas a seguir:

- Perdas Regulatórias Totais na DRA:

$$PRT\_DRA = PRB\_DRA + PT\_DRA + PNT\_DRA \quad (19)$$

onde:
PRB_DRA: Perdas regulatórias na rede básica e DITC, na DRA, calculadas para as distribuidoras conectadas na Rede Básica, expressas em MWh;
PT_DRA: Perdas técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh; e
PNT_DRA: Perdas não técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh.

- Perdas Regulatórias Totais na DRP:

$$PRT\_DRP = PRB\_DRP + PT\_DRP + PNT\_DRP \quad (20)$$

onde:
PRB_DRP: Perdas regulatórias na rede básica e DITC, na DRP, calculadas para as distribuidoras conectadas na Rede Básica, expressas em MWh;
PT_DRP: Perdas técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh; e
PNT_DRP: Perdas não técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh.

57. Os componentes das Perdas Regulatórias são calculados conforme abaixo:

- Perdas Não Técnicas na DRA:

$$PNT\_DRA = MBT \times \%PNT\_DRA \quad (21)$$

onde:
MBT: Mercado na Baixa Tensão, em MWh, relativo ao período de referência; e
%PNT_DRA: Percentual de perda não-técnica regulatória em relação ao mercado de baixa tensão utilizado no DRP do reajuste ou revisão anterior.

- Perdas Não Técnicas na DRP:

$$PNT\_DRP = MBT \times \%PNT\_DRP \quad (22)$$

onde:
MBT: Mercado na Baixa Tensão, em MWh, relativo ao período de referência; e
%PNT_DRP: Percentual de perda não técnica regulatória em relação ao mercado de baixa tensão homologado na revisão tarifária para vigência no reajuste em processamento ou na revisão tarifária.

- Perdas Técnicas na DRA:

$$\boldsymbol{PT\_DRA} = \frac{\%\boldsymbol{PT\_DRA} \times (\boldsymbol{EV} + \boldsymbol{ML} + \boldsymbol{PNT\_DRA} - \boldsymbol{MA1})}{(\mathbf{1} - \%\boldsymbol{PT\_DRA})} \quad (\mathbf{23})$$

onde:
%PT_DRA: Percentual de perda técnica regulatória em relação à energia injetada utilizado na DRP do reajuste ou na revisão anterior;
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh;
PNT_DRA: Perdas não técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh, calculada conforme equação (21).
ML: Mercado de energia registrado pelos consumidores livres, expresso em MWh, no período de referência; e
MA1: Mercado de energia registrado pelos consumidores cativos e livres conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais), expresso em MWh, no período de referência.

- Perdas Técnicas na DRP:

$$PT\_DRP = \frac{\%PT\_DRP \times (EV + ML + PNT\_DRP - MA1)}{(1 - \%PT\_DRP)} \quad (24)$$

onde:
%PT_DRP: Percentual da perda técnica regulatória em relação à energia injetada homologado na última revisão tarifária para vigência no reajuste em processamento;
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh;
ML: Mercado de energia registrado pelos consumidores livres, expresso em MWh, no período de referência; e
PNT_DRP: Perdas não técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh, calculada conforme equação (22).
MA1: Mercado de energia registrado pelos consumidores cativos e livres conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais), expresso em MWh, no período de referência.

- Perdas na Rede Básica na DRA:

PRB_DRA = %PRB_DRA X (PT_DRA + PNT_DRA + EV) (25)

onde:
%PRB_DRA: percentual de perdas na Rede Básica e DITC utilizado na DRP do reajuste ou revisão anterior.
PT_DRA: Perdas técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh;
PNT_DRA: Perdas não-técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh; e
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh;

- Perdas na Rede Básica na DRP:

PRB_DRP = %PRB_DRP X (PT_DRP + PNT_DRP + EV) (26)

onde:
%PRB_DRP: percentual de perdas na Rede Básica e DITC calculado conforme equação (30).
PT_DRP: Perdas técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh;
PNT_DRP: Perdas não-técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh; e
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh;

58. Na apuração do percentual regulatório de perdas na Rede Básica serão consideradas as perdas na rede básica e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado contabilizados pela CCEE, conforme equação abaixo:

$$\%PRB\_DRP = \frac{PRB\_Contabilizada + PDIT\_Contabilizada}{PT\_DRP + PNT\_DRP + EV} \quad (27)$$

onde:
PRB_Contabilizada: perda na Rede Básica calculada conforme equação (28).
PDITC_Contabilizada: *perda na DIT de uso compartilhado calculada conforme equação (29).*
PT_DRP: Perdas técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh;
PNT_DRP: Perdas não-técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh; e
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh;

59. As perdas apuradas na Rede Básica e nas DITs de uso compartilhado serão calculadas a partir da média mensal das perdas contabilizadas pela CCEE nos últimos 12 meses, conforme equações abaixo.

$$PRB\_Contabilizada = \frac{\sum_{i=1}^{n} PRB\_CCEE_i}{n} \; X \; 12 \quad (28)$$

$$PDIT\_Contabilizada = \frac{\sum_{i=1}^{n} PDIT\_CCEE_i}{n} \; X \; 12 \quad (29)$$

onde:
PRB_CCEE i: perda de Rede Básica contabilizada no mês i do período de referência;
PDIT_CCEE i: perda nas DIT de uso compartilhada contabilizada no mês i do período de referência; e
n = n° de meses considerados na análise.

60. O número de meses considerados para o cálculo das perdas na Rede Básica e nas DITs de uso compartilhado, conforme equações (28) e (29), poderá ser inferior a 12 meses dependendo da disponibilidade de dados. O número de meses considerado na análise também poderá ser ajustado em razão de alterações no sistema de medição da rede básica com as DITs de uso compartilhado que resultem em alterações permanentes nos patamares de perdas apurados.

61. A consideração de cobertura tarifária para as perdas elétricas na DITs de uso compartilhado se dará a partir do primeiro processo tarifário após o início da contabilização dessas perdas às respectivas distribuidoras responsáveis.

ANEXO XXVII

Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição.

Submódulo 3.2 A

CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

Aditivo Contratual 2016

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os critérios e procedimentos de cálculo dos custos de aquisição de energia elétrica e geração própria a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo são aplicáveis aos reajustes e revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, prorrogadas nos termos do Decreto n° 8.461/2015 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.

3. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3. Os procedimentos de cálculo estabelecidos neste Submódulo estão baseados no contrato de concessão e nas leis e normas supervenientes e complementares referentes ao assunto.

4. A Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, estabelece dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

5. O Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou a comercialização de energia elétrica, estabeleceu em seu art. 2º que os agentes de distribuição devem garantir o atendimento de 100% de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL.

6. Conforme art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica:

I - contratada até 16 de março de 2004;

II - contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajuste, e de novos empreendimentos de geração; e

III - proveniente de:

a) geração distribuída;

b) usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; e

c) Itaipu Binacional.

7. Em 14 de setembro de 2012, foi publicado o Decreto nº 7.805/2012, alterando a redação do art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, com a finalidade de incluir a energia elétrica das cotas de garantia física de energia e de potência, definidas nos termos da Lei 12.783/2013, e a energia das cotas de Angra 1 e 2, no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição.

8. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

▪ Cota de Itaipu Binacional: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme regulamento específico da ANEEL. As concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste adquirem compulsoriamente a energia elétrica gerada por Itaipu.

▪ Cota de Angra 1 e 2: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra 1 e Angra 2 com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil. As concessionárias de distribuição que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirem compulsoriamente a energia elétrica gerada por Angra 1 e 2, conforme disposto no art. 11 da Lei n° 12.111, de 2009.

▪ Cota de Concessões Renovadas: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei n° 12.783, de 2012. A alocação das cotas às concessionárias de distribuição de energia é estabelecida conforme regulamento da ANEEL.

▪ Cota do PROINFA: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.

▪ Contratos Bilaterais: são os contratos de livre negociação entre os agentes firmados antes da publicação da Lei n° 10.848, de 2004, para atendimento do Sistema Interligado. Os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29 de julho de 2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou leilão, conforme estabelecido pelo Decreto n° 7.246, de 28 de julho de 2010, também correspondem a Contratos Bilaterais. Também são classificados como Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei nº 10.848, de 2004. Por fim, os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu atual agente supridor também são classificados como Contratos Bilaterais.

▪ Geração Distribuída por meio de chamada pública: contratos realizados de acordo com o art. 15 do Decreto nº 5.163, de 2004.

▪ Leilões de Energia Existente: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes.

▪ Leilões de Energia Nova: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para novos empreendimentos de geração.

▪ Leilões de Fonte Alternativa: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para fontes alternativas.

▪ Leilão de Ajuste: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto n° 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

▪ Geração Própria: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração próprio da concessionária de distribuição para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004, prevê que as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados podem desenvolver a atividade de geração de energia elétrica, desde que esta seja totalmente destinada ao atendimento de seus mercados próprios.

4. CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS NA DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO

9. O custo de aquisição de energia será calculado considerando a energia requerida para atendimento do mercado de referência da concessionária, líquida da energia do PROINFA, valorada pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia vigente na data do reajuste em processamento, conforme equação abaixo:

$$CE = TM\_EC \times [ER - EC\_PROINFA] \quad (1)$$

onde:
CE: Custo com aquisição de energia e geração própria, em R$;
ER: Energia requerida, expressa em MWh, para atender à carga regulatória da distribuidora, conforme equação (2);
TM_EC: Preço médio de repasse dos contratos de compra de energia, expresso em R$/MWh, conforme equação (3); e
EC_PROINFA: Energia proveniente do PROINFA, em MWh, calculada conforme Seção 5.8.

10. No cálculo do custo de aquisição de energia é necessário subtrair da energia requerida a energia do PROINFA, vez que a cobertura tarifária dessa energia se dá por meio de encargo setorial, sendo valorada a custo zero no balanço energético da distribuidora.

11. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido de:

i. perdas elétricas do sistema de distribuição, às quais se subdividem em técnicas e não técnicas, conforme tratamento a elas estabelecido na Revisão Tarifária Periódica para consideração no reajuste em processamento; e

ii. perdas na Rede Básica, inclusive as provenientes das Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado, quando aplicável, calculadas a partir dos limites regulatórios estabelecidos para o reajuste em processamento.

12. O período de referência é definido como o período de 12 (doze) meses imediatamente anterior à data de realização do processo tarifário.

13. A energia requerida seguirá a seguinte fórmula de cálculo nos processos de reajuste tarifário anual e revisão tarifária periódica:

$$ER = EV + PRT \quad (2)$$

onde:
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh; e
PRT: Perdas regulatórias totais, em MWh, obtida pela soma das perdas na rede básica, DITC, perdas técnicas e perdas não técnicas, conforme detalhado na Seção 7 deste Submódulo.

14. No cálculo do referencial regulatório de perdas na Rede Básica serão consideradas, quando cabível, as perdas apuradas na Rede Básica, acrescidas das perdas apuradas nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado atribuídas à concessionária.

15. A tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia, vigente na data do reajuste em processamento, será calculada conforme a fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{TM\_EC = \frac{CE\_I + CE\_GP + CE\_Angra + CE\_Cotas + CE\_Bilaterais + CE\_Leilões + CE\_MR}{EC\_I + EC\_GP + EC\_Angra + EC\_Cotas + EC\_Bilaterais + EC\_Leilões + EC\_MR}} \quad (3)$$

onde:
CE_I: Custo com a aquisição da energia de ITAIPU, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.1;
CE_GP: Custo com a aquisição da energia de empreendimentos de Geração Própria, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.2;
CE_Angra: Custo com a aquisição da energia das usinas Angra 1 e 2, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.3;
CE_Cotas: Custo com a aquisição da energia das usinas com concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.4;
CE_Bilaterais: Custo com a aquisição da energia dos Contratos Bilaterais, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.5;
CE_Leilões: Custo com a aquisição da energia dos CCEARs, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.6;
CE_MR: Custo com o Montante de Reposição de que trata o art. 24 do Decreto n° 5.163/2004, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seção 5.7;
EC_I: Energia proveniente de Itaipu, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.1;
E_GP: Energia proveniente de empreendimento de Geração Própria, em MWh, calculada conforme Seção 5.2;
EC_Angra: Energia proveniente das usinas Angra 1 e 2, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.3;
EC_Cotas: Energia proveniente das usinas com concessões renovadas nos termos da Lei 12.783/2013, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.4;
EC_Bilaterais: Energia proveniente dos Contratos Bilaterais, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.5;
EC_Leilões: Energia proveniente dos Leilões e da Geração Distribuída por Chamada Pública, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.6; e
EC_MR: Energia do Montante de Reposição, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculada conforme Seção 5.7.

16. Os preços de repasse de cada contrato serão calculados observando os critérios estabelecidos no Submódulo 6.1 do PRORET e Resoluções específicas.

4.1. ITAIPU BINACIONAL

17. Refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme regulamento específico da ANEEL.

18. O custo com a aquisição de energia de Itaipu Binacional nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

$$CE\_I = TI \times TCV \times PotI \quad (4)$$

onde:
TI: Tarifa vigente de repasse de potência de Itaipu, homologada pela ANEEL, expressa em US$/Kw.mês;
PotI: Potência Contratada de Itaipu, expressa em kW, relativa à cota da concessionária, definida para os 12 meses subsequentes à data de realização do processo tarifário; e
TCV: Taxa de Câmbio PTAX média de Venda, correspondente à média das cotações de fechamento PTAX do dólar dos EUA para venda, divulgadas pelo Banco Central do Brasil – Bacen para o período entre o 45º e 16º dia anterior à data do Reajuste ou Revisão. O Bacen coleta e divulga as taxas médias praticadas no mercado interbancário, isto é, a taxa média do dia apurada com base nas operações realizadas naquele mercado, conhecida por "taxa PTAX", a qual serve como referência, e não como taxa obrigatória.

19. A Potência Contratada de Itaipu para os meses do ano corrente será aquela constante de resolução específica da ANEEL. Para os meses do ano subsequente, cuja potência não tiver sido ainda publicada pela ANEEL, a Potência Contratada será definida pela seguinte equação:

$$\boldsymbol{PotI_m = PotI_{m-12} \times \frac{CotaParte_n}{CotaParte_{n-1}}} \quad (5)$$

onde:
$PotI_m$= A Potência Contratada de Itaipu para os meses cuja Potência Contratada não tiver sido publicada pela ANEEL;
$PotI_{m-12}$= A Potência Contratada de Itaipu do mesmo mês do ano anterior;
$CotaParte_n$ = proporção da Cota Parte do ano n; e
$CotaParte_{n-1}$ = proporção da Cota Parte do ano n-1.

20. O montante da energia de Itaipu será igual ao somatório da Energia Vinculada de Itaipu para entrega nos 12 meses subsequentes ao reajuste em processamento, subtraída das perdas regulatórias de energia até o Centro de Gravidade.

21. A perda regulatória de energia é calculada multiplicando-se a Energia Vinculada mensal pelo percentual médio de perda de Itaipu referente aos últimos 12 meses disponíveis, informado pela CCEE.

22. Da mesma forma que a Potência Contratada de Itaipu, a Energia Vinculada de Itaipu para os meses do ano corrente também é publicada em resolução específica da ANEEL. Para os meses do ano subsequente, cuja Energia Vinculada ainda não tiver sido publicada pela ANEEL, será aplicada metodologia análoga à da equação (5).

4.2. GERAÇÃO PRÓPRIA

23. Refere-se à energia proveniente dos empreendimentos de geração própria das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

24. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004, prevê que as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados podem desenvolver a atividade de geração de energia elétrica, desde que esta seja totalmente destinada ao atendimento de seus mercados próprios.

25. O custo com a energia proveniente de empreendimentos de Geração Própria nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{CE\_GP = \sum_{i=1}^{n} (PRGP_{i,j} \times EC\_GP_i)} \quad (6)$$

onde:
$PRGP_{i,j}$: Preço de repasse da Geração Própria i, na data j, expressa em R$/MWh, calculado conforme equação (7); e
EC_GP: Montante de energia da Geração Própria i, expresso em MWh.

26. O montante de energia da Geração Própria *i* será igual ao montante determinado na última revisão tarifária, ressalvadas as alterações do volume de geração decorrentes de causas estruturais, como repotenciação ou desativação de máquinas, devidamente comprovadas.

27. O preço de repasse da Geração Própria *i* será definido em sua revisão tarifária, e o valor utilizado nos reajustes tarifários subsequentes será reajustado pelo IGPM, conforme a seguinte fórmula:

$$\boldsymbol{PRGP_j = PRGP_o \times \frac{IV_j}{IV_0}} \quad (7)$$

onde:
$PRGP_0$: Preço de Repasse definido na última revisão tarifária, em R$/MWh;
IV_0: Número Índice IGPM divulgado pela Fundação Getúlio Vargas do mês anterior à data da última revisão tarifária; e
IVj: Valor do Número Índice IGPM divulgado pela Fundação Getúlio Vargas do mês anterior à data do reajuste tarifário em processamento.

28. Caso não haja um preço definido na revisão periódica, situação em que o custo da geração própria compõe a Parcela B da concessionária, o preço de repasse será considerado zero.

4.3. CENTRAIS GERADORAS ANGRA 1 e 2

29. Refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra 1 e Angra 2 com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil.

30. O custo com a aquisição de energia de Angra 1 e 2 nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

$$CE\_Angra = EC\_Angra \text{ X } PRAngra \quad (8)$$

onde:
EC_Angra: Cota-parte da geração de energia das centrais geradoras Angra 1 e 2, definida em resolução específica da ANEEL, expressa em MWh; e
PRAngra: Preço de repasse de Angra 1 e 2, em R$/MWh, vigente na data do Reajuste ou Revisão, calculado a partir da Receita Fixa homologada pela ANEEL para as centrais geradoras Angra 1 e 2, conforme equação (9).

31. O preço de repasse da energia proveniente das centrais geradoras Angra 1 e 2 é dado pela seguinte equação:

$$\boldsymbol{PRAngra = \frac{ReceitaFixa}{TotalAngra}} \quad (9)$$

onde:
ReceitaFixa: Receita fixa anual homologada pela ANEEL para as centrais geradoras Angra 1 e 2; e
TotalAngra: Somatório das cotas-parte estabelecidas para as concessionárias adquirentes de energia das centrais geradoras Angra 1 e 2, expressa em MWh.

4.4. COTAS DAS CONCESSÕES RENOVADAS NOS TERMOS DA LEI 12.783/2013

32. Refere-se à energia decorrente do rateio da garantia física e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei n° 12.783, de 2013. A alocação das cotas às concessionárias de distribuição de energia é estabelecida conforme regulamento da ANEEL.

33. O custo com aquisição de energia das Cotas de Concessões Renovadas nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{CE\_Cotas = EC\_Cotas \times PRCotas} \quad (10)$$

onde:
EC_Cotas: Montante anual vigente de energia relativa às Cotas, definido em resolução específica da ANEEL, expresso em MWh; e
PRCotas: Preço de repasse das Cotas, em R$/MWh, vigente na na data do Reajuste ou Revisão, calculado a partir das Receitas Anuais de Geração homologadas pela ANEEL, conforme equação (11).

34. O preço de repasse das Cotas de Concessões Renovadas é dado pela seguinte equação:

$$\boldsymbol{PRCota = \frac{RAGcotas + CFURHcotas}{TotalCotas} \times \frac{1}{1 - pis\_cofins}} \quad (11)$$

onde:
RAG_{cotas}: Somatório das Receitas Anuais de Geração das Usinas Hidrelétricas - UHEs - em regime de cotas;
$CFURH_{cotas}$: Expectativa de gastos com Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos – CFURH, considerando geração efetiva igual a 100% da garantia física das UHEs com concessões renovadas em regime de cotas;
TotalCotas: Montante relativo a 95% da garantia física anual, em MWh, das UHEs com concessões renovadas em regime de cotas; e
pis_cofins: alíquota de 9,25%, referente aos tributos PIS/PASEP (1,65%) e COFINS (7,60%).

4.5. CONTRATOS BILATERAIS

35. Refere-se aos contratos firmados antes da publicação da Lei n° 10.848, de 2004, decorrentes de livre negociação entre os agentes para atendimento do Sistema Interligado.

36. Os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29 de julho de 2009, os firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou leilão, conforme estabelecido pelo Decreto n° 7.246, de 28 de julho de 2010, as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe

a Lei n.º 10.848, de 2004, os contratos oriundas de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano e os contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu atual agente supridor também são classificados como Contratos Bilaterais.

37. O custo com a aquisição de energia dos Contratos Bilaterais nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será realizado conforme a fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{CE\_Bilaterais = \sum_{i=1}^{n} (EC\_Bilateral_i \; X \; PRBilateral_i)} \quad (12)$$

onde:
EC_Bilateral i: Montante de energia adquirida do Contrato Bilateral i, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário; e
PMRBilateral i: Preço de repasse do contrato bilateral i, em R$/MWh; e
n: n° de contratos bilaterais.

37-A. Somente serão considerados os contratos registrados na CCEE, e/ou registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL.

37-B. Caso o contrato entre concessionária ou permissionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu atual agente supridor não atenda os termos do parágrafo anterior, para fins de repasse será considerado o montante faturado pela supridora no período de referência, sem prejuízo da penalidade disposta no Submódulo 11.1.

4.6. LEILÕES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR CHAMADA PÚBLICA

38. Refere-se à despesa com aquisição de energia dos contratos de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto n° 5.163, de 2004 (CCEAR de novos empreendimentos de geração, CCEAR de empreendimento de geração existente, CCEAR de fontes alternativas, Leilão de Ajuste e Geração Distribuída por Chamada Pública).

39. O custo com a aquisição de energia dos Leilões e da Geração Distribuída por Chamada Pública nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário será obtido conforme a fórmula a seguir:

$$\boldsymbol{CE\_Leilões = \sum_{i=1}^{n} (EC\_Leilão_i \; X \; PRLeilão_i)} \quad (13)$$

onde:
EC_Leilão i: Montante de energia adquirida do Leilão/Geração Distribuída por Chamada Pública i, em MWh, para entrega nos 12 (meses) subsequentes à data de realização do processo tarifário;
PRLeilão i: Preço de repasse do Leilão/ Geração Distribuída por Chamada Pública i, em R$/MWh, vigente na data de realização do processo tarifário; e
n: n° de contratos bilaterais.

39-A. Somente serão considerados os contratos registrados na CCEE, e/ou registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL.

40. Especificamente para os leilões de Energia Nova, modalidade disponibilidade, por envolver uma parcela variável e a liquidação no mercado de curto prazo na composição do valor a ser faturado e pago, apenas para fins de cálculo da cobertura tarifária econômica, considera-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável e da liquidação no mercado de curto prazo calculada considerando um patamar de acionamento térmico das usinas cujo CVU seja menor ou igual à metade valor do PLD máximo vigente.

41. As diferenças entre a cobertura tarifária e a despesa efetivamente incorrida pela concessionária serão devidamente consideradas na apuração da $CVA_{energia}$ no processo tarifário subsequente.

4.7. MONTANTE DE REPOSIÇÃO

42. Refere-se ao montante de reposição previsto no art. 24 do Decreto n° 5.163, de 2004. Para fins de estimativa do custo de aquisição de energia nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, o montante de reposição será valorado pelo preço médio dos contratos de compra de energia vigentes na data do processo tarifário.

4.8. PROINFA

43. Refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.

44. A energia do PROINFA será considerada a custo zero na composição do balanço energético da distribuidora. O montante de energia do PROINFA referente aos 12 meses subsequentes à data do reajuste em processamento corresponderá à última quota anual de energia elétrica homologada pela ANEEL para a respectiva distribuidora.

5. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA ATENDIMENTO DO SISTEMA ISOLADO

45. A Lei n° 12.111, de 2009, prevê o reembolso pela CCC, a partir de 30 de julho de 2009, da diferença entre o custo total de geração de energia elétrica para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada do SIN ($ACR_{médio}$).

46. Conforme os §§ 5º e 6º do art. 3º da Lei nº 12.111, de 2009, o direito ao reembolso pela CCC relativo à Geração Própria e aos contratos de compra e venda de energia, destinados ao atendimento dos Sistemas Isolados, vigorará durante toda a vigência da concessão de geração e dos respectivos contratos, mesmo após a data da interligação ao SIN.

47. Dessa forma, quando o custo total de geração relativo aos Sistemas Isolados for superior ao $ACR_{médio}$, enquanto vigente o reembolso pela CCC, os preços de repasse da Geração Própria e dos Contratos Bilaterais, originalmente destinados ao atendimento dos Sistemas Isolados, serão limitados ao referido $ACR_{médio}$ no cálculo das equações (6) e (12).

48. O $ACR_{médio}$ será obtido conforme procedimento estabelecido no art. 11, § 5º, do Decreto n° 7.246, de 2010, sendo seus valores homologados pela ANEEL por meio de Despacho, publicados até 30 de outubro de cada ano, para vigência no ano civil subsequente.

49. O valor do $ACR_{médio}$ a ser considerado em cada processo tarifário para valoração da energia relativa aos 12 meses subsequentes à data do Reajuste ou Revisão corresponderá ao ACRmédio homologado para o ano corrente. Nos processos tarifários em que estiver disponível o valor do $ACR_{médio}$ para o ano subsequente, o cálculo do preço de repasse corresponderá à média ponderada dos respectivos $ACR_{médio}$ homologados para o ano corrente e para o ano subsequente em função do número de meses de cada ano civil.

6. PERDAS REGULATÓRIAS DE ENERGIA

50. Denominam-se perdas de energia o somatório das perdas elétricas no sistema de distribuição, as quais se dividem em perdas técnicas e não técnicas, das perdas na Rede Básica, e das Perdas nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado (DITc), conforme definições a seguir:

- Perdas técnicas: Montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição em decorrência das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica;

- Perdas não-técnicas: Perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros;

- Perdas na Rede Básica: Montante de energia elétrica dissipada no sistema de transmissão em decorrência das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; e

- Perdas nas Demais Instalações de Transmissão compartilhadas (DITc):Montante de energia dissipada nas Demais Instalações de uso compartilhado em decorrência das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica.

6.1. CÁLCULO DAS PERDAS

51. Para o repasse das perdas de energia nos processos tarifários das distribuidoras, as perdas regulatórias serão calculadas conforme as equações descritas a seguir:

$$PRT = PRB + PT + PNT + PDITc\_Contabilizada \quad (14)$$

onde:
PRB: Perdas regulatórias na rede básica, calculadas para as distribuidoras conectadas na Rede Básica, expressas em MWh;
PT: Perdas técnicas regulatórias, expressas em MWh;
PNT: Perdas não técnicas regulatórias, expressas em MWh; e
PDITc_Contabilizada: perda na DIT de uso compartilhado calculada conforme equação (20), expressas em MWh.

52. Os componentes das Perdas Regulatórias são calculados conforme abaixo:

PNT = MBT X %PNT (15)

onde:
MBT: Mercado na Baixa Tensão, em MWh, relativo ao período de referência; e
%PNT: Percentual de perda não técnica regulatória em relação ao mercado de baixa tensão homologado na revisão tarifária para vigência no reajuste em processamento ou na revisão tarifária.

$$\boldsymbol{PT} = \frac{\%\boldsymbol{PT} \times (\boldsymbol{EV} + \boldsymbol{ML} + \boldsymbol{PNT} - \boldsymbol{MA1})}{(\mathbf{1} - \%\boldsymbol{PT})} \quad (\mathbf{16})$$

onde:
%PT: Percentual da perda técnica regulatória em relação à energia injetada homologado na última revisão tarifária para vigência no reajuste em processamento;
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh;
ML: Mercado de energia registrado pelos consumidores livres, expresso em MWh, no período de referência;
PNT: Perdas não técnicas regulatórias, expressas em MWh, calculada conforme equação (15); e
MA1: Mercado de energia registrado pelos consumidores cativos e livres conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais), expresso em MWh, no período de referência.

PRB = % PRB X (PT + PNT + PDITc_Contabilizada + EV) (17)

onde:
%PRB: percentual de perdas na Rede Básica calculado conforme equação (19);
PDITc_Contabilizada: perda na DIT de uso compartilhado calculada conforme equação (20);
PT: Perdas técnicas regulatórias, expressas em MWh;
PNT: Perdas não-técnicas regulatórias, expressas em MWh;
PDIT: Perdas nas DITc, expressas em MWh; e
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh.

53. Na apuração do percentual regulatório de perdas na Rede Básica serão consideradas as perdas na rede básica contabilizados pela CCEE, conforme equação abaixo:

$$\%\boldsymbol{PRB} = \frac{\boldsymbol{PRB\_Contabilizada}}{\boldsymbol{PT} + \boldsymbol{PNT} + \boldsymbol{PDITc\_Contabilizada} + \boldsymbol{EV}} \quad (\mathbf{18})$$

onde:
PRB_Contabilizada: perda na Rede Básica calculada conforme equação (19).
PDITc_Contabilizada: perda na DIT de uso compartilhado calculada conforme equação (20).
PT: Perdas técnicas regulatórias, expressas em MWh;
PNT: Perdas não-técnicas regulatórias, expressas em MWh; e
EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh;

54. As perdas apuradas na Rede Básica e nas DITs de uso compartilhado serão calculadas a partir da média mensal das perdas contabilizadas pela CCEE nos últimos 12 meses, conforme equações abaixo.

$$\boldsymbol{PRB\_Contabilizada} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \boldsymbol{PRB\_CCEE_i}}{\boldsymbol{n}} \ \boldsymbol{X}\ \mathbf{12} \quad (\mathbf{19})$$

$$\boldsymbol{PDIT\_Contabilizada} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \boldsymbol{PDIT\_CCEE_i}}{\boldsymbol{n}} \ \boldsymbol{X}\ \mathbf{12} \quad (\mathbf{20})$$

onde:
PRB_CCEE i: perda de Rede Básica contabilizada no mês i do período de referência;
PDIT_CCEE i**:** perda nas DIT de uso compartilhada contabilizada no mês i do período de referência; e
n = n° de meses considerados na análise.

55. O número de meses considerados para o cálculo das perdas na Rede Básica e nas DITs de uso compartilhado, conforme equações (19) e (20), poderá ser inferior a 12 meses dependendo da disponibilidade de dados. O número de meses considerado na análise também poderá ser ajustado em razão de alterações no sistema de medição da rede básica com as DITs de uso compartilhado que resultem em alterações permanentes nos patamares de perdas apurados.

56. A consideração de cobertura tarifária para as perdas elétricas na DITs de uso compartilhado se dará a partir do primeiro processo tarifário após o início da contabilização dessas perdas às respectivas distribuidoras responsáveis.

ANEXO XXVIII

Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 3.3

CUSTOS DE TRANSMISSÃO

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os critérios e os procedimentos relativos ao cálculo dos custos de transmissão de energia elétrica a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste Submódulo são aplicáveis aos reajustes tarifários anuais (RTA) e, no que couber, às revisões tarifárias periódicas (RTP) das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. CUSTOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

3. Os custos com transmissão de energia elétrica são aqueles relacionados ao transporte da energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição, sendo compostos pelos itens a seguir: (i) uso das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, Rede Básica Fronteira ou Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado, (ii) uso das instalações de distribuição, (iii) conexão às DIT de uso exclusivo, (iv) conexão às redes de distribuição, (v) transporte da energia proveniente de Itaipu até o ponto de conexão à Rede Básica, (vi) uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e (vii) uso do sistema de transmissão pelas centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV.

4. Quanto aos custos referentes à usina de Itaipu, a Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, dispõe sobre as diretrizes de aquisição dos serviços de eletricidade dessa usina, enquanto o Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, regulamenta a comercialização de energia gerada por essa usina.

5. Conforme o que consta no artigo 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conjuntamente com o artigo 7º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, é assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição com vistas à manutenção das garantias de transporte de energia elétrica.

6. A referida garantia é devida mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente, de modo que o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia atendam sua função técnica e econômica.

7. Em relação aos custos com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os riscos inerentes à contratação dos serviços e variações de mercado são próprios das atividades da distribuidora, vedado, portanto, a consideração de ajustes compensatórios posteriores em decorrência do surgimento de novos custos dessa natureza no Período de Referência.

8. Os custos com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, embora seja devido seu pagamento à respectiva transmissora ou distribuidora acessada desde a disponibilização do ativo, somente serão considerados no processo tarifário da distribuidora acessante a partir da efetiva utilização do serviço, sem efeitos retroativos.

9. Havendo despesa com PIS/Pasep e Cofins paga pela distribuidora acessante à transmissora ou distribuidora acessada, não contemplada na sua cobertura tarifária econômica ou financeira, deverá esse fato ser levado em consideração quando da apuração e repasse da alíquota efetiva referente a esses tributos nas faturas dos seus consumidores/usuários.

3.1. CUSTOS RELATIVOS AO USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

10. Pelo uso das instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), classificadas como Rede Básica, Rede Básica Fronteira ou DIT de uso compartilhado, as concessionárias de distribuição pagam às transmissoras e ao Operador Nacional do Sistema Elétrica (ONS) o encargo de uso dos sistemas de transmissão (EUST), conforme os montantes de uso do sistema de transmissão (MUST) especificados nos respectivos contratos de uso do sistema de transmissão (CUST).

11. Para o cálculo do custo de transmissão de energia nos processos de reajuste consideram-se os MUST contratados multiplicados pelas tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) homologadas anualmente pela ANEEL, referentes aos respectivos pontos de conexão, para o horário de ponta e fora ponta.

12. Os MUST contratados são informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços da Transmissão (SRT) à Superintendência de Regulação Econômica (SRE), considerando o período de referência da distribuidora.

13. Conforme definido na Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004, ou o que vier a sucedê-la, as TUST são constituídas por duas componentes: $TUST_{RB}$, aplicável a todos os usuários do SIN, e $TUST_{FR}$, aplicável apenas à concessionária de distribuição.

14. O cálculo do custo de uso do sistema de transmissão (CST) ou EUST é feito conforme a fórmula abaixo:

$$CST_r = \sum_{1}^{p} \left[MUST_{FP-p} \times \left(TUST_{FP-RB_{pr}} + TUST_{FP-FR_{pr}} \right) + MUST_{P-p} \times \left(TUST_{P-RB_{pr}} + TUST_{P-FR_{pr}} \right) \right] \quad (1)$$

onde:

CST_r : custo de uso do sistema de transmissão para a data de reajuste r;
$MUST_{FP-p}$: montante de uso do sistema de transmissão contratado no horário Fora de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, em MW;
$MUST_{P-p}$: montante de uso do sistema de transmissão contratado no horário de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, em MW;
$TUST_{FP-RBpr}$: tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/MW, homologada pela ANEEL;
$TUST_{FP-FRpr}$: tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/MW, homologada pela ANEEL;
$TUST_{P-RBpr}$: tarifa no horário de Ponta para Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/MW, homologada pela ANEEL;
$TUST_{P-FRpr}$: tarifa no horário de Ponta para Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/MW, homologada pela ANEEL; e
p: pontos de conexão contratados conforme CUST.

15. As TUST a serem consideradas na data do reajuste em processamento (DRP) são os valores vigentes no mês do reajuste tarifário e na data de referência anterior (DRA) são aquelas utilizadas na DRP do processo tarifário anterior.

16. Havendo parcela de ajuste de fronteira ($PA_{fronteira}$) homologada e informada pela SRT, esse valor, desde que passível de repasse às tarifas da distribuidora, será incorporado ao custo de uso do sistema de transmissão (CST_r), para fins de definição da cobertura tarifária final.

17. Caso a concessionária de distribuição tenha contratado MUST para atender exclusivamente usuários conectados em nível de tensão de 230 kV ou mais (Subgrupo A1), a SRT informará à SRE as respectivas TUST e pontos de conexão ao sistema de transmissão referentes a esses agentes, com o objetivo de subsidiar os procedimentos de abertura tarifária.

3.2. CUSTOS RELATIVOS AO USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO PELAS CENTRAIS GERADORAS CONECTADAS EM NÍVEL DE TENSÃO DE 88 kV ou 138 kV

18. Quando o fluxo de potência de referência das usinas conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV (Subgrupo A2) resultar em exportação de energia da rede unificada (sistema de distribuição) para a Rede Básica, será calculado o custo correspondente para esses geradores, destinado a remunerar o uso do sistema de transmissão, conforme determina o artigo 7º da Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009, ou o que vier a sucedê-lo.

19. Nesse caso, as distribuidoras ficam responsáveis pelo repasse do referido custo, associado às componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS, respectivamente, às transmissoras e ao ONS, conforme determina o artigo 12 da Resolução Normativa nº 349, de 2009, ou o que vier a sucedê-lo.

20. Os custos associados às componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS são definidos anualmente, por meio da mesma resolução que estabelece as TUST, e terão vigência para o ciclo tarifário que começa em 1º de julho do ano e termina em 30 de junho do ano subsequente.

21. Os valores das componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS a serem considerados na DRP são aqueles vigentes no mês do reajuste tarifário da distribuidora e na DRA são os mesmos valores utilizados na DRP do processo tarifário anterior.

3.3. CUSTOS RELATIVOS À CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

22. O custo relativo à conexão refere-se à utilização das DIT de uso exclusivo que não integram a Rede Básica. Essas instalações são disponibilizadas diretamente às distribuidoras pelas transmissoras, mediante a celebração do contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCT). Os valores desse custo são homologados pela ANEEL e têm o seu reajuste anual concatenado com o reajuste das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica, conforme determina a Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002.

23. Os custos de conexão passíveis de consideração nos processos tarifários são aqueles homologados pela ANEEL e informados pela SRT à SRE. Esses custos são atualizados para a data do reajuste tarifário pelo índice de preços definido no respectivo contrato de concessão de transmissão de energia elétrica.

24. O custo de conexão anual (CCA_{DRA}) a ser considerado na DRA é representado pela seguinte fórmula:

$$CCA_{DRA} = CCA\_DRP_{n-1} \qquad (2)$$

onde:
$CCA\_{}_{DRP\ n-1}$: custo de conexão anual considerado na DRP do processo tarifário anterior.

25. O custo de conexão anual (CCA_{DRP}) a ser reconhecido na DRP do reajuste tarifário em processamento é calculado conforme a fórmula abaixo:

$$\mathrm{CCA_{DRP}} = \sum_{1}^{\mathrm{p}} (\mathrm{CC} + \mathrm{CC_{novosativos}}) \times \mathrm{Indice}) \quad (3)$$

onde:
CCA_{DRP}: custo de conexão anual por transmissora a ser reconhecido na data do reajuste em processamento;
CC: custo de conexão estabelecido na Resolução Homologatória do reajuste da Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras e informado pela SRT;
CCnovosativos: custo de conexão para novos ativos de transmissão informado pela SRT, passível de repasse às tarifas;
Indice: índice de atualização monetária do custo de conexão estabelecido no contrato de concessão de transmissão (IGPM ou IPCA), obtido pela divisão dos índices do mês anterior à data de referência do custo de conexão e o do mês anterior ao mês de realização do processo tarifário.

26. Havendo parcela de ajuste de conexão ($PA_{conexão}$) homologada e informada pela SRT, esse valor, desde que passível de repasse às tarifas da distribuidora, será atualizado para a data do reajuste em processamento e incorporado ao custo de conexão anual (CCA_{DRP}), para fins de definição da cobertura tarifária final.

27. Os custos de conexão ao sistema de transmissão relativos a cada um dos usuários conectados no nível de tensão de 230 kV ou mais (Subgrupo A1) serão informados pela SRT à SGT quando se referir a CCT firmado pela distribuidora para a conexão exclusiva desses agentes. Esses custos serão cobrados dos usuários segundo o contrato de conexão às instalações de distribuição (CCD), sendo os valores publicados na Resolução Homologatória do processo tarifário da concessionária.

28. Os custos de conexão ao sistema de distribuição relativos a cada um dos usuários conectados no nível de tensão de 230 kV ou mais (Subgrupo A1) serão informados pela SRD à SGT quando se referir a CCD firmado entre a distribuidora e esses agentes em relação a ativos de uso exclusivo. Esses custos serão cobrados dos usuários conforme o CCD, sendo os valores publicados na Resolução Homologatória do processo tarifário da concessionária.

29. O tratamento tarifário para a alocação dos custos de conexão com os usuários conectados no nível de tensão em 230 kV ou mais (Subgrupo A1) é apresentado no Submódulo 7.3 do PRORET.

3.4. CUSTOS RELATIVOS AO TRANSPORTE DE ITAIPU

30. O custo de transmissão relativo ao transporte da energia elétrica proveniente da usina de Itaipu refere-se ao uso das instalações dedicadas àquela central geradora, que não integram a Rede Básica. Portanto, essas instalações são DIT de uso exclusivo, sendo esse valor arrecadado pela transmissora Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) junto às distribuidoras quotistas de Itaipu.

31. O custo com o transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é calculado conforme a fórmula abaixo:

$$\mathrm{CTItaipu_r} = \mathrm{TTI_r} \times \sum_{\mathrm{m}=1}^{12} \mathrm{DI_m} \quad (4)$$

onde:
$CTItaipu_r$: custo de transporte de Itaipu para a data de reajuste r;
TTI_r: tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional, homologada pela ANEEL, vigente na data de reajuste r, em R$/MW;
DI_m: demanda do mês m, no período de referência do cálculo tarifário, homologada pela ANEEL para a distribuidora quotista, em MW; e
m: mês dentro do período de referência.

32. A tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu na DRP é o valor vigente na data do processo tarifário e na DRA é aquela utilizada na DRP do processo anterior.

3.5. CUSTOS RELATIVOS AO USO DA REDE BÁSICA PELA USINA DE ITAIPU

33. As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu pagam também o EUST atribuído a essa usina. O cálculo desse encargo segue a fórmula abaixo:

$$\mathrm{CRB_{Itaipu\_r}} = \mathrm{TUSTIt_r} \times \sum_{\mathrm{y}=1}^{2} (\mathrm{PI_y} \times \mathrm{Q_y} \times \mathrm{NMeses_y}) \quad (5)$$

onde:
CRB_{Itaipu_r}: custo de uso da Rede Básica referente à Itaipu para a data de reajuste r;
$TUST_{It\_r}$: TUST referente a Itaipu vigente na data de reajuste r, em R$/MW, homologada pela ANEEL;
PI_y: potência máxima de Itaipu para o ano civil y do período de referência, em MW, homologada pela ANEEL;
Q_y: quota-parte da distribuidora no ano civil y do período de referência, homologada pela ANEEL;
$NMeses_y$: número de meses no ano civil y do período de referência; e
y: ano civil definido no período de referência, o qual envolve dois anos distintos.

34. A TUST e as quotas-partes de Itaipu das distribuidoras são homologadas anualmente pela ANEEL.

35. A TUST de Itaipu na DRP é o valor vigente na data do reajuste em processamento e na DRA é aquela utilizada na DRP do processo tarifário anterior.

3.6. CUSTOS RELATIVOS AO USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

36. O custo com o uso das instalações do sistema de distribuição (CSD) refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras distribuidoras, conforme contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD) celebrado entre as partes.

37. O CSD é calculado com base nos montantes de demanda de potência contratados e de energia elétrica associada a essa demanda e medida no período de referência, multiplicados pelas tarifas de aplicação homologadas pela ANEEL e constantes da Resolução da distribuidora acessada, conforme a fórmula seguinte:

$$CSD_r = \sum_{1}^{p}\left(MUSD_{P-p} \times TUSD_{P-pr} + MUSD_{FP-p} \times TUSD_{FP-pr}\right) + \sum_{1}^{p}\left(EM_p \, X \, TUSD_{E-pr}\right) \quad (6)$$

onde:
CSD_r : custo de uso das instalações do sistema de distribuição para a data de reajuste r;
$MUSD_{FP-p}$: montante de uso do sistema de distribuição contratado no horário Fora Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW;
$MUSD_{P-p}$: montante de uso do sistema de distribuição contratado no horário Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW;
$TUSD_{FP-pr}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário Fora Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/kW, homologada pela ANEEL;
$TUSD_{P-pr}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário de Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/kW, homologada pela ANEEL;
EM_p : energia medida no ponto de conexão p no período de referência, em MWh;
$TUSD_{E-pr}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/MWh, homologada pela ANEL; e
p: pontos de conexão com outras distribuidoras, conforme CUSD.

38. Os montantes contratados do CUSD estão sujeitos à análise e validação conforme metodologia de contratação definida pela ANEEL.

39. A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) na DRP é o valor vigente na data do processo tarifário em processamento e na DRA é aquela utilizada na DRP do processo anterior.

3.7. CUSTOS RELATIVOS À CONEXÃO À REDE DE OUTRA DISTRIBUIDORA

40. O custo de conexão à rede de distribuição refere-se à utilização das instalações de conexão de uso exclusivo pertencente a outra distribuidora. Essas instalações são disponibilizadas diretamente à distribuidora por outra distribuidora, mediante a celebração do contrato de conexão às instalações de distribuição (CCD).

41. O valor desse custo de conexão consta do respectivo CCD, o qual está sujeito à análise e validação conforme metodologia de contratação definida pela ANEEL.

42. O custo de conexão anual entre distribuidoras na DRA corresponde ao mesmo valor considerado na DRP do processo tarifário anterior.

43. O custo de conexão anual entre distribuidoras a ser reconhecido no processo tarifário, na DRP, corresponde ao valor estabelecido no CCD atualizado para a data do reajuste tarifário em processamento da distribuidora acessante.

4. FLUXOGRAMA DO CÁLCULO DOS CUSTOS DE TRANSMISSÃO

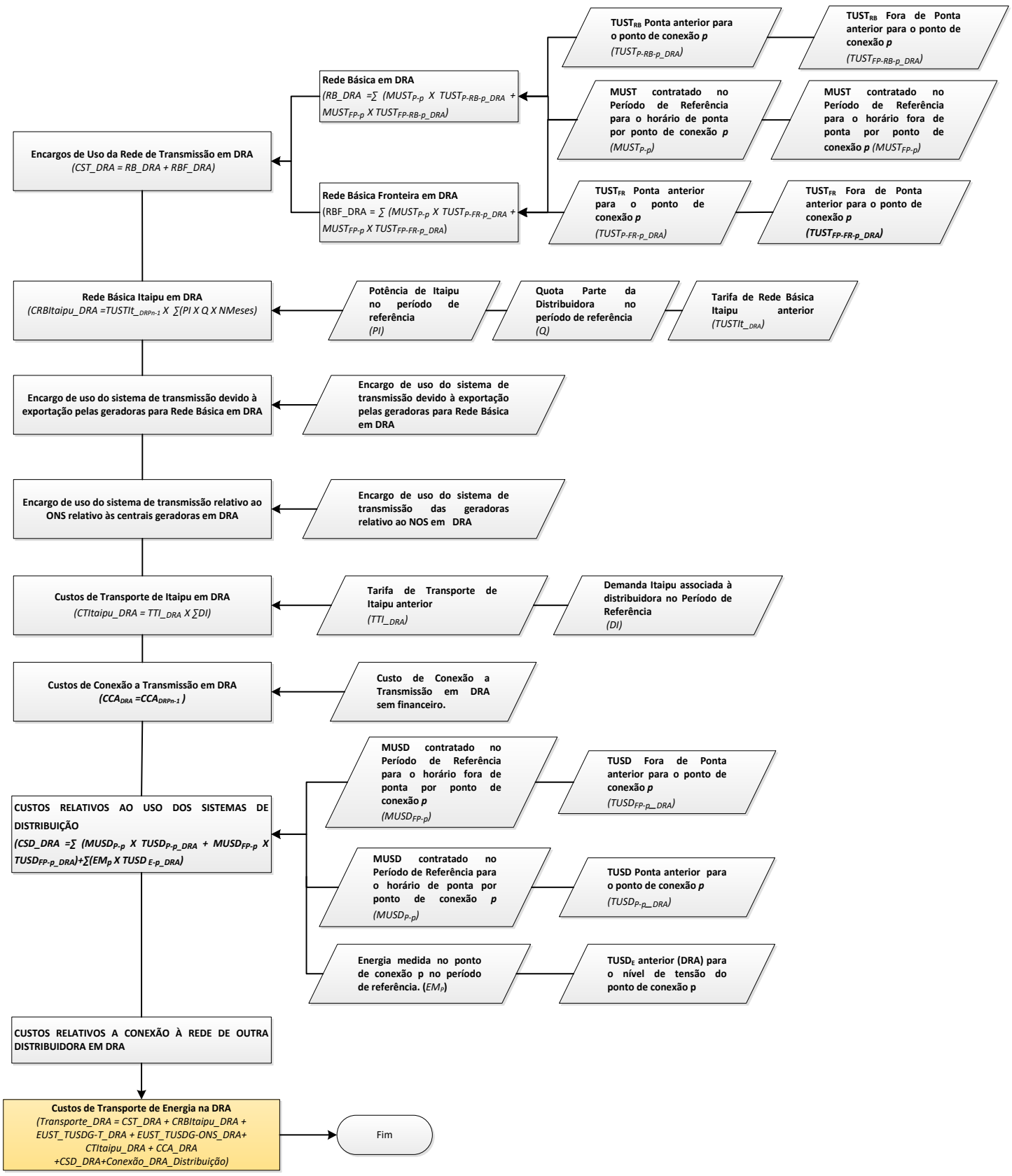


Figura 1 – Fluxograma do Cálculo dos Custos de Transmissão na DRA

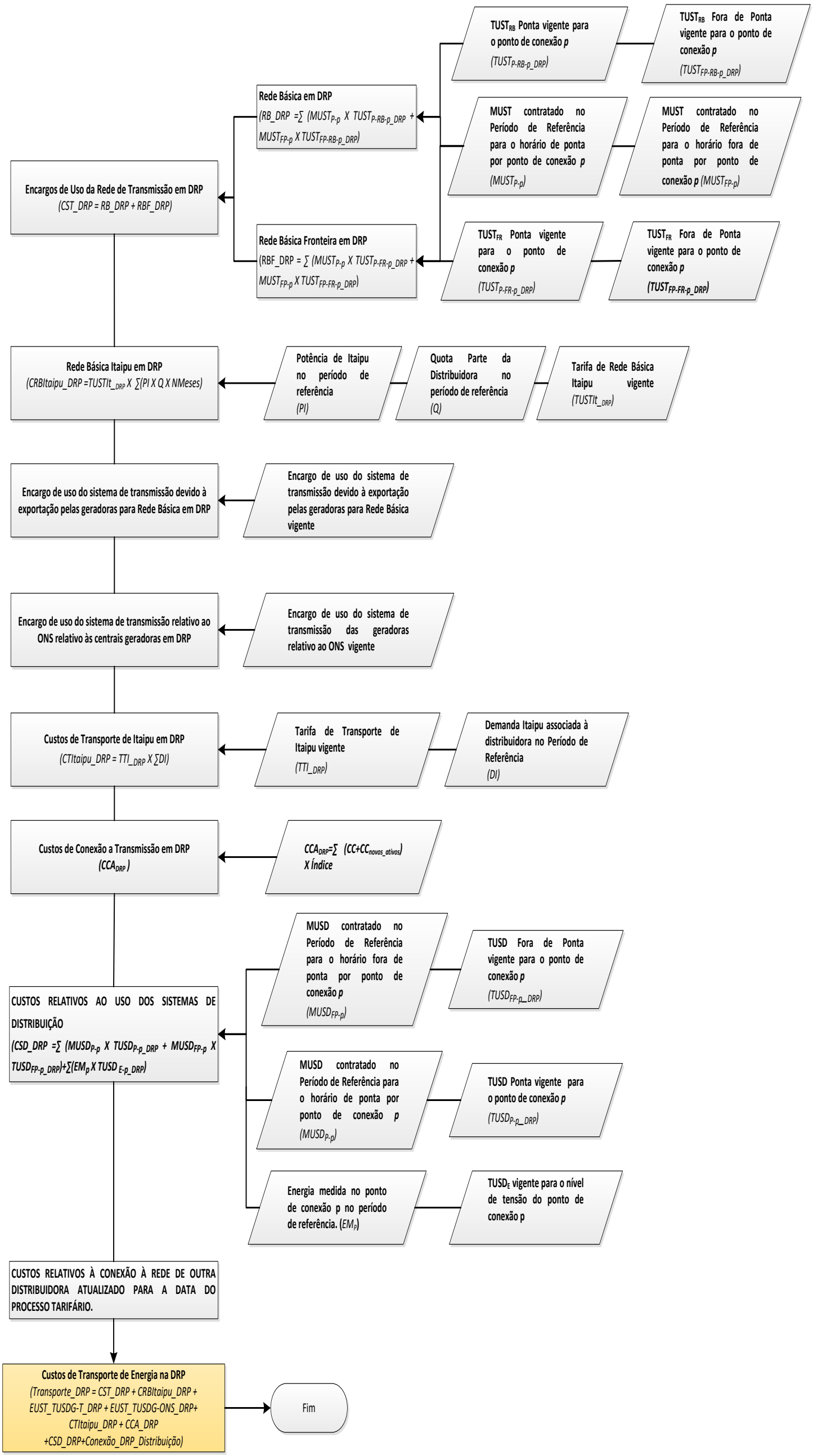


Figura 2 – Fluxograma do Cálculo dos Custos de Transmissão na DRP

ANEXO XXIX

Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 3.3A

CUSTOS DE TRANSMISSÃO

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os critérios e os procedimentos relativos ao cálculo dos custos de transmissão de energia elétrica a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste submódulo são aplicáveis aos reajustes e revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, prorrogadas nos termos do Decreto n° 8.461/2015 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.

3. CUSTOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

3. Os custos com transmissão de energia elétrica são aqueles relacionados ao transporte da energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição, sendo compostos pelos itens a seguir: (i) uso das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, Rede Básica Fronteira ou Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado, (ii) uso das instalações de distribuição, (iii) conexão às DIT de uso exclusivo, (iv) conexão às redes de distribuição, (v) transporte da energia proveniente de Itaipu até o ponto de conexão à Rede Básica, (vi) uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e (vii) uso do sistema de transmissão pelas centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV.

4. Quanto aos custos referentes à usina de Itaipu, a Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, dispõe sobre as diretrizes de aquisição dos serviços de eletricidade dessa usina, enquanto o Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, regulamenta a comercialização de energia gerada por essa usina.

5. Conforme o que consta no artigo 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conjuntamente com o artigo 7º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, é assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição com vistas à manutenção das garantias de transporte de energia elétrica.

6. A referida garantia é devida mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente, de modo que o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia atendam sua função técnica e econômica.

7. Os custos com conexão das instalações e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição somente serão repassados aos consumidores no processo tarifário da distribuidora acessante a partir da efetiva utilização do serviço, embora seu pagamento seja devido à respectiva transmissora ou distribuidora acessada desde a disponibilização do ativo.

8. Havendo despesa com PIS/Pasep e Cofins paga pela distribuidora acessante à transmissora ou distribuidora acessada, não contemplada na sua cobertura tarifária econômica ou financeira, deverá esse fato ser levado em consideração quando da apuração e repasse da alíquota efetiva referente a esses tributos nas faturas dos seus consumidores/usuários.

9. Os montantes de Contratação Eficiente que deverão ser observados na apuração dos custos de encargo de uso dos sistemas de transmissão e distribuição devem obedecer, respectivamente, os termos da Resolução Normativa nº 666/2015 e da Resolução Normativa nº 506/2012 e alterações supervenientes.

3.1. CUSTOS RELATIVOS AO USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

10. Pelo uso das instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), classificadas como Rede Básica, Rede Básica Fronteira ou DIT de uso compartilhado, as concessionárias de distribuição pagam às transmissoras e ao Operador Nacional do Sistema Elétrica (ONS) o encargo de uso dos sistemas de transmissão (EUST), conforme os montantes de uso do sistema de transmissão (MUST) especificados nos respectivos contratos de uso do sistema de transmissão (CUST).

11. Para o cálculo do custo de transmissão de energia nos processos de reajuste consideram-se os MUST, limitados à Contratação Eficiente, multiplicados pelas tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) homologadas anualmente pela ANEEL, referentes aos respectivos pontos de conexão, para o horário de ponta e fora ponta.

12. Os custos de transmissão serão calculados observando a Contratação Eficiente, que é definido como o montante faturado que esteja entre o intervalo de 100% até 110% do MUST contratado. Caso o montante utilizado seja inferior a 100% do contratado, será considerado o valor contratado para o cálculo tarifário. Caso o montante utilizado seja superior ao valor contratado será considerado o valor faturado até o limite de 110% do valor contratado.

13. Os valores dos montantes faturados serão informados pelo ONS.

14. Os MUST contratados serão obtidos do Sistema de Acompanhamento de Contratos de Transmissão – SACT do ONS e analisados pela Superintendência de Gestão Tarifária - SGT. Serão considerados os contratos e seus respectivos aditivos a partir do mês de sua assinatura, considerando o período de referência da distribuidora (período de 12 meses anteriores ao mês do reajuste tarifário), desconsiderando-se os efeitos retroativos. Os ativos de transmissão que não entraram em operação comercial não serão considerados no cálculo dos custos de transmissão.

15. Conforme definido na Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004, ou o que vier a sucedê-la, as TUST são constituídas por duas componentes: $TUST_{RB}$, aplicável a todos os usuários do SIN, e $TUST_{FR}$, aplicável apenas à concessionária de distribuição.

16. O encargo de uso do sistema de transmissão (EUST) é calculado conforme equação abaixo:

$$EUST_r = \sum_{1}^{p} \left[MUST_{FP-p} \times \left(TUST_{FP-RB_{pr}} + TUST_{FP-FR_{pr}} \right) + MUST_{P-p} \times \left(TUST_{P-RB_{pr}} + TUST_{P-FR_{pr}} \right) \right] \quad (1)$$

onde:
$EUST_r$: encargo de uso do sistema de transmissão para a data de reajuste r;
$MUST_{FP-p}$: montante de uso do sistema de transmissão no horário Fora de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, observando a Contratação Eficiente, em MW;
$MUST_{P-p}$: montante de uso do sistema de transmissão no horário de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, observando a Contratação Eficiente, em MW;
$TUST_{FP-RBpr}$: tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/MW, homologada pela ANEEL;
$TUST_{FP-FRpr}$: tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/MW, homologada pela ANEEL;
$TUST_{P-RBpr}$: tarifa no horário de Ponta para Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/MW, homologada pela ANEEL;
$TUST_{P-FRpr}$: tarifa no horário de Ponta para Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/MW, homologada pela ANEEL; e
p: pontos de conexão contratados conforme CUST.

17. As TUST a serem consideradas na data do reajuste em processamento são os valores vigentes no mês do reajuste tarifário.

18. Caso a concessionária de distribuição tenha contratado MUST para atender exclusivamente usuários conectados em nível de tensão de 230 kV ou mais (Subgrupo A1), serão consideradas as respectivas TUST e pontos de conexão ao sistema de transmissão referentes a esses agentes, com o objetivo de subsidiar os procedimentos de abertura tarifária.

3.2. CUSTOS RELATIVOS AO USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO PELAS CENTRAIS GERADORAS CONECTADAS EM NÍVEL DE TENSÃO DE 88 kV ou 138 kV

19. Quando o fluxo de potência de referência das usinas conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV (Subgrupo A2) resultar em exportação de energia da rede unificada (sistema de distribuição) para a Rede Básica, será calculado o custo correspondente para esses geradores, destinado a remunerar o uso do sistema de transmissão, conforme determina o artigo 7º da Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009, ou o que vier a sucedê-lo.

20. Nesse caso, as distribuidoras ficam responsáveis pelo repasse do referido custo, associado às componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS, respectivamente, às transmissoras e ao ONS, conforme determina o artigo 12 da Resolução Normativa nº 349, de 2009, ou o que vier a sucedê-lo.

21. Os custos associados às componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS são definidos anualmente, por meio da mesma resolução que estabelece as TUST, e terão vigência para o ciclo tarifário que começa em 1º de julho do ano e termina em 30 de junho do ano subsequente.

22. Os valores das componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS a serem considerados na DRP são aqueles vigentes no mês do reajuste tarifário da distribuidora.

3.3. CUSTOS RELATIVOS À CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

23. O custo relativo à conexão refere-se à utilização das DIT de uso exclusivo que não integram a Rede Básica. Essas instalações são disponibilizadas diretamente às distribuidoras pelas transmissoras, mediante a celebração do contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCT). Os valores desse custo são homologados pela ANEEL e têm o seu reajuste anual concatenado com o reajuste das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica, conforme determina a Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002.

24. Os custos de conexão passíveis de consideração nos processos tarifários são aqueles homologados pela ANEEL e apurados pela SGT. Esses custos são atualizados para a data do reajuste tarifário pelo índice de preços definido no respectivo contrato de conexão ao sistema transmissão de energia elétrica.

25. O custo de conexão anual (CCA) a ser reconhecido no reajuste tarifário em processamento é calculado conforme a fórmula abaixo:

$$\mathrm{CCA} = \sum_{1}^{\mathrm{p}} (\mathrm{CC} + \mathrm{CC_{novosativos}}) \times \mathrm{Indice}) \qquad (2)$$

onde:
CCA: custo de conexão anual por transmissora a ser repassado para a tarifa;
CC: custo de conexão estabelecido na Resolução Homologatória do reajuste da Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras e apuradas pela SGT;
CCnovosativos: custo de conexão para novos ativos de transmissão apurados pela SGT, passível de repasse às tarifas; e
Indice: índice de atualização monetária do custo de conexão estabelecido no contrato de conexão ao sistema de transmissão (IGPM ou IPCA), obtido pela divisão dos índices do mês anterior à data de referência do custo de conexão e o do mês anterior ao mês de realização do processo tarifário.

26. Havendo parcela de ajuste de conexão ($PA_{conexão}$) homologada pela SGT, esse valor, desde que passível de repasse às tarifas da distribuidora, será atualizado para a data do reajuste em processamento e incorporado ao custo de conexão anual (CCA), para fins de definição da cobertura tarifária final.

27. Além da parcela de ajuste de conexão, os valores pagos pelas distribuidoras para as transmissoras, referentes aos ativos de conexão com RAP pré-definida que entraram em operação dentro do período de referência, também serão considerados na definição da cobertura tarifária final. Esses valores serão avaliados pela SGT baseados nos valores apurados e atualizados para a data do reajuste em processamento, conforme o índice estabelecido no contrato de concessão de transmissão.

28. Os custos de conexão ao sistema de transmissão relativos a cada um dos usuários conectados no nível de tensão de 230 kV ou mais (Subgrupo A1) serão apurados pela SGT quando se referir a CCT firmado pela distribuidora para a conexão exclusiva desses agentes. Esses custos serão cobrados dos usuários segundo o contrato de conexão às instalações de distribuição (CCD), sendo os valores publicados na Resolução Homologatória do processo tarifário da concessionária.

29. Os custos de conexão ao sistema de distribuição relativos a cada um dos usuários conectados no nível de tensão de 230 kV ou mais (Subgrupo A1) serão apurados pela SGT quando se referir a CCD firmado entre a distribuidora e esses agentes em relação a ativos de uso exclusivo. Esses custos serão cobrados dos usuários conforme o CCD, sendo os valores publicados na Resolução Homologatória do processo tarifário da concessionária.

30. O tratamento tarifário para a alocação dos custos de conexão com os usuários conectados no nível de tensão em 230 kV ou mais (Subgrupo A1) é apresentado no Submódulo 7.3 do PRORET.

3.4. CUSTOS RELATIVOS AO TRANSPORTE DE ITAIPU

31. O custo de transmissão relativo ao transporte da energia elétrica proveniente da usina de Itaipu refere-se ao uso das instalações dedicadas àquela central geradora, que não integram a Rede Básica. Portanto, essas instalações são DIT de uso exclusivo, sendo esse valor arrecadado pela transmissora Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) junto às distribuidoras quotistas de Itaipu.

32. O custo com o transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é calculado conforme a fórmula abaixo:

$$\mathrm{CTItaipu_r} = \mathrm{TTI_r} \times \sum_{\mathrm{m=1}}^{12} \mathrm{DI_m} \qquad (3)$$

onde:
$CTItaipu_r$: custo de transporte de Itaipu para a data de reajuste r;
TTI_r: tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional, homologada pela ANEEL, vigente na data de reajuste r, em R$/MW;
DI_m: demanda do mês m, no período de referência do cálculo tarifário, homologada pela ANEEL para a distribuidora quotista, em MW; e
m: mês dentro do período de referência.

33. A tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o valor vigente na data do processo tarifário.

3.5. CUSTOS RELATIVOS AO USO DA REDE BÁSICA PELA USINA DE ITAIPU

34. As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu pagam também o EUST atribuído a essa usina. O cálculo desse encargo segue a fórmula abaixo:

$$\mathrm{CRB_{Itaipu\_r}} = \mathrm{TUSTIt_r} \times \sum_{\mathrm{y=1}}^{2} (\mathrm{PI_y} \times \mathrm{Q_y} \times \mathrm{NMeses_y}) \qquad (4)$$

onde:
CRB_{Itaipu_r}: custo de uso da Rede Básica referente à Itaipu para a data de reajuste r;
$TUST_{It\_r}$: TUST referente a Itaipu vigente na data de reajuste r, em R$/MW, homologada pela ANEEL;
PI_y: potência máxima de Itaipu para o ano civil y do período de referência, em MW, homologada pela ANEEL;
Q_y: quota-parte da distribuidora no ano civil y do período de referência, homologada pela ANEEL;
$NMeses_y$: número de meses no ano civil y do período de referência; e
y: ano civil definido no período de referência, o qual envolve dois anos distintos.

35. A TUST e as quotas-partes de Itaipu das distribuidoras são homologadas anualmente pela ANEEL.

36. A TUST de Itaipu é o valor vigente na data do reajuste em processamento.

3.6. CUSTOS RELATIVOS AO USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

37. O custo com o uso das instalações do sistema de distribuição (CSD) refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras distribuidoras, conforme contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD) celebrado entre as partes.

38. O CSD é calculado com base nos montantes de demanda de potência, observando a Contratação Eficiente, e de energia elétrica associada a essa demanda e medida no período de referência, multiplicados pelas tarifas de aplicação homologadas pela ANEEL e constantes da Resolução da distribuidora acessada, conforme a fórmula seguinte:

$$CSD_r = \sum_{1}^{p}\left(MUSD_{P-p} \times TUSD_{P-pr} + MUSD_{FP-p} \times TUSD_{FP-pr}\right) + \sum_{1}^{p}\left(EM_p \times TUSD_{E-pr}\right) \quad (5)$$

onde:

CSD_r: custo de uso das instalações do sistema de distribuição para a data de reajuste r;

$MUSD_{FP-p}$: montante de uso do sistema de distribuição, observando a Contratação Eficiente, no horário Fora Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW;

$MUSD_{P-p}$: montante de uso do sistema de distribuição, observando a Contratação Eficiente, no horário Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW;

$TUSD_{FP-pr}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário Fora Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/kW, homologada pela ANEEL;

$TUSD_{P-pr}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário de Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/kW, homologada pela ANEEL;

EM_p: energia medida no ponto de conexão p no período de referência, em MWh;

$TUSD_{E-pr}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na data de reajuste r, em R$/MWh, homologada pela ANEL; e

p: pontos de conexão com outras distribuidoras, conforme CUSD.

39. Os custos relativos ao uso dos sistemas de distribuição serão calculados observando a Contratação Eficiente, que é definido como o montante faturado que esteja entre o intervalo de 100% até 110% do MUSD contratado. Caso o montante faturado seja inferior ao contratado, será considerado o valor contratado para o cálculo tarifário. Caso o montante utilizado seja superior ao contratado será considerado o valor faturado até o limite de 110% do valor contratado.

40. Os montantes contratados do CUSD estão sujeitos à análise e validação conforme metodologia de contratação definida pela ANEEL.

41. A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) é o valor vigente na data do processo tarifário em processamento.

3.7. CUSTOS RELATIVOS À CONEXÃO À REDE DE OUTRA DISTRIBUIDORA

42. O custo de conexão à rede de distribuição refere-se à utilização das instalações de conexão de uso exclusivo pertencente a outra distribuidora. Essas instalações são disponibilizadas diretamente à distribuidora por outra distribuidora, mediante a celebração do contrato de conexão às instalações de distribuição (CCD).

43. O valor desse custo de conexão consta do respectivo CCD, o qual está sujeito à análise e validação conforme metodologia de contratação definida pela ANEEL.

44. O custo de conexão anual entre distribuidoras a ser reconhecido no processo tarifário corresponde ao valor estabelecido no CCD atualizado para a data do reajuste tarifário em processamento da distribuidora acessante.

ANEXO XXX

Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 3.4

ENCARGOS SETORIAIS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os critérios e procedimentos relativos ao cálculo dos encargos setoriais a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste Submódulo são aplicáveis aos reajustes tarifários anuais (RTA) e, no que couber, às revisões tarifárias periódicas (RTP) das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. ENCARGOS SETORIAIS

3. São entendidos como Encargos Setoriais os custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por Lei, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual.

4. Os Encargos Setoriais integrantes da Parcela A nos processos tarifários são os seguintes:

i. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

ii. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

iii. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;

iv. Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;

v. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

vi. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE; e

vii. Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS.

3.1. CDE

5. A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi criada pela Lei nº 10.438/2002, posteriormente alterada pelas Leis nº 10.762/2003, nº 10.848/2004 e 12.783/2013, e regulamentada pelos Decretos nº 4.541/2002, nº 4.970/2004 e 7.891/2013, para: (i) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados; (ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; (iii) custear a subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; (iv) prover recursos para cobertura dos dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e da Reserva Global de Reversão – RGR; e (v) custear os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

3.2. PROINFA

6. A Lei nº 10.438/2002, em seu art. 3º, alterado pelo art. 9º da Lei nº 10.762/2003, e pelo artigo 2º da Lei nº 10.889/2004, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, o aumento da participação de agentes no setor elétrico.

7. A Lei nº 10.438/2002, alterada pela Lei º 12.212/2010, também estabelece, em seu art. 3º, que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela ELETROBRAS, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, serão rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

8. O Decreto nº 5.025/2004, em seu art. 15, determina que compete à ANEEL regulamentar os procedimentos para o rateio da energia e dos custos referentes ao PROINFA.

3.3. CFURH

9. A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) foi criada pela Lei n.º 7.990/1989, que institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva.

10. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:

$$CFURH = TAR \times GH \times PERC \quad (1)$$

onde:
TAR: refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R$/MWh);
GH: é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica; e
PERC: é o percentual de 6,75%, definido pela Lei 9.648/1998 e determinado pela Resolução Normativa ANEEL nº 67/2001, ou o que vier a sucedê-la, a ser aplicado sobre o produto da Tarifa Atualizada de Referência e do montante de geração mensal.

3.4. ESS e EER

11. O Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a Lei nº 10.848/2004, determina em seu art. 44 que a ANEEL, no reajuste ou revisão tarifária, deverá contemplar a previsão dos custos com o Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e com Encargo de Energia de Reserva (EER), para os doze meses subsequentes.

12. No art. 59, o Decreto nº 5.163/2004 atribui que a contabilização e liquidação do Encargo de Serviços do Sistema possa ser efetuada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme definido nas Regras e Procedimentos de Comercialização de Energia, e que os serviços do sistema devem ser compostos inclusive pelos serviços ancilares prestados aos usuários do SIN, compreendendo, dentre outros:

i. os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;

ii. a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;

iii. a reserva de capacidade, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e

iv. a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

13. A Resolução CNPE nº 8/2007, aponta mais dois componentes do ESS vinculados a segurança energética do sistema, sendo ambos decorrentes de despacho fora da ordem de mérito econômico, o ESS por ordem do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o ESS associado à Curva de Aversão ao Risco (CAR).

14. O EER, conforme previsto no Decreto nº 6.353/2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

3.5. TFSEE

15. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei n.º 9.427/1996, regulamentada pelo Decreto n.º 2.410/1997, e posteriormente alterada pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

3.6. P&D e PEE

16. O encargo referente à Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa de Eficiência Energética (PEE) foi criado pela Lei nº. 9.991/2000, de 24 de julho de 2000. A legislação estabelece a obrigação das concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica de aplicarem, anualmente, percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética no uso final. As mencionadas alíquotas foram definidas pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 271/2000 e nº 316/2008, ou o que vier a sucedê-las, sendo as seguintes:

i. para pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, no mínimo, 0,75%; e

ii. para programas de eficiência energética no uso final, no mínimo, 0,25%

17. A Lei nº. 9.991/2000 definiu que, até 31 de dezembro de 2015, os percentuais mínimos de 0,75% e 0,25% sejam de 0,50%, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia.

3.7. ONS

18. As Leis n° 9.648/1998 e n° 10.848/2004 e o Decreto n° 5.081/2004, definem as regras de organização e os procedimentos necessários ao funcionamento do Operador Nacional do Sistema (ONS). Tal assunto encontra-se disciplinado pelas Resoluções ANEEL n° 351/1998 e n° 373/1999, ou o que vier a sucedê-la, e Resolução Autorizativa nº 772/2006, e alterações supervenientes.

19. Com base no orçamento anual do ONS aprovado pela ANEEL, as distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades de coordenação e controle da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN.

4. PROCEDIMENTO TARIFÁRIO NA DRA

20. O procedimento a ser adotado na data de referência anterior (DRA) em relação a cada encargo setorial, de modo a assegurar a neutralidade dos itens de custos não gerenciáveis da "Parcela A", corresponde a apurar o valor faturado no período de referência mediante a aplicação do componente tarifário econômico associado ao respectivo encargo setorial, vigente na DRA, ao Mercado de Referência Ajustado, conforme Submódulo 7.3 do PRORET.

5. COBERTURA TARIFÁRIA NA DRP

21. A cobertura tarifária na DRP de cada encargo setorial é obtida conforme procedimentos descritos a seguir.

5.1. CDE

22. Corresponde ao valor da quota anual vigente, aprovada por meio de Resolução específica da ANEEL, conforme Submódulo 5.2 do PRORET, podendo ser expressa da seguinte forma:

$$CDE\_DRP = QuotaAnualCDE \quad (2)$$

5.2. PROINFA

23. Corresponde ao valor da quota anual de custeio vigente, aprovada por meio de Resolução específica da ANEEL, conforme Submódulo 5.3 do PRORET, sendo, portanto, expressa da seguinte forma:

$$PROINFA\_DRP = QuotaAnualdeCusteioPROINFA \quad (3)$$

5.3. CFURH

24. Nos Sistemas Isolados não deve ser incorporada qualquer cobertura tarifária para a CFURH, uma vez que tais despesas devem compor o custo total de geração para fins de reembolso pela CCC.

25. Para as concessionárias com geração própria no SIN, mantém-se a sistemática de previsão de despesas levando em consideração o montante de energia gerada pela central hidrelétrica e a Tarifa Atualizada de Referência (TAR) vigente na época do reajuste, conforme Submódulo 5.9 do PRORET.

5.4. ESS e EER

26. Corresponde ao somatório das previsões anuais de ESS e EER definida pela SGT, com base em informações fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, conforme Submódulo 5.4 do PRORET, sendo expressa da seguinte forma:

$$ESS\_DRP = PrevisãoESS + PrevisãoEER \quad (4)$$

5.5. TFSEE

27. Corresponde à contribuição anual devida pela concessionária, a ser paga a partir do mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, definido pela SGT conforme Submódulo 5.5 do PRORET e homologada por meio de Despacho específico da ANEEL, podendo então ser descrita da seguinte forma:

$$TFSEE\_DRP = QuotaAnualdaTFSEE \quad (5)$$

5.6. P&D e PEE

28. Corresponde ao produto de 1,0% da Receita Operacional Líquida regulatoriamente apurada no reajuste tarifário em processamento, sendo esta igual ao somatório da receita anual econômica na DRP (RA_1) com o valor total dos componentes financeiros pertinentes, deduzidos os valores econômicos e financeiros relativos aos encargos setoriais CDE e P&D/PEE, conforme Submódulo 5.6 do PRORET.

5.7. ONS

29. Corresponde à contribuição anual de responsabilidade da concessionária de distribuição, vigente na data do reajuste em processamento, que compõe o orçamento anual do Operador Nacional do Sistema - ONS aprovado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF, conforme Submódulo 5.8 do PRORET.

6. FLUXOGRAMA DE CÁLCULO DOS ENCARGOS SETORIAIS

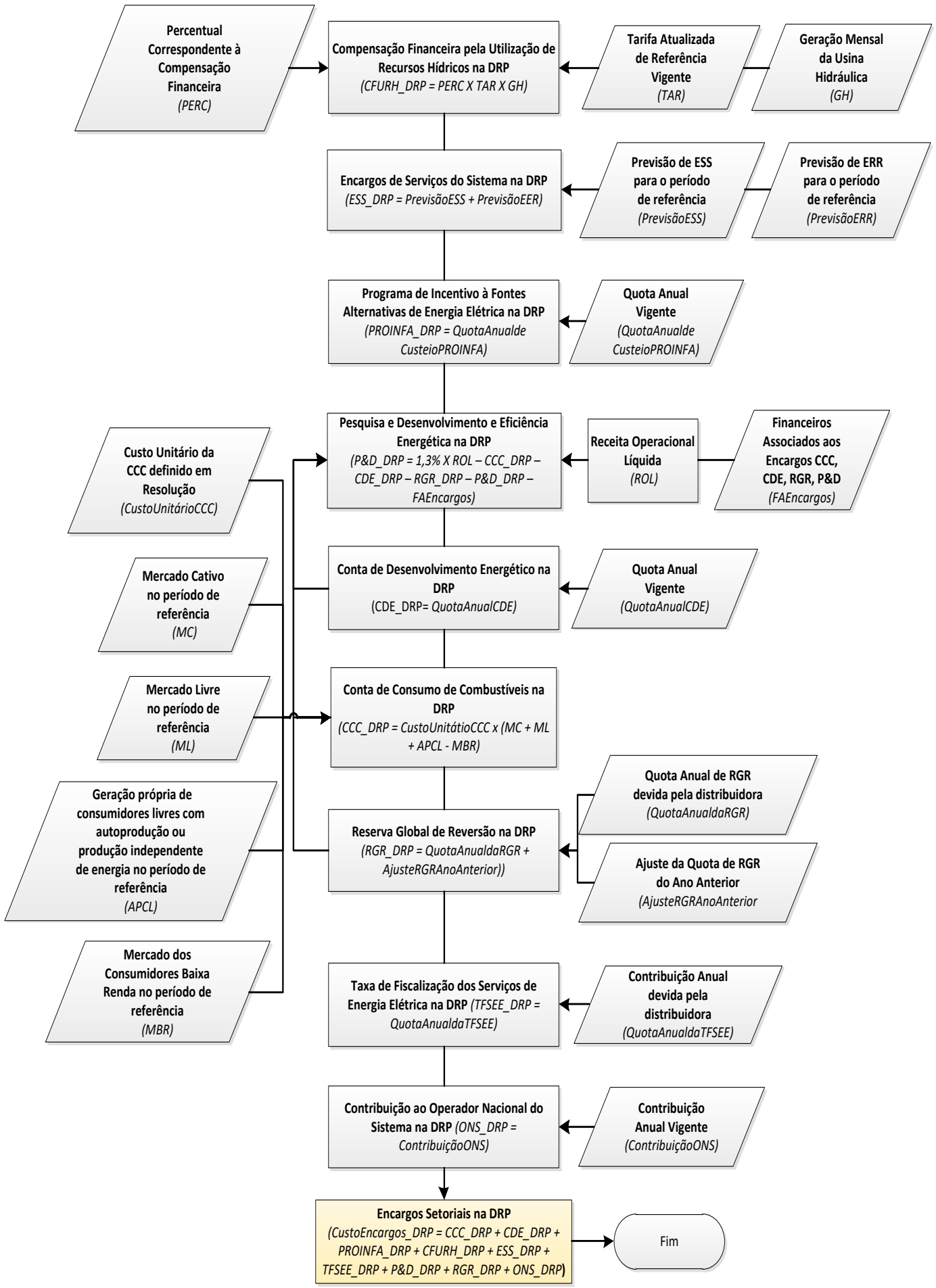


Figura 1 – Fluxograma de Cálculo dos Encargos Setoriais em DRP

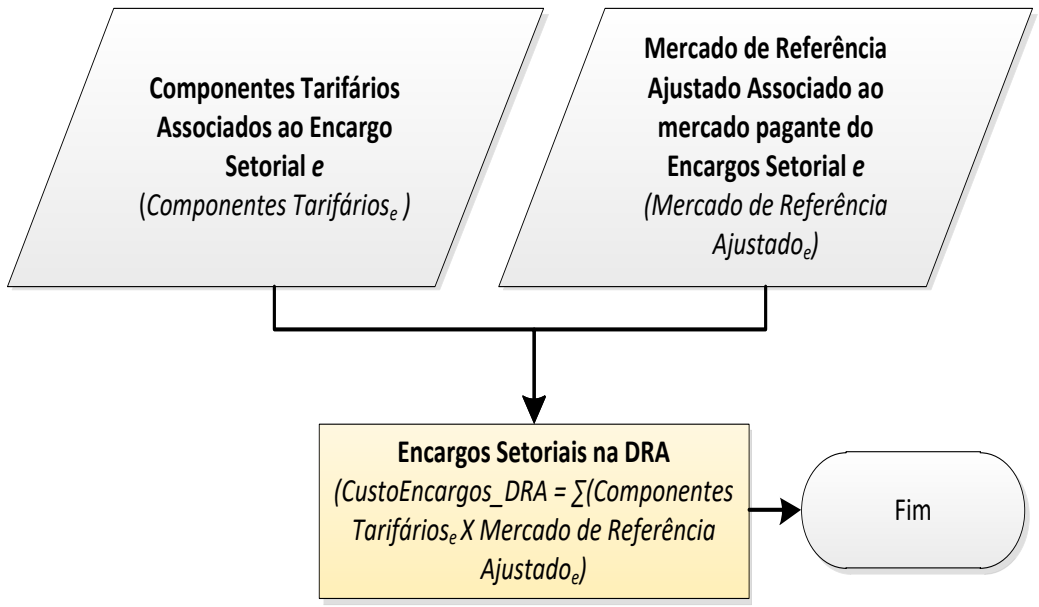


Figura 2 – Fluxograma de Cálculo dos Encargos Setoriais em DRA

ANEXO XXXI

Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 3.4A

ENCARGOS SETORIAIS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os critérios e procedimentos relativos ao cálculo dos encargos setoriais a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste submódulo são aplicáveis aos reajustes e revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, prorrogadas nos termos do Decreto n° 8.461/2015 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.

3. ENCARGOS SETORIAIS

3. São entendidos como Encargos Setoriais os custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por Lei, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual.

4. Os Encargos Setoriais integrantes da Parcela A nos processos tarifários são os seguintes:

i. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

ii. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

iii. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;

iv. Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;

v. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; e

vi. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE.

3.1. CDE

5. A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi criada pela Lei nº 10.438/2002, posteriormente, alterada pelas Leis nº 10.762/2003, nº 10.848/2004 e nº 12.783/2013, e regulamentada pelos Decretos nº 4.541/2002, nº 4.970/2004 e nº 7.891/2013, para:

i. promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados;
ii. promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;

Iii. custear a subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;
iv. prover recursos para cobertura dos dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e da Reserva Global de Reversão – RGR;

v. custear os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica; e

vi. prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária.

3.2. PROINFA

6. A Lei nº 10.438/2002, em seu art. 3º, alterado pelo art. 9º da Lei nº 10.762/2003, e pelo artigo 2º da Lei nº 10.889/2004, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, o aumento da participação de agentes no setor elétrico.

7. A Lei nº 10.438/2002, alterada pela Lei nº 12.212/2010, também estabelece, em seu art. 3º, que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela Eletrobras, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, serão rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

8. O Decreto nº 5.025/2004, em seu art. 15, determina que compete à ANEEL regulamentar os procedimentos para o rateio da energia e dos custos referentes ao PROINFA.

3.3. CFURH

9. A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) foi criada pela Lei n.º 7.990/1989, que institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva.

10. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:

$$CFURH = TAR \times GH \times PERC \qquad (1)$$

onde:
TAR: refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R$/MWh);
GH: é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica; e
PERC: é o percentual de 6,75%, definido pela Lei 9.648/1998 e determinado pela Resolução Normativa ANEEL nº 67/2001, ou o que vier a sucedê-la, a ser aplicado sobre o produto da Tarifa Atualizada de Referência e do montante de geração mensal.

3.4. ESS e EER

11. O Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a Lei nº 10.848/2004, determina em seu art. 44 que a ANEEL, no reajuste ou revisão tarifária, deverá contemplar a previsão dos custos com o Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e com Encargo de Energia de Reserva (EER), para os doze meses subsequentes.

12. No art. 59, o Decreto nº 5.163/2004 atribui que a contabilização e liquidação do Encargo de Serviços do Sistema possa ser efetuada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme definido nas Regras e Procedimentos de Comercialização de Energia, e que os serviços do sistema devem ser compostos inclusive pelos serviços ancilares prestados aos usuários do SIN, compreendendo, dentre outros:

i. os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;

ii. a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;

iii. a reserva de capacidade, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e

iv. a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

13. A Resolução CNPE nº 8/2007, aponta mais dois componentes do ESS vinculados a segurança energética do sistema, sendo ambos decorrentes de despacho fora da ordem de mérito econômico, o ESS por ordem do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o ESS associado à Curva de Aversão ao Risco (CAR).

14. O EER, conforme previsto no Decreto nº 6.353/2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

3.5. TFSEE

15. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei n.º 9.427/1996, regulamentada pelo Decreto n.º 2.410/1997, e posteriormente alterada pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

3.6. P&D e PEE

16. O encargo referente à Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa de Eficiência Energética (PEE) foi criado pela Lei nº. 9.991/2000, de 24 de julho de 2000. A legislação estabelece a obrigação das concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica de aplicarem, anualmente, percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética no uso final. As mencionadas alíquotas foram definidas pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 271/2000 e nº 316/2008, ou o que vier a sucedê-las, sendo as seguintes:

i. para pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, no mínimo, 0,75%; e

ii. para programas de eficiência energética no uso final, no mínimo, 0,25%

17. A Lei nº. 9.991/2000 definiu que, até 31 de dezembro de 2015, os percentuais mínimos de 0,75% e 0,25% sejam de 0,50%, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia.

4. COBERTURA TARIFÁRIA

18. A cobertura tarifária de cada encargo setorial é obtida conforme procedimentos descritos a seguir.

4.1. CDE

19. Corresponde ao valor da quota anual vigente, aprovada por meio de Resolução específica da ANEEL, conforme Submódulo 5.2 do PRORET, podendo ser expressa da seguinte forma:

$$CDE = QuotaAnualCDE \quad (2)$$

4.2. PROINFA

20. Corresponde ao valor da quota anual de custeio vigente, aprovada por meio de Resolução específica da ANEEL, conforme Submódulo 5.3 do PRORET, sendo, portanto, expressa da seguinte forma:

$$PROINFA = QuotaAnualdeCusteioPROINFA \quad (3)$$

4.3. CFURH

21. Nos Sistemas Isolados não deve ser incorporada qualquer cobertura tarifária para a CFURH, uma vez que tais despesas devem compor o custo total de geração para fins de reembolso pela CCC.

22. Para as concessionárias com geração própria no SIN, mantém-se a sistemática de previsão de despesas levando em consideração o montante de energia gerada pela central hidrelétrica e a Tarifa Atualizada de Referência (TAR) vigente na época do reajuste, conforme Submódulo 5.9 do PRORET.

4.4. ESS e EER

23. Corresponde ao somatório das previsões anuais de ESS e EER definida pela SGT, com base em informações fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG e pela CCEE, conforme Submódulo 5.4 do PRORET, sendo expressa da seguinte forma:

$$ESS = PrevisãoESS + PrevisãoEER \quad (4)$$

4.5. TFSEE

24. Corresponde à contribuição anual devida pela concessionária, a ser paga a partir do mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, definido pela SGT conforme Submódulo 5.5 do PRORET e homologada por meio de Despacho específico da ANEEL, podendo então ser descrita da seguinte forma:

$$TFSEE = QuotaAnualdaTFSEE \quad (5)$$

4.6. P&D e PEE

25. Corresponde ao produto de 1,0% da Receita Operacional Líquida regulatoriamente apurada no reajuste tarifário em processamento, sendo esta igual ao somatório da receita requerida econômica (RR_1) com o valor total dos componentes financeiros pertinentes, deduzidos os valores econômicos e financeiros relativos aos encargos setoriais CDE e P&D/PEE, conforme Submódulo 5.6 do PRORET.

ANEXO XXXII

Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição

Submódulo 4.1

CONCEITOS GERAIS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os conceitos gerais considerados na apuração de Componentes Financeiros nos processos de Reajuste Tarifário Anual e de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. CONCEITO

2. Para os fins deste Módulo, os Componentes Financeiros consistem em montantes (R$) apurados pela ANEEL a cada período tarifário, e que são acrescentados ou subtraídos dos processos tarifários ordinários, conforme procedimento de cálculo descrito no Submódulo 3.1 do PRORET, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras.

3. Os componentes financeiros são agregados em três subgrupos e organizados em três submódulos igualmente:

I. Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A", CVA, Submódulo 4.2;

II. Sobrecontratação, Submódulo 4.3; e

III. Demais Componentes Financeiros, DCF, Submódulo 4.4.

3. ABRANGÊNCIA

4. Aplicam-se, as regras deste submódulo, aos três subgrupos Componentes Financeiros, definidos no parágrafo 3.

5. A lista de subgrupos relacionados no parágrafo 3 é exaustiva, ou seja, são os únicos que podem ser considerados nos processos tarifários, sendo os financeiros que constituem cada um deles elencados nos respectivos submódulos, igualmente em listas exaustivas.

6. Excepcionalmente, poderão ser considerados componentes financeiros não listados como DCF, que tiverem sido regulamentados em Resoluções da ANEEL ou por determinações judiciais.

4. PRINCÍPIOS DE APLICAÇÃO

7. A inclusão de Componentes Financeiros nos processos tarifários sempre dar-se-á com base neste módulo.

8. Os Componentes Financeiros serão objeto de fiscalização e apuração pela ANEEL e a inclusão de tais montantes no cálculo tarifário será feita com base em valores fiscalizados e validados segundo os procedimentos da ANEEL.

9. Os montantes de Componentes Financeiros serão apurados conforme as metodologias específicas estabelecidas nos Submódulos de 4.2 a 4.4.

10. Para a construção das tarifas, cada Componente Financeiro, será categorizado ou correlacionado conforme os custos da base econômica observando o disposto no módulo 7.

ANEXO XXXIII

Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição

Submódulo 4.2

Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A"

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos e critérios para a apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A", CVA, de que trata a Portaria Interministerial (PI) MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002, com redação alterada pela Portaria Interministerial MF/MME nº 361, de 26 de novembro de 2004, aplicáveis às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste submódulo são aplicáveis na apuração do saldo da CVA relativa aos processos tarifários realizados a partir de janeiro de 2015.

3. ASPECTOS GERAIS

3. Em um processo tarifário, os custos regulatórios são determinados por previsão e estão sujeitos a variações durante a vigência do novo período tarifário. Alguns custos possuem um mecanismo de captura dos desvios entre a previsão e o valor realizado, previsto pela PI MF/MME nº 025, de 2002.

4. Assim, durante o ciclo tarifário, apuram-se os desvios destes custos em relação ao valor previsto na tarifa fixada no início de cada ciclo tarifário e que são compensados por ocasião do processo tarifário seguinte.

5. Consoante PI MF/MME nº 025, de 2002, art. 1º, a CVA se destina a registrar as variações ocorridas no ciclo tarifário dos valores regulatórios dos seguintes itens de custo da Parcela "A":

(i) Tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional;

(ii) Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional;

(iii) Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;

(iv) Quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

(v) Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica;

(vi) Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos;

(vii) Encargos de serviços de sistema – ESS;

(viii) Quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa; e

(ix) Custos de aquisição de energia elétrica.

6. As variações de que trata o inciso ix do parágrafo 5 são calculadas em função das modificações de preços praticadas na aquisição de energia elétrica, incluídas as decorrentes do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, art. 28, §§ 3º e 4º.

7. A CVA reflete variação de custo unitário (uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, transporte da energia de Itaipu, repasse de potência de Itaipu, compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos e aquisição de energia elétrica) ou variação de custo total (CCC, CDE, ESS, Proinfa e ajustes financeiros oriundos dos processos de determinação dos custos reais).

8. Quando a CVA se referir a variações de custo unitário, o saldo é calculado pelo diferencial de preço, real e previsto, aplicado ao montante associado ao mês de competência para o respectivo custo.

9. Quando a CVA se referir a variações de custo total, o saldo é calculado pelo diferencial de custo, real e previsto, do mês de competência para o respectivo custo.

10. O saldo da CVA para cada item é definido como as diferenças calculadas conforme parágrafos 8 e 9, acrescidas das respectivas remunerações financeiras, taxa de juros SELIC, PI MF/MME 025, de 2002, art. 2º, §2º.

11. Para fins de apuração do saldo, a CVA é segregada em duas partes: CVA 5º Dia Útil e CVA em Processamento.

(i) a CVA 5º Dia Útil refere-se à diferença entre o somatório das despesas nas datas de pagamento e a previsão tarifária considerada no último processo tarifário homologado da concessionária, acrescida da remuneração financeira, taxa de juros SELIC para o período, até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

(ii) a CVA em Processamento é obtida pela aplicação da remuneração projetada para o período de doze meses subsequentes sobre o saldo da CVA 5º dia útil e seu valor deverá ser considerado como componente financeiro no processo tarifário, PI MF/MME 025, de 2002, art. 3º, §2º.

12. A taxa de juros projetada de que trata o parágrafo 11, item (ii) será dada pelo menor valor obtido pela comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC – para títulos públicos federais, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente aos trinta dias anteriores à data de reajuste tarifário anual, e a projeção de variação indicada no mercado futuro, trinta dias antes da data de reajuste tarifário anual, da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses, PI MF/MME 025, de 2002, art. 3º, §3º.

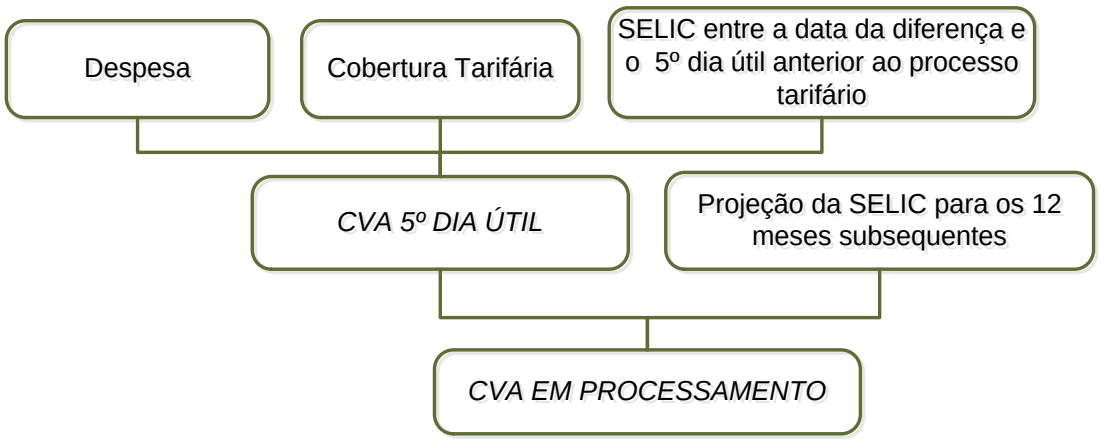


Figura 1- Esquema Geral de Apuração da CVA em Processamento

13. Ao final do período de compensação da CVA em Processamento, correspondente aos 12 meses subsequentes ao processo tarifário, será verificado se o saldo foi efetivamente compensado, por meio da CVA Saldo a Compensar, PI MF/MME 025, de 2002, art. 3º, §4º.

14. A apuração da CVA Saldo a Compensar observará:

(i) as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do processo tarifário da concessionária e o mercado verificado nos 12 meses da compensação; e

(ii) a diferença entre a taxa projetada e a taxa SELIC verificada.

15. O valor da CVA Saldo a Compensar deve ser considerado como componente financeiro no processo tarifário.

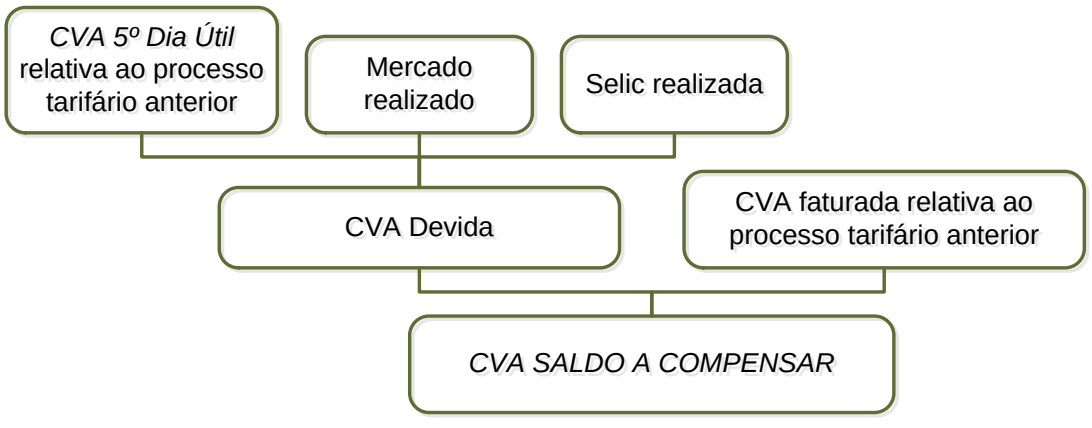


Figura 2- Esquema Geral de Apuração da CVA Saldo a Compensar

4. CVA 5º DIA ÚTIL

16. O método de apuração da CVA 5º dia útil de cada item da Parcela A será definido conforme a natureza da variação entre a previsão tarifária e o pagamento. Assim, a apuração da CVA foi dividida em três métodos, sendo estes:

(i) **Método Tipo 1: Variações de Custos.**

O Método 1 é empregado para a apuração da CVA 5º dia útil dos itens da Parcela A que tem seus valores definidos como cotas de custeio, em R$, bem como os oriundos dos processos de determinação dos custos reais.

Para os elementos associados a variação de cotas de custeio, o saldo da CVA é obtido por meio da apuração da diferença entre as despesas realizadas, em R$, nas datas de pagamento e a respectiva previsão concedida, em R$, vigente na competência de apuração, acrescida da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

O Método 1, referente às cotas de custeio, é utilizado para a apuração da CVA 5º dia útil dos seguintes itens da Parcela A: CDE, Proinfa e ESS/EER.

(ii) **Método Tipo 2: Variações de Preços**.

O Método 2 é empregado para a apuração da CVA 5º dia útil dos itens da Parcela A que tem seus valores definidos pela aplicação de preços (R$/MW ou R$/MWh), ou custo médio, sobre montantes de potência ou energia (MW ou MWh).

Por este método, o saldo da CVA é obtido por meio da aplicação da diferença de preços (R$/MW ou R$/MWh) nas datas de pagamento e a respectiva previsão tarifária (R$/MW ou R$/MWh) concedida no processo tarifário da concessionária, vigente na competência de apuração, sobre o montante de demanda ou energia contratada (MW ou MWh), acrescida da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

O Método 2 é utilizado para a apuração da CVA 5º dia útil dos seguintes itens da Parcela A: Transporte da energia de Itaipu, Rede Básica, CFURH e Compra de Energia.

Para o caso da CVA de energia, consideram-se as quantidades resultantes da contabilização da CCEE, se o contrato for modelado naquela câmara.

(iii) Método Tipo 3: Ajustes Financeiros.

O Método 3 é empregado quando ocorrem alterações de valores de despesas e não houver variações de quantidades de potência ou de energia, sendo as coberturas relativas a competências já consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores, mas que, pelo regime de caixa, o ajuste financeiro se deu em data pertencente ao período de apuração da CVA 5º dia útil.

Por este método, o saldo da CVA é obtido por meio da apuração dos valores dos ajustes financeiros, em R$, na data de pagamento ou recebimento, acrescidos da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

O Método 3 pode ser utilizado para todos os itens da Parcela A de que trata o parágrafo 5 deste Submódulo, quando ocorrerem ajustes financeiros relativos a competências consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores.

17. Os valores de previsão são aqueles utilizados no processo que definiu as tarifas homologadas vigentes na data de competência do cálculo das diferenças.

18. Para os valores de efetivo pagamento, são empregadas as informações encaminhadas pela CCEE e os registros do banco de pagamentos fiscalizados pela SFF.

19. A distribuidora encaminhará os dados de pagamentos até o 10º dia do segundo mês posterior ao fechamento daquele em que forem efetuados os pagamentos, conforme orientações da SFF. Por sua vez, a SGT disponibilizará, mensalmente, os cálculos parciais das CVAs das concessionárias. A SGT encaminhará o memorial de cálculo do saldo da CVA para a distribuidora em D-45, tendo a empresa até D-20 para propor os ajustes em datas de pagamentos e valores em função do efetivo faturamento observado.

20. Para o cálculo do saldo da CVA 5º dia útil, o período de apuração será formado pelas competências a partir do último mês considerado no cálculo da CVA anterior até a competência cujo pagamento ocorra até 30 (trinta) dias antes do processo tarifário. Ressalta-se que somente serão consideradas as competências de pagamentos de compra de energia provenientes de CCEAR-Q, CCEAR-D, Itaipu, CCEN e CCGF, se tiver ocorrido a respectiva liquidação centralizada na CCEE.

21. A efetiva fiscalização do saldo da CVA no 5º dia útil é efetuada pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL – segundo regulamento próprio.

4.1. APLICAÇÃO DO MÉTODO 1

4.1.1. Conta de Desenvolvimento Energético

22. A CDE foi criada pela Lei nº 10.438/2002, posteriormente alterada pelas Leis nº 10.762/2003, nº 10.848/2004, 12.783/2013, 13.299/2016 e 13.360/2016 e regulamentada pelos Decretos nº 7.891/2013 e 9.022/2017, para:

(i) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados;

(ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;

(iii) custear a subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;

(iv) prover recursos para previsão dos dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;

(v) custear os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição e transmissão de energia elétrica;

(vi) custear a subvenção para cooperativas de eletrificação rural devido à reduzida densidade de carga em relação à principal distribuidora supridora;

(vii) custear Programas de Desenvolvimento e Qualificação de Mão de Obra Técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica; e

(viii) custear a gestão e movimentação da CDE, da CCC e da RGR pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, incluídos os custos administrativos, os custos financeiros e os tributos.

23. O pagamento das cotas de custeio da CDE é realizado mensalmente pelas distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN – à CCEE.

24. Os dados de pagamento são obtidos a partir das informações da fiscalização da SFF.

25. A previsão tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos das cotas de CDE corresponde ao valor considerado para este encargo setorial no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a previsão tarifária corresponde à anual dividida por 12.

26. A apuração do saldo da CVA da CDE é efetuada em duas partes: CDE Uso e CDE Energia.

27. O saldo da CVA 5º dia útil referente à CDE Uso será obtido:

$$\mathrm{CVA\_5DU_{CDE\_USO}} = \sum_{\mathrm{m}} \left(\frac{\mathrm{PGTO\_CDE_m^{USO}} - \frac{\mathrm{CT\_CDE_m^{USO}}}{12}}{\mathrm{SELIC_{DP}}} \right) \times \mathrm{SELIC_{5DU}} \qquad (1)$$

onde:
$PGTO\_CDE_m^{USO}$: valor do duodécimo da cota da CDE Uso, definida pela ANEEL em resolução específica, referente ao mês de competência m;
$CT\_CDE^{USO}_m$: valor da cobertura da cota da CDE Uso, em R$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m;
DP: é a data de pagamento;
5DU: é a data que representa o quinto dia útil anterior à data do processo tarifário sob cálculo; e
$SELIC_k$: número índice da taxa SELIC referente à data k.

28. O saldo da CVA 5º dia útil referente à CDE Energia será obtido:

$$\mathrm{CVA\_5DU_{CDE\_ENERGIA}} = \sum_{\mathrm{m}} \left(\frac{\mathrm{PGTO\_CDE_m^{ENERGIA}} - \frac{\mathrm{CT\_CDE_m^{ENERGIA}}}{12}}{\mathrm{SELIC_{DP}}} \right) \times \mathrm{SELIC_{5DU}} \qquad (2)$$

onde:
$PGTO\_CDE_m^{ENERGIA}$: valor do duodécimo da cota da CDE Energia, definida pela ANEEL em resolução específica, referente ao mês de competência m; e
$CT\_CDE_m^{ENERGIA}$: valor da cobertura da cota da CDE Energia, em R$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m.

29. Para a previsão tarifária da CDE relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão tarifária, ordinária ou extraordinária, da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$\text{mês de processo tarifário} \Rightarrow \mathrm{CT\_CDE^T_m} = \frac{\mathrm{CT\_CDE^T_{m-1}} \times (\delta - 1) + \mathrm{CT\_CDE^T_{m+1}} \times (\mathrm{D} - \delta + 1)}{\mathrm{D}} \qquad (3)$$

onde:
D: quantidade de dias do mês do processo tarifário da distribuidora;
m: índice para o mês do ano civil, sendo m $\in$ {1; 2; 3… 12};
T: conjunto composto pela CDE Uso e CDE Energia; e
δ: dia de início de vigência do processo tarifário da distribuidora.

30. A CVA CDE Energia (Decreto 7.945 ou Conta ACR) será apurada apenas nos casos em que as cotas homologadas pela ANEEL não forem concatenadas com os processos de reajuste e revisão tarifária.

4.1.2. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

31. O Proinfa foi instituído pela Lei nº 10.438/2002, com redação alterada pelas Leis nº 10.762/2003 e nº 10.889/2004, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, o aumento da participação de agentes no setor elétrico.

32. O pagamento das cotas de custeio do Proinfa é realizado mensalmente pelas distribuidoras do SIN à Eletrobrás.

33. Os dados de pagamento são obtidos a partir de informações da fiscalização da SFF.

34. A cobertura tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos das cotas de Proinfa corresponde ao valor considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a cobertura tarifária corresponde à previsão tarifária anual dividida por 12.

35. O saldo da CVA 5º dia útil referente ao Proinfa será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$\mathrm{CVA\_5DU_{PROINFA}} = \sum_{\mathrm{m}} \left(\frac{\mathrm{PGTO\_PROINFA_m} - \frac{\mathrm{CT\_PROINFA_m}}{12}}{\mathrm{SELIC_{DP}}} \right) \times \mathrm{SELIC_{5DU}} \qquad (4)$$

onde:

$PGTO\_PROINFA_m$: valor do duodécimo da cota do Proinfa, definida pela ANEEL em resolução específica, referente ao mês de competência m; e
$CT\_PROINFA_m$: valor da cota do Proinfa, em R$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m.

36. Para a previsão tarifária do Proinfa relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão tarifária, ordinária ou extraordinária, da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$\text{mês de processo tarifário} \Rightarrow \mathrm{CT\_PROINFA^m} = \frac{\mathrm{CT\_PROINFA_{m-1}} \times (\delta - 1) + \mathrm{CT\_PROINFA_{m+1}} \times (\mathrm{D} - \delta + 1)}{\mathrm{D}} \qquad (5)$$

4.1.3. Encargo de Serviços do Sistema

37. Para fins de cálculo da CVA ESS, considera-se Encargo de Energia de Reserva - EER - como componente de formação do custo ESS.

38. O Decreto nº 5.163, de 2004, estabeleceu que a contabilização e a liquidação do ESS são efetuadas pela CCEE, conforme as Regras e Procedimentos de Comercialização de Energia, e que os serviços do sistema devem ser compostos inclusive pelos serviços ancilares prestados aos usuários do SIN, compreendendo, dentre outros:

(i) os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;

(ii) a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;

(iii) a reserva de capacidade, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e

(iv) a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

39. O EER, conforme previsto no Decreto nº 6.353, de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

40. Os pagamentos associados ao ESS e ao EER são contabilizados e liquidados mensalmente pelas distribuidoras do SIN no âmbito da CCEE, conforme Regras de Comercialização.

41. Para fins de apuração da CVA de ESS/EER serão utilizados os valores informados pela CCEE relativos à contabilização, evento 0 (zero), conforme regras definidas no Módulo 10 – Consolidação de Resultados das Regras de Comercialização, que serão consolidados pela ANEEL por meio das variáveis:

VL_ENCARGOS $_{a,m}$: Total de pagamentos de ESS do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
VL_TAR_ENC$_{a,m}$: Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
VL_Aj_EER_C$_{a,m}$: Valor de EER final ajustado, com sucessão, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
VL_RES_EXCD_ER$_{a,m}$: Valor do Excedente Financeiro da Energia de Reserva por cada perfil de “a”, no mês de apuração “m”.
VL_E_DESC$_{a,m}$: Valor dos ajustes decorrentes do custo de descolamento de usinas que se enquadrem na situação PLD<CVU≤CMO, do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”.

42. Para a definição das datas de pagamento, será empregado o Calendário da Liquidação Financeira da Energia de Reserva para EER e o Calendário da Liquidação Financeira para ESS, ambos disponíveis no sítio da CCEE.

43. A previsão tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos de ESS/EER corresponde ao valor considerado para estes encargos setoriais no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a previsão tarifária corresponde à previsão tarifária anual, CT_ESS e CT_EER, dividida por 12.

44. A previsão tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos de ESS e de EER corresponde ao valor considerado para cada um desses encargos, separadamente, no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a previsão tarifária corresponde à anual dividida por 12.

45. O saldo da CVA 5° dia útil referente ao ESS/EER será obtido conforme seguinte fórmula:

(i) Para o subcomponente ESS:

$$CVA\_5DU_{ESS}^{0} = \sum_{m}\left(\frac{VL\_ENCARGOS_{a,m}^{0} - VL\_TAR\_ENC_{a,m}{}_{a,m}^{0} - CT\_ESS^{m}}{SELIC_{DP}}\right) \times SELIC_{5DU} \quad (6)$$

onde:

CT_ESS^{m}: valor da cobertura do ESS, em R$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m.

(ii) Para o subcomponente EER:

$$CVA\_5DU_{EER}^{0} = \sum_{m}\left(\frac{VL\_AJ\_EER\_C_{a,m}^{0} - VL\_RES\_EXCD\_ER_{a,m}^{0} - CT\_EER^{m}}{SELIC_{DP}}\right) \times SELIC_{5DU} \quad (7)$$

onde:

CT_EER^{m}: valor da cobertura do EER, em R$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m.

46. Para a previsão tarifária do ESS e do EER relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão tarifária, ordinária ou extraordinária, da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, obtido conforme a seguinte fórmula:

mês de processo tarifário $\Rightarrow CT\_ESS^{m}$

$$\frac{CT\_EES^{m-1} \times (\delta - 1) + CT\_ESS^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (8)$$

mês de processo tarifário $\Rightarrow CT\_EER^{m}$

$$\frac{CT\_EER^{m-1} \times (\delta - 1) + CT\_EER^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (9)$$

4.2. APLICAÇÃO DO MÉTODO 2

4.2.1. Transporte de Itaipu

47. O Transporte da energia de Itaipu refere-se ao custo com as instalações de transmissão, que não integram a Rede Básica, e são de uso exclusivo da UHE Itaipu. O pagamento é realizado mensalmente pelas distribuidoras cotistas a Furnas Centrais Elétricas S.A. - Furnas.

48. A CVA de Transporte de Itaipu tem como finalidade capturar a diferença de preços entre a tarifa de transporte da energia de Itaipu vigente na data de pagamento e a de previsão tarifária considerada no processo tarifário da concessionária, na data de competência, aplicada sobre o montante de potência contratada.

49. Os valores mensais da potência contratada, bem como a respectiva tarifa de transporte da energia elétrica proveniente da UHE Itaipu, são definidos pela ANEEL em resolução específica.

50. Os dados de pagamento são obtidos a partir de informações da fiscalização da SFF.

51. A tarifa de previsão tarifária concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos do custo do Transporte de Itaipu corresponde à considerada no processo tarifário anterior ao mês de competência.

52. O saldo da CVA 5º dia útil referente ao Transporte de Itaipu será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$CVA\_5DU_{TItaipu} = \sum_{m}\left(\frac{PGTO\_TI_{m} - TTI\_CT^{m} \times PI^{m}}{SELIC_{DP}}\right) \times SELIC_{5DU} \quad (10)$$

onde:

$PGTO\_IT_m$: pagamentos de Transporte de Itaipu, referente ao mês de competência m incluindo o respectivo pagamento do PIS e da COFINS;

TTI^m: tarifa de transporte da energia proveniente da UHE Itaipu, definida pela ANEEL em resolução específica, vigente no mês de competência m;

TTI_CT^m: tarifa de transporte da energia proveniente da UHE Itaipu considerada como cobertura no processo tarifário anterior no mês de competência m; e

PI^m: montante de potência contratada relativa à UHE Itaipu, definida pela ANEEL em resolução específica, no mês de competência m.

53. Para a previsão tarifária de Transporte da energia proveniente de Itaipu relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão, ordinária ou extraordinária, tarifária da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, obtido conforme a seguinte fórmula:

Mês de processo tarifário ⇒ TTI_CT^m

(11)

$$= \frac{\mathrm{TTI\_CT^{m-1}} \times (\delta - 1) + \mathrm{TTI\_CT^{m+1}} \times (\mathrm{D} - \delta + 1)}{\mathrm{D}}$$

4.2.2. CFURH

54. A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) foi criada pela Lei n.º 7.990, de 1989, que institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo aproveitamento de recursos hídricos. O pagamento da CFURH é realizado mensalmente à União pelas geradoras enquadradas nos critérios definidos na Lei n.º 7.990, de 1989, conforme valores definidos pela ANEEL.

55. O valor mensal da CFURH corresponde a um fator de 6,75% do valor da energia constante da fatura, excluídos os tributos e empréstimos compulsórios, sendo que o valor da energia constante da tarifa é obtido pela aplicação da Tarifa Atualizada de Referência – TAR – homologada anualmente pela ANEEL sobre a energia mensal gerada pela respectiva hidrelétrica.

56. A CVA referente à CFURH aplica-se às distribuidoras que possuem usinas hidrelétricas pagadoras deste encargo e tem como finalidade capturar a diferença de preços entre a TAR vigente na data de pagamento e a TAR de previsão tarifária considerada no processo tarifário da distribuidora, aplicada sobre o montante de energia gerada pela usina.

57. Os dados de pagamento são obtidos a partir de informações da fiscalização da SFF.

58. A tarifa de previsão tarifária concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos da CFURH corresponde à TAR considerada no processo tarifário anterior ao mês de competência.

59. O saldo da CVA 5º dia útil referente à CFURH será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$CVA\_5DU_{CFURH} = \sum_m \left(\frac{PGTO\_TAR^m - TAR\_CT^m \times 0{,}0675 \times E\_CFURH^m}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \qquad (12)$$

onde:

$PGTO\_TAR^m$: pagamento CFURH relativo ao mês de competência m;

TAR_CT^m: tarifa atualizada de referência considerada no processo tarifário anterior ao mês de competência m; e

E_CFURH^m: montante mensal de energia gerada pela usina, no mês de competência m.

60. Para a previsão tarifária da CFURH relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão, ordinária ou extraordinária, tarifária da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, obtido conforme a seguinte fórmula:

mês de processo tarifário ⇒ TAR_CT^m

(13)

$$= \frac{\mathrm{TAR\_CT^{m-1}} \times (\delta - 1) + \mathrm{TAR\_CT^{m+1}} \times (\mathrm{D} - \delta + 1)}{\mathrm{D}}$$

4.2.3. Rede Básica

61. O custo de Rede Básica para a distribuidora refere-se às despesas associadas ao uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica (incluído os transformadores de fronteira) e das Demais Instalações de Transmissão – DIT – compartilhadas entre distribuidoras, sendo compostas pelos itens a seguir:

(i) uso pela distribuidora das instalações de Rede Básica e DIT compartilhadas entre distribuidoras;

(ii) uso pela usina de Itaipu das instalações de Rede Básica;

(iii) uso pelas centrais geradoras, conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV, do sistema de transmissão; e

(iv) Valores do Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão – ADCEUST e a Parcela de Ineficiência por ultrapassagem – PI.

62. As tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) são homologadas pela ANEEL em resoluções específicas.

63. Para a apuração do saldo da CVA, é necessário obter a tarifa média de previsão para comparar com o custo efetivo, associado às despesas de Rede Básica para o respectivo mês de competência.

64. Há dois postos tarifários no âmbito da transmissão: ponta e fora ponta.

65. Os montantes de uso pertencentes à Rede Básica são contratados pelas distribuidoras por meio da celebração de contratos de uso do sistema de transmissão (CUST) com o ONS.

66. Para fins de apuração da CVA, em relação ao MUST, empregam-se os dados disponibilizados pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL e considerados nos processos tarifários.

67. Para a tarifa média de cobertura para rede básica no período de ponta do processo tarifário, no mês m, considera-se:

$$TMRB_{ponta}^m = \frac{\sum_m \left(EUST_{COB\,RB_{ponta}}{}^m + EUST_{COB\,RBF_{ponta}}{}^m \right)}{\sum_m MUST_{ponta}{}^m} \qquad (14)$$

onde:

$EUST\_COB_{RBponta}{}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período de ponta, em R$, no processo anterior ao do mês de competência m;

$EUST\_COB_{RBFponta}{}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período de ponta, em R$, no processo anterior ao do mês de competência m; e

$MUST_{ponta}{}^m$: montante de uso do sistema de transmissão para o período de ponta, em MW, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m.

68. Para a tarifa média de cobertura para rede básica no período de fora de ponta do processo tarifário, no mês m, considera-se:

$$\mathrm{TMRB}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{fponta}} = \frac{\sum_{\mathrm{m}} \left(\mathrm{EUST\_COB_{RB_{fponta}}}^{\mathrm{m}} + \mathrm{EUST\_COB_{RBF_{fponta}}}^{\mathrm{m}} \right)}{\sum_{\mathrm{m}} \mathrm{MUST_{fponta}}^{\mathrm{m}}} \quad (15)$$

onde:
$EUST\_COB_{RBfponta}{}^{m}$: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período fora de ponta, em R$, no processo anterior ao do mês de competência m;
$EUST\_COB_{RBFfponta}{}^{m}$: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período fora de ponta, em R$, no processo anterior ao do mês de competência m; e
$MUST_{fponta}{}^{m}$: montante de uso do sistema de transmissão para o período fora de ponta, em MW, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m.

69. Para a tarifa média de Rede Básica relativa à previsão tarifária do mês de competência coincidente com o mês do processo tarifário da concessionária, seu valor será obtido pro rata die para o mês precedente e o subsequente, em função da data do processo tarifário, conforme a seguinte fórmula:

$$\text{Mês de processo tarifário} \Rightarrow \mathrm{TMRB}^{\mathrm{m}}{}_{\mathrm{PST}} \quad (16)$$

$$= \frac{\mathrm{TMRB}^{\mathrm{m-1}}_{\mathrm{PST}} \times (\delta - 1) + \mathrm{TMRB}^{\mathrm{m+1}}_{\mathrm{PST}} \times (\mathrm{D} - \delta + 1)}{\mathrm{D}}$$

onde:
PST: conjunto dos postos tarifários ponta e fora de ponta.

70. Para fins de apuração dos pagamentos a serem considerados na CVA de Rede Básica, as informações serão obtidas por meio dos pagamentos fiscalizados pela SFF.

71. Serão consideradas as datas de pagamento conforme fiscalização da SFF.

72. Os montantes informados pela SGT serão distribuídos proporcionalmente ao valor pago na respectiva competência.

73. O saldo da CVA 5º dia útil referente à Rede Básica será obtido conforme a fórmula:

$$CVA_{5DU_{RB}} = \left(\sum_m \sum_p \left(\frac{PGTO\_RB^m - COB\_RB^m}{SELIC_{DP}} \right) \times FPM_P \right) \times SELIC_{5DU} - \sum_m \sum_p \left(\frac{GLOSA\_RB^m \times \left(1 + {PIS\_COFINS^m}/{TOTAL\ AVD\ TRIB^m}\right)}{SELIC_{DP}} \times FPM_P \right) \times SELIC_{5DU} \quad (17)$$

onde:

$PGTO\_RB^m$: pagamento de custos da Rede Básica, em R$, no mês de competência m;

COB_RB^m: cobertura tarifária de Rede Básica, em R$, no mês de competência m;

$GLOSA\_RB^m$: glosa de valores, em R$, no mês de competência m, relativos à aplicação dos critérios de eficiência na contratação de Rede Básica definidos nos regulamentos pela ANEEL;

$TOTAL\ AVD\ TRIB^m$: Valor total do AVD com tributos, em R$, verificado no mês de competência m; e

PIS_COFINS^m: montante de PIS/PASEP e COFINS, em R$, expresso no AVD, no mês de competência m.

74. Sendo que:

$$COB\_RB^m = TMRB^m_{ponta} \times {MUST_{ponta}}^m + TMRB^m_{fponta} \times {MUST_{fponta}}^m + \frac{{RB\_COB_{Itaipu}}^m + TUSDg\_ONS\_COB^m + TUSDg\_T\_COB^m}{12} \quad (18)$$

onde:

$RB\_COB_{Itaipu}{}^{m}$: despesa relativa ao uso da Rede Básica pela UHE Itaipu, em R$, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m;

$TUSDg\_ONS\_COB^m$: despesa da componente "parcela relativa ao custeio do ONS da TUSDg", aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, em R$, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m;

$TUSDg\_T\_COB^m$: despesa da componente "parcela relativa ao fluxo de exportação para a rede básica da TUSDg", aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, em R$, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m;

$MUST_{ponta}{}^{m}$: montante de uso do sistema de transmissão para o período de ponta, em MW, informado pela SGT para o mês de competência m; e

$MUST_{fponta}{}^{m}$: montante de uso do sistema de transmissão para o período de fora de ponta, em MW, informado pela SGT para o mês de competência m.

75. Para a apuração da glosa de energia, serão considerados os valores dos seguintes itens constantes dos Avisos de Débito (AVD) emitidos pelo ONS (Módulo 15, Administração de serviços de encargos de transmissão dos Procedimentos de Rede – contendo os valores a serem pagos pelas distribuidoras pelo uso dos ativos da Rede Básica, uso da Rede Básica pela UHE Itaipu e as componentes de despesa relativa às centrais geradoras conectadas em sua rede no nível de tensão 138 kV e 88 kV):

(i) EUST (Adicional): Refaturamento do encargo de uso do sistema de transmissão;
(ii) Redução Onerosa de MUST;
(iii) Parcela de Ineficiência na Sobrecontratação (PIS);
(iv) Adicional Ressarcimento por Sobrecarga;
(v) Adicional pela contratação pelo uso do sistema de transmissão (ADCEUST): No caso da distribuidora cuja concessão não foi prorrogada nos termos do Decreto n° 8.461/2015 ou que não assinou o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.
(vi) Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU): No caso da distribuidora cuja concessão não foi prorrogada nos termos do Decreto n° 8.461/2015 ou que não assinou o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.
(vii) 4/3 (quatro terços) da Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU): No caso da distribuidora cuja concessão foi prorrogada nos termos do Decreto n° 8.461/2015 ou que assinou o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.

76. Especificamente em relação ao item EUST (Adicional), a glosa não será aplicada quando se tratar de faturamento com competência posterior à celebração de aditivo do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST –, sujeito ao pleito e à apresentação dos documentos comprobatórios pela concessionária.

77. Deverão ser considerados na apuração da glosa os custos associados à contratação de ponto não conectado por responsabilidade da distribuidora.

78. Para os casos em que a distribuidora possua custos de rede básica e não haja celebrado CUST com o ONS, a apuração da CVA Rede Básica será feita por meio do método 1, ou seja, por meio da apuração da diferença entre as despesas realizadas, em R$, nas datas de pagamento e a respectiva previsão concedida, em R$, vigente na competência de apuração, acrescida da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

4.2.4. Compra de Energia

79. Nos processos tarifários, é concedida previsão tarifária para o atendimento da carga regulatória da concessionária, refletida pela aplicação de uma tarifa média de compra de energia sobre a energia requerida.

80. O repasse tarifário da diferença entre os preços praticados dos contratos de compra de energia e a tarifa média de previsão tarifária considerada no processo tarifário da distribuidora, limitado à carga regulatória, será realizado por meio da apuração de dois componentes distintos:

$$CVA\_5DU_{ENERGIA} = CVA\_5DU_{CONTRATOS} - CVA\_5DU_{GLOSA} \quad (19)$$

Onde:
$CVA\_5DU_{CONTRATOS}$: componente relativo ao repasse das diferenças entre os preços dos contratos de compra de energia e a tarifa média de previsão tarifária considerada no processo tarifário da distribuidora, em R$; e
CVA_5DU_{GLOSA}: componente relativo à glosa de energia decorrente de ineficiência na gestão de perdas de energia elétrica, em R$.

81. Quando ocorrer recontabilizações de montantes contratuais, de carga e dos resultados do mercado de curto prazo, para as competências a partir de janeiro de 2015, será automaticamente apurado ajuste financeiro com o objetivo de refletir as alterações no resultado da $\mathrm{CVA\_5DU_{ENERGIA}}$ considerada em processo tarifário, o qual será repassado pelo Método 3.

82. O recálculo de que trata o parágrafo anterior será realizado até 5 anos após seu mês de competência.

83. Situações excepcionais de recontabilizações de montantes contratuais ou de carga trazidas pelas concessionárias ou identificadas pela ANEEL poderão ser tratadas em processos específicos, desde que o ajuste financeiro resultante do cálculo seja considerado relevante.

84. O saldo da $\mathrm{CVA\_5DU_{CONTRATOS}}$ será obtido conforme:

$$\mathrm{CVA\_5DU_{CONTRATOS}} = \sum_{m\epsilon M}\sum_{e\epsilon E}\left(\frac{\mathrm{PR_{e,m}} - \mathrm{TM\_CT^{m}}}{\mathrm{SELIC_{DP}}} \times \mathrm{QM_{e,m}}\right) \times \mathrm{SELIC_{5DU}} \quad (20)$$

onde:
DP: é a data de pagamento;
5DU: é a data que representa o quinto dia útil anterior à data do processo tarifário sob cálculo;
TM_CT^{m}: é a tarifa média de compra de energia referente ao mês de competência m, estabelecida no processo tarifário imediatamente anterior ao mês de competência;
$SELIC_k$: número índice da taxa SELIC referente à data k;
E: conjunto dos contratos da distribuidora, modelados ou não na CCEE;
M: conjunto dos meses de cálculo do saldo da CVA;
$PR_{e,m}$: preço de repasse regulatório, obtido conforme aplicação das restrições de repasse dos custos unitários, definidas no Submódulo 6.1 do PRORET; e
$QM_{e,m}$: quantidade mensal de energia associada ao contrato "e", no mês de apuração "m", associada ao último evento contábil disponibilizado pela CCEE.

85. Para a previsão tarifária da compra de energia relativa ao mês de competência coincidente com o mês do processo tarifário da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário. O valor do pro rata die da tarifa média é dado pela seguinte fórmula:

mês de processo tarifário ⇒ (21)

$$\mathrm{TM\_CT^{m}} = \frac{\mathrm{TM\_CT^{m-1}} \cdot (\delta - 1) + \mathrm{TM\_CT^{m+1}} \cdot (\mathrm{D} - \delta + 1)}{\mathrm{D}}$$

86. A componente CVA_5DU_{GLOSA} que tem como finalidade limitar o repasse das diferenças de preços associados apenas aos montantes contratuais para o atendimento da carga regulatória da distribuidora, será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$\mathrm{CVA\_5DU_{GLOSA}} = \sum_{m}\left((\mathrm{PRM_{m}} - \mathrm{TM\_CT^{m}}) \times \mathrm{Glosa_{m}}\right) \times \mathrm{FCM_{m}} \quad (22)$$

onde:
PRM_m: preço de repasse médio, histórico, dos contratos de compra de energia, para fins de valoração da glosa de energia, no mês de competência "m", em R$/MWh; e
$Glosa_m$: glosa de energia relativa às perdas acima da meta regulatória no mês de competência "m", em MWh; e
FCM_m = fator de atualização obtido pela relação entre o delta atualizado para o quinto dia útil e o valor histórico, ambos definidos no cálculo das diferenças entre preço dos contratos e coberturas tarifárias, para o mês m.

Sendo que:

$$\mathrm{FCM_{m}} = \frac{\sum_{e\epsilon E}\left(\frac{\mathrm{PR_{e,m}} - \mathrm{TM\_CT^{m}}}{\mathrm{SELIC_{DP}}} \times \mathrm{QM_{e,m}}\right) \times \mathrm{SELIC_{5DU}}}{\sum_{e\epsilon E}\left((\mathrm{PR_{e,m}} - \mathrm{TM\_CT^{m}}) \times \mathrm{QM_{e,m}}\right)} \quad (23)$$

87. A glosa de energia é obtida por:

$$\mathrm{Glosa_{m}} = \max\left(0;\ \mathrm{TRC_{m}} + \sum\nolimits_{e\in NM} \mathrm{QM_{e,m}} - \mathrm{E}_{m}^{\mathrm{req}}\right) \quad (24)$$

onde:
TRC_m: carga da distribuidora no mês "m", obtida a partir dos dados de consumo medido da CCEE, em MWh;
$QM_{e,m}$: energia contratada pela distribuidora no mês "m", em MWh;
E^{req}_m: energia requerida pela distribuidora no mês "m", em MWh; e
NM: conjunto de contratos não modelados na CCEE da distribuidora.

Sendo:

$$\mathrm{E_{m}^{req}} = \left((1 + \pi_{\mathrm{m}}) \times \left(\mathrm{E_{a,m}^{forn}} + \mathrm{E_{a,m}^{su}} + \mathrm{PRO_{a,m}^{SU}}\right)\right) \times \frac{\mathrm{TRC_{m}} + \sum_{e\in NM} \mathrm{QM_{e,m}}}{\sum_{m\in M}\left(\mathrm{TRC_{m}} + \sum_{e\in NM} \mathrm{QM_{e,m}}\right)} \quad (25)$$

onde:
π_m: percentual médio de perda de energia relativo ao mês m, definido no processo tarifário imediatamente anterior ao do mês em análise e atualizado de acordo com o mercado realizado;
$E_{a,m}^{forn}$: montante de energia elétrica faturada aos clientes da distribuidora para uso final pela concessionária "a" no mês "m", em MWh;
$E_{a,m}^{su}$: montante de energia elétrica faturada a outras empresas de distribuição para revenda a consumidores finais pela concessionária "a" no mês "m", em MWh; e
PRO^{SU}_{pam}: energia de PROINFA correspondente às supridas da concessionária "a" no mês "m", em MWh;
M: conjunto dos meses que compõem o cálculo do saldo da CVA de energia.

88. No cálculo da glosa deve-se empregar as últimas contabilizações disponíveis.

89. O preço de repasse médio dos contratos de compra de energia, utilizado na valoração de glosa de perdas PRM_m será obtido pela aplicação da seguinte fórmula:

$$PRM_m = \frac{\sum_{e \in CCEE} QM_{e,m} \times P_{e,m} + \sum_{e \notin CCEE} QM_{e,m} \times P_{e,m}}{\sum_{e \in CCEE} QM_{e,m} + \sum_{e \notin CCEE} QM_{e,m} - QM_{PROINFA,m}} \quad (26)$$

onde:
e ∈CCEE = contratos modelados na CCEE; e
e ∉CCEE = contratos não modelados na CCEE.

90. O percentual de perdas sobre energia vendida para o mês "m", π_m, corresponde ao valor percentual das perdas regulatórias de distribuição e rede básica sobre a energia vendida para o mês "m".

$$\pi_m = \frac{PD_m^{IRT} + PRB_m^{IRT}}{E_{a,m}^{forn} + E_{a,m}^{su} + PRO_{a,m}^{SU}} \quad (27)$$

Onde
PD_m^{IRT}: perdas anuais no sistema de distribuição, calculada pela multiplicação de mercado do mês π_m e o percentual de perdas da distribuição consideradas no processo tarifário anterior.
PRB_m^{IRT}: perdas anuais na rede básica do SIN, calculada pela multiplicação de mercado do mês π_m e o percentual de perdas da Rede Básica consideradas no processo tarifário anterior.

91. A formulação das perdas, em cada processo tarifário, é a seguinte:

$$PD = PT + PNT \quad (28)$$

$$PT = \frac{\%PT \times \left(E^{forn} + E^{su} + E^{CL,D} - E^{A1} + PNT\right)}{1 - \%PT} \quad (29)$$

$$PNT = \%PNT \,.\, E^{fornBT} \quad (30)$$

$$PRB = \%PRB \; X \; (E^{forn} + E^{Su} + PD) \quad (31)$$

onde:
PD: perdas no sistema de distribuição;
PT: perdas técnicas no sistema de distribuição;
PNT: perdas não técnicas no sistema de distribuição;
PRB: perdas na rede básica do SIN;
%PT = percentual de perdas técnicas definido na revisão tarifária periódica.
%PNT: percentual de perdas não técnicas definido na revisão tarifária periódica;
%PRB: percentual de perdas na rede básica;
E^{forn}: energia de revenda;
E^{su}: energia de repasse;
$E^{CL,D}$: energia referente ao uso de consumidores livres e outras distribuidoras não supridas;
E^{A1}: energia entregue aos consumidores livres e cativos conectados no nível A1;
E^{fornBT}: energia de revenda referente ao grupo; e
E^{inj}: energia injetada na rede de distribuição.

92. Caso o mês "m" seja o do aniversário tarifário, a perda correspondente a este será a média ponderada pelos dias de vigência a que se refere cada percentual dos meses imediatamente anterior e posterior a "m".

$$m = \text{mês de processo tarifário} \Rightarrow \pi_m = \frac{\pi_{m-1} \times (\delta - 1) + \pi_{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (32)$$

93. Nos itens a seguir, observam-se as especificidades relativas às formas de contratação de energia para o atendimento ao mercado e os critérios de apuração para fins de repasse na CVA Energia.

4.2.4.1. Concessionária no SIN

94. Conforme o Decreto nº 5.163, de 2004, art. 13, com redação alterada pelo Decreto 7.805, de 2012, será contabilizada a energia elétrica, no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, associada às seguintes modalidades:

(i) Contratada até 16 de março de 2004;

(ii) Contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajuste, e de novos empreendimentos de geração; e

(iii) Proveniente de:
a) Geração distribuída;
b) Usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa;
c) Itaipu Binacional;
d) Cotas de garantia física de energia e de potência definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;
e) Angra 1 e 2.

95. Na apuração do saldo da CVA de energia, serão utilizadas as informações do sistema de contabilização da CCEE, no qual cada contrato de compra da concessionária recebe um número, que será o identificador empregado.

96. No caso do contrato não ser modelado emprega-se a codificação da distribuidora.

97. Conforme o Decreto nº 5.163, de 2004, art. 16, as concessionárias de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano poderão adquirir energia elétrica:

(i) Com tarifa regulada do seu atual agente supridor;

(ii) Contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajuste, e de novos empreendimentos de geração;

(iii) Proveniente de geração distribuída; e

(iv) Mediante processo de licitação pública promovido pela concessionária.

98. Neste submódulo, são classificadas como concessionárias supridas aquelas que se encontram no SIN, que não são agentes da CCEE e que, portanto, possuem agente supridor.

4.2.4.1.1. Montantes mensais de energia dos contratos

99. Existe mecanismo que oferece a possibilidade de redução dos montantes contratados decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, conforme previsto no Decreto nº 5.163, de 2004, art. 29, tal é chamado de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD.

100. A CCEE informará mensalmente à ANEEL a quantidade de energia associado ao contrato "e", no mês de apuração "m", $QM_{e,m}$, posição líquida, após MCSD.

101. Como resultado da realização do MCSD, há concessionárias cedentes, que reduzam o montante contratado, e concessionárias cessionárias, que aumentam o montante contratado.

102. Define-se $QTP\_SAZ_{e,m}$ como a quantidade total das cessões sazonalizada passada do CCEAR, associada ao contrato "e", no mês de apuração "m" – nesse caso o perfil de sazonalização é o definido pelo cessionário e vendedor.

103. Define-se $QTA\_SAZ_{e,m}$ como a quantidade total das cessões sazonalizada atual do CCEAR associada ao contrato "e", no mês de apuração "m" – nesse caso o perfil de sazonalização é o definido pelo cedente e vendedor.

104. Como o MCSD é liquidado centralizadamente pela CCEE, é necessário deduzir do montante $QMC_{e,m}$ o total das cessões sazonalidas (passadas e atuais).

$$QM_{e,m} = QMC_{e,m} – (QTP\_SAZ_{e,m} + QTA\_SAZ_{e,m}) \quad (33)$$

105. Por sua vez o montante de energia deduzido compõe a energia cessionária, $QMCEC_{e,m}$, e cujo preço é determinado pela CCEE.

$$QMCEC_{e,m} = QTP\_SAZ_{e,m} + QTA\_SAZ_{e,m} \quad (34)$$

106. Caso haja um contrato não modelado pela CCEE, a concessionária de distribuição deverá informar mensalmente os dados referentes aos montantes em plataforma específica da ANEEL.

107. Os montantes devem ser sempre os do evento contábil disponibilizado pela CCEE.

4.2.4.1.2. Preços dos contratos

4.2.4.1.2.1. CCEAR por quantidade, LA, Itaipu, PROINFA, GP

108. Para os CCEAR de energia existente e de energia nova na modalidade por quantidade, leilões de ajustes e geração própria, a ANEEL empregará um banco de preços com valor normatizado em relação ao índice de correção definido em cada contrato.

$$P_{e,m} = P_{e,ref} \times \frac{IC_{e,m}}{IC_{e,ref}} \quad (35)$$

onde:
$P_{e,m}$: preço do contrato "e", no mês de apuração "m";
$P_{e,ref}$: preço do contrato "e", no mês de referência para correção;
$Ic_{e,ref}$: índice de correção do contrato "e", no mês de referência para correção; e
$Ic_{e,m}$: índice de correção do contrato "e", relativo ao mês de apuração "m".

109. Para a atualização do preço do contrato, será utilizada a data de reajuste definida no contrato de compra e venda de energia e, por padrão, considera-se a data de aniversário da concessionária quando não informado.

110. No caso de central de geração em atraso ou com divergência de faturamento, caberá à distribuidora corrigir o valor do montante faturado em unidades monetárias, bem como no preço médio unitário.

111. O preço do contrato de Itaipu é regulamentado pelo Decreto nº 4.550, de 2002, e se observa as disposições lá conferidas sobre reajuste e pagamento.

$$P_{Itaipu,m} = \frac{TP_{Itaipu,y} \times CP_{Itaipu,m} \times TC\_US\$_{DP-1,m,y}}{EC\_CCEE_{Itaipu,m}} \quad (36)$$

onde:
$P_{Itaipu,m}$: preço do contrato "Itaipu", no mês de apuração "m", em US$;
$TP_{Itaipu,y}$: preço do contrato "Itaipu" para o ano "a" que pertence o mês "m";
$CP_{Itaipu,m}$: cota parte da potência de Itaipu da empresa;
$TC\_US\$_{DP-1,m,y}$: taxa de conversão do dólar americano para a moeda brasileira no dia anterior ao de pagamento; e
$EC\_CCEE_{Itaipu,m}$: quantidade mensal de energia associada ao contrato "Itaipu", no mês de apuração "m", associada ao último evento contábil disponibilizado pela CCEE.

112. O preço de Proinfa e de GP com custos na Parcela B é considerado como sendo zero.

113. O preço de GP é o valor regulatório conforme definido no submódulo 2.8 do PRORET.

4.2.4.1.2.2. CCEAR por disponibilidade, CCGF, CCEN, MCSD

114. Para os contratos de CCEAR de energia nova na modalidade por disponibilidade, de cota de garantia física, de compra de energia nuclear e os contratos relativos ao MCSD, as despesas são calculadas pela CCEE.

115. Para CCEAR na modalidade disponibilidade o preço é obtido por meio da relação entre o somatório das despesas associadas das n parcelas do contrato "e", no mês de apuração "m", e o valor de energia associada à despesa, $QM_{e,m}$, conforme fórmula a seguir:

$$P_{e,m} = \frac{\left(\sum_N Pn\_RV_{e,m} + AJ_{PN_{RV_{e,m}}}\right) + TRESS_{e,m} + ECD_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (37)$$

onde:
$TRESS_{e,m}$: total de ressarcimentos do contrato "e", relativo ao mês de apuração "m";
$ECD_{e,m}$: efeitos de disponibilidade do contrato "e", relativo ao mês de apuração "m";
$Pn\_RV_{e,m}$: receita de venda calculada em até três parcelas, sendo "n" a parcela da receita do contrato "e", relativo ao mês de apuração "m"; e
$Aj\_Pn\_RV_{e,m}$: ajuste da receita de venda calculado em até três parcelas, sendo "n" a parcela do contrato "e", relativo ao mês de apuração "m".

116. A partir do preço calculado conforme §115, excluídos $TRESS_{e,m}$ e $ECD_{e,m}$, obtém-se a distribuição dos montantes por parcela:

$$QM\_PN_{e,m} = \frac{\sum_N Pn\_RV_{e,m} + AJ\_PN\_RV_{e,m}}{P_{e,m}} \quad (38)$$

onde:
$QM\_PN_{e,m}$: quantidade de energia associada à parcela N que pertence o mês "m".

117. No caso de o(s) valor(es) da(s) parcela(s) não conferir(em) com o valor lançado ou o número de parcelas ser diferente, caberá à distribuidora corrigir os dados para refletir a situação correta.

118. Para MCSD, o preço é calculado pela CCEE para cada uma das cessões, pois a empresa cessionária recebe contratos de diversos agentes vendedores com diferentes datas de reajuste.

119. Para CCGF, tem-se:

$$P_{e,m} = \frac{RVM_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (39)$$

onde:

$RVM_{e,m}$: receita de venda mensal do perfil de agente de distribuição “a”, do contrato “e”, por mês de apuração “m”; e
$QM_{e,m}$: energia dos cotistas atribuída ao agente de distribuição para a geradora cotista “a”, no mês de apuração “m”.

120. Para CCEN, tem-se:

$$P_{a,m} = \frac{RFM\_CCEN_{a,m} + PV\_CCEN_{a,m}}{QM_{a,m}} \quad (40)$$

onde:
$PV\_CCEN_{a,m}$: parcela variável mensal do perfil de agente de distribuição “a”, por mês de apuração “m”;
$RFM\_CCEN_{a,m}$: receita fixa mensal do perfil de agente de distribuição “a”, sem $PV\_CCEN_{a,m}$, por mês de apuração “m”;
$QM_{a,m}$: somatório da energia das centrais de geração nucleoelétricas atribuída ao agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”.

4.2.4.1.2.3. GD e Bilaterais

121. Para os contratos de geração distribuída e bilaterais, as distribuidoras informarão os dados de pagamento, custo faturado e montante.

122. O preço será determinado pela relação:

$$P_{e,m} = \frac{\sum_N Pn\_CF_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (41)$$

onde:
$Pn\_CF_{e,m}$: custo faturado parcelas, sendo “n” a parcela da receita do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”;
$QM_{e,m}$: somatório da energia da central de geração atribuída ao agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”.

123. Se o contrato for modelado pela CCEE será empregado o montante contabilizado.

124. Se o contrato não for modelado pela CCEE será empregado o valor declarado.

125. A partir do preço calculado conforme §122, obtém-se a distribuição dos montantes por parcela:

$$QM\_PN_{e,m} = \frac{\sum_N Pn\_CF_{e,m}}{P_{e,m}} \quad (42)$$

onde:
$QM\_PN_{e,m}$: quantidade de energia associada à parcela N que pertence o mês “m”.

4.2.4.1.3. Datas de pagamento e número de parcelas

126. Para a definição das datas de pagamentos e o número de parcelas dos contratos de compra de energia, serão observadas as informações validadas pela SFF/ANEEL.

4.2.4.1.4. MCSD EN

127. A REN nº 693/2015 estabeleceu os critérios para aplicação do mecanismo de compensação de sobras e déficits de energia elétrica e de potência de contrato de comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, denominado de MCSD EN.

128. A liquidação do MCSD EN é realizada de forma centralizada pela CCEE e os valores de receita ou de pagamento decorrente do mecanismo deverão ser considerados na apuração o saldo da CVA Energia, bem os respectivos montantes contratuais contabilizados.

4.2.4.1.5. Venda de Excedentes de Energia

129. A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, incluiu o § 13 no art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabelecendo que as concessionárias de distribuição de energia podem, conforme regulação da Aneel, negociar com consumidores contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado.

130. A REN nº 824/2018 regulamentou o § 13 do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, definindo os critérios para a realização do Mecanismo de Venda de Excedentes de Energia Elétrica – MVE, pelo qual as distribuidoras podem vender seu excedente de energia a consumidores livres, agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, a comercializadores e a agentes de autoprodução.

131. A receita oriunda da venda de energia no MVE, bem como a respectiva redução dos montantes contratuais, será considerada na apuração do saldo da CVA conforme informações de liquidação da CCEE. Quanto aos critérios de repasse tarifário do MVE definidos no Art. 5º da REN nº 824/2018, estes serão observados quando da apuração dos resultados financeiros do MCP, conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.3 do PRORET.

4.2.4.2. Concessionárias com contratos com centrais de geração no Sistema Isolado

132. Em função da sistemática de reembolso dos custos de geração, para os contratos com centrais de geração no Sistema Isolado – SI – ou contratos ainda vigentes firmados antes da interligação, utiliza-se o conceito de condomínio virtual.

133. Sob esse conceito, os custos unitários são calculados em função do custo total mensal de geração, $C\ T\_ISO_m$, e da quantidade mensal de geração associada, QM_n, de forma que o preço é obtido conforme a aplicação da fórmula a seguir:

$$P_m = \frac{CT\_ISO_m}{QM_m} \quad (43)$$

134. O custo total mensal de geração será informado pela Eletrobrás à ANEEL de acordo com sistema específico para este fim.

135. A quantidade mensal total de geração associada será obtida por meio:

(i) Do Sistema de Coleta de Dados Operacionais, SCD, mantido pela Eletrobrás: para as centrais de geração não modeladas na CCEE; e

(ii) Da CCEE: quando a central de geração é modelada nesta câmara.

136. Enquanto o sistema não estiver operacional, a concessionária de distribuição deverá informar mensalmente os dados referentes aos montantes em plataforma específica da ANEEL.

137. Com relação às datas de pagamento, consideram-se as datas fiscalizadas pela SFF.

138. As restrições de repasse dos custos unitários, associadas ao condomínio, são tratadas no submódulo 6.1 do PRORET.

4.3. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3

139. São considerados como método três:

(i) Reversão das receitas oriundas da Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária, Conta Bandeiras, conforme critérios definidos no Submódulo 6.8 do PRORET.

(ii) Reversão das receitas oriundas do pagamento pelos geradores de indenização decorrente da redução parcial permanente da energia contratada ou rescisão contratual, conforme disposto no art. 2º §11 da Resolução Normativa nº 824/2018.

(iii) Reversão de 50% do valor da multa decorrente de desligamento do agente comprador da CCEE participante do Mecanismo de Venda de Excedentes, conforme disposto no art. 2º, §11 da Resolução Normativa nº 824/2018.

(iv) Custos de ESS/EER e de compra de energia apurados pela CCEE por meio do Mecanismo Auxiliar de Cálculo – MAC, com exceção do referente à inadimplência por desligamento de agente, conforme disposto no art. 4º, VIII, da Resolução Normativa nº 824.

(v) Efeito de contratação, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCGF.

(vi) Efeito de contratação, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCEN.

(vii) Efeito de contratação, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCEAR.

(viii) Efeito de contratação, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de Itaipu.

(ix) Efeito de contratação, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de usinas aptas.

(x) Ressarcimentos, em R$, associados aos contratos no ambiente de contratação regulada.

(xi) Ajuste decorrente do MCSD Ex-Post do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”.

(xii) Riscos financeiros, em R$, decorrentes de diferenças de preços entre submercados associados aos CCEAR por quantidade, conforme os valores dos seguintes acrônimos apurados pela CCEE:

xii.1. EF_m^{Nrem}: exposição financeira negativa remanescente da distribuidora no mês “m”;

xii.2. EF_m^{Ajrem}: ajuste da exposição residual da distribuidora no mês “m”; e

xii.3. Aj_m^{SR} : rateio das receitas remanescentes do alívio das exposições financeiras no mês “m”.

(xiii) Glosa de valores de custo da Rede Básica não repassáveis à tarifa, conforme definido no item 75.

(xiv) Financeiro associado aos reembolsos mensais da CCC, quando no mês de apuração “m” o custo total de geração for inferior ao ACR médio.

140. Para a reversão das receitas de Bandeiras Tarifárias, de que trata o item (i) do parágrafo anterior, não deverá ser considerada a receita de Bandeira Tarifária relativa ao mês de competência cuja liquidação dos resultados do mercado de curto prazo, por motivos de postergação, não foi realizada dentro do período de apuração da CVA.

141. Também é utilizado quando houver alterações de valores de despesas de pagamento ou de cobertura – variação de montantes de energia ou de potência, método dois ou montantes monetários no método um – relativos a competências consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores, mas que, pelo regime de caixa, o ajuste financeiro se deu em data pertencente ao período de processamento da CVA em análise.

142. Caberá à distribuidora informar, quando do envio da CVA para a SGT/ANEEL, os dados relativos a quaisquer acertos financeiros de componentes de CVA realizados por modos não descritos no módulo 4 bem como o fluxo financeiro efetivamente realizado no período de apuração do respectivo saldo.

4.3.1. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3 AOS EVENTOS FINANCEIROS DE CONTABILIZAÇÃO DA CCEE

143. São os itens elencados no §136, obtidos no processo de contabilização da CCEE, evento de referência zero:

$$\mathrm{EEC_{a,m}} = \mathrm{ECCEN_{a,m}} + \mathrm{ECCGF_{a,m}} + \mathrm{ECD_{a,m}} + \mathrm{ECQA_{a,m}} + \mathrm{ECIT_{a,m}} + \sum_{e \epsilon E} \mathrm{TRESS_{e,m}} + \sum_{aj \epsilon MAC} \mathrm{AJ_{aj,m}} + \mathrm{MCSD\_XP_{a,m}} \qquad (44)$$

onde:
$EEC_{a,m}$: resultados, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”;
$MCSD\_XP_{a,m}$: ajuste decorrente do MCSD Ex-Post do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”;
$ECD_{a,m}$: efeito do contrato de disponibilidade, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”;
$ECCEN_{a,m}$: efeito, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCEN.
$ECCGF_{a,m}$: efeito, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCGF.
$ECQA_{a,m}$: efeito, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de usinas aptas.
$ECIT_{a,m}$: efeito, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de Itaipu.
$Aj_{aj,m}$: ajuste, em R$, “aj”, no mês de apuração “m”, efetuado por mecanismo auxiliar de cálculo.
$TRESS_{e,m}$: total de ressarcimentos associadas ao contrato “e”, no mês de apuração “m”.

144. O saldo da CVA 5º dia útil é obtido por meio da apuração dos valores dos ajustes financeiros, em R$, na data de pagamento ou recebimento, acrescidos da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento:

$$\mathrm{CVA\_5DU_{ajustes}} = \sum_{m} \left(\frac{\mathrm{EEC_{a,m}}}{\mathrm{SELIC_{DP}}} \right) \times \mathrm{SELIC_{5DU}} \qquad (45)$$

4.3.2. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3 AOS EVENTOS DE RECONTABILIZAÇÃO DA CCEE

145. Para cada recontabilização, evento n, será lançada a diferença entre os valores em relação ao evento anterior, n-1, na data de liquidação do processo de recálculo:

4.3.2.1. EES

146. Subdivide-se em dois:

(i) Para o subcomponente ESS:

$$\Delta_{\mathrm{ESS}}^{\mathrm{m}} = \mathrm{VL\_ENCARGOS_{a,m}^{n}} - \mathrm{VL\_RES\_EXCD\_ER_{a,m}^{n}} - \mathrm{VL\_ENCARGOS_{a,m}^{n-1}} + \mathrm{VL\_RES\_EXCD\_ER_{a,m}^{n-1}} \qquad (46)$$

(ii) Para o subcomponente EER:

$$\Delta_{\mathrm{EER}}^{\mathrm{m}} = \mathrm{VL\_AJ\_EER\_C_{a,m}^{n}} - \mathrm{VL\_RES\_EXCD\_ER_{a,m}^{n}} - \mathrm{VL\_AJ\_EER\_C_{a,m}^{n-1}} + \mathrm{VL\_RES\_EXCD\_ER_{a,m}^{n-1}} \qquad (47)$$

147. Os deltas serão atualizados pela SELIC da data de liquidação, observando o mapa de liquidação da CCEE, para o quinto dia útil.

$$\Delta\_5\mathrm{DU_{ESS}^{m}} = \Delta_{\mathrm{ESS}}^{\mathrm{m}} \times \frac{\mathrm{SELIC_{5DU}}}{\mathrm{SELIC_{DP}}} \qquad (48)$$

$$\Delta\_5\mathrm{DU_{EER}^{m}} = \Delta_{\mathrm{EER}}^{\mathrm{m}} \times \frac{\mathrm{SELIC_{5DU}}}{\mathrm{SELIC_{DP}}} \qquad (49)$$

4.3.2.2. EVENTOS FINANCEIROS DE CONTABILIZAÇÃO DA CCEE

148. Como no caso de ESS refere-se a diferença em unidades monetárias entre dois eventos contábeis consecutivos:

$$\Delta\_\mathrm{EEC}_{a,m} = \mathrm{EEC}_{a,m}^{n} - \mathrm{EEC}_{a,m}^{n-1} \quad (50)$$

onde:
$\Delta\_EEC_{a,m}$: diferença de resultados, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m";
$EEC_{a,m}^{n}$: resultado financeiro da CCEE, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", evento n;
$EEC_{a,m}^{n-1}$: resultado financeiro da CCEE, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", evento n-1.

149. Os valores são calculados de acordo com a equação (50).

150. Os deltas serão atualizados pela SELIC da data de liquidação para o quinto dia útil.

$$\Delta\_5\mathrm{DU}_{\mathrm{EEC}}^{m} = \Delta\_\mathrm{EEC}_{a,m} \times \frac{\mathrm{SELIC}_{5DU}}{\mathrm{SELIC}_{DP}} \quad (51)$$

4.3.2.3. ENERGIA

151. No caso tanto da CVA Contrato quanto da Glosa de energia é possível alteração de variáveis físicas.

152. O recálculo do componente da CVA Contratos será realizado sobre a parcela de cobertura sobre o valor médio, a cada evento de contabilização da CCEE:

$$\Delta\_\mathrm{CVA}_{\mathrm{CONTRATOS}}^{m} = \mathrm{TM}_{m} \times \Delta\mathrm{Q}_{m} \quad (52)$$

onde:
ΔQ_m: variação, em MWh, no mês de apuração "m", mantendo o preço médio de energia do cálculo original.

153. Em que:

$$\Delta\mathrm{Q}_{m} = \sum_{e \in \mathrm{CCEE}} \left(\mathrm{QM}_{e,m}^{n} - \mathrm{QM}_{e,m}^{n-1}\right) + \sum_{e \notin \mathrm{CCEE}} \left(\mathrm{QM}_{e,m}^{n} - \mathrm{QM}_{e,m}^{n-1}\right) - \mathrm{QM}_{\mathrm{PROINFA},m}^{n} - \mathrm{QM}_{\mathrm{PROINFA},m}^{n-1} \quad (53)$$

154. O lançamento do ajuste será de acordo com o calendário de liquidação do MCP.

155. As variações de pagamentos serão lançadas como método três, como ajuste de faturamento do contrato "e", consoante sua efetiva liquidação e não como recálculo.

156. O recálculo do componente da Glosa de energia será realizado concatenado com ano tarifário, sempre considerando as últimas variáveis disponíveis, para todos os meses em função do cálculo envolver modulação, o que acopla os resultados de todos os meses.

157. Os deltas serão atualizados pela SELIC da data de liquidação da recontabilização para o quinto dia útil.

$$\Delta\_5\mathrm{DU}_{\mathrm{CONTRATOS}}^{m} = \Delta\_\mathrm{CVA}_{\mathrm{CONTRATOS}}^{m} \times \frac{\mathrm{SELIC}_{5DU}}{\mathrm{SELIC}_{DP}} \quad (54)$$

$$\Delta\_5\mathrm{DU}_{\mathrm{GLOSA}}^{m} = \Delta\_\mathrm{CVA}_{\mathrm{GLOSA}}^{m} \times \frac{\mathrm{SELIC}_{5DU}}{\mathrm{SELIC}_{DP}} \quad (55)$$

5. CVA EM PROCESSAMENTO

158. A apuração do saldo da CVA em Processamento é obtida pela aplicação da remuneração projetada para o período de doze meses subsequentes sobre o saldo da CVA 5º dia útil, conforme a seguinte fórmula:

$$\mathrm{CVA\_PROC} = \left(\sum_{item} \mathrm{CVA\_5DU}_{item} \times \frac{\mathrm{TRF} \times (1+\mathrm{TRF})^{12}}{(1+\mathrm{TRF})^{12} - 1}\right) \times 12 \quad (56)$$

onde:
CVA_PROC: saldo da CVA em Processamento a ser considerado no processo tarifário;
CVA_5DU_{item}: saldo da CVA no 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento;
Item: itens de custos da CVA; e
TRF: taxa mensal de remuneração financeira projetada, em %.

159. A Taxa Mensal de Remuneração Financeira Projetada – TRF – será obtida conforme fórmula a seguir:

$$\mathrm{TRF} = (1 + \min(\mathrm{SELIC}_{30d}, \mathrm{SELIC\_BMF}))^{\frac{1}{12}} - 1 \quad (57)$$

onde:
$SELIC_{30d}$: taxa SELIC anualizada, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente ao 30º dia anterior à data do processo tarifário; e
SELIC_BMF: projeção indicada no mercado futuro para a taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F para prazo de doze meses, referente ao 30º dia anterior à data do processo tarifário.

6. CVA SALDO A COMPENSAR

160. Ao final do período de compensação, correspondente aos 12 meses subsequentes ao processo tarifário, verifica-se se o saldo da CVA foi compensado, considerando:

(i) As diferenças ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do processo tarifário da concessionária e o realizado no período de compensação; e

(ii) A diferença entre a taxa SELIC projetada e a taxa SELIC apurada.

161. A CVA Saldo a Compensar é apurada considerando-se o valor do saldo da CVA 5º dia útil do processo tarifário anterior por item da Parcela A, atualizado pela SELIC efetiva mensal do 1º mês do período de compensação, deduzindo-se o valor do saldo da CVA em Processamento faturado no respectivo mês. Ao saldo parcial resultante dessa primeira operação aplica-se o mesmo procedimento no 2º mês e assim, sucessivamente, até o 12º mês do período de compensação.

162. Desta forma, a CVA saldo a compensar por item, CVA_SC_{item}, é obtida pela aplicação das seguintes fórmulas:

$$\mathrm{CVA\_SC}_{item} = \sum_{n=1}^{m} \left(\mathrm{CVA\_5DU}_{item}^{PR} \times (1 + \mathrm{SELIC}_{n}) - \mathrm{CVAfat}_{n}^{item}\right) \quad (58)$$

onde:
$CVA\_5DU_{item}^{PR}$: CVA saldo a compensar do quinto dia útil do processo tarifário anterior ao em cálculo, PR;
$CVAfat_{n}^{item}$: valor faturado da CVA do item no mês n; e

$SELIC_n$: taxa mensal da SELIC acumulada no mês n.

163. A CVA Faturada por item da Parcela A é obtida pela aplicação do componente tarifário relativo à CVA em Processamento do ano anterior, vigente na Data de Referência Anterior (DRA), sobre o Mercado de Referência, conforme submódulo 7.3 do PRORET.

164. A apuração da CVA saldo a compensar deverá considerar, quando existente, valor devido por unidade consumidora migrante, de que trata o art. 4º da Resolução Normativa nº 473, de 24 de janeiro de 2012, ou o que vier a sucedê-lo.

165. O valor final da CVA 5º dia útil será aquele fiscalizado pela SFF.

7. ASPECTOS COMPLEMENTARES

166. Caso haja competências pagas em atraso, para fins de cálculo do saldo de CVA, será apurado o delta entre a cobertura tarifária e a despesa da competência, apenas quando ocorrer o efetivo pagamento.

167. Caso haja competências pagas em atraso, a CVA 5º Dia Útil refere-se à diferença entre o somatório das despesas nas datas de pagamento e a previsão tarifária considerada no último processo tarifário homologado da concessionária atualizada da data base para a data de pagamento, acrescida da remuneração financeira, taxa de juros SELIC para o período, até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento. Para fins de atualização da cobertura, considera-se como data base, o último dia útil da competência.

168. Caso haja o parcelamento do pagamento das competências em atraso, a amortização se dará pela priorização das competências mais antigas, com exceção em que a regra da repactuação aprovada defina critério diferente.

169. No cálculo do saldo da CVA, não serão considerados multa e juros de mora.

170. A concessionária de distribuição de energia elétrica deverá contabilizar o saldo da CVA em conta específica conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

ANEXO XXXIV

Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição

Submódulo 4.2A

CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO DE VALORES DE ITENS DA PARCELA "A"

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos e critérios para a apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A", CVA, de que trata a Portaria Interministerial (PI) MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002, com redação alterada pela Portaria Interministerial MF/MME nº 361, de 26 de novembro de 2004.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste submódulo são aplicáveis aos reajustes e revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, prorrogadas nos termos do Decreto n° 8.461/2015, ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.

3. ASPECTOS GERAIS

3. Em um processo tarifário, os custos regulatórios são determinados por previsão e estão sujeitos a variações durante a vigência do novo período tarifário. Alguns custos possuem um mecanismo de captura dos desvios entre a previsão e o valor realizado, previsto pela PI MF/MME nº 025, de 2002.

4. Assim, durante o ciclo tarifário, apuram-se os desvios destes custos em relação ao valor previsto na tarifa fixada no início de cada ciclo tarifário e que são compensados por ocasião do processo tarifário seguinte.

5. Consoante PI MF/MME nº 025, de 2002, art. 1º, a CVA se destina a registrar as variações ocorridas no ciclo tarifário dos valores regulatórios dos seguintes itens de custo da Parcela "A":

(i) Tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional;

(ii) Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional;

(iii) Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;

(iv) Quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

(v) Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica;

(vi) Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos;

(vii) Encargos de serviços de sistema – ESS;

(viii) Quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa; e

(ix) Custos de aquisição de energia elétrica.

6. As variações de que trata o inciso ix do parágrafo 5 são calculadas em função das modificações de preços praticadas na aquisição de energia elétrica, incluídas as decorrentes do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, art. 28, §§ 3º e 4º.

7. A CVA reflete variação de custo unitário (uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, transporte da energia de Itaipu, repasse de potência de Itaipu, compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos e aquisição de energia elétrica) ou variação de custo total (CCC, CDE, ESS, Proinfa e ajustes financeiros oriundos dos processos de determinação dos custos reais).

8. Quando a CVA se referir a variações de custo unitário, o saldo é calculado pelo diferencial de preço, real e previsto, aplicado ao montante associado ao mês de competência para o respectivo custo.

9. Quando a CVA se referir a variações de custo total, o saldo é calculado pelo diferencial de custo, real e previsto, do mês de competência para o respectivo custo.

10. O saldo da CVA para cada item é definido como as diferenças calculadas conforme parágrafos 8 e 9, acrescidas das respectivas remunerações financeiras, taxa de juros SELIC, PI MF/MME 025, de 2002, art. 2º, §2º.

11. Para fins de apuração do saldo, a CVA é segregada em duas partes: CVA 5º Dia Útil e CVA em Processamento.

(i) A CVA 5º Dia Útil refere-se à diferença entre o somatório das despesas nas datas de pagamento e a previsão tarifária considerada no último processo tarifário homologado da concessionária, acrescida da remuneração financeira, taxa de juros SELIC para o período, até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

(ii) A CVA em Processamento é obtida pela aplicação da remuneração projetada para o período de doze meses subsequentes sobre o saldo da CVA 5º dia útil e seu valor deverá ser considerado como componente financeiro no processo tarifário, PI MF/MME 025, de 2002, art. 3º, §2º.

12. A taxa de juros projetada de que trata o parágrafo 11, item (ii) será dada pelo menor valor obtido pela comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC – para títulos públicos federais, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente aos trinta dias anteriores à data de reajuste tarifário anual, e a projeção de variação indicada no mercado futuro, trinta dias antes da data de reajuste tarifário anual, da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses, PI MF/MME 025, de 2002, art. 3º, §3º.

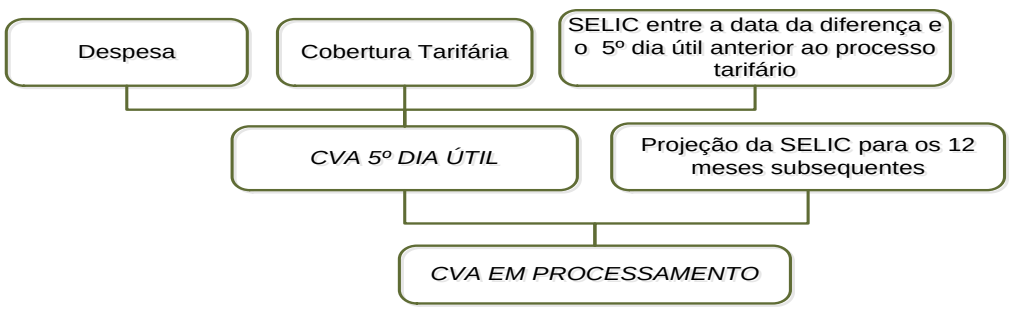


Figura 1 – Esquema Geral de Apuração da CVA em Processamento

13. Ao final do período de compensação da CVA em Processamento, correspondente aos 12 meses subsequentes ao processo tarifário, será verificado se o saldo foi efetivamente compensado, por meio da CVA Saldo a Compensar, PI MF/MME 025, de 2002, art. 3º, §4º.

14. A apuração da CVA Saldo a Compensar observará:

(i) As variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do processo tarifário da concessionária e o mercado verificado nos 12 meses da compensação; e

(ii) A diferença entre a taxa projetada e a taxa SELIC verificada.

15. O valor da CVA Saldo a Compensar deve ser considerado como componente financeiro no processo tarifário.

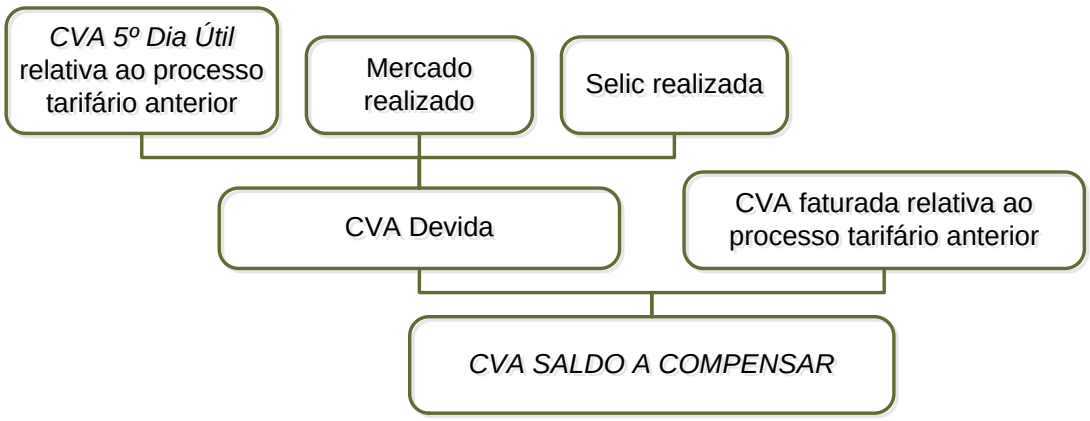


Figura 2 – Esquema Geral de Apuração da CVA Saldo a Compensar

4. CVA 5º DIA ÚTIL

16. O método de apuração da CVA 5º dia útil de cada item da Parcela A será definido conforme a natureza da variação entre a previsão tarifária e o pagamento. Assim, a apuração da CVA foi dividida em três métodos, sendo estes:

(i) **Método Tipo 1: Variações de Custos.**

O Método 1 é empregado para a apuração da CVA 5º dia útil dos itens da Parcela A que tem seus valores definidos como cotas de custeio, em R$, bem como os oriundos dos processos de determinação dos custos reais.

Para os elementos associados a variação de cotas de custeio, o saldo da CVA é obtido por meio da apuração da diferença entre as despesas realizadas, em R$, nas datas de pagamento e a respectiva previsão concedida, em R$, vigente na competência de apuração, acrescida da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

O Método 1, referente às cotas de custeio, é utilizado para a apuração da CVA 5º dia útil dos seguintes itens da Parcela A: CDE, Proinfa e ESS/EER.

(ii) **Método Tipo 2: Variações de Preços**.

O Método 2 é empregado para a apuração da CVA 5º dia útil dos itens da Parcela A que tem seus valores definidos pela aplicação de preços (R$/MW ou R$/MWh), ou custo médio, sobre montantes de potência ou energia (MW ou MWh).

Por este método, o saldo da CVA é obtido por meio da aplicação da diferença de preços (R$/MW ou R$/MWh) nas datas de pagamento e a respectiva previsão tarifária (R$/MW ou R$/MWh) concedida no processo tarifário da concessionária, vigente na competência de apuração, sobre o montante de demanda ou energia contratada (MW ou MWh), acrescida da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

O Método 2 é utilizado para a apuração da CVA 5º dia útil dos seguintes itens da Parcela A: Transporte da energia de Itaipu, Rede Básica, CFURH e Compra de Energia.

Para o caso da CVA de energia, considera-se as quantidades resultantes da contabilização da CCEE, se o contrato for modelado naquela câmara, e pode ocorrer o lançamento da cobertura no cálculo da CVA em processamento, ainda que não haja faturas associadas, nas datas projetadas para o contrato em análise – o valor de pagamento é zero.

(iii) Método Tipo 3: Ajustes Financeiros.

O Método 3 é empregado quando ocorrem alterações de valores de despesas e não houverem variações de quantidades de potência ou de energia, sendo as coberturas relativas a competências já consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores, mas que, pelo regime de caixa, o ajuste financeiro se deu em data pertencente ao período de apuração da CVA 5º dia útil.
Por este método, o saldo da CVA é obtido por meio da apuração dos valores dos ajustes financeiros, em R$, na data de pagamento ou recebimento, acrescidos da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.
O Método 3 pode ser utilizado para todos os itens da Parcela A de que trata o parágrafo 5 deste Submódulo, quando ocorrerem ajustes financeiros relativos a competências consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores.

17. Os valores de previsão são aqueles utilizados no processo que definiu as tarifas homologadas vigentes na data de competência do cálculo das diferenças.

18. Para os valores de efetivo pagamento, são empregadas as informações base para o faturamento dos componentes da CVA disponibilizadas pelos agentes responsáveis: ANEEL, CCEE e ONS.

19. A SGT encaminhará o memorial de cálculo do saldo da CVA para a distribuidora em D-45, tendo a empresa até D-20 para propor os ajustes em datas de pagamentos e valores em função do efetivo faturamento observado.

20. Para o cálculo do saldo da CVA 5º dia útil, o período de apuração será formado pelas competências a partir do último mês considerado no cálculo da CVA anterior até a competência cujo pagamento ocorra até 30 (trinta) dias antes do processo tarifário.

21. A efetiva fiscalização do saldo da CVA no 5º dia útil é efetuada pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL – segundo regulamento próprio podendo ou não ser sincronizados com a apuração da CVA.

4.1. APLICAÇÃO DO MÉTODO 1

4.1.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

22. A CDE foi criada pela Lei nº 10.438/2002, posteriormente alterada pelas Leis nº 10.762/2003, nº 10.848/2004 e 12.783/2013, e regulamentada pelos Decretos nº 4.541/2002, nº 4.970/2004 e 7.891/2013, para:

(i) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados;

(ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;

(iii) custear a subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;

(iv) prover recursos para previsão dos dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC – e da Reserva Global de Reversão – RGR; e

(v) custear os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

23. O pagamento das cotas de custeio da CDE é realizado mensalmente pelas distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN – à Eletrobrás.

24. Os dados de pagamento são determinados pelo emprego das informações de lançamento do débito e a respectiva data de quitação conforme valores definidos pela ANEEL em resolução específica. Como regra geral, o pagamento é realizado no 10º (décimo) dia do mês subsequente ao mês de competência da cota. Quando a data de pagamento ocorrer em fim de semana ou feriado nacional, o pagamento é realizado no dia útil subsequente.

25. A previsão tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos das cotas de CDE corresponde ao valor considerado para este encargo setorial no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a previsão tarifária corresponde à anual dividida por 12.

26. A apuração do saldo da CVA da CDE é efetuada em duas partes: CDE Uso e CDE Energia.

27. O saldo da CVA 5º dia útil referente à CDE Uso será obtido:

$$\text{CVA\_5DU}_{\text{CDE\_USO}} = \sum_{\text{m}} \left(\frac{\text{PGTO\_CDE}_{\text{m}}^{\text{USO}} - \frac{\text{CT\_CDE}_{\text{m}}^{\text{USO}}}{12}}{\text{SELIC}_{\text{DP}}} \right) \times \text{SELIC}_{\text{5DU}} \quad (1)$$

onde:
$PGTO\_CDE_m^{USO}$: valor do duodécimo da cota da CDE Uso, definida pela ANEEL em resolução específica, referente ao mês de competência m;
$CT\_CDE_m^{USO}$: valor da cobertura da cota da CDE Uso, em R$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m;
DP: é a data de pagamento;
5DU: é a data que representa o quinto dia útil anterior à data do processo tarifário sob cálculo; e
$SELIC_K$: número índice da taxa SELIC referente à data k.

28. O saldo da CVA 5º dia útil referente à CDE Energia será obtido:

$$\text{CVA\_5DU}_{\text{CDE\_ENERGIA}} = \sum_{\text{m}} \left(\frac{\text{PGTO\_CDE}_{\text{m}}^{\text{ENERGIA}} - \frac{\text{CT\_CDE}_{\text{m}}^{\text{ENERGIA}}}{12}}{\text{SELIC}_{\text{DP}}} \right) \times \text{SELIC}_{\text{5DU}} \quad (2)$$

onde:
$PGTO\_CDE_m^{ENERGIA}$: valor do duodécimo da cota da CDE Energia, definida pela ANEEL em resolução específica, referente ao mês de competência m; e
$CT\_CDE_m^{ENERGIA}$: valor da cobertura da cota da CDE Energia, em R$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m.

29. Para a previsão tarifária da CDE relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão tarifária, ordinária ou extraordinária, da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$\text{mês de processo tarifário} \Rightarrow \text{CT\_CDE}_{\text{m}}^{\text{T}}$$

$$= \frac{\text{CT\_CDE}_{\text{m}-1}^{\text{T}} \times (\delta - 1) + \text{CT\_CDE}_{\text{m}+1}^{\text{T}} \times (\text{D} - \delta + 1)}{\text{D}} \quad (3)$$

onde:
D: quantidade de dias do mês do processo tarifário da distribuidora;
m: índice para o mês do ano civil, sendo m $\in$ {1; 2; 3... 12};
T: conjunto composto pela CDE Uso e CDE Energia; e
δ: dia de início de vigência do processo tarifário da distribuidora.

30. A CVA CDE Energia (Decreto 7.945 ou Conta ACR) será apurada apenas nos casos em que as cotas homologadas pela ANEEL não forem concatenadas com os processos de reajuste e revisão tarifária.

4.1.2. PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA

31. O Proinfa foi instituído pela Lei nº 10.438/2002, com redação alterada pelas Leis nº 10.762/2003 e nº 10.889/2004, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, o aumento da participação de agentes no setor elétrico.

32. O pagamento das cotas de custeio do Proinfa é realizado mensalmente pelas distribuidoras do SIN à Eletrobrás.

33. Os dados de pagamento são determinados pelo emprego das informações de lançamento do débito e a respectiva data de quitação conforme valores definidos pela ANEEL em resolução específica. Como regra geral, o pagamento é realizado no 10º dia do mês anterior ao mês de competência da cota. Quando a data de pagamento ocorrer em fim de semana ou feriado nacional, o pagamento deve ser realizado no dia útil subsequente.

34. A cobertura tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos das cotas de Proinfa corresponde ao valor considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a cobertura tarifária corresponde à previsão tarifária anual dividida por 12.

35. O saldo da CVA 5º dia útil referente ao Proinfa será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$\text{CVA\_5DU}_{\text{PROINFA}} = \sum_{\text{m}} \left(\frac{\text{PGTO\_PROINFA}_{\text{m}} - \frac{\text{CT\_PROINFA}_{\text{m}}}{12}}{\text{SELIC}_{\text{DP}}} \right) \times \text{SELIC}_{\text{5DU}} \quad (4)$$

onde:
$PGTO\_PROINFA_m$: valor do duodécimo da cota do Proinfa, definida pela ANEEL em resolução específica, referente ao mês de competência m; e
$CT\_PROINFA_m$: valor da cota do Proinfa, em R$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m.

36. Para a previsão tarifária do Proinfa relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão tarifária, ordinária ou extraordinária, da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$\text{mês de processo tarifário} \Rightarrow \text{CT\_PROINFA}^{\text{m}}$$

$$= \frac{\text{CT\_PROINFA}_{\text{m}-1} \times (\delta - 1) + \text{CT\_PROINFA}_{\text{m}+1} \times (\text{D} - \delta + 1)}{\text{D}} \quad (5)$$

4.1.3. ENCARGO DE SERVIÇOS DO SISTEMA

37. Para fins de cálculo da CVA ESS, considera-se Encargo de Energia de Reserva - EER - como componente de formação do custo ESS.

38. O Decreto nº 5.163, de 2004, estabeleceu que a contabilização e a liquidação do ESS são efetuadas pela CCEE, conforme as Regras e Procedimentos de Comercialização de Energia, e que os serviços do sistema devem ser compostos inclusive pelos serviços ancilares prestados aos usuários do SIN, compreendendo, dentre outros:

(i) os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;

(ii) a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;

(iii) a reserva de capacidade, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e

(iv) a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

39. O EER, conforme previsto no Decreto nº 6.353, de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

40. Os pagamentos associados ao ESS e ao EER são contabilizados e liquidados mensalmente pelas distribuidoras do SIN no âmbito da CCEE, conforme Regras de Comercialização.

41. Para fins de apuração da CVA de ESS/EER serão utilizados os valores informados pela CCEE relativos à contabilização, **evento 0 (zero),** conforme regras definidas no Módulo 10 – Consolidação de Resultados das Regras de Comercialização, que serão consolidados pela ANEEL por meio das variáveis:

- VL_ENCARGOS $_{a,m}$: Total de pagamentos de ESS do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
- VL_TAR_ENC$_{a,m}$: Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
- VL_AJ_EER_C$_{a,m}$: Valor de EER final ajustado, com sucessão, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
- VL_RES_EXCD_ER$_{a,m:}$ Valor do Excedente Financeiro da Energia de Reserva por cada perfil de “a”, no mês de apuração “m”.

42. Para a definição das datas de pagamento, será empregado o Calendário da Liquidação Financeira da Energia de Reserva para EER e o Calendário da Liquidação Financeira para ESS, ambos disponíveis no sitio da CCEE.

43. A previsão tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos de ESS/EER corresponde ao valor considerado para estes encargos setoriais no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a previsão tarifária corresponde à previsão tarifária anual, CT_ESS_EER, dividida por 12.

44. Para a definição da cobertura tarifária de ESS e de EER, efetua-se distribuição proporcional da previsão mensal em função dos valores considerados no pagamento para o respectivo mês, conforme regras a seguir:

(i) Para o subcomponente ESS:

$$\text{CT\_ESS}_a{}^m = \frac{\text{CT\_ESS\_EER}_a^m}{12} \times \left(\frac{\text{VL\_ENCARGOS}_{a,m}^0 - \text{VL\_TAR\_ENC}_{a,m}{}_{a,m}^{0}}{\text{VL\_ENCARGOS}_{a,m}^0 - \text{VL\_TAR\_ENC}_{a,m}{}_{a,m}^{0} + \text{VL\_AJ\_EER\_C}_{a,m}^0 - \text{VL\_RES\_EXCD\_ER}_{a,m}^0} \right) \quad (6)$$

(ii) Para o subcomponente EER:

$$\text{CT\_EER}_a{}^m = \frac{\text{CT\_ESS\_EER}_a^m}{12} \times \left(\frac{\text{VL\_AJ\_EER\_C}_{a,m}^0 - \text{VL\_RES\_EXCD\_ER}_{a,m}^0}{\text{VL\_ENCARGOS}_{a,m}^0 - \text{VL\_TAR\_ENC}_{a,m}{}_{a,m}^{0} + VL\_AJ\_EER\_C_{a,m}^0 - VL\_RES\_EXCD\_ER_{a,m}^0} \right) \quad (7)$$

O saldo da CVA 5º dia útil referente ao ESS/EER será obtido conforme a seguinte fórmula:

(i) Para o subcomponente ESS:

$$\text{CVA\_5DU}_{\text{ESS}}^0 = \sum_{\text{m}} \left(\frac{\text{VL\_ENCARGOS}_{a,m}^0 - \text{VL\_TAR\_ENC}_{a,m}{}_{a,m}^{0} - \text{CT\_ESS}^{\text{m}}}{\text{SELIC}_{\text{DP}}} \right) \times \text{SELIC}_{\text{5DU}} \quad (8)$$

(ii) Para o subcomponente EER:

$$\text{CVA\_5DU}_{\text{EER}}^0 = \sum_{\text{m}} \left(\frac{\text{VL\_AJ\_EER\_C}_{a,m}^0 - \text{VL\_RES\_EXCD\_ER}_{a,m}^0 - \text{CT\_EER}^{\text{m}}}{\text{SELIC}_{\text{DP}}} \right) \times \text{SELIC}_{\text{5DU}} \quad (9)$$

45. Para a previsão tarifária do ESS/EER relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão tarifária, ordinária ou extraordinária, da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, obtido conforme a seguinte fórmula:

mês de processo tarifário ⇒ CT_ESS_EER^m

$$\frac{\text{CT\_EES\_EER}^{\text{m}-1} \times (\delta - 1) + \text{CT\_ESS\_EER}^{\text{m}+1} \times (\text{D} - \delta + 1)}{\text{D}} \quad (10)$$

4.2. APLICAÇÃO DO MÉTODO 2

4.2.1. TRANSPORTE DE ITAIPU

46. O Transporte da energia de Itaipu refere-se ao custo com as instalações de transmissão, que não integram a Rede Básica, e são de uso exclusivo da UHE Itaipu. O pagamento é realizado mensalmente pelas distribuidoras cotistas a Furnas Centrais Elétricas S.A. - Furnas.

47. A CVA de Transporte de Itaipu tem como finalidade capturar a diferença de preços entre a tarifa de transporte da energia de Itaipu vigente na data de pagamento e a de previsão tarifária considerada no processo tarifário da concessionária, na data de competência, aplicada sobre o montante de potência contratada.

48. Os valores mensais da potência contratada, bem como a respectiva tarifa de transporte da energia elétrica proveniente da UHE Itaipu, são definidos pela ANEEL em resolução específica.

49. Os dados de pagamento são determinados pelo emprego das informações de lançamento do débito e a respectiva data de quitação conforme valores definidos pela ANEEL em resolução específica. O pagamento mensal da potência contratada é realizado em três parcelas iguais, que, como regra geral, é efetuado nos dias 15 e 25 do mês subsequente ao mês de competência e no dia 5 do segundo mês subsequente ao mês de competência. Quando a data de pagamento ocorrer em fim de semana ou feriado nacional, o pagamento deve ser realizado no dia útil subsequente.

50. A tarifa de previsão tarifária concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos do custo do Transporte de Itaipu corresponde à considerada no processo tarifário anterior ao mês de competência.

51. O saldo da CVA 5º dia útil referente ao Transporte de Itaipu será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$\text{CVA\_5DU}_{\text{TItaipu}} = \sum_{\text{m}} \left(\frac{(\text{TTI}^{\text{m}} \times (1 + \text{PIS\_COFINS\_TI}^{\text{m}}) - TTI\_CT^m) \times PI^m}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (11)$$

onde:
TTI^m: tarifa de transporte da energia proveniente da UHE Itaipu, definida pela ANEEL em resolução específica, vigente no mês de competência m;

PIS_COFINS_TI^m: soma das alíquotas dos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/Pasep – e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, COFINS, relativas ao transporte de UHE Itaipu, no mês de competência m;
TTI_CT^m: tarifa de transporte da energia proveniente da UHE Itaipu considerada como cobertura no processo tarifário anterior no mês de competência m; e
PI^m: montante de potência contratada relativa à UHE Itaipu, definida pela ANEEL em resolução específica, no mês de competência m.

52. Para a previsão tarifária de Transporte da energia proveniente de Itaipu relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão, ordinária ou extraordinária, tarifária da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, obtido conforme a seguinte fórmula:

$$\text{mês de processo tarifário} \Rightarrow TTI\_CT^m$$

$$= \frac{TTI\_CT^{m-1} \times (\delta - 1) + TTI\_CT^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (12)$$

4.2.2. CFURH

53. A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) foi criada pela Lei n.º 7.990, de 1989, que institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo aproveitamento de recursos hídricos. O pagamento da CFURH é realizado mensalmente à União pelas geradoras enquadradas nos critérios definidos na Lei n.º 7.990, de 1989, conforme valores definidos pela ANEEL.

54. O valor mensal da CFURH corresponde a um fator de 6,75% do valor da energia constante da fatura, excluídos os tributos e empréstimos compulsórios, sendo que o valor da energia constante da tarifa é obtido pela aplicação da Tarifa Atualizada de Referência – TAR – homologada anualmente pela ANEEL sobre a energia mensal gerada pela respectiva hidrelétrica.

55. A CVA referente à CFURH aplica-se às distribuidoras que possuem usinas hidrelétricas pagadoras deste encargo e tem como finalidade capturar a diferença de preços entre a TAR vigente na data de pagamento e a TAR de previsão tarifária considerada no processo tarifário da distribuidora, aplicada sobre o montante de energia gerada pela usina.

56. Os dados de pagamento são determinados pelo emprego das informações de lançamento do débito e a respectiva data de quitação conforme valores de Guia de Recolhimento à União (GRU), emitida pela Aneel.

57. O pagamento mensal da CFURH é realizado em uma única parcela, que, como regra geral, é efetuado no dia 10 do mês subsequente ao mês de competência. Quando a data de pagamento ocorrer em fim de semana ou feriado nacional, o pagamento deve ser realizado no dia útil subsequente.

58. A tarifa de previsão tarifária concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos da CFURH corresponde à TAR considerada no processo tarifário anterior ao mês de competência.

59. O saldo da CVA 5º dia útil referente à CFURH será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$CVA\_5DU_{CFURH} = \sum_m \left(\frac{(TAR^m - TAR\_CT^m) \times 0{,}0675 \times E\_CFURH^m}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (13)$$

onde:
TAR^m: tarifa atualizada de referência, definida pela ANEEL em resolução específica, vigente no mês de competência m;
TAR_CT^m: tarifa atualizada de referência considerada no processo tarifário anterior ao mês de competência m; e
E_CFURH^m: montante mensal de energia gerada pela usina, no mês de competência m.

60. Para a previsão tarifária da CFURH relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão, ordinária ou extraordinária, tarifária da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, obtido conforme a seguinte fórmula:

$$\text{mês de processo tarifário} \Rightarrow TAR\_CT^m$$

$$= \frac{TAR\_CT^{m-1} \times (\delta - 1) + TAR\_CT^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (14)$$

4.2.3. REDE BÁSICA

61. O custo de Rede Básica para a distribuidora refere-se às despesas associadas ao uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica (incluído os transformadores de fronteira) e das Demais Instalações de Transmissão – DIT – compartilhadas entre distribuidoras, sendo compostas pelos itens a seguir:

(i) Uso pela distribuidora das instalações de Rede Básica e DIT compartilhadas entre distribuidoras;

(ii) Uso pela usina de Itaipu das instalações de Rede Básica;

(iii) Uso pelas centrais geradoras, conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV, do sistema de transmissão; e

(iv) Valores do Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão – ADCEUST e a Parcela de Ineficiência por ultrapassagem - PI, informados através dos Avisos de Débito - AVD, observando a Contratação Eficiente.

62. As tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) são homologadas pela ANEEL em resoluções específicas.

63. Para a apuração do saldo da CVA, é necessário obter a tarifa média de previsão para comparar com o custo médio efetivo, associado às despesas de Rede Básica, para cada posto tarifário, que é dado pela relação entre despesas e montante de uso do sistema de transmissão (MUST) para o respectivo mês de competência.

64. Há dois postos tarifários no âmbito da transmissão: ponta e fora ponta.

65. Os montantes de uso pertencentes à Rede Básica são contratados pelas distribuidoras por meio da celebração de contratos de uso do sistema de transmissão (CUST) com o ONS.

66. Para fins de apuração da CVA, em relação ao MUST, empregam-se os dados disponibilizados pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL.

67. Para a tarifa média de cobertura para rede básica no período de ponta do processo tarifário, no mês m, considera-se:

$$TMRB_{ponta}^m = \frac{\sum_m \begin{pmatrix} EUST\_COB_{RB_{ponta}}{}^m + EUST\_COB_{RBF_{ponta}}{}^m + RB\_COB_{Itaipu}{}^m \\ +TUSDg_{ONS_{COB}}{}^m + TUSDg_{T_{COB}}{}^m + ADCEUST_{ponta}^m - \frac{PI_{ponta}^m}{3} \end{pmatrix}}{\sum_m MUST_{ponta}{}^m} \quad (15)$$

onde:
EUST_COB$_{RBponta}$^{m}: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período de ponta, em R$, no processo anterior ao do mês de competência m;
EUST_COB$_{RBFponta}$^{m}: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período de ponta, em R$, no processo anterior ao do mês de competência m;
RB_COB$_{Itaipu}$^{m}: despesa relativa ao uso da Rede Básica pela UHE Itaipu, em R$, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m;

TUSDg_ONS_COB^m: despesa da componente "parcela relativa ao custeio do ONS da TUSDg", aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, em R$, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m;
TUSDg_T_COB^m: despesa da componente "parcela relativa ao fluxo de exportação para a rede básica da TUSDg", aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, em R$, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m;
$MUST_{ponta}^m$: montante de uso do sistema de transmissão para o período de ponta, em MW, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m;
$ADCEUST_{ponta}^m$: Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão para o período de ponta, em R$, apurado pelo ONS e informado através do AVD para o mês de competência m; e
PI_{ponta}^m: Parcela de ineficiência por ultrapassagem para o período de ponta, em R$, apurado pelo ONS e informado através do AVD para o mês de competência m;

68. Para a tarifa média de cobertura para rede básica no período de fora de ponta do processo tarifário, no mês m, considera-se:

$$TMRB_{fponta}^m = \frac{\sum_m \left(EUST\_COB_{RB_{fponta}}{}^m + EUST\_COB_{RBF_{fponta}}{}^m + ADCEUST_{fponta}^m - \frac{PI_{fponta}^m}{3} \right)}{\sum_m MUST_{fponta}{}^m} \quad (16)$$

onde:
$EUST\_COB_{RBfponta}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período fora de ponta, em R$, no processo anterior ao do mês de competência m;
$EUST\_COB_{RBFfponta}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período fora de ponta, em R$, no processo anterior ao do mês de competência m;
$MUST_{fponta}^R$: montante de uso do sistema de transmissão para o período fora de ponta, em MW, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m;
$ADCEUST_{fponta}^m$: Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão para o período fora de ponta, em R$, apurado pelo ONS e informado através do AVD para o mês de competência m; e
PI_{fponta}^m: Parcela de ineficiência por ultrapassagem para o período fora de ponta, em R$, apurado pelo ONS e informado através do AVD para o mês de competência m.

69. Para a tarifa média de Rede Básica relativa à previsão tarifária do mês de competência coincidente com o mês do processo tarifário da concessionária, seu valor será obtido pro rata die para o mês precedente e o subsequente, em função da data do processo tarifário, conforme a seguinte fórmula:

$$\text{Mês de processo tarifário} \Rightarrow TMRB_{PST}{}^m = \frac{TMRB_{PST}^{m-1} \times (\delta - 1) + TMRB_{PST}^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (17)$$

onde:
PST: conjunto dos postos tarifários ponta e fora de ponta.

70. Para o cálculo da despesa de ponta, considera-se:

(i) Encargo de uso do sistema de transmissão – EUST – arrecadado por meio da $TUST_{RB}$ no período de ponta;

(ii) EUST arrecadado por meio da $TUST_{FR}$ no período de ponta;

(iii) Cota do EUST relativo à utilização da Rede Básica pela UHE Itaipu;

(iv) Despesa da componente "parcela relativa ao custeio do ONS da TUSDg", aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV;

(v) Despesa da componente "parcela relativa ao fluxo de exportação para a rede básica da TUSDg", aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV;

(vi) Parcela Variável da Rede Básica Fronteira; e

(vii) Parcela Variável da Rede Básica.

71. Para o cálculo da despesa de fora ponta, considera-se:

(i) EUST arrecadado por meio da $TUST_{RB}$ no período de fora ponta; e

(ii) EUST arrecadado por meio da $TUST_{FR}$ no período de fora ponta.

72. O PIS/PASEP e COFINS associados às despesas de EUST, quando não incluído na respectiva tarifa de uso do sistema de distribuição, são considerados na apuração dos pagamentos da Rede Básica, proporcionalmente as despesas, nos postos ponta e fora ponta.

73. O ONS emite mensalmente os Avisos de Débito (AVD) – Módulo 15, Administração de serviços de encargos de transmissão dos Procedimentos de Rede – contendo os valores a serem pagos pelas distribuidoras pelo uso dos ativos da Rede Básica, uso da Rede Básica pela UHE Itaipu e as componentes de despesa relativa ás centrais geradoras conectadas em sua rede no nível de tensão 138 kV e 88 kV. Com base nestas informações, as transmissoras emitem as faturas a serem pagas pelos agentes de distribuição.

74. Para fins de apuração dos pagamentos a serem considerados na CVA de Rede Básica, as informações serão obtidas por meio dos AVD emitidos pelo ONS.

75. Quando houver faturamento retroativo dos itens citados nos parágrafos 70 e 71, o repasse tarifário dar-se-á apenas quando se tratar de faturamento com competência posterior à celebração de aditivo do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST –, sujeito à apresentação dos documentos comprobatórios pela concessionária.

76. O pagamento é realizado em três parcelas, nos dias 15 e 25 do mês subsequente ao mês de competência e no dia 5 do segundo mês subsequente ao mês de competência. Quando a data de pagamento ocorrer em fim de semana ou feriado nacional, o pagamento deve ser realizado no dia útil subsequente.

77. As tarifas de Rede Básica para os períodos de ponta e fora ponta são obtidas conforme as seguintes fórmulas:

(i) Posto ponta:

$$\begin{aligned} TRB\_ponta^m = (&EUST_{RBponta}{}^m + EUST_{RBFponta}{}^m + RB_{Itaipu}{}^m \\ &+ TUSDg\_ONS^m + TUSDg\_T^m + PA\_RB\_F^m + PV\_RB^m \\ &+ PV\_RB\_F^m + PR\_EUST_{RBponta}{}^m + PR\_EUST_{RBFponta}{}^m) \\ &X\ (1 + PIS\_COFINS^m / TOTAL\ AVD\ TRIB^m) / MUST_{ponta}{}^m \end{aligned} \quad (18)$$

onde:
TRB_ponta^m: tarifa média de rede básica no posto ponta relativa à utilização da Rede Básica no período de ponta, em R$/MW, verificado no mês de competência m;
$EUST_{RBponta}{}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão arrecadado por meio da $TUST_{RB}$ no período de ponta, em R$, verificado no mês de competência m;
$PR\_EUST_{RBponta}{}^m$: pagamento retroativo de encargo de uso do sistema de transmissão arrecadado por meio da $TUST_{RB}$ no período de ponta, em R$, verificado no mês de competência m;
$EUST_{RBFponta}{}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão arrecadado por meio da $TUST_{FR}$ no período de ponta, em R$, verificado no mês de competência m;
$PR\_EUST_{RBFponta}{}^m$: pagamento retroativo de encargo de uso do sistema de transmissão arrecadado por meio da $TUST_{FR}$ no período de ponta, em R$, verificado no mês de competência m ;
$RB_{Itaipu}{}^m$: despesa relativa ao uso da Rede Básica pela UHE Itaipu, em R$, verificada no mês de competência m;
$TUSDg\_ONS^m$: despesa da componente "parcela relativa ao custeio do ONS da TUSDg", aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, em R$, verificado no mês de competência m;

TUSDg_T^m: despesa da componente "parcela relativa ao fluxo de exportação para a rede básica da TUSDg", aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, em R$, verificado no mês de competência m;
PA_RB_F^m: Parcela de Ajuste de Fronteira, em R$, verificado no mês de competência m;
PV_RB^m: Parcela Variável da Rede Básica, em R$, verificado no mês de competência m;
PV_RB_F^m: Parcela Variável da Rede Básica Fronteira, em R$, verificado no mês de competência m;
TOTAL AVD TRIB^m: Valor total do AVD com tributos, em R$, verificado no mês de competência m;
PIS_COFINS^m: montante de PIS/PASEP e COFINS, em R$, expresso no AVD, no mês de competência m; e
MUST$_{ponta}^m$: montante de uso do sistema de transmissão para o período de ponta, em MW, informado pela SGT para o mês de competência m; deve-se observar se o pagamento retroativo exige ajuste de montante.

(ii) Posto fora ponta:

$$\begin{aligned} TRB\_fponta^m &= (EUST_{RBfponta}{}^m + EUST_{RBFfponta}{}^m + PR\_EUST_{RBfponta}{}^m \\ &+ PR\_EUST_{RBFfponta}{}^m) \times (1 + PIS\_COFINS^m / TOTAL\ AVD\ TRIB^m) \\ &/ MUST_{fponta}{}^m \end{aligned} \quad (19)$$

onde:
TRB_fponta^m: tarifa média de rede básica no posto fora de ponta relativa à utilização da Rede Básica no período de fora de ponta, em R$/MW, verificado no mês de competência m;
EUST$_{RBfponta}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão arrecadado por meio da TUST$_{RB}$ no período fora de ponta, em R$, verificado no mês de competência m;
EUST$_{RBFfponta}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão arrecadado por meio da TUST$_{FR}$ no período fora de ponta, em R$, verificado no mês de competência m;
PR_EUST$_{RBfponta}^m$: pagamento retroativo do encargo de uso do sistema de transmissão arrecadado por meio da TUST$_{RB}$ no período fora de ponta, em R$, verificado no mês de competência m;
PR_EUST$_{RBFfponta}^m$: pagamento retroativo do encargo de uso do sistema de transmissão arrecadado por meio da TUST$_{FR}$ no período fora de ponta, em R$, verificado no mês de competência m;
PIS_EUST_fponta^m: montante de PIS/COFINS, em R$, relativo encargo de uso do sistema de distribuição do período de fora de ponta, no mês de competência m; e
MUST$_{fponta}^m$: montante de uso do sistema de transmissão para o período de fora de ponta, em MW, informado pela SGT para o mês de competência m; deve-se observar se o pagamento retroativo exige ajuste de montante.

78. Os montantes informados pela SGT serão distribuídos em três parcelas iguais nas respectivas datas de pagamento, conforme item 76, por meio de um fator de alocação de montantes, FPM$_P$, de valor padrão um terço (1/3).

79. Nas situações em que os pagamentos não forem iguais, cabe a distribuidora informar o fator de alocação de montantes nas datas de pagamento.

80. O saldo da CVA 5º dia útil referente à Rede Básica será obtido conforme a fórmula:

$$CVA_{5DU\,RB} = \left(\sum_m \sum_p \left(\frac{(TRB\_ponta^m - TMRB_{ponta}^m)}{SELIC_{DP}} \times MUST_{ponta}{}^m + \left(\frac{TRB\_fponta^m - TMRB_{fponta}^m}{\times C_{DP}} \right) \right. \right. \\ \left. \left. \cdot MUST_{fponta}{}^m \right) \times FPM_P \right) \times SELIC_{5DU} \quad (20)$$

4.2.4. COMPRA DE ENERGIA

81. Nos processos tarifários, é concedida previsão tarifária para o atendimento da carga regulatória da concessionária, refletida pela aplicação de uma tarifa média de compra de energia sobre a energia requerida.

82. O repasse tarifário da diferença entre os preços praticados dos contratos de compra de energia e a tarifa média de previsão tarifária considerada no processo tarifário da distribuidora, limitado à carga regulatória, será realizado por meio da apuração de dois componentes distintos:

$$CVA\_5DU_{ENERGIA} = CVA\_5DU_{CONTRATOS} - CVA\_5DU_{GLOSA} \quad (21)$$

onde:
CVA_5DU$_{CONTRATOS}$: componente relativo ao repasse das diferenças entre os preços dos contratos de compra de energia e a tarifa média de previsão tarifária considerada no processo tarifário da distribuidora, em R$; e
CVA_5DU$_{GLOSA}$: componente relativo à glosa de energia decorrente de ineficiência na gestão de perdas de energia elétrica, em R$.

83. Quando ocorrer recontabilizações de montantes contratuais, de carga e dos resultados do mercado de curto prazo, para as competências a partir de janeiro de 2015, será automaticamente apurado ajuste financeiro com o objetivo de refletir as alterações no resultado da CVA_5DU$_{ENERGIA}$ considerada em processo tarifário, o qual será repassado pelo Método 3.

84. O recálculo de que trata o parágrafo anterior será realizado até 5 anos após seu mês de competência.

85. Situações excepcionais de recontabilizações de montantes contratuais ou de carga trazidas pelas concessionárias ou identificadas pela ANEEL poderão ser tratadas em processos específicos, desde que o ajuste financeiro resultante do cálculo seja considerado relevante.

86. O saldo da CVA_5DU$_{CONTRATOS}$ será obtido conforme:

$$CVA\_5DU_{CONTRATOS} = \sum_{m \epsilon M} \sum_{e \epsilon E} \left(\frac{PR_{e,m} - TM\_CT^m}{SELIC_{DP}} \times QM_{e,m} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (22)$$

onde:
DP: é a data de pagamento;
5DU: é a data que representa o quinto dia útil anterior à data do processo tarifário sob cálculo;
TM_CT^m: é a tarifa média de compra de energia referente ao mês de competência m, estabelecida no processo tarifário imediatamente anterior ao mês de competência;
SELIC$_k$: número índice da taxa SELIC referente à data k;
E: conjunto dos contratos da distribuidora, modelados ou não na CCEE;
M: conjunto dos meses de cálculo do saldo da CVA;
PR$_{e,m}$: preço de repasse regulatório, obtido conforme aplicação das restrições de repasse dos custos unitários, definidas no Submódulo 6.1 do PRORET; e
QM$_{e,m}$: quantidade mensal de energia associada ao contrato "e", no mês de apuração "m", associada ao último evento contábil disponibilizado pela CCEE.

87. Para a previsão tarifária da compra de energia relativa ao mês de competência coincidente com o mês do processo tarifário da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário. O valor do pro rata die da tarifa média é dado pela seguinte fórmula:

Mês de processo tarifário ⇒

$$TM\_CT^m = \frac{\begin{matrix} TM\_CT^{m-1} \cdot (\delta - 1) \\ +TM\_CT^{m+1} \cdot (D - \delta + 1) \end{matrix}}{D} \quad (23)$$

88. A componente CVA_5DU$_{GLOSA}$, que tem como finalidade limitar o repasse das diferenças de preços associados apenas aos montantes contratuais para o atendimento da carga regulatória da distribuidora, será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$CVA\_5DU_{GLOSA} = \sum_{m}\left((PRM_m - TM\_CT^m) \times Glosa_m\right) \times FCM_m \quad (24)$$

onde:
PRM_m: preço de repasse médio, histórico, dos contratos de compra de energia, para fins de valoração da glosa de energia, no mês de competência "m", em R$/MWh; e
$Glosa_m$: glosa de energia relativa às perdas acima da meta regulatória no mês de competência "m", em MWh; e
FCM_m = fator de atualização obtido pela relação entre o delta atualizado para o quinto dia útil e o valor histórico, ambos definidos no cálculo das diferenças entre preço dos contratos e coberturas tarifárias, para o mês m.

Sendo que:

$$FCM_m = \frac{\sum_{e\epsilon E}\left(\frac{PR_{e,m} - TM\_CT^m}{SELIC_{DP}} \times QM_{e,m}\right) \times SELIC_{5DU}}{\sum_{e\epsilon E}\left(\left(PR_{e,m} - TM\_CT^m\right) \times QM_{e,m}\right)} \quad (25)$$

89. A glosa de energia é obtida por:

$$Glosa_m = max\left(0;\ TRC_m + \sum\nolimits_{e\in NM} QM_{e,m} - \sum_{m\in M} E_m^{req}\right) \quad (26)$$

onde:
TRC_m: carga da distribuidora no mês "m", obtida a partir dos dados de consumo medido da CCEE, em MWh;
$QM_{e,m}$: energia contratada pela distribuidora no mês "m", em MWh;
E^{req}_m: energia requerida pela distribuidora no mês "m", em MWh;
M: conjunto dos meses que compõe o cálculo do saldo da CVA de energia; e
NM: conjunto de contratos não modelados na CCEE da distribuidora.

Sendo:

$$E_m^{req} = \left((1 + \pi_m) \times \left(E_{a,m}^{forn} + E_{a,m}^{su} + PRO_{a,m}^{SU}\right)\right) \times \frac{TRC_m + \sum_{e\in NM} QM_{e,m}}{\sum_{m\in M}\left(TRC_m + \sum_{e\in NM} QM_{e,m}\right)} \quad (27)$$

onde:
π_m: percentual médio de perda de energia relativo ao mês "m", definido no processo tarifário imediatamente anterior ao do mês em análise.
$E_{a,m}^{forn}$: montante de energia elétrica faturada aos clientes da distribuidora para uso final pela concessionária "a" no mês "m", em MWh;
$E_{a,m}^{su}$: montante de energia elétrica faturada a outras empresas de distribuição para revenda a consumidores finais pela concessionária "a" no mês "m", em MWh; e
PRO_{pam}^{SU}: energia de PROINFA correspondente às supridas da concessionária "a" no mês "m", em MWh.

90. No cálculo da glosa deve-se empregar as últimas contabilizações disponíveis.

91. O preço de repasse médio dos contratos de compra de energia, utilizado na valoração de glosa de perdas e nos cálculos do resultado do MCP e da sobrecontratação de energia ou da exposição do MCP, PRM será obtido pela aplicação da seguinte fórmula:

$$PRM_m = \frac{\sum_{e\in CCEE} QM_{e,m} \times P_{e,m} + \sum_{e\notin CCEE} QM_{e,m} \times P_{e,m}}{\sum_{e\in CCEE} QM_{e,m} + \sum_{e\notin CCEE} QM_{e,m} - QM_{PROINFA,m}} \quad (28)$$

onde:
e ∈ CCEE = contratos modelados na CCEE; e
e∉ CCEE = contratos não modelados na CCEE.

92. Na formação do preço médio dos contratos de compra de energia, de que trata o parágrafo anterior, para os valores com competência a partir de janeiro de 2015, não deverão ser incluídos os efeitos dos riscos hidrológicos e da energia secundária associados à contratação de Itaipu Binacional, das cotas de garantia física de energia definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 e dos CCEAR celebrados com usinas hidrelétricas.

93. O percentual de perdas sobre energia vendida para o mês "m" , π_m, corresponde ao valor percentual das perdas regulatórias de distribuição e rede básica sobre a energia vendida para o mês "m"

$$\pi_m = \frac{PD_m^{IRT} + PRB_m^{IRT}}{E_{a.m}^{forn} + E_{a.m}^{su} + PRO_{a.m}^{SU}} \quad (29)$$

onde:

PD_m^{IRT}: perdas no sistema de distribuição para o mês "m", calculada pela multiplicação de mercado do mesmo período e o percentual de perdas da distribuição do processo tarifário imediatamente anterior ao mês "m"; e.
PRB_m^{IRT}: perdas na rede básica do SIN para o mês "m", calculada pela multiplicação de mercado do mesmo período e o percentual de perdas da Rede Básica do processo tarifário imediatamente anterior ao mês "m".

94. A formulação das perdas, em cada processo tarifário, é a seguinte:

$$PD = PT + PNT \quad (30)$$

$$PT = \frac{\%PT \times \left(E^{forn} + E^{su} + E^{CL,D} - E^{A1} + PNT\right)}{1 - \%PT} \quad (31)$$

$$PNT = \%PNT \cdot E^{fornBT} \quad (32)$$

$$PRB = \%PRB \times \left(E^{forn} + E^{su} + PD\right) \quad (33)$$

onde:
PD: perdas no sistema de distribuição;
PT: perdas técnicas no sistema de distribuição;
PNT: perdas não técnicas no sistema de distribuição;
PRB: perdas na rede básica do SIN;
%PT = percentual de perdas técnicas definido na revisão tarifária periódica.
%PNT: percentual de perdas não técnicas definido na revisão tarifária periódica;
%PRB: percentual de perdas na rede básica;
E^{forn}: energia de revenda;
E^{su}: energia de repasse;
$E^{CL,D}$: energia referente ao uso de consumidores livres e outras distribuidoras não supridas
E^{A1}: energia entregue aos consumidores livres e cativos conectados no nível A1;
E^{fornBT}: energia de revenda referente ao grupo; e
E^{inj}: energia injetada na rede de distribuição.

95. Caso o mês "m" seja o do aniversário tarifário, a perda correspondente a este será a média ponderada pelos dias de vigência a que se refere cada percentual dos meses imediatamente anterior e posterior a "m".

$$m = \text{mês de processo tarifário} \Rightarrow \pi_m = \frac{\pi_{m-1} \times (\delta - 1) + \pi_{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (34)$$

96. Nos itens a seguir observam-se as especificidades relativas às formas de contratação de energia para o atendimento ao mercado e os critérios de apuração para fins de repasse na CVA Energia.

4.2.4.1. Concessionária no SIN

97. Conforme o Decreto nº 5.163, de 2004, art. 13, com redação alterada pelo Decreto 7.805, de 2012, será contabilizada a energia elétrica, no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, associada às seguintes modalidades:

(i) Contratada até 16 de março de 2004;

(ii) Contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajuste, e de novos empreendimentos de geração; e

(iii) Proveniente de:

a) Geração distribuída;

b) Usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa;

c) Itaipu Binacional;

d) Cotas de garantia física de energia e de potência definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

e) Angra 1 e 2.

98. Na apuração do saldo da CVA de energia, serão utilizadas as informações do sistema de contabilização da CCEE, no qual cada contrato de compra da concessionária recebe um número, que será o identificador empregado.

99. No caso do contrato não ser modelado emprega-se a codificação da distribuidora.

100. Conforme o Decreto nº 5.163, de 2004, art. 16, as concessionárias de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano poderão adquirir energia elétrica:

(i) Com tarifa regulada do seu atual agente supridor;

(ii) Contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajuste, e de novos empreendimentos de geração;

(iii) Proveniente de geração distribuída; e

(iv) Mediante processo de licitação pública promovido pela concessionária.

101. Neste submódulo, são classificadas como concessionárias supridas aquelas que se encontram no SIN, que não são agentes da CCEE e que, portanto, possuem agente supridor.

4.2.4.1.1. Montantes mensais de energia dos contratos

102. Existe mecanismo que oferece a possibilidade de redução dos montantes contratados decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, conforme previsto no Decreto nº 5.163, de 2004, art. 29, tal é chamado de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD.

103. A CCEE informará mensalmente à ANEEL a quantidade de energia associado ao contrato "e", no mês de apuração "m", $QM_{e,m}$, posição líquida, após MCSD.

104. Como resultado da realização do MCSD, há concessionárias cedentes, que reduzam o montante contratado, e concessionárias cessionárias, que aumentam o montante contratado.

105. Define-se $QTP\_SAZ_{e,m,}$ como a quantidade total das cessões sazonalizada passada do CCEAR, associada ao contrato "e", no mês de apuração "m" – nesse caso o perfil de sazonalização é o definido pelo cessionário e vendedor.

106. Define-se $QTA\_SAZ_{e,m}$ como a quantidade total das cessões sazonalizada atual do CCEAR associada ao contrato "e", no mês de apuração "m" – nesse caso o perfil de sazonalização é o definido pelo cedente e vendedor.

107. Como o MCSD é liquidado centralizadamente pela CCEE, é necessário deduzir do montante $QMC_{e,m}$ o total das cessões sazonalidas (passadas e atuais).

$$QM_{e,m} = QMC_{e,m} (QTP\_SAZ_{e,m} + QTA\_SAZ_{e,m}) \quad (35)$$

108. Por sua vez o montante de energia deduzido compõe a energia cessionária, $QMCEC_{e,m}$, e cujo preço é determinado pela CCEE.

$$QMCEC_{e,m} = QTP\_SAZ_{e,m} + QTA\_SAZ_{e,m} \quad (36)$$

109. Caso haja um contrato não modelado pela CCEE, a concessionária de distribuição deverá informar mensalmente os dados referentes aos montantes em plataforma específica da ANEEL.

110. Os montantes devem ser sempre os do evento contábil disponibilizado pela CCEE.

4.2.4.1.2. Preços dos contratos

4.2.4.1.2.1. CCEAR por quantidade, LA, Itaipu, PROINFA, GP

111. Para os CCEAR de energia existente e de energia nova na modalidade por quantidade, leilões de ajustes e geração própria, a ANEEL empregará um banco de preços com valor normatizado em relação ao índice de correção definido em cada contrato.

$$P_{e,m} = P_{e,ref} \times \frac{IC_{e,m}}{IC_{e,ref}} \quad (37)$$

onde:
$P_{e.m}$: preço do contrato "e", no mês de apuração "m";
$P_{e,ref}$: preço do contrato "e", no mês de referência para correção;
$IC_{e,ref}$: índice de correção do contrato "e", no mês de referência para correção; e
$IC_{e,m}$: índice de correção do contrato "e", relativo ao mês de apuração "m".

112. Para a atualização do preço do contrato, será utilizada a data de reajuste definida no contrato de compra e venda de energia e, por padrão, considera-se a data de aniversário da concessionária quando não informado.

113. No caso de central de geração em atraso ou com divergência de faturamento, caberá à distribuidora corrigir o valor do montante faturado em unidades monetárias, bem como no preço médio unitário.

114. O preço do contrato de Itaipu é regulamentado pelo Decreto nº 4.550, de 2002, e se observa as disposições lá conferidas sobre reajuste e pagamento.

$$P_{Itaipu,m} = \frac{TP_{Itaipu,y} \times CP_{Itaipu,m} \times TC\_US\$_{DP-1,m,y}}{EC\_CCEE_{Itaipu,m}} \quad (38)$$

onde:
$P_{Itaipu,m}$: preço do contrato "Itaipu", no mês de apuração "m", em US$;
$TP_{Itaipu,y}$: preço do contrato "Itaipu" para o ano "a" que pertence o mês "m";
$CP_{Itaipu,m}$: cota parte da potência de Itaipu da empresa;
$TC\_US\$_{DP\text{-}1,m,y}$: taxa de conversão do dólar americano para a moeda brasileira no dia anterior ao de pagamento; e
$EC\_CCEE_{Itaipu,m}$: quantidade mensal de energia associada ao contrato "Itaipu", no mês de apuração "m", associada ao último evento contábil disponibilizado pela CCEE.

115. O preço de Proinfa e de **GP com custos na Parcela B** é considerado como sendo zero.

116. O preço de GP é o valor regulatório conforme definido no submódulo 2.8 do PRORET.

4.2.4.1.2.2. CCEAR por disponibilidade, CCGF, CCEN, MCSD

117. Para os contratos de CCEAR de energia nova na modalidade por disponibilidade, de cota de garantia física, de compra de energia nuclear e os contratos relativos ao MCSD, as despesas são calculadas pela CCEE.

118. Para CCEAR na modalidade disponibilidade o preço é obtido por meio da relação entre o somatório das despesas associadas das n parcelas do contrato "e", no mês de apuração "m", e o valor de energia associada à despesa,$QM_{e,m}$, conforme fórmula a seguir:

$$P_{e,m} = \frac{\left(\sum_N Pn\_RV_{e,m} + AJ_{PN_{RV\,e,m}}\right) + TRESS_{e,m} + ECD_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (39)$$

onde:
$TRESS_{e,m}$: total de ressarcimentos do contrato "e", relativo ao mês de apuração 'm";
$ECD_{e,m}$: efeitos de disponibilidade do contrato "e", relativo ao mês de apuração "m";
$Pn\_RV_{e,m}$: receita de venda calculada em até três parcelas, sendo "n" a parcela da receita do contrato "e", relativo ao mês de apuração "m"; e
$AJ\_Pn\_RV_{e,m}$: ajuste da receita de venda calculado em até três parcelas, sendo "n" a parcela do contrato "e", relativo ao mês de apuração "m".

119. A partir do preço calculado conforme §118, excluídos $TRESS_{e,m}$ e $ECD_{e,m}$, obtém-se a distribuição dos montantes por parcela:

$$QM\_PN_{e,m} = \frac{\sum_N Pn\_RV_{e,m} + AJ\_PN\_RV_{e,m}}{P_{e,m}} \quad (40)$$

onde:
$QM\_PN_{e,m}$: quantidade de energia associada à parcela N que pertence o mês "m".

120. No caso de o(s) valor(es) da(s) parcela(s) não conferir(em) com o valor lançado ou o número de parcelas ser diferente, caberá à distribuidora corrigir os dados para refletir a situação correta.

121. Para MCSD, o preço é calculado pela CCEE para cada uma das cessões, pois a empresa cessionária recebe contratos de diversos agentes vendedores com diferentes datas de reajuste.

122. Para CCGF tem-se:

$$P_{e,m} = \frac{RVM_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (41)$$

onde:
$RVM_{e,m}$: receita de venda mensal do perfil de agente de distribuição "a", do contrato "e", por mês de apuração "m"; e
$QM_{e,m}$: energia dos cotistas atribuída ao agente de distribuição para a geradora cotista "a", no mês de apuração "m".

123. Para CCEN tem-se:

$$P_{a,m} = \frac{RFM\_CCEN_{a,m} + PV\_CCEN_{a,m}}{QM_{a,m}} \quad (42)$$

onde:
$PV\_CCEN_{a,m}$: parcela variável mensal do perfil de agente de distribuição "a", por mês de apuração "m";
$RFM\_CCEN_{a,m}$: receita fixa mensal do perfil de agente de distribuição "a", sem $PV\_CCEN_{a,m}$, por mês de apuração "m";
$QM_{a,m}$: somatório da energia das centrais de geração nucleoelétricas atribuída ao agente de distribuição "a", no mês de apuração "m".

4.2.4.1.2.3. GD e Bilaterais

124. Para os contratos de geração distribuída e bilaterais, as distribuidoras informarão os dados de pagamento, custo faturado e montante.

125. O preço será determinado pela relação:

$$P_{e,m} = \frac{\sum_N Pn\_CF_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (43)$$

onde:
$Pn\_CF_{e,m}$: custo faturado parcelas, sendo "n" a parcela da receita do contrato "e", relativo ao mês de apuração "m";
$QM_{e,m}$: somatório da energia da central de geração atribuída ao agente de distribuição "a", no mês de apuração "m".

126. Se o contrato for modelado pela CCEE será empregado o montante contabilizado.

127. Se o contrato não for modelado pela CCEE será empregado o valor declarado.

128. A partir do preço calculado conforme §125, obtém-se a distribuição dos montantes por parcela:

$$QM\_PN_{e,m} = \frac{\sum_N Pn\_CF_{e,m}}{P_{e,m}} \quad (44)$$

onde:

$QM\_PN_{e,m}$: quantidade de energia associada à parcela N que pertence o mês “m”.

4.2.4.1.3. Datas de pagamento e número de parcelas

129. Para a definição das datas de pagamentos e do número de parcelas dos contratos de compra de energia, são adotados os seguintes os critérios:

(i) CCEAR (LEE, LEN, LA): o número de parcelas e as datas de vencimento definidos nos contratos dos leilões de cada produto.

(ii) MCSD: parcela(s) conforme a modalidade do MCSD e em acordo com o Calendário da Liquidação Financeira disponibilizado pela CCEE.

(iii) CCEN: parcela única em acordo com o Calendário da Liquidação Financeira de Angra I e II.

(iv) CCGF: parcela única em acordo com o Calendário da Liquidação Financeira de Cotas de Garantia Física.

(v) Itaipu: três parcelas nos dias 10, 20 e 30 do segundo mês seguinte ao da competência, ou o primeiro dia útil subsequente se estas recaírem em feriado ou final de semana.

(vi) Geração distribuída, contratos bilaterais e de suprimento: datas e parcelas informadas pela distribuidora por meio de banco de dados específico.

130. Para a geração própria e PROINFA, será adotada três parcelas nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao da competência, ou o primeiro dia útil subsequente se este recair em feriado ou final de semana, e 5 do segundo mês subsequente ao de competência, ou o primeiro dia útil que suceder se for final de semana ou feriado.

131. Caberá à distribuidora informar, quando do envio da CVA para a SGT/ANEEL, as datas e parcelas de pagamentos divergentes das do vencimento estabelecidas nesse item.

4.2.4.2. Concessionárias com contratos com centrais de geração no Sistema Isolado

132. Em função da sistemática de reembolso dos custos de geração, para os contratos com centrais de geração no Sistema Isolado – SI – ou contratos ainda vigentes firmados antes da interligação, utiliza-se o conceito de condomínio virtual.

133. Sob esse conceito, os custos unitários são calculados em função do custo total mensal de geração, CT_ISO_m, e da quantidade mensal de geração associada, QM_m, de forma que o preço é obtido conforme a aplicação da fórmula a seguir:

$$P_m = \frac{CT\_ISO_m}{QM_m} \quad (45)$$

134. O custo total mensal de geração será informado pela Eletrobrás à ANEEL de acordo com sistema específico para este fim.

135. A quantidade mensal total de geração associada será obtida por meio:

(i) Do Sistema de Coleta de Dados Operacionais, SCD, mantido pela Eletrobrás: para as centrais de geração não modeladas na CCEE; e

(ii) Da CCEE: quando a central de geração é modelada nesta câmara.

136. Enquanto o sistema não estiver operacional, a concessionária de distribuição deverá informar mensalmente os dados referentes aos montantes em plataforma específica da ANEEL.

137. Com relação às datas de pagamento, adotam-se três parcelas:

(i) Dias 15 e 25 do mês seguinte ao da competência, ou o primeiro dia útil subsequente se estes recaírem em feriado ou final de semana; e

(ii) Dia 5 do segundo mês seguinte ao da competência, ou o primeiro dia útil subsequente se este recair em feriado ou final de semana.

138. As restrições de repasse dos custos unitários, associadas ao condomínio, são tratadas no submódulo 6.1 do PRORET.

4.3. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3

139. São considerados como método três:

(i) Reversão das receitas oriundas da Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária, Conta Bandeiras, conforme critérios definidos no Submódulo 6.8 do PRORET.

(ii) Custos de ESS/EER e de compra de energia apurados pela CCEE por meio do Mecanismo Auxiliar de Cálculo – MAC.

(iii) Efeito de contratação, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCGF.

(iv) Efeito de contratação, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCEN.

(v) Efeito de contratação, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCEAR.

(vi) Efeito de contratação, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de Itaipu.

(vii) Efeito de contratação, em R$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de usinas aptas.

(viii) Ressarcimentos, em R$, associados aos contratos no ambiente de contratação regulada.

(ix) Ajuste decorrente do MCSD Ex-Post do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”.

(x) Riscos financeiros, em R$, decorrentes de diferenças de preços entre submercados associados aos CCEAR por quantidade, conforme os valores dos seguintes acrônimos apurados pela CCEE:

- EF_m^{Nrem}: exposição financeira negativa remanescente da distribuidora no mês “m”;
- EF_m^{AJrem}: ajuste da exposição residual da distribuidora no mês “m”; e

AJ_m^{SR} :rateio das receitas remanescentes do alívio das exposições financeiras no mês “m”.

140. Para a reversão das receitas de Bandeiras Tarifárias, de que trata o item (i) do parágrafo anterior, deverão ser observados os seguintes procedimentos e critérios:

(i) Dedução do percentual relativo à incidência do encargo de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D – sobre a receita.

(ii) Não deverá ser considerada a receita de Bandeira Tarifária relativa ao mês de competência cuja liquidação dos resultados do mercado de curto prazo, por motivos de postergação, não foi realizada dentro do período de apuração da CVA.

141. Também é utilizado quando houver alterações de valores de despesas de pagamento ou de cobertura – variação de montantes de energia ou de potência, método dois ou montantes monetários no método um – relativos a competências consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores, mas que, pelo regime de caixa, o ajuste financeiro se deu em data pertencente ao período de processamento da CVA em análise.

142. Caberá à distribuidora informar, quando do envio da CVA para a SGT/ANEEL, os dados relativos a quaisquer acertos financeiros de componentes de CVA realizados por modos não descritos no módulo 4 bem como o fluxo financeiro efetivamente realizado no período de apuração do respectivo saldo.

4.3.1. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3 AOS EVENTOS FINANCEIROS DE CONTABILIZAÇÃO DA CCEE

143. São os itens elencados no §139, obtidos no processo de contabilização da CCEE, evento de referência zero:

$$EEC_{a,m} = ECCEN_{a,m} + ECCGF_{a,m} + ECD_{a,m} + ECQA_{a,m} + ECIT_{a,m} + \sum_{e \epsilon E} TRESS_{e,m} + \sum_{aj \epsilon MAC} AJ_{aj,m} + MCSD\_XP_{a,m} \quad (46)$$

onde:
$EEC_{a,m}$: resultados, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m";
$MCSD\_XP_{a,m}$: ajuste decorrente do MCSD Ex-Post do perfil do agente "a", no mês de apuração "m";
$ECD_{a,m}$: efeito do contrato de disponibilidade, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m";
$ECCEN_{a,m}$: efeito, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente do CCEN.
$ECCGF_{a,m}$: efeito, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente do CCGF.
$ECQA_{a,m}$: efeito, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente de usinas aptas.
$ECIT_{a,m}$: efeito, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente de Itaipu.
$AJ_{aj,m}$: ajuste, em R$, "aj", no mês de apuração "m", efetuado por mecanismo auxiliar de cálculo.
$TRESS_{e,m}$: total de ressarcimentos associadas ao contrato "e", no mês de apuração "m".

144. O saldo da CVA 5º dia útil é obtido por meio da apuração dos valores dos ajustes financeiros, em R$, na data de pagamento ou recebimento, acrescidos da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento:

$$CVA\_5DU_{ajustes} = \sum_{m} \left(\frac{EEC_{a,m}}{SELIC_{DP}}\right) \times SELIC_{5DU} \quad (47)$$

4.3.2. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3 AOS EVENTOS DE RECONTABILIZAÇÃO DA CCEE

145. Para cada recontabilização, evento n, será lançada a diferença entre os valores em relação ao evento anterior, n-1, na data de liquidação do processo de recálculo:

4.3.2.1. EES

146. Subdivide-se em dois:

(i) Para o subcomponente ESS:

$$\Delta^{m}_{ESS} = VL\_ENCARGOS^{n}_{a,m} - VL\_RES\_EXCD\_ER^{n}_{a,m} - VL\_ENCARGOS^{n-1}_{a,m} + VL\_RES\_EXCD\_ER^{n-1}_{a,m} \quad (48)$$

(ii) Para o subcomponente EER:

$$\Delta^{m}_{EER} = VL\_AJ\_EER\_C^{n}_{a,m} - VL\_RES\_EXCD\_ER^{n}_{a,m} - VL\_AJ\_EER\_C^{n-1}_{a,m} + VL\_RES\_EXCD\_ER^{n-1}_{a,m} \quad (49)$$

147. Os deltas serão atualizados pela SELIC da data de liquidação, observando o mapa de liquidação da CCEE, para o quinto dia útil.

$$\Delta\_5DU^{m}_{ESS} = \Delta^{m}_{ESS} \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DP}} \quad (50)$$

$$\Delta\_5DU^{m}_{EER} = \Delta^{m}_{EER} \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DP}} \quad (51)$$

4.3.2.2. Eventos Financeiros de Contabilização da CCEE

148. Como no caso de ESS refere-se a diferença em unidades monetárias entre dois eventos contábeis consecutivos:

$$\Delta\_EEC_{a,m} = EEC^{n}_{a,m} - EEC^{n-1}_{a,m} \quad (52)$$

onde:
$\Delta\_EEC_{a,m}$: diferença de resultados, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m";
$EEC_{a,m}^{n}$: resultado financeiro da CCEE, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", evento n;
$EEC_{a,m}^{n-1}$: resultado financeiro da CCEE, em R$, atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", evento n-1.

149. Os valores são calculados de acordo com a equação (45).

150. Os deltas serão atualizados pela SELIC da data de liquidação para o quinto dia útil.

$$\Delta\_5DU^{m}_{EEC} = \Delta\_EEC_{a,m} \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DP}} \quad (53)$$

4.3.2.3. Energia

151. No caso tanto da CVA Contrato quanto da Glosa de energia é possível alteração de variáveis físicas.

152. O recálculo do componente da CVA Contratos será realizado sobre a parcela de cobertura sobre o valor médio, **a cada evento de contabilização da CCEE**:

$$\Delta\_CVA^{m}_{CONTRATOS} = TM_{m} \times \Delta Q_{m} \quad (54)$$

onde:
ΔQ_m: variação, em MWh, no mês de apuração "m", mantendo o preço médio de energia do cálculo original.

153. Em que:

$$\Delta Q_{m} = \sum\nolimits_{e \in CCEE} \left(QM^{n}_{e,m} - QM^{n-1}_{e,m}\right) + \sum\nolimits_{e \notin CCEE} \left(QM^{n}_{e,m} - QM^{n-1}_{e,m}\right) - QM^{n}_{PROINFA,m} - QM^{n-1}_{PROINFA,m} \quad (55)$$

154. O lançamento do ajuste será de acordo com o calendário de liquidação do MCP.

155. As variações de pagamentos serão lançadas como método três, como ajuste de faturamento do contrato e, consoante sua efetiva liquidação e não como recálculo.

156. O recálculo do componente da Glosa de energia será realizado **concatenado com ano tarifário**, sempre considerando as últimas variáveis disponíveis, para todos os meses em função do cálculo envolver modulação, o que acopla os resultados de todos os meses.

157. Os deltas serão atualizados pela SELIC da data de liquidação da recontabilização para o quinto dia útil.

$$\Delta\_5DU^{m}_{CONTRATOS} = \Delta\_CVA^{m}_{CONTRATOS} \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DP}} \quad (56)$$

$$\Delta\_5DU^{m}_{GLOSA} = \Delta\_CVA^{m}_{GLOSA} \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DP}} \quad (57)$$

5. CVA EM PROCESSAMENTO

158. A apuração do saldo da CVA em Processamento é obtida pela aplicação da remuneração projetada para o período de doze meses subsequentes sobre o saldo da CVA 5º dia útil, conforme a seguinte fórmula:

$$CVA\_PROC = \left(\sum_{item} CVA\_5DU_{item} \times \frac{TRF \times (1+TRF)^{12}}{(1+TRF)^{12}-1}\right) \times 12 \quad (58)$$

onde:
CVA_PROC: saldo da CVA em Processamento a ser considerado no processo tarifário;
CVA_5DU_{item}: saldo da CVA no 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento;
item: itens de custos da CVA; e
TRF: taxa mensal de remuneração financeira projetada, em %.

159. A Taxa Mensal de Remuneração Financeira Projetada – TRF – será obtida conforme fórmula a seguir:

$$TRF = (1 + \min(SELIC_{30d}, SELIC\_BMF))^{\frac{1}{12}} - 1 \quad (59)$$

onde:
$SELIC_{30d}$: taxa SELIC anualizada, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente ao 30º dia anterior à data do processo tarifário; e
SELIC_BMF: projeção indicada no mercado futuro para a taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F para prazo de doze meses, referente ao 30º dia anterior à data do processo tarifário.

6. CVA SALDO A COMPENSAR

160. Ao final do período de compensação, correspondente aos 12 meses subsequentes ao processo tarifário, verifica-se se o saldo da CVA foi compensado, considerando:

(i) As diferenças ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do processo tarifário da concessionária e o realizado no período de compensação; e

(ii) A diferença entre a taxa SELIC projetada e a taxa SELIC apurada.

161. A CVA Saldo a Compensar é apurada considerando-se o valor do saldo da CVA 5º dia útil do processo tarifário anterior por item da Parcela A, atualizado pela SELIC efetiva mensal do 1º mês do período de compensação, deduzindo-se o valor do saldo da CVA em Processamento faturado no respectivo mês. Ao saldo parcial resultante dessa primeira operação aplica-se o mesmo procedimento no 2º mês e assim, sucessivamente, até o 12º mês do período de compensação.

162. Desta forma, a CVA saldo a compensar por item, CVA_SC_{item}, é obtida pela aplicação das seguintes fórmulas:

$$CVA\_SC_{item} = \sum_{n=1}^{m}\left(CVA\_5DU^{PR}_{item} \times (1 + SELIC_n) - CVAfat^{item}_{n}\right) \quad (60)$$

onde:
$CVA\_5DU_{item}^{PR}$: CVA saldo a compensar do quinto dia útil do processo tarifário anterior ao em cálculo, PR;
CVA_n^{item}: valor faturado da CVA do item no mês n; e
$SELIC_n$: taxa mensal da SELIC acumulada entre o mês n e o mês do Reajuste ou Revisão tarifária.

163. A CVA Faturada por item da Parcela A é obtida pela aplicação do componente tarifário relativo à CVA em Processamento do ano anterior, vigente na Data do Último Reposicionamento Tarifário, sobre o Mercado de Referência, conforme submódulo 7.3 do PRORET.

164. A apuração da CVA saldo a compensar deverá considerar, quando existente, valor devido por unidade consumidora migrante, de que trata o art. 4º da Resolução Normativa nº 473, de 24 de janeiro de 2012, ou o que vier a sucedê-lo.

165. O valor final da CVA 5º dia útil será aquele fiscalizado pela SFF.

7. ASPECTOS COMPLEMENTARES

166. Nos casos em que a concessionária, na data contratual do cálculo tarifário, estiver inadimplente com as obrigações intrassetoriais de que trata o art. 10 da Lei n° 8.631, de 4 de março de 1993, os procedimentos de apuração da CVA serão definidos em Submódulo específico do PRORET.

167. No cálculo do saldo da CVA, não serão considerados multa e juros de mora.

168. A concessionária de distribuição de energia elétrica deverá contabilizar o saldo da CVA em conta específica conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

ANEXO XXXV

Módulo 4: Componentes Financeiros

Submódulo 4.3

SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO

1. OBJETIVO

1. Apresentar os critérios de cálculo da apuração do repasse de custos da sobrecontratação de energia ou da exposição ao mercado de curto prazo, nos processos de reajuste e de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplicam-se ao repasse do custo de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos cinco por cento em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e ao repasse do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo, com competência a partir de janeiro de 2019.

3. As distribuidoras que se enquadram neste submódulo são aquelas agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com exceção daquelas com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano que compram energia exclusivamente do atual agente supridor com tarifa regulada

3. CÁLCULO DA SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO E O RESULTADO DO MCP

4. O repasse da sobrecontratação de energia e da exposição ao mercado de curto prazo às tarifas do consumidor final da distribuidora será realizado sob a forma de dois componentes financeiros composto pelas seguintes parcelas:

(i) apuração do resultado financeiro mensal, para o ciclo de cálculo, decorrente das compras e vendas no mercado de curto prazo, calculado de acordo as regras definidas na seção 3.1 deste submódulo, considerando a receita de bandeiras referentes ao mercado de curto prazo; e

(ii) ajuste do resultado financeiro, descrito no item (i), observando os limites de repasse de sobrecontratação de energia e de exposição voluntária e os resultados do Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE, após a finalização dos resultados no ano civil, conforme regras definidas na seção 3.2 deste submódulo.

5. O resultado mensal total final de curto prazo ajustado de energia será obtido, no mês *m*, conforme a seguinte fórmula:

$$TMAF\_MCP_m = TMA\_MCP_m – REC\_BAN\_MCP_m \quad (1)$$

onde:
$TMAF\_MCP_m$: componente financeiro final de repasse dos custos de mercado de curto prazo deduzidos de receita de bandeiras de exposição, para o mês m, em R$;
TMA_MCP_m: componente financeiro de repasse dos custos de mercado de curto prazo, para o mês m, em R$; e
$REC\_BAN\_MCP_m$: componente financeiro de receita, referentes ao mercado de curto prazo, da Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária, conforme critérios definidos no Submódulo 6.8 do PRORET, para o mês m, em R$.

6. Para a reversão das receitas de Bandeiras Tarifárias, não deverá ser considerada a receita de Bandeira Tarifária relativa ao mês de competência cuja liquidação dos resultados do mercado de curto prazo, por motivos de postergação, não foi realizada dentro do mercado do período de apuração da CVA.

7. O ajuste do resultado financeiro do mercado de curto prazo será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$\begin{aligned} AJ\_FIN\_EXPSOB_{ano} &= AJ\_SOBRE_{\ ano} + AJ\_MVE\_Distribuidora_{ano} + AJ\_MVE\_Consumidor_{\ ano} \\ &+ AJ\_EXPO_{\ ano} - AJ\_MVE\_Compartilhamento_{\ ano} \\ &+ AJ\_MVE\_Anual\_Prioritário_{ano}^{dist} \end{aligned} \quad (2)$$

onde:
$AJ\_FIN\_EXPSOB_{ano}$: componente financeiro de ajuste do repasse dos custos de sobrecontratação de energia, exposição ao mercado de curto prazo e dos resultados no MVE, para o ano civil, em R$;

AJ_SOBRE_{ano}: ajuste da sobrecontratação de energia relativo à parcela voluntária que exceder no ano civil o limite da sobrecontratação, em R$;

$AJ\_MVE\_Distribuidora_{ano}$: ajuste da sobrecontratação de energia relativo à parcela voluntária que exceder no ano civil o limite da sobrecontratação relativo aos montantes do MVE, em R$;

$AJ\_MVE\_Consumidor_{ano}$**:** ajuste relativo à parcela de energia no MVE até o limite da sobrecontratação no ano civil, em R$;

AJ_EXPO_{ano}: ajuste da exposição no mercado de curto prazo relativo à parcela voluntária, no ano civil, em R$;

$AJ\_MVE\_Compartilhamento_{ano}$: ajuste referente ao compartilhamento do lucro resultante da venda de energia no MVE associada à energia até o limite da sobrecontratação no ano civil, em R$; e

$AJ\_MVE\_Anual\_Prioritário^{dist}_{ano}$: ajuste referente à alocação prioritária do MVE produto anual à distribuidora, em R$.

8. O resultado do item 4.i é considerado nos processos tarifários no mesmo período de apuração da CVA, de que trata o submódulo 4.2 do PRORET.

$$AJ\_MCP = \sum_{m \in M} TMAF\_MCP_m \quad (3)$$

onde:
AJ_MCP: componente financeiro de repasse dos custos de mercado de curto prazo, para o ano civil, em R$; e
M: conjunto de meses que compõe o cálculo corrente do saldo da CVA.

9. O componente financeiro de ajuste do repasse dos custos de sobrecontratação de energia, exposição ao mercado de curto prazo e dos resultados no MVE será repassado no processo tarifário subsequente ao ano civil de referência, após a publicação do despacho de involuntariedade.

10. Quando ocorrerem recontabilizações de montantes contabilizados de contratos e de carga, para as competências a partir de janeiro de 2015, será automaticamente apurado ajuste financeiro com o objetivo de refletir as alterações no resultado do $AJ\_FIN\_EXPSOB_{ano}$ ou do AJ_MCP.

11. O recálculo de que trata o parágrafo anterior será efetuado até 5 anos após seu mês de competência, observado o disposto no parágrafo anterior.

12. Situações excepcionais de recontabilizações de montantes contratuais ou de carga trazidas pelas concessionárias ou identificadas pela ANEEL poderão ser tratadas em processos específicos, desde que o ajuste financeiro resultante do cálculo seja considerado relevante.

3.1. RESULTADO FINANCEIRO DAS COMPRAS E VENDAS NO MCP

13. Para o cálculo do repasse da sobrecontratação de energia ou da exposição ao mercado de curto prazo é necessária a apuração dos resultados no mercado de curto prazo da distribuidora com dados disponibilizados pela CCEE. Destaca-se que, para esse cálculo, não se considera a inadimplência no mercado de curto prazo.

14. A energia do mercado de curto prazo mensal, MCP_m, é a diferença entre o total de energia dos contratos no mês, TEC_m, e a carga real da distribuidora, $REAL_m$, dados fornecidos pela CCEE.

$$MCP_m = PCL_m - TRC_m \quad (4)$$

onde:
MCP_m: energia liquidada no mercado de curto prazo no mês m pela distribuidora, em MWh;
PCL_m: posição contratual líquida no mês m, em MWh; e
TRC_m: consumo total de energia no mês m, em MWh.

15. É feita a segregação do vetor anual de negociações no curto prazo de acordo com o sinal, separando o montante de cada mês em compra ou venda de curto prazo.

$$V_m^{MCP} = \max(0; MCP_m) \quad (5)$$

$$C_m^{MCP} = \max(0; -MCP_m) \quad (6)$$

onde:
C_m^{MCP}: montante comprado no mercado de curto prazo no mês m pela distribuidora, em MWh; e
V_m^{MCP}: montante vendido no mercado de curto prazo no mês m pela distribuidora, em MWh.

16. Para os cálculos definidos e formulados neste submódulo, a CCEE fornece os parâmetros para cálculo do preço de liquidação das diferenças (PLD) mensal, correspondente a cada distribuidora, que é a média das despesas e receitas unitárias advindas das negociações de energia no MCP, ponderadas pelas quantidades, em megawatt-hora (MWh).

17. O PLD_m depende da distribuição das negociações de curto prazo da distribuidora dentro de um determinado mês, conforme abaixo:

$$PLD_m = \frac{AJ\_EF\_CCEAR_m + EF\_CCEAR\_N\_REM_m + TAJ\_EF\_GER_m + TM\_MCP_m + X_m}{MCP_m} \quad (7)$$

onde:
PLD_m: preço de liquidação de diferenças no mês m da distribuidora, em R$/MWh; e
$AJ\_EF\_CCEAR_m$: Ajuste de Exposições Financeiras, no mês m, em R$;
$EF\_CCEAR\_N\_REM_m$: Exposições Negativas Remanescentes, no mês m, em R$;
$TAJ\_EF\_GER_m$: Total de Ajustes Referentes ao Excedente Financeiro, no mês m, em R$;
TM_MCP_m: Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo, no mês m, em R$; e
X_m: Eventuais novos acrônimos que representem negociações de curto prazo da distribuidora (despesas e receitas unitárias advindas das negociações de energia no MCP, em R$.

18. O resultado financeiro das compras e vendas no mercado de curto prazo é apurado conforme a seguinte fórmula:

$$TMA\_MCP_m = \sum_m \frac{V_m^{MCP} \times (TM\_CT_m - PLD_m) + C_m^{MCP} \times (PLD_m - TM\_CT_m)}{SELIC_{DL,m}} \times SELIC_{5DU} \quad (8)$$

onde:
TM_CT_m: tarifa média de compra de energia referente ao mês de competência m, estabelecida no processo tarifário imediatamente anterior a ele, em R$/MWh;
$SELIC_k$: número índice da taxa SELIC referente à data k;
DL,m: é a data de liquidação dos resultados do mercado de curto prazo relativo ao mês m; e
5DU: é a data que representa o quinto dia útil anterior à data do processo tarifário sob cálculo.

19. Para a cobertura tarifária da compra de energia relativa ao mês de competência coincidente com o mês do processo tarifário da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário. O valor do pro rata die da tarifa média é dado pela seguinte fórmula:

mês de processo tarifário ⇒

$$TM\_CT^m = \frac{TM\_CT^{m-1} \times (\delta - 1) + TM\_CT^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (9)$$

onde:
D: quantidade de dias do mês do processo tarifário da distribuidora;
m: índice para o mês do ano civil, sendo m ∈ {1; 2; 3… 12};
T: conjunto composto pela CDE Uso e CDE Energia; e
δ: dia de início de vigência do processo tarifário da distribuidora.

3.2. AJUSTE DO REPASSE DO RESULTADO FINANCEIRO DAS COMPRAS E VENDAS NO MCP

20. O resultado financeiro das compras e vendas no mercado de curto prazo, calculado conforme regras descritas na sessão anterior, deverá sofrer ajuste no processo tarifário subsequente, após a publicação do despacho de involuntariedade, em virtude da aplicação dos limites de repasse da sobrecontratação de energia e da exposição ao mercado de curto prazo e da venda de energia pela distribuidora no MVE.

3.2.1. DEFINIÇÃO DO LIMITE DE SOBRECONTRATAÇÃO

21. O repasse da sobrecontratação é limitado a 5% da energia anual requerida regulatória da concessionária. Sobre ele é adicionado a sobrecontratação involuntária, conforme regulamentado pela Resolução Normativa nº 453/2011, ou o que vier a sucedê-la.

22. A energia requerida regulatória é obtida como o somatório da energia requerida mensal apurada para fins de aplicação da glosa de perda de energia. A energia requerida regulatória no ano civil é dada pela seguinte forma:

$$E_{ano}^{req} = \sum_{m=1}^{12} E_m^{req} \quad (10)$$

onde:
E_{ano}^{req}: requisito regulatório no ano civil correspondente à distribuidora, em MWh;
E_m^{req}: requisito regulatório no mês m correspondente à distribuidora, em MWh; e
m: índice para o mês do ano civil, sendo m ∈ {1; 2; 3… 12}.

$$E_m^{req} = \sum_{m=1}^{12} \left((1 + \pi_m) \times \left(E_{a,m}^{forn} + E_{a,m}^{su} + PRO_{a,m}^{SU}\right)\right) \times \frac{TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m}}{\sum_{m=1}^{12}\left(TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m}\right)} \quad (11)$$

onde:

π_m: percentual médio de perda de energia relativo ao mês m, definido no processo tarifário imediatamente anterior ao do mês em análise e atualizado de acordo com o mercado realizado.

$E_{a,m}^{forn}$: montante de energia elétrica faturada aos clientes da distribuidora para uso final pela concessionária "a" no mês "m", em MWh;

$E_{a,m}^{su}$: montante de energia elétrica faturada a outras empresas de distribuição para revenda a consumidores finais pela concessionária "a" no mês "m", em MWh;

$\mathrm{PRO}_{\mathrm{pam}}^{\mathrm{SU}}$: energia de PROINFA correspondente às supridas da concessionária "a" no mês "m", em MWh.

23. O limite da sobrecontratação é obtido pela seguinte equação:

$$SOBRE_{ano}^{lim} = 0{,}05 \times E_{ano}^{req} + SOBRE_{ano}^{inv} \quad (12)$$

onde:

$\mathrm{SOBRE}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{lim}}$: limite de sobrecontratação no ano civil, correspondente à distribuidora, em MWh; e

$\mathrm{SOBRE}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{inv}}$: sobrecontratação involuntária definida no ano civil, correspondente à distribuidora, em MWh.

3.2.2. SITUAÇÃO NO MERCADO DE CURTO PRAZO ANTERIOR AO MVE

24. Para fins de cálculo do ajuste dos resultados do MCP, deve-se apurar a situação original de liquidação de energia no MCP caso não houvesse venda de energia no MVE pela distribuidora, conforme equação a seguir:

$$MCP_m^{original} = TEC_m - TEC_m^{NM} - REAL_m + MVE_m \quad (13)$$

onde:

$\mathrm{MCP}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{original}}$: energia a ser liquidada no mercado de curto prazo no mês m pela distribuidora antes do resultado do MVE, em MWh; e

$\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}$: energia vendida no MVE no mês m pela distribuidora, em MWh.

25. A segregação do vetor anual de negociações no curto prazo é refeita de acordo com o sinal, separando o montante de cada mês em compra ou venda de curto prazo, devido à inclusão da energia vendida pela distribuidora no MVE.

$$V\_original_m^{MCP} = \max\left(0; MCP_m^{original}\right) \quad (14)$$

$$C\_original_m^{MCP} = \max\left(0; -MCP_m^{original}\right) \quad (15)$$

onde:

$\mathrm{V\_original}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{MCP}}$: montante mensal de venda no mercado de curto prazo pela distribuidora, caso não houvesse o MVE, em MWh; e

$\mathrm{C\_original}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{MCP}}$: montante mensal de compra de energia no mercado de curto prazo da distribuidora, caso não houvesse o MVE, em MWh.

26. A apuração da situação de contratação de energia anterior ao MVE é realizada para o ano civil, da seguinte forma:

(i) Se $\mathrm{V\_original}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}} > \mathrm{C\_original}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}$, há sobrecontratação:

$$\mathrm{SOBRE\_original}_{\mathrm{ano}} = \max\left(0; \mathrm{V\_original}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}} - \mathrm{C\_original}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}\right) \quad (16)$$

onde:

$\mathrm{SOBRE\_original}_{\mathrm{ano}}$: excedente de contratação da distribuidora no ano civil, caso não houvesse MVE, em MWh.

$\mathrm{V\_original}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}$: montante de venda no mercado de curto prazo no ano civil pela distribuidora caso não houvesse venda no MVE, em MWh; e

$\mathrm{C\_original}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}$: montante de compra de energia no mercado de curto prazo no ano civil da distribuidora caso não houvesse venda no MVE, em MWh.

(ii) Se $\mathrm{C\_original}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}} > \mathrm{V\_original}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}$, há exposição:

$$\mathrm{EXPO\_original}_{\mathrm{ano}} = \max\left(0; \mathrm{C\_original}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}} - \mathrm{V\_original}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}\right) \quad (17)$$

onde:

$\mathrm{EXPO\_original}_{\mathrm{ano}}$: exposição de contratação da distribuidora no ano civil, caso não houvesse MVE, em MWh.

Sendo:

$$V\_original'^{MCP}_{ano} = \sum_{m=1}^{12} V\_original'^{MCP}_{m} \quad (18)$$

$$C\_original'^{MCP}_{ano} = \sum_{m=1}^{12} C\_original'^{MCP}_{m} \quad (19)$$

3.2.3. ALOCAÇÃO PRIORITÁRIA À DISTRIBUIDORA DO MVE ANUAL

27. Em caso de sobrecontratação no ano civil acima do limite de sobrecontratação, verifica-se primeiramente a parcela da energia comercializada por meio do MVE produto anual a ser alocada prioritariamente à distribuidora, conforme equação a seguir:

$$\mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{ano}}^{\%\mathrm{dist}} = \min\left(\mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{ano}};\ \max\left(\mathrm{SOBRE\_original}_{\mathrm{ano}} - \mathrm{SOBRE}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{lim}}; 0\right)\right) \div \mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{ano}} \quad (20)$$

onde:

$\mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{ano}}^{\%\mathrm{dist}}$: parcela da energia vendida no produto anual alocada prioritariamente à sobrecontratração da distribuidora, em %; e

$\mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{ano}}$: energia vendida no produto anual no ano, em MWh.

28. Os valores mensais do MVE produto anual alocado prioritariamente à distribuidora são obtidos conforme equação a seguir:

$$\mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} = \mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{m}} \times \mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{ano}}^{\%\mathrm{dist}} \quad (21)$$

onde:

$\mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}}$: montante mensal de energia vendida no MVE produto anual alocada prioritariamente à sobrecontratração da distribuidora, em MWh.

29. O produto anual comercializado ao preço fixo será alocado prioritariamente para a parcela da sobrecontratação voluntária, sendo complementado pelo produto anual PLD + Ágio.

3.2.4. SITUAÇÃO ANTERIOR NO MCP DESCONTADA A ALOCAÇÃO PRIORITÁRIA DO MVE ANUAL

30. Uma vez apurada a parcela da energia do MVE produto anual alocada à distribuidora, obtém-se o valor residual do MVE, dado pela seguinte equação:

$$\mathrm{MVE\_Residual}_{\mathrm{m}} = \mathrm{MVE}_{\mathrm{m}} - \mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} \quad (22)$$

onde:

$\mathrm{MVE\_Residual}_{\mathrm{m}}$: montante mensal do MVE, após dedução do MVE produto anual alocado prioritariamente à distribuidora, em MWh; e

$\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}$: montante mensal do MVE, em MWh.

31. A energia que seria liquidada no MCP caso não houvesse venda de energia do $\mathrm{MVE\_Residual}$ é dada pela equação a seguir:

$$\mathrm{MCP'}_{\mathrm{m}} = \mathrm{TEC}_{\mathrm{m}} - \mathrm{TEC}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{NM}} - \mathrm{REAL}_{\mathrm{m}} + \mathrm{MVE\_Residual}_{\mathrm{m}} \quad (23)$$

onde:

$\mathrm{MCP'}_{\mathrm{m}}$: energia a ser liquidada no mercado de curto prazo no mês m pela distribuidora antes da venda de energia relativa ao MVE_Residual, em MWh,

32. A segregação do vetor anual de negociações no curto prazo é refeita de acordo com o sinal, separando o montante de cada mês em compra ou venda de curto prazo, devido à inclusão da energia vendida pela distribuidora no MVE, descontada a parcela do MVE produto anual alocada à distribuidora.

$$\mathrm{V'}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{MCP}} = \max(0; \mathrm{MCP'}_{\mathrm{m}}) \quad (24)$$

$$\mathrm{C'}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{MCP}} = \max(0; -\mathrm{MCP'}_{\mathrm{m}}) \quad (25)$$

onde:

$\mathrm{V'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}$: montante de venda no mercado de curto prazo no ano civil pela distribuidora, caso não houvesse a venda de energia do MVE_Residual, em MWh; e

$\mathrm{C'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}$: montante de compra de energia no mercado de curto prazo no ano civil da distribuidora, caso não houvesse a venda de energia do MVE_Residual, em MWh.

33. A apuração da situação de contratação de energia anterior ao MVE_Residual é realizada para o ano civil, da seguinte forma:

(i) Se $\mathrm{V'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}} > \mathrm{C'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}$, há sobrecontratação:

$$\mathrm{SOBRE}_{\mathrm{ano}} = \max\left(0; \mathrm{V'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}} - \mathrm{C'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}\right) \quad (26)$$

onde:

$\mathrm{SOBRE}_{\mathrm{ano}}$: excedente de contratação da distribuidora no ano civil, em MWh.

$\mathrm{V'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}$: montante de venda no mercado de curto prazo no ano civil pela distribuidora caso não houvesse a venda de energia do MVE_Residual, em MWh; e

$\mathrm{C'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}$: montante de compra de energia no mercado de curto prazo no ano civil da distribuidora não houvesse a venda de energia do MVE_Residual, em MWh.

(ii) Se $\mathrm{C'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}} > \mathrm{V'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}$, há exposição:

$$\mathrm{EXPO}_{\mathrm{ano}} = \max\left(0; \mathrm{C'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}} - \mathrm{V'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}\right) \quad (27)$$

onde:

$\mathrm{EXPO}_{\mathrm{ano}}$: exposição de contratação da distribuidora no ano civil, em MWh.

Sendo:

$$\mathrm{V'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}} = \sum_{\mathrm{m}=1}^{12} \mathrm{V'}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{MCP}} \quad (28)$$

$$\mathrm{C'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}} = \sum_{\mathrm{m}=1}^{12} \mathrm{C'}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{MCP}} \quad (29)$$

3.2.5. PARCELAS DE AJUSTES DO RESULTADO DO MCP

34. O repasse tarifário da sobrecontratação é calculado considerando a posição contratual anterior à realização do MVE, descontada a parcela do produto anual alocada prioritariamente à distribuidora, conforme formulações a seguir.

$$\mathrm{MCP'}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} = \max\left(\mathrm{SOBRE}_{\mathrm{ano}} - \mathrm{SOBRE}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{lim}}; 0\right) \times \frac{\mathrm{V'}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{MCP}}}{\mathrm{V'}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{MCP}}} \quad (30)$$

onde:

$\mathrm{MCP'}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}}$: sobrecontratação mensal associada à distribuidora, caso não houvesse o MVE_residual, em MWh.

35. A energia comercializada pela distribuidora no MVE_Residual é alocada prioritariamente à parcela de sobrecontratação mensal associada à distribuidora, conforme equação a seguir:

$$\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} = \min\left(\mathrm{MVE\_Residual}_{\mathrm{m}}; \mathrm{MCP'}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}}\right) \quad (31)$$

onde:

$\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}}$: energia do MVE_Residual alocada prioritariamente à distribuidora, em MWh

36. Consequentemente, a sobrecontratação associada à distribuidora, na situação posterior à realização do MVE_Residual é dada por:

$$\mathrm{MCP}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} = \max\left(\mathrm{MCP'}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} - \mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}}; 0\right) \quad (32)$$

onde:

$\mathrm{MCP}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}}$: sobrecontratação associada à distribuidora, na situação posterior à realização do MVE_Residual, em MWh

37. Já o montante de MVE atribuído ao consumidor é obtido pela equação a seguir:

$$\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{cons}} = \mathrm{MVE\_Residual}_{\mathrm{m}} - \mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} \quad (33)$$

onde:

$\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{cons}}$: montante mensal do MVE_Residual que é atribuído ao consumidor, em MWh.

38. Com relação ao MVE_Residual, os produtos comercializados ao preço fixo serão alocados prioritariamente à parcela voluntária, de acordo com as fórmulas de formação de preço do MVE a seguir:

$$\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{cons}} = \Big(\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{PLD+ágio}} \times \min\big(\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{cons}}; \mathrm{MVE}_{\mathrm{residual}_{\mathrm{m}}}^{\mathrm{PLD+ágio}}\big) + \mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{fixo}} \times \mathrm{máx}(\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{cons}} - \mathrm{MVE}_{\mathrm{residual}_{\mathrm{m}}}^{\mathrm{PLD+ágio}}; 0)\Big) \div \mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{cons}} \quad (34)$$

$$\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} = \Big(\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{fixo}} \times \min\left(\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}}; \mathrm{MVE}_{\mathrm{residual}_{\mathrm{m}}}^{\mathrm{fixo}}\right) + \mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{PLD+ágio}} \times \mathrm{máx}(\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} - \mathrm{MVE}_{\mathrm{residual}_{\mathrm{m}}}^{\mathrm{fixo}}; 0)\Big) \div \mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} \quad (35)$$

onde:

$\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{cons}}$: preço médio ponderado dos produtos do mecanismo de venda de excedentes da distribuidora no mês "m", associado à parcela do MVE do consumidor, em R$/MWh;

$\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}}$: preço médio ponderado dos produtos do mecanismo de venda de excedentes da distribuidora no mês "m", associado à parcela do MVE da distribuidora, em R$/MWh;

$\mathrm{MVE\_residual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{PLD+ágio}}$: parcela de energia vendida no MVE residual na modalidade "PLD + ágio", no mês m pela distribuidora, em MWh;

$\mathrm{MVE\_residual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{fixo}}$ parcela de energia vendida no MVE residual na modalidade "preço fixo", no mês m pela distribuidora, em MWh;

$\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{PLD+ágio}}$: preço médio ponderado dos produtos do MVE residual da distribuidora comercializados na modalidade "PLD + ágio", no mês "m", em R$/MWh; e

$\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{fixo}}$ preço médio ponderado dos produtos do MVE residual da distribuidora comercializados na modalidade "preço fixo", no mês "m", em R$/MWh.

39. O ajuste da sobrecontratação acima do limite regulatório será apurado conforme as seguintes equações:

$$\mathrm{AJ\_SOBRE}_{\mathrm{ano}} = \sum_{\mathrm{m}} \frac{\mathrm{MCP}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} \times (\mathrm{PLD}_{\mathrm{m}} - \mathrm{PR\_EXPSOB}_{\mathrm{m}})}{\mathrm{SELIC}_{\mathrm{DL,m}}} \times \mathrm{SELIC}_{\mathrm{5DU}} \quad (36)$$

onde:

$\mathrm{PR\_EXPSOB}_{\mathrm{m}}$: Preço médio para fins de apuração dos resultados no mercado de curto prazo no mês "m" em R$/MWh, definido conforme equação (26) e vigência definidas no Submódulo 4.2 do PRORET.

40. O ajuste da venda de energia no MVE relativo à parcela da distribuidora será apurado conforme a seguinte equação:

$$\mathrm{AJ\_MVE\_Distribuidora}_{\mathrm{ano}} = \sum_{\mathrm{m}} \mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} \times \left(\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} - \mathrm{PR\_EXPSOB}_{\mathrm{m}}\right) \times \frac{\mathrm{SELIC}_{\mathrm{5DU}}}{\mathrm{SELIC}_{\mathrm{DL,m}}} \quad (37)$$

41. O ajuste da venda de energia no MVE relativo à parcela do consumidor será apurado conforme a seguinte equação:

$$\mathrm{AJ\_MVE\_Consumidor}_{\mathrm{ano}} = \sum_{\mathrm{m}} \frac{\mathrm{MVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{cons}} \times \left(\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{cons}} - \mathrm{PLD}_{\mathrm{subm,m}}\right)}{\mathrm{SELIC}_{\mathrm{DL,m}}} \times \mathrm{SELIC}_{\mathrm{5DU}} \quad (38)$$

onde:

$\mathrm{PLD}_{\mathrm{subm,m}}$: PLD médio do submercado da distribuidora no mês "m", em R$/MWh.

42. Caso o $\mathrm{AJ\_MVE\_Consumidor}_{\mathrm{ano}}$ seja maior que zero, o ajuste referente ao compartilhamento do lucro resultante da venda de energia no MVE associada à energia até o limite da sobrecontratação no ano civil, será obtido conforme equação a seguir:

Se $\mathrm{AJ\_MVE\_Consumidor}_{\mathrm{ano}} > 0$:

$$\mathrm{AJ\_MVE\_Compartilhamento}_{\mathrm{ano}} = \frac{\mathrm{AJ\_MVE\_Consumidor}_{\mathrm{ano}}}{2} \quad (39)$$

Se $\mathrm{AJ\_MVE\_Consumidor}_{\mathrm{ano}} < 0$:

$$\mathrm{AJ\_MVE\_Compartilhamento}_{\mathrm{ano}} = 0$$

43. O ajuste relativo ao montante de energia do MVE anual alocado prioritariamente à distribuidora será apurado conforme a seguinte equação:

$$\mathrm{AJ\_MVE\_Anual\_Prioritário}_{\mathrm{ano}}^{\mathrm{dist}} = \sum_{\mathrm{m}} \mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} \times \left(\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist\_anual\_prioritário}} - \mathrm{PR\_EXPSOB}_{\mathrm{m}}\right) \times \frac{\mathrm{SELIC}_{\mathrm{5DU}}}{\mathrm{SELIC}_{\mathrm{DL,m}}} \quad (40)$$

Sendo:

$$\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist\_anual\_prioritário}} = \Big(\mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{fixo}} \times \min(\mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}}; \mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{fixo}}) + \mathrm{PMVE}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{PLD+ágio}} \times \mathrm{máx}(\mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} - \mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{fixo}}; 0)\Big) \div \mathrm{MVE\_Anual}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{dist}} \quad (41)$$

onde:

$PMVE_m^{dist\_anual\_prioritário}$: preço médio ponderado dos produtos do mecanismo de venda de excedentes da distribuidora no mês "m", alocado prioritariamente à distribuidora, em R$/MWh;

$MVE\_Anual_m^{PLD+ágio}$: parcela de energia vendida no MVE produto anual na modalidade "PLD + ágio", no mês m pela distribuidora, em MWh;

$MVE\_Anual_m^{fixo}$: parcela de energia vendida no MVE produto anual na modalidade "preço fixo", no mês m pela distribuidora, em MWh;

$PMVE_m^{PLD+ágio}$: preço médio ponderado dos produtos do mecanismo de venda de excedentes da distribuidora comercializados na modalidade "PLD + ágio", no mês "m", em R$/MWh; e

$PMVE_m^{fixo}$ preço médio ponderado dos produtos do mecanismo de venda de excedentes da distribuidora comercializados na modalidade "preço fixo", no mês "m", em R$/MWh.

44. Em caso de exposição no ano, o montante de repasse da exposição, em MWh, é calculado conforme a seguinte fórmula:

$$MCP_m^{cons} = -EXPO_{ano} \times \frac{C'^{MCP}_m}{C'^{MCP}_{ano}} \quad (42)$$

onde:

MCP_m^{cons}: exposição mensal associada ao consumidor, antes da realização do MVE, em MWh.

45. No repasse da exposição no mercado de curto prazo, a parcela de compra considerada como voluntária deve observar o limite do Valor Anual de Referência – VR.

46. A apuração do ajuste da exposição no mercado de curto prazo quando voluntária, será realizada conforme a seguinte fórmula:

$$AJ\_EXPO_{ano} = -\sum_m \max\left(0;\ EXPO_{ano} - EXPO_{ano}^{inv}\right) \times \frac{C'^{MCP}_m}{C'^{MCP}_{ano}} \times \left(\max\left(0; PLD_m - VR_m\right)\right) \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DL,m}} \quad (43)$$

onde:

$EXPO_{ano}^{inv}$: limite de exposição involuntária definida em Despacho da ANEEL, em MWh; e

VR_m: valor anual de referência para o ano civil do mês m, conforme definido no art. 34 do Decreto n.º 5.163/2004, em R$/MWh.

4. CASO EXCEPCIONAL — INTERLIGAÇÃO NO SISTEMA ISOLADO

47. A Lei n.º 12.111, de 9 de dezembro de 2009, com redação alterada pela Lei n.º 14.146, de 26 de abril de 2021, que regulamenta a transição do sistema isolado ao sistema interligado dessas distribuidoras, definiu que:

> *Art. 4º-C. O ônus decorrente da sobrecontratação reconhecida pela Aneel como exposição involuntária, para as distribuidoras de energia elétrica prestadoras do serviço em Estados da Federação cujas capitais não estavam interligadas ao SIN em 9 de dezembro de 2009, a partir da interligação ao SIN, será repassado à CCC, mediante:*
>
> *I – custeio das obrigações decorrentes da repactuação de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEEs), preferencialmente;*
>
> *II – repasse do efeito financeiro da sobrecontratação.*
>
> *§ 1º O disposto no inciso I do caput deste artigo está condicionado à existência de economicidade na proposta e à aprovação pela Aneel.*
>
> *§ 2º Para o repasse de que trata o inciso II do caput deste artigo, o efeito financeiro, negativo ou positivo, será considerado no custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, entre janeiro de 2021 e dezembro de 2026, nos termos definidos pela Aneel.*

48. A regra de repasse tarifário dos resultados financeiros da sobrecontratação ou exposição das distribuidoras interligadas ao SIN, nos anos subsequentes à interligação, estão definidos no Submódulo 5.1 do PRORET, referente à Conta de Consumo de combustíveis – CCC.

49. Em caso de benefício financeiro decorrente da venda de energia no MVE, 50% da diferença positiva entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda será compartilhada com a CCC e em caso de prejuízo, a diferença negativa entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda será ressarcida à CCC.

50. O cálculo do mercado de curto prazo mensal deve envolver apenas montantes de energia circulantes na parte interligada. O mercado de curto prazo será dado pela diferença entre o total de energia contratada para atendimento à parte interligada e a carga real informada pela CCEE:

$$MCP_m = TEC_m^{inter} - REAL_m \quad (44)$$

onde:
TEC_m^{inter}: total de energia contratada para a parte interligada no mês m, em MWh.

51. Além disso, deve ser feito um ajuste no mercado real mensal informado pela CCEE, visando englobar a carga associada à parte isolada da área de concessão da distribuidora, cuja medição não é vista pela CCEE. O mercado real ajustado corresponderá ao mercado real da parte interligada, informado pela CCEE, somado ao total de contratos bilaterais que suprem a parte isolada da concessão:

$$REAL_m^{ajus} = REAL_m + EC_m^{bil(iso)} \quad (45)$$

onde:
$EC_m^{bil(iso)}$: energia provinda de contratos bilaterais utilizados para atender a carga isolada no mês m, em MWh; e
$REAL_m^{ajus}$: carga real ajustada da distribuidora no mês m, em MWh.

52. A carga real ajustada será então utilizada para o cálculo do requisito regulatório mensal e anual, bem como para o cálculo da carga regulatória de referência no lugar da carga real informada pela CCEE, visto que essa só contém a energia proveniente da parte interligada.

ANEXO XXXVI

Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição

Submódulo 4.4

DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS

1. OBJETIVO

1. Elencar de forma exaustiva os Componentes Financeiros que ainda não tenham sido definidos nos demais módulos do PRORET, ou em outros regulamentos, denominados aqui como Demais Componentes Financeiros, DCF, e estabelecer a metodologia de cálculo para fins de apuração do índice de reposicionamento das tarifas, e, onde couber, substituir as metodologias existentes.

2. ABRANGÊNCIA

2. São aplicáveis à apuração dos Componentes Financeiros no âmbito dos reajustes tarifários anuais e das revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

3. PRINCÍPIOS GERAIS

3. Todos os DCF terão um critério para sua admissão no cálculo tarifário, que estão descritos no item 5 deste Submódulo. Quaisquer montantes, faturas ou pleitos que não atenderem o critério de admissibilidade serão desconsiderados.

4. Quando o critério de admissibilidade se basear em faturas de compra ou venda de serviços, só serão admissíveis aqueles valores que forem aceitos pela Fiscalização da ANEEL.

5. Como regra geral, para fins de remuneração dos DCF, será utilizada a Taxa de Juros do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic), publicada pelo Banco Central do Brasil (Bacen), acumulada do mês posterior ao da ocorrência do pagamento/recebimento do valor financeiro até o mês anterior ao do processo tarifário da concessionária de distribuição.

6. Os DCF, calculados conforme item 5 deste submódulo, serão remunerados por meio da seguinte fórmula:

$$\mathbf{DCF\_AT_{tp}} = \sum_{\mathbf{m \in M}} \mathbf{DCF_m^{tp}} \times \left(\prod_{\mathbf{i = m+1}}^{\mathbf{n-1}} (\mathbf{1 + SELIC_d}) - \mathbf{1} \right) \quad (1)$$

onde:
DCF_AT: Valor total do DCF, tipo tp, em unidades monetárias, auditado e validado pela ANEEL, com remuneração pela Taxa Selic;
DCF_m^{tp}: Valor do componente financeiro, tipo tp, em unidades monetárias, auditado e validado pela ANEEL, no mês de competência m;
$SELIC_D$: Taxa Selic diária, publicado pelo Bacen, entre o primeiro dia útil do mês posterior ao do pagamento/recebimento do valor financeiro pela concessionária (m + 1) até o último dia útil do mês anterior ao do seu reajuste ou revisão tarifária (n - 1);
tp: tipo do componente financeiro, conforme regras deste submódulo; e
M: conjunto de meses analisados.

7. Para a Taxa Selic diária não disponíveis na data de conclusão da instrução do processo pela área técnica, será replicado o último valor publicado pelo Bacen.

8. Para fins de cálculo dos DCF, período de referência corresponde aos dozes meses anteriores ao mês do reajuste ou revisão tarifária em processamento.

9. Caso não haja tempo hábil para se obter os dados mensais necessários para realizar quaisquer cálculos deste submódulo, o valor será estimado com base nos valores realizados no mês imediatamente anterior.

10. Os valores estimados com base neste parágrafo serão considerados finais, não cabendo ajuste posterior pela apuração efetiva do item.

4. LISTAGEM DOS DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS

11. Serão considerados como DCF os seguintes itens:

i. Garantias financeiras de CCEARs;

ii. Penalidade por descumprimento da meta de Universalização;

iii. Compensação por violação de limites de continuidade;

iv. Neutralidade dos encargos setoriais;

v. Neutralidade da Parcela A;

vi. Descasamento da TUSD Geração;

vii. Descasamento da TUSD Distribuição;

viii. Descasamento das tarifas de permissionárias;

ix. Recálculo de processo tarifário anterior;

x. Suprimento fora da faixa de tolerância; e

xi. Previsão de Risco Hidrológico.

12. Somente os DCF listados acima poderão ser considerados na forma definida neste Submódulo, não admitido outro tipo de cálculo ou metodologia de apuração, ainda que se trate de assunto correlato ou semelhante.

13. Apenas componentes financeiros definidos nos procedimentos de regulação tarifária ou em regulamentação específica poderão ser considerados para fins de reajuste e revisão das tarifas.

5. DEFINIÇÃO E METODOLOGIA DE CÁLCULO

5.1. GARANTIAS FINANCEIRAS DE CCEARS

5.1.1. DEFINIÇÃO

14. Repasse dos custos decorrentes da liquidação e custódia das garantias financeiras previstas nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto nº 5.163/2004.

5.1.2. VALORES ADMISSÍVEIS

15. Faturas pagas dentro do Período de Fiscalização e referentes aos custos com Garantias Financeiras previstos nos contratos de que tratam os art. 15, art. 27 e art. 32 do Decreto nº 5.163/2004, devidamente fiscalizados.

5.1.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

16. O DCF da Garantia CCEAR será igual ao somatório dos montantes validados pela fiscalização, conforme a seguinte fórmula:

$$\mathbf{GFIN_m} = \sum_{\mathbf{e \in E}} \mathbf{GFIN_{e,m}} \quad (2)$$

onde:
$GFIN_m$: Custos fiscalizados, em unidades monetárias, relativos à liquidação e custódia das garantias financeiras, no mês de competência m, para o conjunto de contratos com repasse admissível;
$GFIN_{e,m}$: Custo fiscalizado, em unidades monetárias, relativo à liquidação e custódia das garantias financeiras, no mês de competência m, para o contrato "e";
E: Conjunto de contratos com repasse admissível.

5.2. PENALIDADE POR DESCUMPRIMENTO DE META DE UNIVERSALIZAÇÃO

5.2.1. DEFINIÇÃO

17. Trata-se da penalidade instituída pelo art. 14, §8º, da Lei nº 10.438/2002, regulamentada pela Resolução nº 223/2003, a ser aplicada nas tarifas das distribuidoras de energia elétrica que descumprirem as metas de universalização.

18. O repasse deste DCF ocorrerá no processo tarifário seguinte à decisão administrativa da ANEEL pela aplicação da penalidade por descumprimento das metas, conforme metodologia definida a seguir.

5.2.2. VALORES ADMISSÍVEIS

19. As informações necessárias para apuração do redutor tarifário - como as metas de universalização e o total de pedidos de atendimento não realizados - serão apuradas e informadas pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE).

5.2.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

20. A penalidade imposta à distribuidora é calculada por meio de um fator redutor, cuja fórmula está descrita a seguir:

Redutor = INC_MPU X **RP%** X **EOC** X **BRL**

(3)

onde:
INC_MPU: índice de não cumprimento das metas do plano de universalização apurado pela fiscalização;
Meta: total de pedidos de fornecimento que se enquadrem nos critérios de atendimento no âmbito da universalização, a serem realizados de acordo com os Programas Anuais;
RP %: taxa de Remuneração de Capital Próprio Regulatória definida na Revisão Tarifária subsequente à apuração das metas;
EOC: Estrutura Ótima de Capital Próprio definido na Revisão Tarifária subsequente à apuração das metas; e
BRL: Base de Remuneração Líquida definida na Revisão Tarifária subsequente à apuração das metas.

21. O valor redutor deve ser limitado pelo Valor do Retorno Total do Capital, relacionado ao custo estimado dos ativos correspondentes ao atendimento das ligações não realizadas, obtido pela seguinte fórmula:

$$\mathbf{Limitador} = \left(\frac{\mathbf{WACC}}{\mathbf{1 - T}}\right) \times \left(\sum_{\mathbf{i \in n}} \mathbf{TNR_i} \times \mathbf{CUSTO_i}\right) \quad (4)$$

onde:
WACC: Custo Médio Ponderado do Capital;
T: carga tributária efetiva;
TNRi: número total de ligações não realizadas no período fiscalizado considerando as metas estabelecidas por tipo de meta;
CUSTOi: é o custo de uma ligação de unidade consumidora para fins de universalização por tipo de meta, a ser definido para cada concessionária pela ANEEL no ano em que ocorrer a apuração das metas;

22. A penalidade também deverá ser limitada a 2% do faturamento da distribuidora nos 12 meses anteriores à publicação do Despacho que informar a apuração do número de pedidos de fornecimento não atendidos.

23. O valor do DCF de penalidade por descumprimento de meta de universalização deverá ser dividido em parcelas iguais ao longo do ciclo tarifário até a próxima Revisão Tarifária Periódica, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{PDMU} = \frac{\mathbf{min}\left(\mathbf{Redutor}; \mathbf{Limitador}; \mathbf{0,02} \times \mathbf{FAT}\right)}{\mathbf{n}} \quad (5)$$

onde:
PDMU: parcela da penalidade por descumprimento da meta de universalização, em unidades monetárias;
FAT: faturamento da distribuidora nos 12 meses anteriores à publicação do Despacho que informar a apuração do número de pedidos de fornecimento não atendidos, obtido no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) e deverá incluir as receitas de fornecimento, suprimento e de uso; e
n: é igual ao número de procedimentos tarifários até a Revisão Tarifária Periódica subsequente.

5.3. COMPENSAÇÃO POR VIOLAÇÃO DE LIMITES DE CONTINUIDADE

5.3.1. DEFINIÇÃO

24. Repasse aos consumidores da compensação financeira recebida pelas distribuidoras devido a violação dos limites de continuidade nos pontos de conexão dos acessos à rede de outras distribuidoras, conforme item 6.1.5.2 do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

5.3.2. VALORES ADMISSÍVEIS

25. O valor da compensação financeira devido a violação dos limites de continuidade pela distribuidora acessada, para fins de apuração do DCF da distribuidora acessante, será informado pela SRD, descriminado por mês de competência, distribuidora acessada e acessante.

5.3.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

26. O DCF será calculado, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{CompCont_m} = -\sum_{\mathbf{d \in D}} \mathbf{CompCont_d} \quad (6)$$

onde:
$CompCont_m$: Valor total da compensação financeira, em unidades monetárias, recebida pela concessionária de distribuição acessante, no mês de competência m;
$CompCont_d$: valor da compensação financeira, em unidades monetárias, recebida pela concessionária de distribuição acessante, no mês de competência m, referente à distribuidora acessada d; e

D: conjunto de distribuidoras acessadas pela distribuidora acessante.

5.4. NEUTRALIDADE DOS ENCARGOS SETORIAIS

5.4.1. DEFINIÇÃO

27. Este DCF é resultante do aditivo ao Contrato de Concessão, firmado em 2010, que alterou a forma de cálculo dos processos tarifários ordinários para assegurar a neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A".

28. Os encargos setoriais vigentes são: Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, Encargo de Serviços do Sistema – ESS, Encargo de Energia de Reserva – EER, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

29. A neutralidade dos encargos setoriais é calculada com relação à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada encargo e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.

5.4.2. VALORES ADMISSÍVEIS

30. As informações utilizadas para o cálculo da neutralidade dos encargos setoriais são relativas ao mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, e às componentes tarifárias dos encargos setoriais calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.4.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

31. A Neutralidade dos Encargos Setoriais é calculada, para o período de referência, conforme fórmula abaixo:

$$\mathbf{NEUT_m} = \sum_{\mathbf{e} \in \mathbf{E}} \mathbf{FAT_m^e} \times \left(\mathbf{1} - \frac{\mathbf{CT_m^e}}{\sum_{\mathbf{m} \in \mathbf{M}} \mathbf{FAT_m^e}}\right) \quad (7)$$

onde:
$NEUT_m$: Neutralidade dos encargos setoriais, em unidades monetárias, no mês de competência m, modulado conforme perfil de faturamento do encargo no período de referência;
FAT_m^e: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao encargo setorial "e", vigentes na Data de Referência Anterior (DRA), ao Mercado de Referência, conforme submódulo 7.3, no mês de competência m;
CT_m^e – Valor considerado no processo tarifário anterior a título de cobertura tarifária do encargo setorial "e";
M: período de referência, correspondente aos dozes meses anteriores ao reajuste ou revisão tarifária.
E: conjunto de encargos setoriais vigentes.

5.5. NEUTRALIDADE DA PARCELA A

5.5.1. DEFINIÇÃO

32. Este DCF é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pelo aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, que estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela "A". Portanto, esse componente financeiro é somente aplicável nos reajustes tarifários anuais e nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica prorrogadas nos termos do Decreto n° 8.461/2015 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão, aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016.

33. Os itens da Parcela "A" estão definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET.

34. A Neutralidade é calculada considerado as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados nos Reposicionamento Tarifário anterior.

35. Os valores faturados serão calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for a de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim. Os valores contemplados serão especificados por item da Parcela A, conforme definidos neste submódulo.

36. Todos os componentes financeiros relacionados à Parcela A, incluindo os Demais Componentes Financeiros, o CVA saldo a compensar, bem como o financeiro de neutralidade, serão considerados como itens da Parcela A e terão seus valores neutralizados conforme descrito nesta seção.

37. Somente os componentes tarifários de Parcela A serão considerados no cálculo da neutralidade.

38. A CVA, será neutralizada por meio do cálculo do CVA saldo a compensar, não sendo aplicável os cálculos dispostos nesta seção para sua neutralidade.

39. A Neutralidade da Parcela A é calculada com relação à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.

40. A Neutralidade dos itens da Parcela A será subdividida em duas categorias:

i. Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa;
ii. Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável;

41. Os itens da Parcela A com Neutralidade de natureza fixa são: Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, os componentes financeiros relacionados à Parcela A, a parcela relativa ao custeio do ONS da TUSDg e a parcela relativa ao fluxo de exportação para a rede básica da TUSDg, ambas aplicáveis às centrais geradoras conectadas ao nível de tensão de 138KV ou 88 KV, e a despesa relativa ao uso da Rede Básica pela UHE Itaipu.

42. Os itens da Parcela A com Neutralidade de natureza variável são: Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.

43. O cálculo da Neutralidade dos itens de natureza fixa será padronizado e todos os componentes terão a mesma equação, conforme metodologia definida.

44. O cálculo da Neutralidade dos itens de natureza variável considerará as especificidades de cada componente, conforme metodologia definida.

45. Com exceção da Neutralidade dos encargos setoriais, a Neutralidade será calculada apenas a partir do último dia do mês de assinatura do aditivo ao contrato de concessão, nos termos do Despacho nº 2.194/2016, limitado ao período de referência, ou seja, dos últimos 12 meses.

46. Todos os itens de neutralidade serão calculados considerando até o mês anterior ao do reajuste ou revisão. Os valores referentes ao mês de reajuste ou revisão serão considerados no próximo processo tarifário.

5.5.2. VALORES ADMISSÍVEIS

47. As informações utilizadas para o cálculo da neutralidade dos itens de Parcela A são relativas ao mercado faturado, informadas pelas distribuidoras no SAMP, e às componentes tarifárias calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.5.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO - NATUREZA FIXA

48. A Neutralidade dos Itens de Cobertura Tarifária de natureza fixa do mês m é calculada, para o período de referência, conforme fórmula abaixo:

$$\boldsymbol{Neutralidade_{fixa,i,m} = \left(CT_i \; x \frac{FAT_m^i}{\sum_{m \in M} FAT_m^i} - FAT_m^i \right)} \quad (8)$$

onde:
$Neutralidade_{fixa,i,m}$: Neutralidade da do item "i" da Parcela "A" com natureza fixa do mês m, em unidades monetárias ;
FAT_m^i: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao item "i" da Parcela "A" com natureza fixa, "i", estabelecida pelo processo tarifário anterior, ao Mercado de Referência, conforme submódulo 7.3, no mês de competência m;
CT_i : Valor considerado no processo tarifário anterior a título de cobertura tarifária do item "i" da Parcela "A" com natureza fixa;
M: período de referência, correspondente aos dozes meses anteriores ao reajuste ou revisão tarifária.

49. Para o cálculo da Neutralidade dos Componentes Financeiros, a apuração do valor será realizada por componente tarifário.

50. A componente tarifária utilizada para o cálculo do valor faturado para a Neutralidade dos Componentes Financeiros será realizada subtraindo-se a tarifa de base CVA e a tarifa de base econômica da tarifa de aplicação.

5.5.4. METODOLOGIA DE CÁLCULO – AQUISIÇÃO DE ENERGIA

51. A Neutralidade do Custo de Aquisição de energia do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$\boldsymbol{Neutralidade_{energia,m} = \left(ER_{A-1,m} x \, TM_{A-1} - FAT_{energia,m} \right)} \quad (9)$$

onde:
$\mathrm{ER}_{\mathrm{A-1,m}}$: Energia requerida considerando o mercado de fornecimento e suprimento do mês m do período de referência, aplicando os parâmetros de perda regulatória do processo anterior;
$\mathrm{TM}_{\mathrm{A-1}}$: Tarifa média de repasse do processo anterior; e
$\mathrm{FAT}_{\mathrm{energia,m}}$: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao Custo de Aquisição de Energia, Perda Técnica, Perda não Técnica, Perda de RB sobre o mercado Cativo, Perda de RB sobre o Mercado de Referência para o mês m.

5.5.5. METODOLOGIA DE CÁLCULO – USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

52. A Neutralidade do Uso dos Sistemas de Transmissão contempla os Encargo de Uso associados a TUSDg e o MUST Itaipu.

53. A Neutralidade do Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$\boldsymbol{Neutralidade_{rb,m} = (TMRB_{ponta} \, x \; MW_{ponta,m} + TMRB_{fponta} \, x \; MW_{fponta,m} - FAT_{rb,m})} \quad (10)$$

onde:
$TMRB_{ponta}$, $TMRB_{fponta}$: Tarifa média de Cobertura Tarifária de Rede Básica, respectivamente no posto de ponta e fora de ponta, aplicável ao período de referência, expressa em R$/kW.mês e determinada no processo tarifário anterior ao do cálculo da Neutralidade;
$MW_{ponta,m}$, $MW_{fponta,m}$: Montante contratado de EUST respectivamente no posto de ponta e fora de ponta, do mês m do período de referência; e
$FAT_{rb,m}$: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao EUST Nodal, EUST Fronteira, EUST Itaipu, TUSDg RB e TUSDg ONS ao Mercado de Referência no mês m.

54. A $TMRB_{ponta}$ e a $TMRB_{fponta}$ são calculadas conforme a equações 14 e 15 do submódulo 4.2 do PRORET.

5.5.6. METODOLOGIA DE CÁLCULO – USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

55. A Neutralidade do Uso dos Sistemas de Distribuição do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$\boldsymbol{Neutralidade_{EUSD,m} = \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} \left(TUSD_{d,t,p} \, x \; MW_{d,t,p,m} + TUSD_{d,t,fp} \, x \; MW_{d,t,fp,m} + TUSD_{d,t,MWh} \, x \; EACUSD_{d,t,MWh} \right) - FAT_{EUSD,m}} \quad (11)$$

onde:
$TUSD_{d,t,p}$ **,** $TUSD_{d,t,fp}$***: A tarifa EUSD aplicável para a contratação para a distribuidora d, no período de referência, para o nível de tensão t no período de ponta e fora de ponta, respectivamente;***
$MW_{d,t,p,m}$ **,** $MW_{d,t,fp,m}$***: Montante faturado de EUSD com a distribuidora d, no mês m do período de referência, no nível de tensão t no período de ponta e fora de ponta, respectivamente, observando a contração eficiente,***
$TUSD_{d,t,MWh}$ ***e*** $EACUSD_{d,t,MWh,m}$***: A tarifa EUSD de energia aplicável para a distribuidora d, no mês m do período de referência, no nível de tensão t e a Energia em MWh associada com a mesma; e***
$FAT_{EUSD,m}$***: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao EUSD ao Mercado de Referência no mês m.***

5.5.7. METODOLOGIA DE CÁLCULO – TRANSPORTE DE ITAIPU

56. A Neutralidade de Transporte de Itaipu do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

a) $\boldsymbol{Neutralidade_{Tr.\ Itaipu,m} = D.I._m \, x \, TTI_{A-1} - Fat_{Tr.Itaipu,m}}$ (12)

onde:
$\mathrm{D.I._m}$***: Demanda de Itaipu correspondente ao mês m, homologadas pela ANEEL;***
TTI_{A-1}***: Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional considerada no último processo tarifário; e***
$Fat_{Tr.Itaipu,m}$***: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao transporte de Itaipu aplicado ao mercado de referência no mês m.***

5.5.8. METODOLOGIA DE CÁLCULO – RECEITA IRRECUPERÁVEL

57. A Neutralidade de Receita Irrecuperável não será calculada no primeiro processo tarifário após a prorrogações (Lei nº 12.783/2013) ou após a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão (Despacho nº 2.194/2016).

58. A Neutralidade de Receita Irrecuperável do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$\boldsymbol{Neutralidade_{RI,m} = \frac{Receita\ Realizada_m + Rec.\ de\ Bandeiras_m}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \{\sum_C (\rho_c \times RI_c)\} - Fat_{RI,m}} \quad (13)$$

onde:
$Receita\ Realizada_m$***: Receita auferida no mês m do período de referência, calculada aplicando a tarifa de aplicação (incluindo financeiros) ao mercado de referência, sem considerar os eventuais descontos tarifários;***
$Rec.\ de\ Bandeiras_m$*: a receita proveniente das bandeiras tarifárias no mês m, aplicável somente para as Concessões que já passaram pela primeira revisão após o 3º ciclo;*
$FAT_{RI,m}$***: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente à Receita Irrecuperável aplicado ao mercado de referência no mês m;***
ρ_c***: participação da classe de consumo C na receita total verificada no período de referência; e***
RI_c***: percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.***

59. O $\mathrm{RI_c}$ será o mesmo percentual empregado para calcular a Receita Irrecuperável no processo anterior, que deverá por sua vez observar a metodologia vigente de cálculo da Receita Irrecuperável.

5.6. DESCASAMENTO DA TUSD GERAÇÃO

5.6.1. DEFINIÇÃO

60. Recomposição de receita da distribuidora pelo descasamento entre as datas do seu processo tarifário e as datas de reajuste ou revisão da Receita Anual de Geração das Usinas Hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013, CCGF, que acessam o seu sistema de distribuição.

61. Os agentes de geração que acessam o sistema de distribuição pagam o encargo de uso da rede, conforme disposto na Resolução Normativa nº 506/2012, ou o que vier a sucedê-la, com base no montante de uso contratado, MUSD, e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição modalidade Geração, TUSDg, definida no Submódulo 7.1 do PRORET.

62. O financeiro é constituído em função das distribuidoras acessadas só poderem alterar o faturamento da TUSDg aplicada a essas centrais de geração a partir do reconhecimento desse custo na composição da receita do gerador, o que ocorre a partir do dia 1º de julho de cada ano, com vigência até 30 de junho do ano seguinte.

5.6.2. VALORES ADMISSÍVEIS

63. Mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, e tarifárias calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.6.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

64. O DCF relativo ao descasamento da TUSDg aplicada à CCGF, será calculado nos processos tarifários das distribuidoras, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{Vl\_TUSDg\_CCGF_m} = \sum_{\mathbf{c \in G}} \left(\mathbf{TUSDg_{VIG}^{g,m}} - \mathbf{TUSDg_{PT}^{g,m}}\right) \times \mathbf{MUSD^{g,m}} \quad (14)$$

onde:
$VI\_TUSDg\_CCGF_m$: Valor da recomposição de receita, em unidade monetárias, pelo descasamento da TUSDg aplicada às CCGF, no mês de competência m;
$MUSD^{g,m}$: Montante de uso faturado da CCGF g, no mês de competência m;
$TUSDg_{VIG}^{g,m}$: TUSDg aplicada à CCGF g, no mês de competência m;
$TUSDg_{PT}^{g,m}$: TUSDg considerada no último processo tarifária da distribuidora para a CCGF g; e
G: conjunto das centrais de geração em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013.

5.7. DESCASAMENTO DA TUSD DISTRIBUIÇÃO

5.7.1. DEFINIÇÃO

65. Recomposição da receita das distribuidoras que acessam a rede de outras concessionárias ou permissionárias de distribuição, devido ao descasamento entre as suas datas de aniversário contratual.

66. As distribuidoras que acessam a rede de outras concessionárias ou permissionárias de distribuição pagam o encargo de uso do sistema de distribuição, conforme disposto na Resolução Normativa nº 506/2012, ou o que vier a sucedê-la.

5.7.2. VALORES ADMISSÍVEIS

67. Mercado de energia faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, montantes de uso contratados e tarifas calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.7.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

68. O DCF relativo ao descasamento da TUSD DISTRIBUIÇÃO, será calculado nos processos tarifários das distribuidoras acessantes, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{Vl\_TUSD\ D^m} = \sum_{\mathbf{d \in D}} \left(\mathbf{TUSD\ D_{VIG}^{d,m}} - \mathbf{TUSD\ D_{PT}^{d,m}}\right) \times \mathbf{MercadoFaturado^{d,m}} \quad (15)$$

onde:
$VI\_TUSD\ D_m$: Valor da recomposição de receita da distribuidora acessante, em unidades monetárias, pelo descasamento das tarifas da modalidade distribuição da distribuidora acessada d, no mês de competência m;
$MercadoFaturado_m$: Mercado faturado para fins de cálculo do encargo de uso do sistema de distribuição pago pela distribuidora acessante à distribuidora acessada d, no mês de competência m;
$TUSD\ D_{VIG}^{d,m}$: Valores da TUSD D da distribuidora acessada d, no mês de competência m;
$TUSD\ D_{PT}^{d,m}$: Valores da TUSD D da distribuidora acessada d considerada no último processo tarifária da distribuidora acessante; e
D: conjunto das distribuidoras acessadas.

5.8. DESCASAMENTO DAS TARIFAS DE PERMISSIONÁRIAS

5.8.1. DEFINIÇÃO

69. Recomposição de receita da distribuidora pelo descasamento entre as datas do seu processo tarifário e as datas do reajuste ou revisão das permissionárias de distribuição que acessam a rede e/ou compram energia da distribuidora.

70. As permissionárias que acessam a rede de distribuidoras pagam o encargo de uso do sistema de distribuição, conforme disposto na Resolução Normativa nº 506/2012, ou o que vier a sucedê-la.

71. As permissionárias que compram energia de distribuidora supridora celebram o Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor - CCE500SUP, conforme Submódulo 11.1 do PRORET.

72. O financeiro é constituído em função da distribuidora acessada/supridora só poder alterar o faturamento das tarifas TUSD e TE aplicadas a permissionárias nos processos tarifários destas.

5.8.2. VALORES ADMISSÍVEIS

73. Mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, e tarifárias calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.8.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

74. O DCF relativo ao descasamento das tarifas TUSD e TE aplicadas às permissionárias de distribuição, será calculado nos processos tarifários das distribuidoras acessadas/supridoras, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{Vl\_Per_m} = \sum_{\mathbf{p \in P}} \left(\mathbf{TUSD_{VIG}^{p,m}} - \mathbf{TUSD_{PT}^{p,m}}\right) \times \mathbf{MercadoFaturadoTUSD^{p,m}} + \sum_{\mathbf{p \in P}} \left(\mathbf{TE_{VIG}^{p,m}} - \mathbf{TE_{PT}^{p,m}}\right) \times \mathbf{MercadoFaturadoTE^{p,m}} \quad (16)$$

onde:
VI_Per_m: Valor da recomposição de receita, em unidade monetárias, pelo descasamento das tarifas TUSD e TE aplicadas às permissionárias de distribuição, no mês de competência m;
$MercadoFaturadoTUSD^{p,m}$: Mercado faturado para fins de cálculo do encargo de uso do sistema de distribuição pago pela permissionária p, no mês de competência m;
$TUSD_{VIG}^{p,m}$: TUSD aplicada à permissionária p, no mês de competência m;
$TUSD_{PT}^{p,m}$: TUSD considerada no último processo tarifária da distribuidora acessada para a permissionária p;

MercadoFaturado $TE^{p,m}$: Mercado faturado para fins de cálculo do suprimento de energia à permissionária p, no mês de competência m
$TE_{VIG}^{p,m}$: TE aplicada à permissionária p, no mês de competência m;
$TE_{PT}^{p,m}$: TE considerada no último processo tarifária da distribuidora supridora para a permissionária p; e
P: conjunto de permissionárias acessantes/supridas.

5.9. RECÁLCULO DE PROCESSO TARIFÁRIO ANTERIOR

5.9.1. DEFINIÇÃO

75. O recálculo de processos tarifários anteriores poderá ocorrer em decorrência do provimento de Pedido de Reconsideração interposto tempestivamente pela concessionária, ou por iniciativa da ANEEL, em decorrência de erro de cálculos ou de dados nos processos tarifários anteriores, observado o disposto no Submódulo 3.1 do PRORET.

76. O DCF de recálculo de processos tarifários anteriores pode ser de dois tipos:

b) Ajuste financeiro: diferença entre a receita anual obtida após o procedimento de recálculo do respectivo reajuste ou revisão tarifária e a receita anual originalmente calculada, em unidades monetárias;

c) Ajuste tarifário: diferenças entre as tarifas resultantes do recálculo e as tarifas originalmente homologadas, aplicadas ao mercado de referência do reajuste/revisão em processamento.

5.9.2. VALORES ADMISSÍVEIS

77. Valores resultantes do cumprimento do Pedido de Reconsideração deferido pela ANEEL, ou, quando for o caso, valores recalculados por iniciativa da ANEEL.

5.9.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

78. Para o item (a), o DCF será calculado pela seguinte fórmula:

$$\mathbf{VI\_REC_m^a = (RA_1^{Cor} - RA_1^{PT}) \; X \; (1 + r_m)}$$

(17)

onde:
$VI\_REC_m^a$: Valor do DCF, em unidade monetárias, no mês de competência do processo tarifário anterior;
RA_1^{PT}: Receita Anual considerada no processo tarifário anterior; e
RA_1^{Cor}: Receita Anual do processo tarifário anterior recalculada, incorporando as devidas correções.
r_m: Variação do Mercado de Referência, em MWh, do processo tarifário corrente em relação ao processo tarifário anterior; e
Mercado de Referência: mercado faturado, conforme definido no Submódulo 3.1 do PRORET.

79. Para o item (b), o DCF será calculado considerando as tarifas por item de custo, conforme definido no Submódulo 7.1 do PRORET, sem considerar a aplicação de descontos tarifários, conforme fórmula abaixo:

$$\mathbf{VI\_REC_m^b = REC\_FAT_m^{Cor} - REC\_FAT_m^{PT}}$$

(18)

onde:
$VI\_REC_m^b$: Valor do DCF, em unidade monetárias, no mês de competência m;
$REC\_FAT_m^{PT}$: Valor da receita resultante da multiplicação do Mercado de Referência pelas tarifas homologadas do processo tarifário anterior; e
$REC\_FAT_m^{Cor}$: Valor da receita resultante da multiplicação Mercado de Referência pelas tarifas do processo anterior recalculadas, incorporando as devidas correções.

5.10. SUPRIMENTO FORA DA FAIXA DE TOLERÂNCIA.

5.10.1. DEFINIÇÃO

80. Refere-se à receita proveniente do faturamento do suprimento de energia às distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 Gwh, fora da faixa de tolerância, que deve ser deduzida da receita requerida das supridoras, conforme estabelece o item 6.2 do Submódulo 11.1 do PRORET.

5.10.2. VALORES ADMISSÍVEIS

81. Mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, montantes de energia contratados entre a supridora e a suprida, e tarifas calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.10.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

82. Deverá ser apurada os limites inferior (90%) e superior (110%) da faixa de tolerância, utilizando como base o valor anual contratado.

83. Caso o valor faturado anual esteja fora do intervalo definido pelos limites inferior e superior, é calculado o módulo da diferença, Δ_FAT_AN, entre o montante em MWh faturado anual, FAT_AN, e o limite anual mais próximo deste valor, LIM_CONT, em MWh, conforme a fórmula a seguir:

$$\mathbf{\Delta\_FAT\_AN = abs\,(FAT\_AN - LIM\_CONT)}$$

(19)

84. A partir do delta anual, Δ_FAT_AN, é calculado o delta mensal, Δ_FAT_m, proporcionalizado de acordo com o faturamento mensal, FAT_m, conforme a fórmula a seguir:

$$\mathbf{\Delta\_FAT_m} = \mathbf{\Delta\_FAT\_AN} \times \frac{\mathbf{FAT_m}}{\mathbf{FAT\_AN}} \qquad (20)$$

85. Para calcular os valores em unidades monetárias do faturamento fora da faixa de tolerância, VI_ULT_m deve-se multiplicar os deltas faturados mensais por duas vezes as respectivas tarifas de suprimento vigentes naquele mês, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{VI\_ULT_m = \Delta\_FAT_m \; X \; 2 \; X \; TE_m}$$

(21)

85-A. Caso o montante de energia anual contratada não seja informado pela distribuidora suprida, a faixa fora da tolerância será de 20% do montante de energia anual faturada, nos termos do Submódulo 11.1 do PRORET.

85-B. Caso a distribuidora suprida seja atendida pela distribuidora supridora por mais de um ponto de conexão, o montante contratado alocado em cada ponto de conexão será proporcional à energia medida.

5.11. PREVISÃO DE RISCO HIDROLÓGICO

5.11.1. DEFINIÇÃO

86. Previsão para cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF), à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015.

5.11.2. VALORES ADMISSÍVEIS

87. Montantes de cotas de garantia física, Itaipu e usinas repactuadas, previsão de risco hidrológico e fator de transferência de risco, informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e limite superior da faixa de acionamento da bandeira tarifária verde, calculado conforme Módulo 6.8 do PRORET.

5.11.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

88. O componente financeiro relativo à previsão do risco hidrológico associado às usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF) será calculado com a seguinte fórmula:

$$RH_{CCGF,d} = Energia_{CCGF,d} \times \left(1 - GSF_{previsto}\right) \times 0,5\, Valor_{teto\_verde} \quad (22)$$

onde:

$RH_{CCGF,d}$: Previsão de risco hidrológico associado às usinas CCGF para a distribuidora "d";

$Energia_{CCGF,d}$: Montante de energia de cotas de garantia física, em MWh, alocada para a distribuidora "d" em DRP;

$GSF_{previsto}$: Previsão de risco hidrológico para os próximos 12 meses informado pela CCEE em D-30; e

$Valor_{teto\_verde}$: Limite superior da faixa de acionamento da bandeira tarifária verde, calculado conforme submódulo 6.8 do Proret.

89. O componente financeiro relativo à previsão do risco hidrológico associado à usina de Itaipu será calculado com a seguinte fórmula:

$$RH_{Itaipu,d} = Energia_{Itaipu,d} \times \left(1 - GSF_{previsto}\right) \times 0,5\, Valor_{teto\_verde} \quad (23)$$

onde:

$RH_{Itaipu,d}$: Previsão de risco hidrológico associado à usina de Itaipu para a distribuidora "d";

$Energia_{Itaipu,d}$: Montante de energia de Itaipu, em MWh, alocada para a distribuidora "d" em DRP;

$GSF_{previsto}$: Previsão de risco hidrológico para os próximos 12 meses informado pela CCEE em D-30;

$Valor_{teto\_verde}$: Limite superior da faixa de acionamento da bandeira tarifária verde, calculado conforme submódulo 6.8 do PRORET.

90. O componente financeiro relativo à previsão do risco hidrológico associado às usinas repactuadas será calculado com a seguinte fórmula:

$$RH_{CCEAR,d} = Energia_{CCEAR} \times FTR_{CCEAR,d} \times \left(1 - GSF_{previsto}\right) \times 0,5\, Valor_{teto\_verde} \quad (24)$$

onde:

$RH_{CCEAR,d}$: Previsão de risco hidrológico associado às usinas repactuadas para a distribuidora "d";

$Energia_{CCEAR,d}$: Montante de energia anual, informado pela CCEE, associado às usinas repactuadas, em MWh;

$FTR_{CCEAR,d}$: Fator de rateio do valor do repasse do risco hidrológico do ACR, calculado pela CCEE de acordo com as regras de comercialização;

$GSF_{previsto}$: Previsão de risco hidrológico para os próximos 12 meses informado pela CCEE em D-30; e

$Valor_{teto\_verde}$: Limite superior da faixa de acionamento da bandeira tarifária verde, calculado conforme submódulo 6.8 do PRORET.

91. A previsão de risco hidrológico definida no processo tarifário será revertida no processo tarifário subsequente, devidamente atualizada nos termos do parágrafo 6 deste submódulo.

92. Caso o agente de distribuição dispense a previsão para cobertura dos riscos hidrológicos, o financeiro não será incluso no processo tarifário, sem prejuízo de que as diferenças entre a cobertura tarifária e a despesa efetivamente incorrida sejam apuradas pela CVA Energia no processo tarifário subsequente.

93. Na hipótese do subitem anterior, os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT serão calculados utilizando a previsão para cobertura dos riscos hidrológicos calculada na forma definida neste Submódulo, a fim de não afetar a Conta Bandeiras e os consumidores de outros agentes de distribuição.

ANEXO XXXVII

Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição

Submódulo 4.4A

DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS

1. OBJETIVO

1. Elencar de forma exaustiva os Componentes Financeiros que ainda não tenham sido definidos nos demais módulos do PRORET, ou em outros regulamentos, denominados aqui como Demais Componentes Financeiros, DCF, e estabelecer a metodologia de cálculo para fins de apuração do índice de reposicionamento das tarifas, e, onde couber, substituir as metodologias existentes.

2. ABRANGÊNCIA

2. A apuração dos Componentes Financeiros é aplicável no âmbito dos reajustes tarifários anuais e das revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica, prorrogadas nos termos do Decreto n° 8.461/2015, ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão, aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016.

3. PRINCÍPIOS GERAIS

3. Todos os DCF terão um critério para sua admissão no cálculo tarifário, que estão descritos no item 5 deste Submódulo. Quaisquer montantes, faturas ou pleitos que não atenderem o critério de admissibilidade serão desconsiderados.

4. Quando o critério de admissibilidade se basear em faturas de compra ou venda de serviços, só serão admissíveis aqueles valores que forem aceitos pela Fiscalização da ANEEL.

5. Como regra geral, para fins de remuneração dos DCF, será utilizada a Taxa de Juros do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic), publicada pelo Banco Central do Brasil (Bacen), acumulada do mês posterior ao da ocorrência do pagamento/recebimento do valor financeiro até o mês anterior ao do processo tarifário da concessionária de distribuição.

6. Os DCF, calculados conforme item 5 deste submódulo, serão remunerados por meio da seguinte fórmula:

$$\mathbf{DCF\_AT_{tp}} = \sum_{\mathbf{m \in M}} \mathbf{DCF_m^{tp}} \times \left(\prod_{\mathbf{i = m+1}}^{\mathbf{n-1}} \mathbf{(1 + SELIC_d)} - \mathbf{1} \right) \quad (1)$$

onde:
DCF_AT: Valor total do DCF, tipo tp, em unidades monetárias, auditado e validado pela ANEEL, com remuneração pela Taxa Selic;
DCF_m^{tp}: Valor do componente financeiro, tipo tp, em unidades monetárias, auditado e validado pela ANEEL, no mês de competência m;
$SELIC_D$: Taxa Selic diária, publicado pelo Bacen, entre o primeiro dia útil do mês posterior ao do pagamento/recebimento do valor financeiro pela concessionária (m + 1) até o último dia útil do mês anterior ao do seu reajuste ou revisão tarifária (n - 1);
tp: tipo do componente financeiro, conforme regras deste submódulo; e
M: conjunto de meses analisados.

7. Para a Taxa Selic diária não disponíveis na data de conclusão da instrução do processo pela área técnica, será replicado o último valor publicado pelo Bacen.

8. Para fins de cálculo dos DCF, período de referência corresponde aos dozes meses anteriores ao mês do reajuste ou revisão tarifária em processamento.

9. Caso não haja tempo hábil para se obter os dados mensais necessários para realizar quaisquer cálculos deste módulo 4, o valor será estimado com base nos valores realizados no mês imediatamente anterior.

10. Os valores estimados com base neste parágrafo serão considerados finais, não cabendo ajuste posterior pela apuração efetiva do item.

4. LISTAGEM DOS DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS

11. Serão considerados como DCF os seguintes itens:

i. Garantias financeiras de CCEARs;

ii. Penalidade por descumprimento da meta de Universalização;

iii. Compensação por violação de limites de continuidade;

iv. Neutralidade da Parcela A;

v. Descasamento da TUSD Geração;

vi. Descasamento da TUSD Distribuição;

vii. Descasamento das tarifas de permissionárias;

viii. Recálculo de processo tarifário anterior;

ix. Suprimento fora da faixa de tolerância; e

x. Acordo Bilateral de CCEAR.

12. Somente os DCF listados acima poderão ser considerados na forma definida neste Submódulo, não admitido outro tipo de cálculo ou metodologia de apuração, ainda que se trate de assunto correlato ou semelhante.

13. Apenas componentes financeiros definidos nos procedimentos de regulação tarifária ou em regulamentação específica poderão ser considerados para fins de reajuste e revisão das tarifas.

5. DEFINIÇÃO E METODOLOGIA DE CÁLCULO

5.1. GARANTIAS FINANCEIRAS DE CCEARS

5.1.1. DEFINIÇÃO

14. Repasse dos custos decorrentes da liquidação e custódia das garantias financeiras previstas nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto nº 5.163/2004.

5.1.2. VALORES ADMISSÍVEIS

15. Faturas pagas dentro do Período de Fiscalização e referentes aos custos com Garantias Financeiras previstos nos contratos de que tratam os art. 15, art. 27 e art. 32 do Decreto nº 5.163/2004, devidamente fiscalizados.

5.1.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

16. O DCF da Garantia CCEAR será igual ao somatório dos montantes validados pela fiscalização, conforme a seguinte fórmula:

$$\mathbf{GFIN_m} = \sum_{\mathbf{e \in E}} \mathbf{GFIN_{e,m}} \quad (2)$$

onde:
$GFIN_m$: Custos fiscalizados, em unidades monetárias, relativos à liquidação e custódia das garantias financeiras, no mês de competência m, para o conjunto de contratos com repasse admissível;
$GFIN_{e,m}$: Custo fiscalizado, em unidades monetárias, relativo à liquidação e custódia das garantias financeiras, no mês de competência m, para o contrato "e";
E: Conjunto de contratos com repasse admissível.

5.2. PENALIDADE POR DESCUMPRIMENTO DE META DE UNIVERSALIZAÇÃO

5.2.1. DEFINIÇÃO

17. Trata-se da penalidade instituída pelo art. 14, §8º, da Lei nº 10.438/2002, regulamentada pela Resolução nº 223/2003, ou o que vier a sucedê-la, a ser aplicada nas tarifas das distribuidoras de energia elétrica que descumprirem as metas de universalização.

18. O repasse deste DCF ocorrerá a partir do processo tarifário seguinte à decisão administrativa da ANEEL pela aplicação da penalidade por descumprimento das metas, conforme metodologia definida a seguir.

5.2.2. VALORES ADMISSÍVEIS

19. As informações necessárias para apuração do redutor tarifário - como as metas de universalização e o total de pedidos de atendimento não realizados - serão apuradas e informadas pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE).

5.2.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

20. A penalidade imposta à distribuidora é calculada por meio de um fator redutor, cuja fórmula está descrita a seguir:

$$\mathbf{Redutor} = \frac{\mathbf{TNR}}{\mathbf{Meta}} \times \mathbf{RP\%} \times \mathbf{EOC} \times \mathbf{BRL} \quad (3)$$

onde:
TNR: soma do total de ligações não realizadas nas áreas urbana e rural (TNRU e TNRR, respectivamente);
Meta: total de pedidos de fornecimento que se enquadrem nos critérios de atendimento no âmbito da universalização, a serem realizados de acordo com os Programas Anuais;
RP %: taxa de Remuneração de Capital Próprio Regulatória definida na Revisão Tarifária subsequente à apuração das metas;
EOC: Estrutura Ótima de Capital Próprio definido na Revisão Tarifária subsequente à apuração das metas; e
BRL: Base de Remuneração Líquida definida na Revisão Tarifária subsequente à apuração das metas.

21. O valor redutor deve ser limitado pelo Valor do Retorno Total do Capital, relacionado ao custo estimado dos ativos correspondentes ao atendimento das ligações não realizadas, obtido pela seguinte fórmula:

$$\mathbf{Limitador} = \left(\frac{\mathbf{WACC}}{\mathbf{1 - T}}\right) \times (\mathbf{TNR_U} \times \mathbf{CUSTO_U} + \mathbf{TNR_R} \times \mathbf{CUSTO_R}) \quad (4)$$

onde:
WACC: Custo Médio Ponderado do Capital;
T: carga tributária efetiva;
TNR_U: é o total de pedidos de fornecimento não realizados na área urbana para alcançar as metas que se enquadrem nos critérios de atendimento sem ônus para fins de universalização na área urbana;
$CUSTO_U$: é o custo médio de uma ligação de unidade consumidora para fins de universalização na área urbana, a ser definido para cada concessionária pela ANEEL no ano em que ocorrer a apuração das metas;
TNR_R: é o total de pedidos de fornecimento não realizados na área rural para alcançar as metas que se enquadrem nos critérios de atendimento sem ônus para fins de universalização na área rural;
$CUSTO_R$: é o custo médio de uma ligação de unidade consumidora para fins de universalização na área rural, a ser definido para cada concessionária pela ANEEL no ano em que ocorrer a apuração das metas.

22. A penalidade também deverá ser limitada a 2% do faturamento da distribuidora nos 12 meses anteriores à publicação do Despacho que informar a apuração do número de pedidos de fornecimento não atendidos.

23. O valor do DCF de penalidade por descumprimento de meta de universalização deverá ser dividido em parcelas iguais ao longo do ciclo tarifário até a próxima Revisão Tarifária Periódica, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{PDMU} = \frac{\mathbf{min}\,(\mathbf{Redutor}; \mathbf{Limitador}; \mathbf{0,02} \times \mathbf{FAT})}{\mathbf{n}} \quad (5)$$

onde:
PDMU: parcela da penalidade por descumprimento da meta de universalização, em unidades monetárias;
FAT: faturamento da distribuidora nos 12 meses anteriores à publicação do Despacho que informar a apuração do número de pedidos de fornecimento não atendidos, obtido no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) e deverá incluir as receitas de fornecimento, suprimento e de uso; e
n: é igual ao número de procedimentos tarifários até a Revisão Tarifária Periódica subsequente.

5.3. COMPENSAÇÃO POR VIOLAÇÃO DE LIMITES DE CONTINUIDADE

5.3.1. DEFINIÇÃO

24. Repasse aos consumidores da compensação financeira recebida pelas distribuidoras devido a violação dos limites de continuidade nos pontos de conexão dos acessos à rede de outras distribuidoras, conforme item 6.1.5.2 do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo.

5.3.2. VALORES ADMISSÍVEIS

25. O valor da compensação financeira devido à violação dos limites de continuidade pela distribuidora acessada, para fins de apuração do DCF da distribuidora acessante, será informado pela SRD, descriminado por mês de competência, distribuidora acessada e acessante.

5.3.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

26. O DCF será calculado, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{CompCont_m} = -\sum_{\mathbf{d \in D}} \mathbf{CompCont_d} \quad (6)$$

onde:
$CompCont_m$: Valor total da compensação financeira, em unidades monetárias, recebida pela concessionária de distribuição acessante, no mês de competência m;
$CompCont_d$: valor da compensação financeira, em unidades monetárias, recebida pela concessionária de distribuição acessante, no mês de competência m, referente à distribuidora acessada d; e
D: conjunto de distribuidoras acessadas pela distribuidora acessante.

5.4. NEUTRALIDADE DA PARCELA A

5.4.1. DEFINIÇÃO

27. Este DCF é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pelo aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, que estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela "A".

28. Os itens da Parcela "A" estão definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET.

29. A Neutralidade é calculada considerado as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados nos Reposicionamento Tarifário anterior.

30. Os valores faturados serão calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for a de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim. Os valores contemplados serão especificados por item da Parcela A, conforme definidos neste submódulo.

31. Todos os componentes financeiros relacionados à Parcela A, incluindo os Demais Componentes Financeiros, o CVA saldo a compensar, bem como o financeiro de neutralidade, serão considerados como itens da Parcela A e terão seus valores neutralizados conforme descrito nesta seção.

32. Somente os componentes tarifários de Parcela A serão considerados no cálculo da neutralidade.

33. A CVA, será neutralizada por meio do cálculo do CVA saldo a compensar, não sendo aplicável os cálculos dispostos nesta seção para sua neutralidade.

34. A Neutralidade da Parcela A é calculada com relação à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.

35. A Neutralidade dos itens da Parcela A será subdividida em duas categorias:

i. Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa;

ii. Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável;

36. Os itens da Parcela A com Neutralidade de natureza fixa são: Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e os componentes financeiros relacionados à Parcela A.

37. Os itens da Parcela A com Neutralidade de natureza variável são: Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.

38. O cálculo da Neutralidade dos itens de natureza fixa será padronizado e todos os componentes terão a mesma equação, conforme metodologia definida.

39. O cálculo da Neutralidade dos itens de natureza variável considerará as especificidades de cada componente, conforme metodologia definida.

40. Com exceção da Neutralidade dos encargos setoriais, a Neutralidade será calculada apenas a partir do último dia do mês de assinatura do aditivo ao contrato de concessão, nos termos do Despacho nº 2.194/2016, limitado ao período de referência, ou seja, dos últimos 12 meses.

41. Todos os itens de neutralidade serão calculados considerando até o mês anterior ao do reajuste ou revisão. Os valores referentes ao mês de reajuste ou revisão serão considerados no próximo processo tarifário.

5.4.2. VALORES ADMISSÍVEIS

42. As informações utilizadas para o cálculo da neutralidade dos itens de Parcela A são relativas ao mercado faturado, informadas pelas distribuidoras no SAMP, e às componentes tarifárias calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.4.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO - NATUREZA FIXA

43. A Neutralidade dos Itens de Cobertura Tarifária de natureza fixa do mês m é calculada, para o período de referência, conforme fórmula abaixo:

$$\mathbf{Neutralidade_{fixa,i,m}} = \left(\mathbf{CT_i} \ \mathbf{x} \frac{\mathbf{FAT_m^i}}{\sum_{\mathbf{m \in M}} \mathbf{FAT_m^i}} - \mathbf{FAT_m^i} \right) \quad (7)$$

onde:
$Neutralidade_{fixa,i,m}$: Neutralidade da do item "i" da Parcela "A" com natureza fixa do mês m, em unidades monetárias ;
FAT_m^i: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao item "i" da Parcela "A" com natureza fixa, "i", estabelecida pelo processo tarifário anterior, ao Mercado de Referência, conforme submódulo 7.3, no mês de competência m;
CT_i: Valor considerado no processo tarifário anterior a título de cobertura tarifária do item "i" da Parcela "A" com natureza fixa;
M: período de referência, correspondente aos dozes meses anteriores ao reajuste ou revisão tarifária.

44. Para o cálculo da Neutralidade dos Componentes Financeiros, a apuração do valor será realizada por componente tarifário.

45. A componente tarifária utilizada para o cálculo do valor faturado para a Neutralidade dos Componentes Financeiros será realizada subtraindo-se a tarifa de base CVA e a tarifa de base econômica da tarifa de aplicação.

5.4.4. METODOLOGIA DE CÁLCULO – AQUISIÇÃO DE ENERGIA

46. A Neutralidade do Custo de Aquisição de energia do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$\mathbf{Neutralidade_{energia,m} = (ER_{A\text{-}1,m} \ X \ TM_{A-1} - FAT_{energia,m})} \quad (8)$$

onde:
$ERA_{A\text{-}1,m}$: Energia requerida considerando o mercado de fornecimento e suprimento do mês m do período de referência, aplicando os parâmetros de perda regulatória do processo anterior;
$TM_{A\text{-}1}$: Tarifa média de repasse do processo anterior; e
$FAT_{energia,m}$: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao Custo de Aquisição de Energia, Perda Técnica, Perda não Técnica, Perda de RB sobre o mercado Cativo, Perda de RB sobre o Mercado de Referência para o mês m.

5.4.5. METODOLOGIA DE CÁLCULO – USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

47. A Neutralidade do Uso dos Sistemas de Transmissão contempla os Encargo de Uso associados a TUSDg e o MUST Itaipu.

48. A Neutralidade do Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$\mathbf{Neutralidade_{rb,m} = (TMRB_{ponta} \ X \ MW_{ponta,m} + TMRB_{fponta} \ X \ MW_{fponta,m} - FAT_{rb,m})} \quad \mathbf{(9)}$$

onde:
$TMRB_{ponta}$;$TMRBf_{ponta}$; Tarifa média de Cobertura Tarifária de Rede Básica, respectivamente no posto de ponta e fora de ponta, aplicável ao período de referência, expressa em R$/kW.mês e determinada no processo tarifário anterior ao do cálculo da Neutralidade;
$MW_{ponta,m}$;$MW_{fponta,m}$: Montante contratado de EUST respectivamente no posto de ponta e fora de ponta, do mês m do período de referência; e
$FAT_{rb,m}$: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao EUST Nodal, EUST Fronteira, EUST Itaipu, TUSDg RB e TUSDg ONS ao Mercado de Referência no mês m.

49. A $TMRB_{ponta}$ e $TMRB_{fponta}$ são calculadas conforme a equações 15 e 16 do submódulo 4.2 A do PRORET.

5.4.6. METODOLOGIA DE CÁLCULO – USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

50. A Neutralidade do Uso dos Sistemas de Distribuição do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$\mathbf{Neutralidade_{EUSD,m} = \Sigma_{d \in D} \Sigma_{t \in T} (TUSD_{d,t,p} \ X \ MW_{d,t,p,m} + TUSD_{d,t,fp} \ X \ MW_{d,t,fp,m} + TUSD_{d,t,MWh} \ X \ EACUSD_{d,t,MWh}) - FAT_{EUSD,m}} \quad \mathbf{(10)}$$

onde:
$TUD_{d,t,p;}$ $TUSD_{d,t,fp}$**:** A tarifa EUSD aplicável para a contratação para a distribuidora d, no período de referência, para o nível de tensão t no período de ponta e fora de ponta, respectivamente;
$MW_{d,t,p,m}$; $MW_{d,t,fp,m}$**:** Montante faturado de EUSD com a distribuidora d, no mês m do período de referência, no nível de tensão t no período de ponta e fora de ponta, respectivamente, observando a contração eficiente,
$TUSD_{d,t,MWh}$ e $EACUSD_{d,t,MWh,m}$**:** A tarifa EUSD de energia aplicável para a distribuidora d, no mês m do período de referência, no nível de tensão t e a Energia em MWh associada com a mesma; e
$FAT_{EUSD,m}$**:** Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao EUSD ao Mercado de Referência no mês m.

5.4.7. METODOLOGIA DE CÁLCULO – TRANSPORTE DE ITAIPU

51. A Neutralidade de Transporte de Itaipu do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

a) $\mathbf{Neutralidade_{Tr.Itaipu,m} = D.I._m \ X \ TTI_{A-1} - Fat_{Tr.Itaipu,m}}$ **(11)**

onde:
$D.I._m$**:** Demanda de Itaipu correspondente ao mês m, homologadas pela ANEEL;
TTI_{A-1}: Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional considerada no último processo tarifário; e
$Fat_{Tr.Itaipu,m}$**:** Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao transporte de Itaipu aplicado ao mercado de referência no mês m.

5.4.8. METODOLOGIA DE CÁLCULO – RECEITA IRRECUPERÁVEL

52. A Neutralidade de Receita Irrecuperável não será calculada no primeiro processo tarifário após a prorrogações (Lei nº 12.783/2013) ou após a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão (Despacho nº 2.194/2016).

53. A Neutralidade de Receita Irrecuperável do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$\mathbf{Neutralidade_{RI,m}} = \frac{\mathbf{Receita\ Realizada_m + Rec.\ de\ Bandeiras_m}}{\mathbf{(1 - ICMS - PIS - COFINS)}} \times \{\sum_{\mathbf{C}} (\boldsymbol{\rho}_{\mathbf{c}} \times \mathbf{RI_c})\} - \mathbf{Fat_{RI,m}} \quad \mathbf{(12)}$$

onde:
$Receita\ Realizada_m$**:** Receita auferida no mês m do período de referência, calculada aplicando a tarifa de aplicação (incluindo financeiros) ao mercado de referência, sem considerar os eventuais descontos tarifários;
$Rec.\ De\ Bandeiras_m$: a receita proveniente das bandeiras tarifárias no mês m, aplicável somente para as Concessões que já passaram pela primeira revisão após o 3º ciclo;
$FAT_{RI,m}$**:** Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente à Receita Irrecuperável aplicado ao mercado de referência no mês m;
p_c**:** participação da classe de consumo C na receita total verificada no período de referência; e
RI_c**:** percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

54. O RI_c será o mesmo percentual empregado para calcular a Receita Irrecuperável no processo anterior, que deverá por sua vez observar a metodologia vigente de cálculo da Receita Irrecuperável.

5.5. DESCASAMENTO DA TUSD GERAÇÃO

5.5.1. DEFINIÇÃO

55. Recomposição de receita da distribuidora pelo descasamento entre as datas do seu processo tarifário e as datas de reajuste ou revisão da Receita Anual de Geração das Usinas Hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013, CCGF, que acessam o seu sistema de distribuição.

56. Os agentes de geração que acessam o sistema de distribuição pagam o encargo de uso da rede, conforme disposto na Resolução Normativa nº 506/2012, ou o que vier a sucedê-la, com base no montante de uso contratado, MUSD, e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição modalidade Geração, TUSDg, definida no Submódulo 7.1 do PRORET.

57. O financeiro é constituído em função das distribuidoras acessadas só poderem alterar o faturamento da TUSDg aplicada a essas centrais de geração a partir do reconhecimento desse custo na composição da receita do gerador, o que ocorre a partir do dia 1º de julho de cada ano, com vigência até 30 de junho do ano seguinte.

5.5.2. VALORES ADMISSÍVEIS

58. Mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, e tarifárias calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.5.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

59. O DCF relativo ao descasamento da TUSDg aplicada à CCGF, será calculado nos processos tarifários das distribuidoras, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{Vl\_TUSDg\_CCGF_m} = \sum_{\mathbf{c \in G}} \left(\mathbf{TUSDg_{VIG}^{g,m}} - \mathbf{TUSDg_{PT}^{g,m}}\right) \times \mathbf{MUSD^{g,m}} \quad (13)$$

onde:
$VI\_TUSDg\_CCGF_m$: Valor da recomposição de receita, em unidade monetárias, pelo descasamento da TUSDg aplicada às CCGF, no mês de competência m;
$MUSD^{g,m}$: Montante de uso faturado da CCGF g, no mês de competência m;
$TUSDg_{VIG}^{g,m}$: TUSDg aplicada à CCGF g, no mês de competência m;
$TUSDg_{PT}^{g,m}$: TUSDg considerada no último processo tarifária da distribuidora para a CCGF g; e
G: conjunto das centrais de geração em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013.

5.6. DESCASAMENTO DA TUSD DISTRIBUIÇÃO

5.6.1. DEFINIÇÃO

60. Recomposição da receita das distribuidoras que acessam a rede de outras concessionárias ou permissionárias de distribuição, devido ao descasamento entre as suas datas de aniversário contratual.

61. As distribuidoras que acessam a rede de outras concessionárias ou permissionárias de distribuição pagam o encargo de uso do sistema de distribuição, conforme disposto na Resolução Normativa nº 506/2012, ou o que vier a sucedê-la.

5.6.2. VALORES ADMISSÍVEIS

62. Mercado de energia faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, montantes de uso contratados e tarifas calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.6.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

63. O DCF relativo ao descasamento da TUSD DISTRIBUIÇÃO, será calculado nos processos tarifários das distribuidoras acessantes, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{Vl\_TUSD\ D^{m}} = \sum_{\mathbf{d \in D}} \left(\mathbf{TUSD\ D_{VIG}^{d,m}} - \mathbf{TUSD\ D_{PT}^{d,m}}\right) \times \mathbf{MW_{d,m}} \qquad (14)$$

onde:
Vl_TUSDD_m: Valor da recomposição de receita da distribuidora acessante, em unidades monetárias, pelo descasamento das tarifas da modalidade distribuição da distribuidora acessada d, no mês de competência m;
$MW_{d,m}$: Montante faturado de EUSD com a distribuidora d, no mês m do período de referência, no nível de tensão t no período de ponta e fora de ponta, respectivamente, observando a contração eficiente ;
$TUSD\ D_{VIG}^{d,m}$: Valores da TUSD D da distribuidora acessada d, no mês de competência m;
$TUSD\ D_{PT}^{d,m}$: Valores da TUSD D da distribuidora acessada d considerada no último processo tarifário da distribuidora acessante; e
D: conjunto das distribuidoras acessadas.

5.7. DESCASAMENTO DAS TARIFAS DE PERMISSIONÁRIAS

5.7.1. DEFINIÇÃO

64. Recomposição de receita da distribuidora pelo descasamento entre as datas do seu processo tarifário e as datas do reajuste ou revisão das permissionárias de distribuição que acessam a rede e/ou compram energia da distribuidora.

65. As permissionárias que acessam a rede de distribuidoras pagam o encargo de uso do sistema de distribuição, conforme disposto na Resolução Normativa nº 506/2012, ou o que vier a sucedê-la.

66. As permissionárias que compram energia de distribuidora supridora celebram o Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor - CCE500SUP, conforme Submódulo 11.1 do PRORET.

67. O financeiro é constituído em função da distribuidora acessada/supridora só poder alterar o faturamento das tarifas TUSD e TE aplicadas a permissionárias nos processos tarifários destas.

5.7.2. VALORES ADMISSÍVEIS

68. Mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, e tarifárias calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.7.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

69. O DCF relativo ao descasamento das tarifas TUSD e TE aplicadas às permissionárias de distribuição, será calculado nos processos tarifários das distribuidoras acessadas/supridoras, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{Vl\_Per_m} = \sum_{\mathbf{p \in P}} \left(\mathbf{TUSD_{VIG}^{p,m}} - \mathbf{TUSD_{PT}^{p,m}}\right) \times \mathbf{MercadoFaturadoTUSD^{p,m}} + \sum_{\mathbf{p \in P}} \left(\mathbf{TE_{VIG}^{p,m}} - \mathbf{TE_{PT}^{p,m}}\right) \times \mathbf{MercadoFaturadoTE^{p,m}} \qquad (15)$$

onde:
Vl_Per_m: Valor da recomposição de receita, em unidade monetárias, pelo descasamento das tarifas TUSD e TE aplicadas às permissionárias de distribuição, no mês de competência m;
$MercadoFaturado\ TUSD^{p,m}$: Mercado faturado para fins de cálculo do encargo de uso do sistema de distribuição pago pela permissionária p, no mês de competência m;
$TUSD_{VIG}^{p,m}$: TUSD aplicada à permissionária p, no mês de competência m;
$TUSD_{PT}^{p,m}$: TUSD considerada no último processo tarifária da distribuidora acessada para a permissionária p;
$MercadoFaturado\ TE^{p,m}$: Mercado faturado para fins de cálculo do suprimento de energia à permissionária p, no mês de competência m
$TE_{VIG}^{p,m}$: TE aplicada à permissionária p, no mês de competência m;
$TE_{PT}^{p,m}$: TE considerada no último processo tarifária da distribuidora supridora para a permissionária p; e
P: conjunto de permissionárias acessantes/supridas.

5.8. RECÁLCULO DE PROCESSO TARIFÁRIO ANTERIOR

5.8.1. DEFINIÇÃO

70. O recálculo de processos tarifários anteriores poderá ocorrer em decorrência do provimento de Pedido de Reconsideração interposto tempestivamente pela concessionária, ou por iniciativa da ANEEL, em decorrência de erros de cálculos ou de dados nos processos tarifários anteriores, observado o disposto no Submódulo 3.1 A do PRORET.

71. O DCF de recálculo de processos tarifários anteriores pode ser de dois tipos:

a) Ajuste financeiro: diferença entre a receita anual obtida após o procedimento de recálculo do respectivo reajuste ou revisão tarifária e a receita anual originalmente calculada, em unidades monetárias; e

b) Ajuste tarifário: diferenças entre as tarifas resultantes do recálculo e as tarifas originalmente homologadas, aplicadas ao mercado de referência do reajuste/revisão em processamento.

5.8.2. VALORES ADMISSÍVEIS

72. Valores resultantes do cumprimento do Pedido de Reconsideração deferido pela ANEEL, ou, quando for o caso, valores recalculados por iniciativa da ANEEL.

5.8.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

73. Para o item (a), o DCF será calculado pela seguinte fórmula:

$$\mathbf{VI\_REC_m^a = (RA_m^{Cor} - RA_1^{PT})\ X\ (1 + r_m)} \qquad \mathbf{(16)}$$

onde:
$VI\_REC_m^a$: Valor do DCF, em unidade monetárias, no mês de competência do processo tarifário anterior;
RA_1^{PT}: Receita Anual considerada no processo tarifário anterior; e
RA_1^{Cor}: Receita Anual do processo tarifário anterior recalculada, incorporando as devidas correções.
r_m: Variação do Mercado de Referência, em MWh, do processo tarifário corrente em relação ao processo tarifário anterior; e

Mercado de Referência: mercado faturado, conforme definido no Submódulo 3.1 A do PRORET.

74. Para o item (b), o DCF será calculado considerando as tarifas por item de custo, conforme definido no Submódulo 7.1 do PRORET, sem considerar a aplicação de descontos tarifários, conforme fórmula abaixo:

$$\mathbf{VI\_REC_m^b = REC\_FAT_m^{Cor} – REC\_FAT_m^{PT}} \quad \mathbf{(17)}$$

onde:
$VI\_REC_m^b$: Valor do DCF, em unidade monetárias, no mês de competência m;
$REC\_FAT_m^{PT}$: Valor da receita resultante da multiplicação do Mercado de Referência pelas tarifas homologadas do processo tarifário anterior; e
$REC\_FAT_m^{Cor}$: Valor da receita resultante da multiplicação Mercado de Referência pelas tarifas do processo anterior recalculadas, incorporando as devidas correções.

5.9. SUPRIMENTO FORA DA FAIXA DE TOLERÂNCIA.

5.9.1. DEFINIÇÃO

75. Refere-se à receita proveniente do faturamento do suprimento de energia às distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh, fora da faixa de tolerância, que deve ser deduzida da receita requerida das supridoras, conforme estabelece o item 6.2 do Submódulo 11.1 do PRORET.

5.9.2. VALORES ADMISSÍVEIS

76. Mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, montantes de energia contratados entre a supridora e a suprida, e tarifas calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.9.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

77. Deverá ser apurada os limites inferior (90%) e superior (110%) da faixa de tolerância, utilizando como base o valor anual contratado.

78. Caso o valor faturado anual esteja fora do intervalo definido pelos limites inferior e superior, é calculado o módulo da diferença, Δ_FAT_AN, entre o montante em MWh faturado anual, FAT_AN, e o limite anual mais próximo deste valor, LIM_CONT, em MWh, conforme a fórmula a seguir:

$$\mathbf{\Delta\_FAT\_AN = abs\ (FAT\_AN – LIM\_CONT)} \quad \mathbf{(18)}$$

79. A partir do delta anual, Δ_FAT_AN, é calculado o delta mensal, Δ_FAT_m, proporcionalizado de acordo com o faturamento mensal, FAT_m, conforme a fórmula a seguir:

$$\mathbf{\Delta\_FAT_m} = \mathbf{\Delta\_FAT\_AN} \times \frac{\mathbf{FAT_m}}{\mathbf{FAT\_AN}} \quad (19)$$

80. Para calcular os valores em unidades monetárias do faturamento fora da faixa de tolerância, VI_ULT_m, deve-se multiplicar os deltas faturados mensais por duas vezes as respectivas tarifas de suprimento vigentes naquele mês, conforme fórmula a seguir:

$$VI\_ULT_m = \Delta\_FAT_m \text{ X } 2 \text{ X } TE_m \quad (20)$$

80-A. Caso o montante de energia anual contratada não seja informado pela distribuidora suprida, a faixa fora da tolerância será de 20% do montante de energia anual faturada, nos termos do Submódulo 11.1 do PRORET.

80-B. Caso a distribuidora suprida seja atendida pela distribuidora supridora por mais de um ponto de conexão, o montante contratado alocado em cada ponto de conexão será proporcional à energia medida.

5.10. ACORDO BILATERAL DE CCEAR.

5.10.1. DEFINIÇÃO

81. Compensação financeira pelo efeito tarifário decorrente de acordo bilateral entre partes signatárias de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

5.10.2. VALORES ADMISSÍVEIS

82. Montantes, preços e prazos dos acordos bilaterais de CCEAR, informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e tarifa média de compra de energia calculada conforme Módulo 4.2 A do PRORET.

5.10.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

83. O efeito do acordo bilateral do CCEAR será refletido no processo de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora de energia elétrica, subsequente à contabilização do acordo na CCEE.

84. O componente financeiro relativo ao efeito do acordo bilateral de CCEAR será calculado com a seguinte fórmula:

$$\mathbf{VI_{CCEARm}^{AB} = (P\_CCEAR^{AB} - TM\_CT^m) \text{ X } MWh\_CCEAR_n^{AB}} \quad \mathbf{(21)}$$

onde:
$VI\_CCEAR_m^{AB}$: Valor do efeito tarifário do acordo bilateral do CCEAR, em unidades monetárias, no mês de competência de início da vigência do acordo, m.
P_CCEAR^{AB}: Preço do CCEAR, em R$/MWh, na Data do Reajuste em Processamento – DRP, da distribuidora d, anterior ao acordo;
TM_CT^m: tarifa média de compra de energia da distribuidora d, em R$/MWh, referente ao mês de competência m, estabelecida no processo tarifário imediatamente anterior ao mês de competência, calculada conforme submódulo 4.2 do PRORET;
$MWh\_CCEAR_n^{AB}$: Montante de energia descontratado, em MWh, relativo ao período objeto do acordo bilateral n, limitado a 36 meses;
d: distribuidora signatária do acordo bilateral; e
n: mínimo (36; número de meses do acordo bilateral).

85. Se o CCEAR não fizer parte da lista de contratos do processo tarifário anterior ao acordo bilateral, será valorado pelo preço do contrato na DRP, considerando, para a modalidade disponibilidade, a parcela variável até o limite superior da faixa de acionamento da bandeira tarifária verde.

86. O repasse tarifário será parcelado para acordos bilaterais maiores que dozes meses. O valor anual do repasse será calculado da seguinte forma:

$$\mathbf{PVI_{CCEAR_m^{AB}}} = \frac{\mathbf{VI_{CCEAR_m^{AB}}}}{\mathbf{p}} \quad (22)$$

onde:
PVI_{CCEARm}^{AB}: Valor, em unidades monetárias, da parcela anual do componente financeiro relativo ao efeito do acordo bilateral de CCEAR superior a 12 meses; e
p: número inteiro imediatamente superior resultante da divisão de n por 12.

87. Sobre os valores de VI_{CCEARm}^{AB} e PVI_{CCEARm}^{AB} incide remuneração pela Taxa Selic conforme definido no parágrafo 6 deste submódulo.

5.11. PREVISÃO DE RISCO HIDROLÓGICO

5.11.1. DEFINIÇÃO

88. Previsão para cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF), à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015.

5.11.2. VALORES ADMISSÍVEIS

89. Montantes de cotas de garantia física, Itaipu e usinas repactuadas, previsão de risco hidrológico e fator de transferência de risco, informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e limite superior da faixa de acionamento da bandeira tarifária verde, calculado conforme Módulo 6.8 do PRORET.

5.11.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

90. O componente financeiro relativo à previsão do risco hidrológico associado às usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF) será calculado com a seguinte fórmula:

$$\mathbf{RH_{CCGF,d} = Energia_{CCGF,d} \times (1 - GSF_{previsto}) \times PLDesp_{bandeira\_verde}}$$

onde:
$RH_{CCGF,d}$: Previsão de risco hidrológico associado às usinas CCGF para a distribuidora "d";
$Energia_{CCGF,}$: Montante de energia de cotas de garantia física, em MWh, alocada para a distribuidora "d" em DRP;
$GSF_{previsto}$: Previsão de risco hidrológico para os próximos 12 meses informado pela CCEE em D-30; e
$PLDesp_{bandeira\_verde}$: PLD específico para a Bandeira Verde, calculado conforme submódulo 6.8 do PRORET.

91. O componente financeiro relativo à previsão do risco hidrológico associado à usina de Itaipu será calculado com a seguinte fórmula:

$$\mathbf{RH_{Itaipu,d} = Energia_{Itaipu,d} \times (1 - GSF_{previsto}) \times PLDesp_{bandeira\_verde}}$$

onde:
$RH_{Itaipu,d}$: Previsão de risco hidrológico associado à usina de Itaipu para a distribuidora "d";
$Energia_{Itaipu,d}$: Montante de energia de Itaipu, em MWh, alocada para a distribuidora "d" em DRP;
$GSF_{previsto}$: Previsão de risco hidrológico para os próximos 12 meses informado pela CCEE em D-30;
$PLDesp_{bandeira\_verde}$: PLD específico para a Bandeira Verde, calculado conforme submódulo 6.8 do PRORET;

92. O componente financeiro relativo à previsão do risco hidrológico associado às usinas repactuadas será calculado com a seguinte fórmula:

$$\mathbf{RH_{CCEAR,d} = Energia_{CCEAR} \times FTR_{CCEAR,d} \times (1 - GSF_{previsto}) \times PLDesp_{bandeira\_verde}}$$

onde:
$RH_{CCEAR,d}$: Previsão de risco hidrológico associado às usinas repactuadas para a distribuidora "d";
$Energia_{CCEAR,d}$: Montante de energia anual, informado pela CCEE, associado às usinas repactuadas, em MWh;
$FTR_{CCEAR,d}$: Fator de rateio do valor do repasse do risco hidrológico do ACR, calculado pela CCEE de acordo com as regras de comercialização;
$GSF_{previsto}$: Previsão de risco hidrológico para os próximos 12 meses informado pela CCEE em D-30; e
$PLDesp_{bandeira\_verde}$: PLD específico para a Bandeira Verde, calculado conforme submódulo 6.8 do PRORET;

93. A previsão de risco hidrológico definida no processo tarifário será revertida no processo tarifário subsequente, devidamente atualizada nos termos do parágrafo 6 deste submódulo.

94. Caso o agente de distribuição dispense a previsão para cobertura dos riscos hidrológicos, o financeiro não será incluso no processo tarifário, sem prejuízo de que as diferenças entre a cobertura tarifária e a despesa efetivamente incorrida sejam apuradas pela CVA Energia no processo tarifário subsequente.

95. Na hipótese do subitem anterior, os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT serão calculados utilizando a previsão para cobertura dos riscos hidrológicos calculada na forma definida neste Submódulo, a fim de não afetar a Conta Bandeiras e os consumidores de outros agentes de distribuição.

ANEXO XXXVIII

Módulo 5: Encargos Setoriais

Submódulo 5.1

CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos regulatórios referentes aos reembolsos da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, nos termos da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010 e da REN nº 801, de 19 de dezembro de 2017, ou o que vier a sucedê-la.

2. ABRANGÊNCIA

2. Este Submódulo aplica-se aos seguintes procedimentos regulatórios da CCC:

a. custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional – SIN (ACR médio);

b. fator de corte de perdas regulatórias (fc);

c. custos de geração própria do beneficiário;

d. resultado da comercialização da energia no ACR por distribuidora do sistema isolado;

e. custo de sobrecontratação de energia dos três primeiros anos após a interligação da distribuidora ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

3. REEMBOLSO DA CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS – CCC

3. Para fins de apuração, pela CCEE, dos reembolsos mensais da CCC, a ANEEL publica anualmente os valores do ACR médio e dos fatores de corte de perdas regulatórias, por meio de despacho da Superintendência de Gestão Tarifária (SGT), até 05 de outubro de cada ano.

4. Os custos de geração própria dos beneficiários da CCC são definidos nas resoluções homologatórias dos processos de reajuste e revisão tarifária de cada concessionária de distribuição.

3.1. ACR MÉDIO

5. O custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do ACR (ACRméd) é apurado pela ANEEL com base nos valores considerados no cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes das concessionárias de distribuição interligadas ao SIN, incluindo:

a. o Custo Total de Compra de Energia considerado no cálculo da Parcela A;

b. o Custo Total com Encargos Setoriais considerados na Parcela A, observado o disposto nos parágrafos 2º-A, 2º-B e 2º-C do art. 3º da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009;

c.a Conta de Variação da Parcela A (CVA) em Processamento de Compra de Energia e Encargos Setoriais, adicionadas as receitas das bandeiras tarifárias;

d. a CVA Saldo a Compensar;

e. o Diferencial Tarifário de que trata o art. 12 da Lei n. 12.111, de 2009, relacionado à contratação de energia da Eletrobras Termonuclear S/A – Eletronuclear;

f. a partir de 2012, o Custo Total com Transmissão de Energia, conforme o § 6º do art. 11 do Decreto n. 7.246, de 2010;

g. a CVA de Rede Básica e Transporte de Itaipu, a partir de 2012, conforme inciso anterior;

h. a Energia Requerida.

6. O valor do ACRméd tem vigência no ano civil subsequente ao da sua apuração (n + 1).

7. A apuração dos valores que integram as tarifas de fornecimento de energia elétrica em vigor observará o período anual compreendido entre o mês de outubro do ano anterior (n – 1) e setembro do ano de apuração (n).

8. Os valores de que tratam as alíneas de “a” a “h” serão atualizados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, até outubro do ano de apuração, tendo como data de referência o mês do reajuste ou revisão tarifária de cada concessionária.

3.2. FATOR DE CORTE DE PERDAS REGULATÓRIAS

9. O Fator de Corte de Perdas Regulatórias (fc) será aplicado mensalmente para fins de limitação dos reembolsos da CCC ao nível eficiente de perdas, sendo obtido pela aplicação da seguinte fórmula:

$$fc = 1 - (T * fpx) \quad (1)$$

Onde:
T: parâmetro de transição; e
fpx: fator de perdas excedentes.

10. O parâmetro de transição (T) busca a adaptação gradual da regra de reembolso, sendo seus valores definidos a seguir:

Ano	T
1	25%
2	50%
3	75%
4	100%

11. O fator de perdas excedentes é obtido pela aplicação da seguinte fórmula:

$$fpx = 1 - \frac{M_c + M_l + Pd_{reg}}{M_c + M_l + Pd_{real}} \qquad 0 \leq fpx \leq 1 \quad (2)$$

M_c: mercado cativo de fornecimento no período de referência (MWh);
M_l: mercado livre no período de referência (MWh);
Pd_{reg}: limite regulatório de perdas na distribuição definidas no processo tarifário para os próximos 12 meses (MWh); e
Pd_{real}: perdas reais na distribuição declaradas pela concessionária no SAMP, ou banco que vier a substituí-lo, no período de referência (MWh).

12. Quando, em função de ausência ou não esclarecimentos adicionais por parte da concessionária quando solicitadas pela ANEEL, não for possível definir o fator de perda excedentes, fpx, a ANEEL arbitrará esse valor considerando dados de períodos anteriores ou o maior valor definido entre o conjunto de todas concessionárias beneficiadas pela CCC no ano de exercício.

13. O fator de corte de que trata o caput será publicado pela ANEEL anualmente, por meio de despacho da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

14. Ao final de cada ano de aplicação do fator de corte, de que trata o item 10, será apurado o ajuste compensatório visando capturar as variações mensais dos fatores de perdas excedentes, conforme fórmula a seguir:

$$\text{Ajuste} = \sum_{t=1}^{12} \frac{\text{Rccc}_t}{\text{fc}_t} \cdot \left(\text{fc\_real}_t - \text{fc}_t\right) \cdot \Delta_{\text{IGPM}} \qquad (3)$$

Onde:
Rccct: reembolso da CCC efetuado no mês t (R$);
fct: fator de corte considerado no cálculo do reembolso efetuado no mês t;
fc_realt: fator de corte apurado considerado os dados de medição específicos e o referencial regulatório do mês t; e
Δ_{IGPM} : variação obtida pela razão entre o número índice do IGP-M relativo ao mês de recálculo/aferição das diferenças e o número índice do IGP-M relativo ao mês de competência do reembolso praticado.

15. O fator de corte real, fc_real, é obtido em base mensal com a aplicação das fórmulas a que se refere o item 11, considerando os dados realizados para as variáveis de cálculo do fator de perdas excedentes.

16. Quando, em função de ausência ou não esclarecimentos adicionais por parte da concessionária quando solicitadas pela ANEEL, não for possível definir o fator de perda real, fpx_real, a ANEEL arbitrará esse valor considerando dados de períodos anteriores ou o maior valor definido entre o conjunto de todas concessionárias beneficiadas pela CCC no ano de exercício.

17. No momento da apuração do ajuste compensatório, será definido montante de reembolso a título de incentivo regulatório da seguinte forma:

$$\text{Incentivo} = \sum_{t=1}^{12} \frac{\text{Rccc}_t}{\text{fc\_est}_t} \cdot \text{fc\_incentivo}_t$$

$$\text{fc\_incentivo}_t = \text{fc\_real}_t \cdot \Delta\overline{\text{Pd}}_{\text{real}} \qquad 0 \le \left(\text{fc\_incentivo}_t + \text{fc\_real}_t\right) \le 1 \qquad (4)$$

$$\Delta\overline{\text{Pd}}_{\text{real}} = \max\left(0; \text{Ipd}^0 - \text{Ipd}^1\right)$$

Onde:
Ipd0: índice de perdas na distribuição em relação à energia injetada no ano anterior ao de apuração, em percentual; e
Ipd1: índice de perdas na distribuição em relação à energia injetada no ano de apuração, em percentual.

18. Não será apurado qualquer incentivo regulatório para as concessionárias que não cumprirem com as obrigações quanto às informações de mercado, ou quando os dados informados apresentem inconsistências significativas.

19. O valor apurado de ajuste compensatório e de incentivo regulatório será considerado na definição do reembolso total de cada concessionária dividindo-se em duodécimos.

20. O valor de que trata o item anterior será objeto de publicação pela ANEEL, quando da aprovação do orçamento anual da CCC.

3.3. GERAÇÃO PRÓPRIA

21. O direito ao reembolso relativo à geração própria das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos e instalações de distribuição de energia elétrica vigorará, após a interligação ao SIN, até a extinção da autorização ou concessão da respectiva instalação de geração, desde que atendido o disposto nos §§ 1º e 2º do art. 4º Lei n. 12.111, de 2009.

22. O direito a que se refere o item anterior não alcançará as eventuais prorrogações das autorizações ou concessões das respectivas instalações de geração própria.

23. O custo total com geração própria (CTGP) observará as disposições da Resolução Normativa nº 801, de 19/12/2017, ou o que vier a sucedê-la.

4. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO ACR

24. Até a interligação da distribuidora ao SIN, atestada por meio de Despacho da ANEEL a partir de informações do ONS e da CCEE, o resultado da comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR é objeto de reembolso ou ressarcimento da CCC, não sendo reconhecido nos reajustes e revisões tarifárias.

25. O resultado da comercialização de energia no ACR contempla:

a. os custos fixos e variáveis dos contratos de compra de energia por disponibilidade, incluindo receitas e despesas no Mercado de Curto Prazo - MCP;

b. os custos dos contratos de energia por quantidade;

c. a compra ou venda de energia no MCP, valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD;

d. as receitas e as despesas no MCP decorrentes de recontabilizações e do Mecanismo Auxiliar de Cálculo - MAC.

26. O saldo líquido correspondente à soma dos custos e das receitas elencadas no item anterior será homologado no processo de reajuste e revisão tarifária da distribuidora, considerando o mesmo período de apuração da Conta de Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, observando a seguinte regra de reembolso pela CCC:

a. Se custo, deve ser reembolsado em parcelas mensais iguais nos doze meses subsequentes ao processo tarifário; e

b. Se receita, deve ser ressarcido nos doze meses subsequentes em parcelas mensais iguais.

5. SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA

27. No ano da interligação da distribuidora ao SIN e nos três anos subsequentes, não se aplicam os limites de que tratam os artigos 24, 36, 38 e 41 do Decreto nº 5.163, de 2004.

28. Nesse período, os custos de sobrecontratação de energia ou de exposição ao mercado de curto prazo, calculados conforme Submódulo 4.3 do Proret, serão homologados nos processos de reajuste e revisão tarifária da distribuidora, observando o seguinte:

a. Se custo, ele deve ser considerado para fins de reembolso da CCC em parcelas mensais iguais nos doze meses subsequentes ao processo tarifário;

b. Se receita, ela deve ser revertida para a modicidade tarifária nos doze meses subsequentes ao processo tarifário.

29. No último ano, em que não se aplica os limites citados anteriormente, será calculado o resultado líquido de todo o período.

30. Se o resultado líquido de todo o período for custo, a CCC deverá pagar. Nesse caso, avaliar se no período houve receitas que precisam ser estornadas. O valor do estorno deverá ser atualizado pela taxa Selic.

31. Se o resultado líquido de todo o período for receita, ela deverá ser revertida para a modicidade tarifária. Nesse caso, avaliar se no período houve custos pagos pela CCC que precisam ser estornados. O valor do estorno deverá ser atualizado pela taxa Selic.

ANEXO XXXIX

Módulo 5: Encargos Setoriais

Submódulo 5.2

CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos regulatórios referentes à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, fundo setorial regido pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 e pelo Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017.

2. ABRANGÊNCIA

2. Este Submódulo aplica-se aos seguintes procedimentos da CDE:

a. Elaboração do Orçamento Anual;

b. Fixação das quotas anuais pagas por todos os agentes que atendem consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição;

c. Definição dos repasses de recursos para custeio de benefícios tarifários incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica;

d. Gestão econômica e financeira; e

e. Divulgação de informações.

3. A CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE

3.1. FONTES DE RECURSOS

3.1.1. PAGAMENTOS DE UBP

3. Os pagamentos anuais realizados pelas concessionárias a título de Uso de Bem Público – UBP, de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, são fontes de recursos da CDE.

4. A estimativa de arrecadação de UBP, para fins de aprovação do orçamento anual, é feita por meio de previsão da Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG, com base nos contratos de concessão, a ser encaminhada à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, até 10 de setembro de cada ano.

3.1.2. MULTAS DA ANEEL

5. Os pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL, nos termos do art. 3º da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e da Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou o quer vier a sucedê-la, são fontes de recursos da CDE.

6. A estimativa de arrecadação de multas, para fins de aprovação do orçamento anual, é feita pela SGT, considerando a média dos valores de multas recolhidas nos últimos três anos. A Superintendência de Administração e Finanças – SAF deverá encaminhar essas informações à SGT até 10 de setembro de cada ano.

3.1.3. QUOTAS ANUAIS

7. Os pagamentos de quotas anuais da CDE efetuados pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante a cobrança das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia.

8. O montante total a ser arrecadado em quotas anuais da CDE corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e as demais fontes do orçamento anual.

3.1.4. RECURSOS DA UNIÃO

9. É fonte de recursos da CDE, a transferência de recursos do Orçamento Geral da União – OGU, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira, incluindo:

a. os créditos que a União e a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS detêm contra a Itaipu Binacional, conforme o art. 17 e art. 18 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, observado o limite do art. 16 da Lei nº 12.865, de 9 de outubro de 2013; e

b. o pagamento da bonificação pela outorga de que trata o §7º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, observado o limite de R$ 3.500.000.000,00 (três bilhões e quinhentos milhões de reais).

10. Os recursos da União a serem considerados para aprovação do orçamento anual serão aqueles publicados, por meio de ato do Ministro de Minas e Energia, ouvido o Ministério da Fazenda, até 15 de setembro de cada ano.

11. Os pagamentos da bonificação pela outorga serão destinados exclusivamente para a finalidade determinada no inciso IX do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

3.1.5. RECURSOS DA RGR

12. O Poder concedente define a destinação específica dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, nos termos da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, com a redação alterada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, regulamentada pelo Decreto nº 9.022, de 31 de março 2017, para as seguintes finalidades:

a. a reversão, a encampação, a expansão e a melhoria dos serviços públicos energia elétrica;

b. o custeio de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, e os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétricos;

c. os empréstimos destinados ao custeio ou investimento a serem realizados por empresa controlada direta ou indiretamente pela União, que tenha sido designada para a prestação de serviço nos termos do § 1º, ou por empresa autorizada conforme § 7º, ambos do art. 9º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e

d. a CDE.

13. Ao final de cada ano civil, o saldo da Reserva Global de Reversão – RGR, correspondente à diferença entre as receitas do fundo (que inclui quotas pagas pelos agentes, reposição de empréstimos concedidos, amortização e juros de reversão, rendimentos financeiros de seus recursos, juros de mora e multas por atraso de pagamentos ao fundo, dentre outros) e as suas destinações, deve ser transferido à CDE, preservados os recursos necessários para o atendimento da finalidade prevista na alínea “c” do parágrafo 12 deste Submódulo.

14. Para aprovação do orçamento da CDE, a previsão de arrecadação de quotas da RGR a serem pagas pelos agentes de geração e transmissão de energia, os montantes e o cronograma de desembolso dos empréstimos destinados às distribuidoras designadas para a prestação do serviço e o saldo do fundo de reversão, serão informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF à SGT até 10 de setembro de cada ano.

15. A ELETROBRAS deverá informar à CCEE, até 10 de setembro de cada ano, a previsão de reposição de financiamentos concedidos pela RGR.

16. A CCEE encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, o orçamento consolidado da RGR, com a previsão total de gastos e receitas do fundo.

17. Após Audiência Pública e análise da SFF, o orçamento da RGR será aprovado pela ANEEL, em conjunto com o orçamento da CDE.

3.1.6. OUTROS

18. Também são fontes de recursos da CDE, os saldos dos exercícios anteriores, os juros de mora e multas aplicados nos pagamentos em atraso à CDE e à RGR e os rendimentos auferidos com o investimento financeiro de seus recursos, entre outros.

3.2. DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

3.2.1. UNIVERSALIZAÇÃO

19. A CDE busca promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, nos termos do art. 14 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, do Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, e da regulamentação da ANEEL.

20. As previsões de gastos da CDE referentes ao "Programa Luz para Todos" – PLpT a serem consideradas para aprovação do orçamento anual serão aquelas publicadas, por meio de ato do Ministro de Minas e Energia, até 15 de setembro de cada ano, após consulta pública.

3.2.2. TARIFA SOCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA – TSEE

21. Dentre as finalidades da CDE está a subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, de que tratam a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, conforme o Decreto nº 7.583, de 13 de outubro de 2011, e a regulamentação da ANEEL.

22. A estimativa de repasses da CDE para a subvenção à TSEE, para fins de aprovação do orçamento anual da CDE, será feita pela ANEEL a partir de informações referentes aos benefícios tarifários médios concedidos nos últimos anos, à projeção de crescimento da carga divulgada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS e à projeção do IPCA divulgada pelo BACEN, e encaminhadas anualmente à CCEE até 15 de setembro de cada ano.

3.2.3. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS – CCC

23. A CDE busca prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, os termos da Lei nº 12.111, 9 de dezembro de 2009, do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, e da regulamentação da ANEEL.

24. O ONS encaminhará à CCEE, até 15 de setembro de cada ano, o planejamento da operação dos sistemas isolados, com indicação das quantidades eficientes previstas de combustíveis e de geração de todas as fontes disponíveis, além da importação de energia, para fins de consolidação do Plano Anual de Custos – PAC da CCC, por parte da CCEE.

25. A SGT publicará, até 05 de outubro de cada ano, por meio de Despacho, o custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional – SIN (ACR médio), os fatores de corte de perdas regulatórias (fc).

26. A CCEE encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, o PAC da CCC.

27. Para fins de aprovação do orçamento da CDE, deverá ser levado em consideração os limites de reembolso previstos na Resolução Normativa nº 801/2017.

28. Após Audiência Pública e análise da SRG, o Plano Anual de Custos – PAC da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC será considerado no processo de aprovação anual do orçamento da CDE.

3.2.4. CARVÃO MINERAL

29. A CDE busca promover a competitividade de energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no §2º do art.11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

30. A cobertura do carvão mineral ocorrerá para usinas termelétricas a carvão mineral nacional, situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, que participam da otimização dos referidos sistemas e que mantenham, a partir de 1º de janeiro de 2004, a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes em 29 de abril de 2002.

31. A CCEE encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, a previsão de gastos com a subvenção do carvão mineral para aprovação do orçamento da CDE, considerando o estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumido no ano anterior e o estoque estratégico do combustível, conforme Resolução Normativa n° 801/2017.

32. Para fins de aprovação do orçamento da CDE, deverá ser levado em consideração os limites de reembolso previstos na Resolução Normativa 801/2017, ou o quer vier a sucedê-la.

33. Após Audiência Pública e análise da SRG, o Plano Anual de Custos da Subconta Carvão Mineral – PACcarvão será considerado no processo de aprovação anual do orçamento da CDE.

3.2.5. COMPETITIVIDADE DE ENERGIA PRODUZIDA A PARTIR DE DETERMINADAS FONTES

34. A CDE busca promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar e fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e outras fontes renováveis, na forma estabelecida em ato do Ministro de Minas e Energia.

35. As previsões de gastos da CDE referentes a essas rubricas a serem consideradas para aprovação do orçamento anual da CDE serão aquelas publicadas, por meio de ato do Ministro de Minas e Energia, até 15 de setembro de cada ano, após consulta pública.

36. O custeio dessas finalidades ocorrerá com recursos destinados à CDE exclusivamente para esses fins.

3.2.6. BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS NA DISTRIBUIÇÃO

37. Os recursos da CDE também visam custear benefícios nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, de que trata o artigo 1º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

38. Os benefícios custeados pela CDE são destinados aos seguintes usuários do serviço de distribuição, nos termos da regulamentação da ANEEL:

a. gerador e consumidor de fonte incentivada;

b. atividade de irrigação e aquicultura em horário especial;

c. agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano;

d. serviço público de água, esgoto e saneamento;

e. classe rural;

f. subclasse cooperativa de eletrificação rural; e

g. subclasse serviço público de irrigação.

39. As previsões de gastos da CDE com benefícios tarifários na distribuição, a serem consideradas para aprovação do orçamento anual da CDE serão feitas pela ANEEL, a partir de informações referentes aos benefícios tarifários médios concedidos nos últimos anos, à projeção de crescimento da carga divulgada pelo ONS e à projeção do IPCA divulgada pelo BACEN, e encaminhadas anualmente à CCEE até 15 de setembro de cada ano.

3.2.7. BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS NA TRANSMISSÃO

40. Os recursos da CDE também se destinam a custear benefícios aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão – TUSTs concedidos aos geradores e consumidores de fonte incentivada, de que trata a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o quer vier a sucedê-la.

41. Os benefícios tarifários apurados nos últimos 12 meses e a previsão da alíquota de PIS/Cofins a ser considerado no reembolso da CDE, por transmissora, para o ano civil subsequente serão encaminhados pelo ONS à SGT até o dia 30 de agosto de cada ano.

42. As previsões de gastos da CDE com benefícios tarifários na transmissão serão feitas pela SGT, a partir das TUSTs vigentes, da previsão das TUSTs a serem homologadas com vigência a partir de julho do próximo ano, dos montantes de uso contratados para o próximo ano e da previsão da alíquota de PIS/Cofins por transmissora.

43. A estimativa do orçamento associado aos benefícios tarifários na transmissão será encaminhada pela SGT à CCEE até 15 de setembro de cada ano, incluindo a estimativa de tributos competentes.

3.2.8. CUSTOS OPERACIONAIS, ADMINISTRATIVOS, FINANCEIROS E TRIBUTÁRIOS (CAFT) DA CCEE

44. Os valores relativos à gestão e à movimentação da CDE, da CCC e da RGR pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, incluídos os custos administrativos, os custos financeiros e os tributos, são custeados pelos recursos da CDE.

45. Esses valores não podem exceder a 0,2% (dois décimos por cento) do orçamento anual da CDE, sendo excluídos desse limite os encargos tributários.

46. A CCEE apresentará a previsão de CAFTs relativos à administração e à movimentação da CDE, da CCC e da RGR para o próximo ano no orçamento consolidado que encaminhará à ANEEL até 15 de outubro de cada ano.

47. Após Audiência Pública e análise da SFF, os CAFTs da CDE, da CCC e da RGR serão considerados em conjunto no processo de aprovação anual do orçamento da CDE.

3.2.9. PROGRAMA DE DESENVOLVIMENTO E QUALIFICAÇÃO DE MÃO DE OBRA TÉCNICA

48. Os recursos da CDE poderão ser destinados a Programas de Desenvolvimento e Qualificação de Mão de Obra Técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica, conforme regulamentação pelo poder concedente.

49. As previsões de dispêndios da CDE referentes a esses programas a serem consideradas para aprovação do orçamento anual serão aquelas publicadas, por meio de ato do Ministro de Minas e Energia, até 15 de setembro de cada ano, após consulta pública.

50. O custeio dessas finalidades ocorrerá com recursos destinados à CDE exclusivamente para esses fins.

3.2.10. SUBVENÇÃO PARA COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

51. A subvenção para cooperativas de eletrificação rural refere-se à compensação do impacto tarifário decorrente da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, em relação à principal distribuidora, de que trata os parágrafos § 2º ao § 7º do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

52. A subvenção para cooperativas de eletrificação rural será homologada no processo de revisão tarifária periódica da principal supridora, de acordo com o Submódulo 8.5 do PRORET.

53. As previsões de subvenção para cooperativas de cooperativas de eletrificação rural serão feitas pela SGT, a partir dos valores homologados no último ano, e serão encaminhadas à CCEE até 15 de setembro de cada ano.

3.2.11. RESERVA TÉCNICA

54. A reserva técnica é destinada a garantir os compromissos assumidos pela CDE, não podendo ultrapassar 5% do valor do orçamento anual da CDE.

55. A reserva técnica pode ser utilizada para cobrir as diferenças entre os fluxos de receitas e despesas mensais e as frustações de caixa, a exemplo de inadimplências e/ou ações judiciais.

56. Para fins de aprovação do orçamento da CDE, da CCC e da RGR, a CCEE encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, o orçamento consolidado da ANEEL, incluindo o valor da reserva técnica, para a aprovação da ANEEL.

3.2.12. OUTROS

57. A CDE provê ainda recursos para a instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor para domicílios rurais com ligações monofásicas ou bifásicas, destinadas a famílias de baixa renda não atendidas pelo PLpT, conforme disposição do art. 3º do Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011, e Resolução Normativa nº 488, de 15 de maio de 2012, ou o quer vier a sucedê-la.

58. A estimativa de repasses da CDE para os dispêndios descritos no parágrafo anterior, para fins de aprovação do orçamento da CDE, é feita pela SRD e encaminhadas à SGT até 10 de setembro de cada ano.

59. Além das finalidades acima descritas, a CDE também se destina a custear eventuais restos a pagar de anos anteriores.

4. RITO ORÇAMENTÁRIO

60. O orçamento da CDE será consolidado anualmente pela CCEE e aprovado pela ANEEL.

61. Por meio de ato do Ministro de Estado de Minas e Energia, deverão ser publicadas, até 15 de setembro de cada ano, as previsões dos gastos referentes aos itens 3.2.1, 3.2.5, 3.2.9, após consulta pública e os recursos do item 3.1.4, ouvido o Ministério da Fazenda.

62. A CCEE receberá da ANEEL, até 15 de setembro de cada ano, as previsões dos gastos referentes aos itens 3.1.5, 3.2.2, 3.2.3, 3.2.6, 3.2.7, 3.2.10 e 3.2.12, dos recursos referentes aos itens 3.1.1 e 3.1.2, e, até que se encerre o prazo de devolução, dos valores referidos nos § 5º e § 7º do art. 4º-A do Decreto nº 7.891, de 2013.

63. A CCEE receberá do ONS, até 15 de setembro de cada ano, o planejamento da operação dos sistemas isolados, com indicação das quantidades eficientes previstas de combustíveis e de geração de todas as fontes disponíveis, além da importação de energia, para fins de consolidação do Plano Anual de Custos da CCC – PAC, por parte da CCEE, conforme Acordo Operacional celebrado entre CCEE e ONS.

64. Para fins de aprovação do orçamento e da fixação das quotas anuais da CDE, a CCEE encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, o orçamento consolidado da CDE, que conterá previsão de todas as despesas e as receitas do fundo do ano civil subsequente.

65. Após a realização de Audiência Pública, pelo período de 30 dias, e para fins de aprovação do orçamento da CDE, a ANEEL poderá atualizar quaisquer informações/estimativas apresentadas na Audiência Pública, observando as regras e critérios definidos neste Submódulo.

66. Após a audiência pública, até 10 de janeiro de cada ano, a ANEEL aprovará o orçamento anual da CDE, as quotas anuais a serem pagas pelos agentes de distribuição e transmissão de energia e os custos unitários a serem considerados nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão.

67. Os agentes ou beneficiários do PACccc e do PACcarvão deverão prestar as informações requeridas pela CCEE até 15 de setembro para a elaboração do orçamento da CCC e da CDE, respectivamente.

5. QUOTAS ANUAIS

5.1. REGRA DE RATEIO DAS QUOTAS ANUAIS

68. O montante a ser arrecadado em quotas anuais da CDE corresponderá à diferença entre as necessidades de recursos e as demais fontes do orçamento anual aprovado pela ANEEL.

69. Esse montante será rateado entre os agentes de transmissão e distribuição de energia, e repassado às tarifas de uso dos consumidores finais, cativos e livres, considerando o custo unitário da CDE, definido em R$ por MWh.

70. O custo unitário da CDE será calculado considerando a quota anual aprovada pela ANEEL, o mercado faturado entre setembro do ano *"n-2"* e agosto do ano *"n-1* e as tarifas de referência, definidas por subsistema e nível de tensão de atendimento.

71. O mercado dos consumidores cativos e livres do sistema de distribuição é deduzido do mercado Subclasse Residencial Baixa Renda, do Consumidor Livre Autoprodutor e do Produtor Independente de Energia. As informações são obtidas do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

72. Para o mercado de transmissão, consideram-se as informações do ONS e para a identificação do mercado livre e geração própria associada, as informações da CCEE.

73. As tarifas de referência, constantes da Tabela 1, proporcionam um ajuste gradual e uniforme dos custos unitários da CDE, no período de 2017 a 2030, para que não haja diferenciação regional e a diferenciação por nível de tensão obedeça à proporção AT = 1/3 BT e MT = 2/3 BT, nos termos dos parágrafos 3º a 3º-G do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Tabela 1 – Tarifas de Referência CDE

Ano	Trajetória Tarifas de Referência da CDE			
	(S/SE/CO) / (N/NE)	AT / BT	MT / BT	BT
2016	4,53	1,00	1,00	1,00
2017	4,07	0,92	0,97	1,00
2018	3,65	0,85	0,94	1,00
2019	3,28	0,79	0,92	1,00
2020	2,94	0,73	0,89	1,00
2021	2,64	0,67	0,87	1,00
2022	2,37	0,62	0,84	1,00
2023	2,13	0,57	0,82	1,00
2024	1,91	0,53	0,80	1,00
2025	1,72	0,49	0,77	1,00
2026	1,54	0,45	0,75	1,00
2027	1,38	0,42	0,73	1,00
2028	1,24	0,39	0,71	1,00
2029	1,11	0,36	0,69	1,00
2030	1,00	0,33	0,67	1,00

74. Os custos unitários da CDE, por subsistema e nível de tensão, são definidos anualmente por meio de Resolução Homologatória, a ser publicada até 10 de janeiro de cada ano, no mesmo ato de aprovação do orçamento anual da CDE.

75. As quotas dos agentes de transmissão são definidas mensalmente por meio de Despacho da SGT, até quatro dias úteis anteriores à respectiva data de pagamento, resultante da aplicação do custo unitário da CDE para o respectivo subsistema e nível de mercado, ao mercado realizado.

76. A aplicação da TUST-CDE segue o mesmo período de vigência do orçamento anual da CDE.

77. Para as concessionárias e permissionárias de distribuição, as quotas são definidas nos respectivos processos tarifários, resultante da aplicação do custo unitário da CDE, para o respectivo subsistema e nível de mercado, ao mercado de referência do processo tarifário. Essas quotas são definidas para os doze meses subsequentes ao respectivo processo tarifário anual.

78. Na hipótese de insuficiência de recursos nos fundos da CDE, da CCC e da RGR, a CCEE deverá comunicar à ANEEL a necessidade de revisão do orçamento anual da CDE, caso em que a Agência analisará a conveniência e a oportunidade de se proceder uma Revisão Tarifária Extraordinária das quotas anuais a serem rateadas entre os agentes de transmissão e distribuição, sendo repassadas às tarifas dos consumidores finais.

5.2. PROCEDIMENTOS DE COBRANÇA DAS QUOTAS ANUAIS

79. As quotas anuais das concessionárias de distribuição deverão ser convertidas em duodécimos e recolhidas à CDE até o dia 10 (dez) do mês de competência.

80. As quotas mensais das concessionárias de transmissão deverão ser recolhidas à CDE até o dia 10 (dez) do terceiro mês subsequente ao de medição.

81. Quando a data de vencimento das quotas mensais da CDE coincidir com dia em que não haja expediente bancário, a liquidação deverá ser efetivada no primeiro dia útil imediatamente posterior.

82. A inadimplência no recolhimento das quotas mensais da CDE implicará a aplicação de multa de 2% (dois por cento) e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, "*pro rata tempore*", sobre o valor total não recolhido, sem prejuízo da aplicação de penalidades previstas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou o quer vier a sucedê-la.

6. GESTÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA

83. Compete à CCEE realizar a movimentação da CDE, da CCC e da RGR, de modo a não obter vantagem ou prejuízo econômico ou financeiro e sem assumir compromissos ou riscos incompatíveis com a sua condição de gestora.

84. A CCEE utilizará contas-correntes específicas para a gestão administrativa e a movimentação dos recursos financeiros da CDE, da CCC e da RGR.

85. Os saldos disponíveis nas contas-correntes de que trata o item anterior deverão ser aplicados em investimentos financeiros de baixo risco.

86. A CCEE pode realizar transferências de recursos entre a CDE, a CCC e a RGR, no limite da disponibilidade de recursos e desde que observadas as destinações dos recursos de cada fundo estabelecidos na legislação vigente.

87. O atraso nos desembolsos da CDE, CCC e da RGR, por insuficiência de recursos, ensejará a incidência dos juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, *pro rata tempore*, custeada pela conta setorial, sem prejuízo da aplicação de penalidades previstas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou o quer vier a sucedê-la.

88. Se o atraso nos desembolsos da CDE, CCC e RGR ocorrer por responsabilidade imputada ao beneficiário, somente haverá a incidência dos emolumentos previstos no item anterior, se ultrapassado o prazo limite de 30 dias da solicitação do beneficiário.

89. Ajustes nos valores dos desembolsos da CDE, CCC e RGR, que gerem créditos ou débitos aos beneficiários das Contas, em função da correção ou reprocessamento de dados, com responsabilidade imputada ao beneficiário ou à CCEE, incluindo os resultados de processos fiscalizatórios da ANEEL, serão atualizados monetariamente pelo IPCA.

90. O inadimplemento, pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas, no recolhimento dos encargos tarifários criados por lei acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC.

91. A CCEE comunicará mensalmente à ANEEL o eventual inadimplemento do concessionário em relação ao recolhimento das quotas mensais e das outras obrigações relativas à RGR e à CDE.

92. Compete à CCEE realizar o parcelamento de débitos relativos às quotas mensais da CDE e RGR em atraso, mediante requerimento escrito e fundamentado do Agente Setorial interessado.

93. Regra geral, o prazo do parcelamento concedido ao Agente Setorial será de no máximo 12 (doze) meses. Somente em situações excepcionais, o parcelamento se dará em período superior, caso em que deverá ser submetido à aprovação da ANEEL.

94. A CCEE poderá realizar encontro de contas dos débitos e créditos dos agentes com benefícios e obrigações vencidas relacionadas aos fundos setoriais.

95. O valor objeto do parcelamento consolidado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverá ser remunerado mensalmente por 111% da taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC pelo período do parcelamento.

96. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverá exigir dos Agentes Setoriais a constituição de garantia(s) suficiente(s) para cobertura de, no mínimo, 3 (três) parcelas do parcelamento concedido e idônea(s) em seu favor.

97. Sobre o valor das obrigações inadimplidas pelo Agente Setorial será aplicada multa de 2% (dois por cento) acrescidos de juros moratórios de 1% (um por cento) ao mês, incidentes sobre o saldo devedor vencido acrescido da multa, que serão calculados pro rata tempore.

98. O contrato deverá prever que o parcelamento poderá ser cancelado automaticamente, com vencimento antecipado da dívida e com a devida execução da garantia ofertada, quando houver inadimplência de 2 (duas) parcelas consecutivas.

99. Novo pedido de parcelamento somente será deferido depois de quitado o parcelamento já concedido.

100. O deferimento de parcelamento não descaracteriza a infração cometida pelo agente setorial e, portanto, não suspende e/ou interrompe eventual processo punitivo já instaurado.

101. Na hipótese de insuficiência de recursos no fundo da CDE, a CCEE deverá efetuar, na data da efetivação do pagamento, os desembolsos de forma proporcional aos direitos dos beneficiários, preservadas as finalidades cujos recursos possuem destinação específica, conforme item 6.1, e o CAFT da CCEE.

102. Os procedimentos de regularização das despesas em atraso devem observar a priorização das pendências mais antigas e a isonomia entre os credores.

103. A CCEE deve editar, publicar e revisar os Procedimentos de Contas Setoriais para o detalhamento operacional e financeiro da CDE, CCC e da RGR, conforme disposto na Resolução nº 801/2017, ou o que vier a sucedê-la.

104. A CCEE deverá analisar e efetuar o processamento das solicitações dos agentes, referentes aos reembolsos da CCC e da Subconta Carvão Mineral, cabendo à ANEEL esclarecer eventuais dúvidas quanto aos normativos aplicáveis.

105. A CCEE deverá efetuar o processamento das solicitações das distribuidoras referentes à compensação dos benefícios tarifários concedidos aos usuários do serviço de distribuição, conforme definido neste Submódulo.

106. Compete à CCEE efetuar os repasses de recursos da CDE às concessionárias de transmissão relativos à compensação pelos benefícios tarifários concedidos aos usuários do serviço de transmissão, conforme valores informados mensalmente pelo ONS.

107. Compete à CCEE realizar em até 10 (dez) dias o pagamento ou o recebimento de parcelas de contratos celebrados com recursos da CDE para a universalização do serviço de energia elétrica, após a devida comunicação pela ELETROBRAS.

108. Os recursos da CDE, da CCC e da RGR não transitarão nas contas de resultados da CCEE, em razão da inexistência de disponibilidade econômica ou jurídica.

6.1. RECURSOS COM DESTINAÇÃO ESPECÍFICA

109. O custeio da competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar e fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e do programa de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica ocorrerá com recursos destinados à CDE exclusivamente para estes fins.

110. Os custos com a realização de obras no sistema de distribuição de energia elétrica, com prestação de serviços, fornecimento de equipamentos e materiais, na cidade do Rio de Janeiro, definidas pela Autoridade Pública Olímpica - APO, para atendimento aos requisitos determinados pelo Comitê Olímpico Internacional – COI serão cobertos por receita obtida mediante transferência orçamentária a ser feita entre o Ministério dos Esportes e o Ministério de Minas e Energia.

111. Os recursos provenientes do pagamento da bonificação pela outorga de que trata o § 7º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, observado o limite de R$ 3.500.000.000,00 (três bilhões e quinhentos milhões de reais) serão destinados exclusivamente para prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas com aquisição de combustível, incorridas até 30 de abril de 2016 pelas concessionárias titulares das concessões de que trata o art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética, incluindo atualizações monetárias.

7. PRESTAÇÃO DE CONTAS

112. A CCEE elaborará, anualmente, Relatório de Prestação de Contas do Exercício da CDE, da CCC e da RGR, que deverá:

a. abranger as demonstrações financeiras, análise de conformidade dos valores pagos, memória de cálculo, situação de inadimplência e consonância com o orçamento aprovado, bem como a justificativa do uso de recursos provenientes de reserva técnica;

b. ser objeto de manifestação de auditoria independente, contratada pela CCEE;

c. ser enviado para a ANEEL até 31 dia maio do ano subsequente, com a aprovação de seu Conselho de Administração e de sua Assembleia Geral; e

d. ser tornado público, com a divulgação em espaço criado em sítio da internet.

8. DO REPASSE DE RECURSOS AOS AGENTES

113. Para fins de repasse de recursos da CDE, CCC e RGR, os beneficiários devem estar adimplentes com as obrigações setoriais, bem como com suas obrigações fiscais, devendo as certidões a seguir especificadas estarem válidas até a data de vencimento de cada pagamento, e ser enviadas até 5 (cinco) dias úteis antes da data estabelecida para cada reembolso:

a. Certidão de Adimplência da ANEEL;

b. Certidão Conjunta Negativa de Débitos Relativos aos Tributos Federais e à Dívida Ativa da União ou Certidão Conjunta Positiva com Efeitos de Negativa de Débitos Relativos aos Tributos Federais e à Dívida Ativa da União;

c. Certidão Negativa, ou Certidão Positiva com Efeitos de Negativa de regularidade fiscal para com a Fazenda Estadual/Distrital, inclusive quanto à Dívida Ativa;

d. Certidão Negativa, ou Certidão Positiva com Efeitos de Negativa de regularidade fiscal para com a Fazenda Municipal; e

e. Certidão Negativa, ou Certidão Positiva com Efeitos de Negativa de cadastro do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço da Caixa Econômica Federal (FGTS).

8.1. DO REEMBOLSO DE BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS

114. O reembolso dos benefícios tarifários dispostos nos itens 3.2.2 e 3.2.6 será processado a partir das informações individualizadas para cada beneficiário, recebidas pela ANEEL, conforme disposições do Submódulo 10.6 do PRORET.

115. O repasse concedido a cada beneficiário será apurado considerando a diferença entre o faturamento dos respectivos montantes com as respectivas tarifas homologadas, para cada variável de faturamento, sem a consideração dos benefícios tarifários, e o faturamento dos mesmos montantes e tarifas homologadas, contudo considerando os benefícios tarifários. Em ambos os casos, sem a incidência dos tributos e bandeiras tarifárias.

116. No caso do item 3.2.2, TSEE, o benefício tarifário concedido para fins de reembolso pela CDE será apurado pela diferença entre a receita que seria obtida pelo faturamento com a tarifa homologada do subgrupo B1 subclasse Baixa Renda e a receita obtida com a aplicação da tarifa reduzida pelo benefício concedido.

117. No caso do faturamento do acesso de outra distribuidora, o valor referente ao repasse de reembolso da CDE será a diferença entre as tarifas publicadas, sem e com desconto, multiplicado pelos montantes de faturamento.

118. Serão apurados de forma individualizada, conforme Submódulo 10.6 do PRORET, os valores repassados ou cobrados dos beneficiários que não estejam relacionados ao faturamento regular da competência, a exemplo de refaturamentos e procedimentos de recuperação de receita, dentre outros.

119. O não encaminhamento das informações no prazo estipulado no Submódulo 10.6 do PRORET implicará na suspensão dos pagamentos até a regularização da situação.

120. Para os benefícios tarifários dispostos no item 3.2.7, o ONS deverá contabilizar para cada concessionária de transmissão o valor não arrecadado a título de Encargo de Uso dos Sistemas de Transmissão, incluindo o custo de PIS/COFINS, em função dos benefícios incidentes sobre as tarifas de que trata a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o que vier a sucedê-la, e informar à CCEE até 15 dias após a emissão dos Avisos de Débito (AVD) / Avisos de Crédito (AVC) da competência e divulgar essas informações em seu site.

121. O valor de repasse para as transmissoras será considerando a diferença do faturamento dos respectivos montantes com as respectivas tarifas homologadas, para cada variável de faturamento, sem a consideração dos benefícios tarifários, com do faturamento dos mesmos montantes e tarifas homologadas, contudo considerando os benefícios tarifários. Em ambos os casos, a incidência dos tributos deve ser destacada na informação prestada pelo ONS.

122. Para os subsídios dispostos no item 3.2.12 relacionados à instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada dos domicílios rurais, as distribuidoras deverão encaminhar à ANEEL., até o décimo dia útil do mês subsequente ao trimestre de referência, as informações referentes às instalações realizadas, conforme Manual de Instruções a ser disponibilizado pela ANEEL.

8.1.1. DA VALIDAÇÃO DA SOLICITAÇÃO

123. Para os subsídios dos itens 3.2.2 e 3.2.6 serão validadas pela ANEEL, no mínimo, as seguintes informações:

a. identificação do beneficiário;

b. valor do subsídio tarifário; e

c. informações obrigatórias para o recebimento dos benefícios.

124. A validação do reembolso solicitado será realizada apenas para os registros em que não forem verificadas inconsistências cadastrais e, erros nos valores repassados o que poderá implicar no recebimento parcial do reembolso solicitado.

125. Para os subsídios dispostos no item 3.2.12 relacionados à instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada dos domicílios rurais, a validação dos valores terá como limite a tabela de custos de referência homologada pela ANEEL para o trimestre.

126. A Superintendência de Gestão Tarifária – SGT homologará até o último dia útil do mês subsequente ao do recebimento das informações previstas no Submódulo 10.6 do PRORET, por meio de Despacho, os valores relativos aos itens 3.2.2 e 3.2.6 a serem repassados pela CCEE aos Agentes.

127. Os registros não validados poderão ser retificados, conforme instruções da ANEEL.

8.1.2. DO PAGAMENTO DO REEMBOLSO DA CDE

128. A CCEE realizará o pagamento do reembolso para os registros validados nos seguintes prazos:

a. distribuidoras: até o décimo dia útil do mês subsequente à respectiva homologação pela ANEEL, e

b.concessionárias de transmissão: até o décimo dia útil do segundo mês subsequente ao da competência do faturamento.

129. Os pagamentos realizados em atraso por motivo de responsabilidade dos Agentes, exclusiva ou concorrente, ocorrerão sem atualização monetária.

8.1.3. DA AUDITORIA E FISCALIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES

130. Quando da realização dos procedimentos de auditoria e de fiscalização da concessão dos benefícios tarifários, a ANEEL poderá encaminhar à CCEE determinações contendo eventuais glosas a serem compensadas nos pagamentos subsequentes dos reembolsos da CDE aos Agentes, assegurado o direito à ampla defesa e ao contraditório

131. As glosas encaminhadas pela ANEEL até o último dia útil devem ser processadas pela CCEE no pagamento do reembolso imediatamente subsequente.

132. Nos procedimentos de auditoria e de fiscalização, a ANEEL poderá determinar aos Agentes o cancelamento dos benefícios tarifários que não atenderem aos critérios de elegibilidade.

8.2. OUTROS BENEFÍCIOS

133. O reembolso da CCC e da Subconta Carvão Mineral deverá seguir as disposições normativas específicas.

134. O pagamento de parcelas de contratos celebrados com recursos da CDE para a universalização do serviço de energia elétrica deverá ser realizado de acordo com as informações fornecidas pela ELETROBRAS.

9. DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES

135. As receitas e despesas da CDE deverão ser tornadas públicas, em sítio da internet.

9.1. PUBLICIDADE PELA ANEEL

136. A ANEEL publicará em seu sítio da internet: o orçamento anual, os custos unitários da CDE e as quotas fixadas para os agentes.

137. A ANEEL disponibilizará as informações dos beneficiários, a razão social ou nome e o número de inscrição no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica - CNPJ ou no Cadastro de Pessoas Físicas – CPF, desde que recebidas nos termos do Submódulo 10.6 do PRORET.

9.2. PUBLICIDADE PELA CCEE

138.A CCEE deverá divulgar mensalmente, até o 10º dia útil do mês, em seu sítio na internet, todas as informações relativas a respeito da CDE, CCC e RGR, com a possibilidade da aplicação de filtros por período e agente beneficiário, contendo, no mínimo:

i. os saldos e a movimentação financeira das contas, com discriminação da origem dos valores recebidos e da destinação dos valores gastos;

ii. a memória de cálculo dos reembolsos da CCC e do Carvão Mineral;

iii. a relação e vigência dos contratos que são objeto dos fundos setoriais, inclusive aqueles decorrentes de parcelamentos de dívidas, exceto aqueles geridos pela Eletrobras;

9.3. PUBLICIDADE PELA ELETROBRAS

139. A Eletrobras deverá divulgar mensalmente, até o 10º dia útil do mês, em seu sítio na internet, os valores a serem repassados e recebidos para cumprimento do PLpT e dos contratos de financiamentos celebrados no âmbito da CDE e da RGR. Nessa relação deverá estar discriminada a inadimplência bem como a vigência dos contratos.

140. Em relação aos agentes financiados, a Eletrobras deverá divulgar a razão social ou nome e o número de inscrição no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica - CNPJ ou no Cadastro de Pessoas Físicas – CPF, e os valores devidos e recebidos.

10. DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

141. Até a completa devolução pelos consumidores cativos, os recursos repassados às distribuidoras nos termos do Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013 e do Decreto 8.203, de 07 de março de 2014 serão fontes de recursos da CDE e serão aprovadas as quotas anuais e mensais para as concessionárias de distribuição conjuntamente com o orçamento da CDE.

142. As quotas mensais referidas no item anterior serão definidas para os doze meses a partir da competência do respectivo processo anual, devendo ser recolhidas diretamente à gestora do fundo até o dia 10 do mês seguinte ao da competência.

143. Até o completo pagamento dos custos com a realização de obras no sistema de distribuição de energia elétrica, com prestação de serviços, fornecimento de equipamentos e materiais, na cidade do Rio de Janeiro, definidas pela Autoridade Pública Olímpica - APO, a ANEEL no processo de definição do orçamento da CDE deverá considerar como item de despesa esses dispêndios, tendo como contrapartida na receita aporte de igual valor a ser obtido mediante transferência orçamentária a ser feita entre o Ministério dos Esportes e o Ministério de Minas e Energia.

144. Os reembolsos dos benefícios tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição de energia, de que tratam os itens 3.2.2, 3.2.6 e 8 deste Submódulo, continuarão a ser realizados conforme regulamentos atualmente vigentes até a entrada em vigor das disposições previstas no Submódulo 10.6 do PRORET e conforme orientações da ANEEL, com exceção da metodologia de cálculo prevista no item 116, que passa a vigorar a partir do primeiro processo tarifário homologado após a publicação deste Submódulo.

145. A concatenação das quotas das concessionárias de distribuição com os seus respectivos processos tarifários dependerá da devida previsão orçamentária.

146. A CCEE, na condição de nova gestora dos Fundos Setoriais Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, deverá celebrar Termos Aditivos aos contratos que envolvam recursos destes fundos, assinados em data anterior a 30 de abril de 2017, visando substituir a Centrais Elétricas Brasileiros S.A. – Eletrobras.

147. A celebração dos Termos Aditivos para esses contratos assinados pela Centrais Elétricas Brasileiros S.A. – Eletrobras está dispensada de qualquer anuência da ANEEL, cabendo à CCEE manter as mesmas cláusulas constantes dos contratos originais, visando apenas efetuar a substituição da Eletrobras pela CCEE, que poderá aprimorar as garantias de parcelamento mediante negociação

148. Permanecerá sob responsabilidade da Eletrobras quaisquer atos praticados na elaboração, gestão e execução destes contratos até o dia 30 de abril de 2017.

149. Com relação ao reembolso dos benefícios tarifários na transmissão, o ONS deverá incluir nas informações repassadas à CCEE, a partir da competência de julho de 2017, o custo de PIS/COFINS na contabilização para cada concessionária de transmissão do valor não arrecadado a título de Encargo de Uso dos Sistemas de Transmissão.

ANEXO XL

Módulo 5: Encargos Setoriais

Submódulo 5.3

PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA- PROINFA

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos para o cálculo das quotas de custeio e das de energia elétrica, referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004, para os agentes do Sistema Interligado Nacional – SIN.

2. ABRANGÊNCIA

2. Este submódulo aplica-se aos agentes do SIN que:

a) comercializam energia com consumidores finais; e

b) recolhem Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST relativas aos consumidores livres, aos autoprodutores e aos produtores independentes.

3. ESTABELECIMENTO DAS QUOTAS DE CUSTEIO

3. As quotas de custeio do PROINFA serão estabelecidas em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, a ser elaborado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, conforme o disposto no art. 12 do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

4. O PAP deverá conter, no mínimo:

a) demonstrativo do montante de energia contratada e da energia gerada das usinas participantes do PROINFA e dos respectivos custos para o pagamento dessa energia no ano subsequente;

b) previsão de adequação do preço da energia contratada em função do fator de capacidade verificado para o caso da fonte eólica;

c) demonstrativo dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela Eletrobras exclusivamente no PROINFA e previsão desses custos para os meses subsequentes até o término do ano em curso;

d) demonstrativo de eventuais inadimplementos no recebimento das quotas de custeio do PROINFA;

e) demonstrativo da energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no âmbito do PROINFA;

f) previsão para despesas necessárias às atividades relacionadas ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL ou outros mercados de carbono;

g) demonstrativo dos benefícios financeiros provenientes do MDL;

h) demonstrativo das despesas incorridas nas atividades relacionadas ao MDL ou outros mercados de carbono;

i) demonstrativo dos montantes correspondentes ao total do custeio, em moeda corrente, e da energia, em MWh, referentes ao PROINFA;

j) saldo da conta PROINFA.

5. O PAP deverá ser encaminhado pela Eletrobras à ANEEL, para homologação, até 30 de outubro do ano anterior ao de sua vigência, conforme determina o Parágrafo único do art. 12 do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

6. Os valores informados no PAP serão fiscalizados pela ANEEL., conforme determina o Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

7. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE deverá apresentar à ANEEL, também até 30 de outubro de cada ano, informações do mercado contendo:

a) consumo mensal, medido em MWh, de cada unidade consumidora representada na CCEE, verificado no período de setembro do ano anterior a agosto do ano em curso;

b) alocação da geração mensal de empreendimentos de autoprodução e produção independente para as unidades de consumo correlatas, conforme regras definidas pelos Procedimentos de Comercialização vigentes, verificada no período de setembro do ano anterior a agosto do ano em curso;

c) a relação de novos consumidores livres, novas unidades de autoprodução e de produção independente que se conectaram ao SIN cujo consumo tem início entre setembro do ano anterior a agosto do ano em curso.

3.1 VALORES DE ENERGIA E DE CUSTOS PARA CALCULAR QUOTAS DE CUSTEIO

8. O rateio dos custos do PROINFA será definido de modo a não acarretar vantagens ou prejuízos econômicos ou financeiros à Eletrobras.

9. Para o rateio das quotas de custeio são consideradas as cooperativas de eletrificação rural que foram regularizadas como permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

10. As quotas anuais de custeio do PROINFA, referentes às concessionárias de distribuição e às de transmissão, serão calculadas com base na energia consumida no período de setembro do ano anterior a agosto do ano em curso, excluídas as unidades consumidoras classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda, conforme art. 12 da Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, e consideradas as informações constantes do PAP que foram aceitas pela ANEEL.

11. Quanto às permissionárias de distribuição de energia elétrica, tendo em vista que não estão definidas regras de ajuste das diferenças de custos associados aos encargos setoriais, a exemplo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, suas quotas de custeio do PROINFA serão iguais aos valores da cobertura tarifária considerada na definição de suas tarifas.

12. Nos reajustes e revisões tarifária das permissionárias, o valor da cobertura tarifária relativa à quota de custeio do PROINFA será calculada pela multiplicação do mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência, descontado o montante das unidades consumidoras classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda, pelo custo do PROINFA em R$/MWh, homologado pela ANEEL para o ano em curso.

13. As quotas anuais de custeio dos demais agentes, distribuidoras e transmissoras, serão definidas conforme o seguinte procedimento:

a) o mercado dos consumidores cativos, em MWh, será obtido a partir do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP). Para a identificação do mercado livre e geração própria relativa aos autoprodutores e aos produtores independentes serão utilizadas as informações da CCEE, que deverá especificar a relação dos agentes que estejam acessando a Rede Básica e o sistema de distribuição;

b) calcular o valor, em R$/MWh, obtido pela razão entre:

b1) o custo total do Programa, em R$, estabelecido no PAP aprovado pela ANEEL, deduzindo as quotas de custeio das permissionárias;

b2) o mercado total de consumo, em MWh, excluídas as unidades consumidoras atendidas via Sistema Isolado, os mercados das permissionárias e as unidades consumidoras da Subclasse Residencial Baixa Renda, para o período de setembro do ano anterior a agosto do ano em curso;

c) para os agentes de distribuição: aplicar o valor obtido em R$/MWh no item b) ao mercado de energia da concessionária, em MWh, descontado o montante das unidades consumidoras classificadas como Subclasse Residencial Baixa Renda e do suprimento a outros agentes de distribuição, e adicionada a energia medida do consumidor livre, a energia consumida e não comercializada que exceder a geração própria dos autoprodutores e dos produtores independentes que tenham celebrado Contrato de Uso do sistema de Distribuição - CUSD, obtendo-se assim a respectiva quota anual de custeio;

d) para os agentes de transmissão: aplicar o valor obtido em R$/MWh no item b) ao consumo anual, em MWh, dos consumidores livres e à energia consumida e não comercializada que exceder a geração própria dos autoprodutores e dos produtores independentes, que tenham celebrado Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, obtendo-se assim a respectiva quota anual de custeio.

14. As quotas anuais de custeio estabelecidas para as concessionárias de transmissão representarão valores de referência, sendo a obrigação de recolhimento à Eletrobras obtida pela aplicação da TUST PROINFA ao consumo real dos consumidores livres e à energia consumida e não comercializada que exceder a geração própria dos autoprodutores e dos produtores independentes, cujas unidades de consumo tenham celebrado CUST.

15. A ANEEL publicará em resolução específica as quotas anuais de custeio até 30 de novembro de cada ano.

16. Caso a Eletrobras verifique que os recursos arrecadados na conta PROINFA não se mostrem suficientes para a cobertura do custo desse Programa, deverá providenciar a revisão do PAP e encaminhá-lo à ANEEL para o estabelecimento de novas quotas.

17. Os novos consumidores livres, autoprodutores ou produtores independentes que conectarem as suas unidades ao SIN após o estabelecimento das quotas anuais de custeio deverão pagar o encargo do PROINFA mensalmente por meio da tarifa de uso do sistema de distribuição ou de transmissão.

4. ESTABELECIMENTO DAS QUOTAS DE ENERGIA ELÉTRICA

18. O rateio da energia será definido de modo a não acarretar vantagens ou prejuízos econômicos ou financeiros à Eletrobras.

19. Buscando preservar isonomia com os demais agentes, as quotas de energia das permissionárias serão definidas conforme o custo unitário dessa energia e o montante a ser recolhido por cada permissionária. Desta forma, tais quotas deverão refletir a energia que a permissionária conseguiria comprar com a quota de custeio definida no processo de reajuste ou revisão tarifária.

20. Para compensar as quotas de custeio pagas no ano anterior sem quotas de energia associadas, os novos consumidores livres terão quotas de energia adicionais relacionadas ao consumo de cada unidade para o período de entre setembro do ano anterior a agosto do ano em curso, e os novos autoprodutores ou produtores independentes terão quotas de energia adicionais relacionadas com a energia consumida e não comercializada que exceder a geração própria para o período de entre setembro do ano anterior a agosto do ano em curso.

21. As quotas anuais de energia elétrica serão calculadas, com base no total da energia contratada das usinas participantes do PROINFA, constantes do PAP aprovado pela ANEEL para o ano de referência, deduzindo a energia alocada às permissionárias e a energia adicional dos novos consumidores, dos autoprodutores e dos produtores independentes.

22. As quotas anuais de energia elétrica das concessionárias de distribuição serão calculadas na proporção do mercado relativo aos consumidores cativos, incluída a Subclasse Residencial Baixa Renda.

23. Para os consumidores livres, o cálculo das quotas de energia deverá considerar o consumo de energia elétrica de cada unidade, e para os autoprodutores ou produtores independentes, deverá ser levada em consideração a energia consumida e não comercializada que exceder a geração própria.

24. Para consumidores livres, autoprodutores e produtores independentes que acessam o sistema de distribuição, a quota de energia elétrica do PROINFA deverá ser separada da quota de responsabilidade da concessionária de distribuição.

25. A ANEEL publicará em resolução específica as quotas de energia até 30 de novembro de cada ano.

26. As quotas anuais de energia elétrica deverão ser representadas na CCEE sob a forma de compromisso de entrega de energia entre a Eletrobras e os agentes detentores das referidas quotas.

27. A sazonalização das quotas anuais de energia elétrica deverá ser realizada pela Eletrobras e informada aos agentes quotistas conforme os prazos a serem estabelecidos em Procedimento de Comercialização específico.

28. A Eletrobras deverá modelar, no âmbito da CCEE, as usinas participantes do PROINFA, de forma que seja identificada a energia efetivamente produzida em cada uma das centrais geradoras.

29. A CCEE deverá contabilizar, mensalmente, de acordo com as Regras de Comercialização vigentes, a diferença entre o compromisso de entrega de energia e a geração verificada das usinas.

30. Caso a geração mensal verificada seja superior ao total das quotas mensais estabelecidas no processo de sazonalização, a geração excedente será liquidada no mercado de curto prazo e a receita decorrente dessa liquidação registrada na conta PROINFA, sendo essa receita considerada no PAP do ano subsequente.

31. Caso a geração mensal verificada seja inferior ao total das quotas mensais estabelecidas no processo de sazonalização, a Eletrobras deverá adquirir energia no mercado de curto prazo, com vistas ao atendimento do compromisso de entrega de energia com os agentes quotistas, e a despesa decorrente dessa aquisição será registrada na conta PROINFA, sendo essa despesa considerada no PAP do ano subsequente.

32. Será considerada a respectiva quota anual de energia elétrica do PROINFA no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado das concessionárias e das permissionárias de distribuição, conforme o disposto no art. 13 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

33. Os consumidores livres, os autoprodutores e produtores independentes poderão optar pelo não recebimento da respectiva quota de energia, sem prejuízo da obrigação de recolhimento das quotas de custeio.

34. Caso o consumidor livre ou o autoprodutor ou produtor independente exerça a opção pelo não recebimento das quotas de energia, isso implicará alocação das referidas quotas à Eletrobras, devendo as respectivas receitas, decorrentes da comercialização, serem consideradas no PAP do próximo exercício.

35. Caso o consumidor livre ou o autoprodutor ou produtor independente opte pelo recebimento da quota de energia, essa será considerada no cumprimento da obrigação de atendimento de cem por cento de sua carga, conforme estabelecido pelo art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

5. ESTABELECIMENTO DAS TARIFAS

36. A componente específica da TUST relativa ao PROINFA será obtida pela razão entre o custo total do Programa, em R$, estabelecido no PAP aprovado pela ANEEL, e o mercado total de consumo, em MWh, excluídas as unidades consumidoras atendidas via Sistema Isolado, os mercados das permissionárias de distribuição de energia elétrica e as unidades classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda. Essa componente será publicada anualmente quando forem estabelecidas as quotas de custeio e de energia.

37. A componente específica da TUSD relativa ao PROINFA será estabelecida anualmente, quando do cálculo do reajuste tarifário contratual ou da revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme Módulo 7 do PRORET.

6. PROCEDIMENTOS DE COBRANÇA

38. As concessionárias ou permissionárias de distribuição deverão recolher à Eletrobras, para crédito na conta PROINFA, o valor da quota anual de custeio estabelecida pela ANEEL, em duodécimos, até o dia 10 (dez) do mês anterior ao mês de referência da quota de custeio.

39. O recolhimento da quota de custeio mensal à conta PROINFA, relativo às concessionárias de transmissão, deverá ser feito até o dia 10 (dez) do mês anterior ao mês de referência da quota de custeio e será calculado em função da energia elétrica consumida por unidades consumidoras que tenham celebrado CUST, observando os seguintes critérios:

a) será aplicada a componente específica da TUST sobre a toda energia elétrica consumida, no quarto mês anterior ao mês de referência, deduzindo-se dessa tarifa a parcela relativa à contribuição para o Programa de Integração Social – PIS e para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS;

b) no cálculo do recolhimento referido no item a), caso a unidade consumidora seja agente de autoprodução ou de produção independente, deverá ser considerada apenas a energia consumida e não comercializada que exceder à geração própria;

c) a CCEE deverá informar à ANEEL e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS o montante da energia mensal consumida e/ou excedente, em MWh, até o penúltimo dia útil do mês subsequente ao da medição, por meio eletrônico, e até o último dia útil, por meio de correspondência, sendo que a CCEE apresentará a relação das unidades consumidoras, obtida junta ao ONS, que estejam acessando a Rede Básica, assim como as alterações posteriores;

d) Na ausência de informações de medição, que deverá ser justificada formalmente pela CCEE à ANEEL, o ONS deverá emitir os avisos de crédito e débito, no que se refere à cobrança de encargos setoriais, tendo por referência o menor valor de consumo verificado nos últimos seis meses ou valor declarado pelo consumidor, assegurado o processamento de ajuste após informação oficial da CCEE.

40. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE expedirá Despacho mensal fixando as quotas de custeio mensais a serem recolhidas pelas concessionárias de transmissão à conta PROINFA.

41. O ONS deverá incluir, nos avisos de crédito e de débito enviados, respectivamente, às concessionárias de transmissão e às unidades consumidoras, o encargo do PROINFA, observando os seguintes critérios:

a) no caso de consumidor livre ou parcialmente livre, conforme definido na Resolução Normativa nº 376, de 24 de novembro de 2009, ou o que vier a sucedê-la, o valor do recolhimento, em reais (R$), deve ser obtido mediante a aplicação de parcela específica da TUST sobre toda a energia consumida no quarto mês anterior ao de referência;

b) no caso de autoprodutor ou produtor independente, o valor do recolhimento deverá ser obtido mediante a aplicação de parcela específica da TUST sobre a energia elétrica consumida e não comercializada que exceder à geração própria no quarto mês anterior ao de referência.

42. O ONS deverá informar à ANEEL, até 5 (cinco) dias após a emissão dos avisos de crédito e débito, os valores totais a serem arrecadados por cada concessionária de transmissão a título de PROINFA no respectivo mês de apuração.

43. Quando a data de vencimento coincidir com dia em que não haja expediente bancário, a liquidação deverá ser efetuada no dia útil seguinte.

44. A inadimplência no recolhimento implicará aplicação de multa de 2% (dois por cento) e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, “pro-rata tempore”, incidentes sobre o valor total não recolhido, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou o que vier a sucedê-la.

45. A concessionária ou a permissionária que não efetuar a liquidação da quota mensal de custeio do PROINFA ficará sujeito ao disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, e ao disposto no § 2º do art. 17 da Lei nº 9.427, 26 de dezembro de 1996.

46. O parcelamento de débitos relativos às quotas mensais do PROINFA observará os seguintes critérios:

a) o parcelamento será concedido mediante requerimento escrito e fundamentado do agente setorial interessado, em até 12 parcelas iguais e sucessivas de, no mínimo R$ 50.000,00 (cinquenta mil reais) cada, vencíveis todas na mesma data do recolhimento normal aplicável ao respectivo agente solicitante do parcelamento;

b) os débitos objeto de pedido de parcelamento serão consolidados pela Eletrobras, incluindo multa e juros, e serão remunerados mensalmente pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC;

c) a Eletrobras deverá informar à ANEEL, no prazo de até cinco dias, o deferimento de eventuais parcelamentos, anexando cópia do requerimento apresentado, da consolidação da dívida e da decisão adotada;

d) o parcelamento será cancelado automaticamente quando houver inadimplência ou atraso em quaisquer parcelas;

e) novo pedido de parcelamento somente será deferido depois de quitado o parcelamento já concedido;

f) a concessão de parcelamento e o respectivo pagamento de suas parcelas implicam suspensão do registro de débito no Cadastro de Inadimplentes com obrigações intrassetoriais;

g) a quitação do parcelamento implica exclusão do registro de débito no Cadastro de Inadimplentes com obrigações intrassetoriais; e

h) o deferimento de parcelamento não descaracteriza a infração cometida pelo agente setorial e, portanto, não suspende e/ou interrompe eventual processo punitivo já instaurado.

7. DISPOSIÇÕES FINAIS

47. Para que a migração de consumidor potencialmente livre para o mercado livre, bem como a migração, parcial ou total, de unidade consumidora do sistema de distribuição para o sistema de transmissão não acarrete a alocação inadequada das quotas anuais de energia elétrica do PROINFA, deve ocorrer a transferência de parcela da quota de energia elétrica destinada originalmente à concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica para o respectivo consumidor, respeitada a proporção do correspondente consumo em relação ao mercado faturado da concessionária ou permissionária e observado o disposto nos parágrafos 33 a 35 deste Submódulo.

48. Da mesma forma, caso ocorra o retorno de consumidor livre à condição de cativo, ou seu desligamento da rede de distribuição, sua quota de energia deverá ser destinada à concessionária de distribuição responsável pela conexão. No entanto, quando ocorrer desligamento de consumidor que tenha celebrado CUST, sua quota de energia retornará ao agente comercializador do PROINFA.

49. Caso os valores recolhidos à conta PROINFA constituam valor diferente da necessidade real de custeio do Programa, constatada no ano de referência, a diferença será incorporada como crédito ou débito na aludida conta.

50. A CCEE deverá divulgar as informações relativas à contabilização mensal da energia do PROINFA, estabelecendo, por meio de Procedimento de Comercialização específico, a forma e os respectivos prazos de divulgação.

51. A Eletrobras deverá publicar em seu sítio da internet, e atualizar mensalmente, o montante mensal de energia gerada e fornecida ao PROINFA discriminado por usina participante do programa, desde o início do respectivo fornecimento, relacionando ainda informações quanto ao tipo de fonte, o código da usina na CCEE, o número do contrato de compra e venda e a potência contratada.

ANEXO XLI

Módulo 5: Encargos Setoriais

Submódulo 5.4

ENCARGO DE SERVIÇO DE SISTEMA – ESS E ENCARGO DE ENERGIA DE RESERVA– EER

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos regulatórios, para fins de cobertura tarifária, relativos ao Encargo de Serviço de Sistema – ESS e ao Encargo de Energia de Reserva – EER, nos processos tarifários das concessionárias de distribuição, nos termos da Lei nº 10.848/2004, de 15 de março de 2004, do Decreto nº 5.163/2004, de 30 de julho de 2004 e do Decreto nº 6.353/2008, de 16 de janeiro de 2008.

2. ABRANGÊNCIA

2. Este Submódulo aplica-se aos processos tarifários das concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que sejam agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

3. ASPECTOS GERAIS

3. Em consonância com o art. 44 da Lei nº 10.848/2004, nos processos tarifários das distribuidoras, deverá ser contemplada a previsão dos custos com o ESS e com o EER para os doze meses subsequentes.

4. A previsão anual de custos de ESS e EER, para fins de cobertura tarifária das distribuidoras, será definida por meio de Despachos da Superintendência de Gestão Tarifária (SGT), para vigorar nos processos tarifários de cada quadrimestre do ano.

5. A tabela a seguir apresenta os marcos do processo de definição da previsão de custos com ESS e EER, para fins de cobertura tarifária das distribuidoras:

Tabela 1 – Marcos do Processo

Data limite	Responsável	Atividade
Até 31 de outubro	ONS/CCEE	Envio de dados à ANEEL
Até 31 de dezembro	SGT	Publicação de Despacho para as distribuidoras do 1º quadrimestre
Até 31 de março	ONS/CCEE	Revisão dos dados recebidos até 31 de outubro
Até 30 de abril	ANEEL	Percentual do valor mensal dos pagamentos devidos em cada CER, definido no processo de homologação dos adicionais de bandeira tarifária
Até 30 de abril	SGT	Publicação de Despacho para as distribuidoras do 2º quadrimestre
Até 31 de julho	ONS/CCEE	Revisão dos dados recebidos até 31 de março
Até 31 de agosto	SGT	Publicação de Despacho para as distribuidoras do 3º quadrimestre

4. INFORMAÇÕES PARA PREVISÃO DO ESS E DO EER

6. Até o dia 31 de outubro de cada ano, o Operador Nacional do Sistema – ONS informará à SGT a estimativa dos custos relativos ao ESS por Restrição de Operação e devido à prestação do Serviço Ancilar de compensação síncrona para o ano civil subsequente.

7. De modo a fundamentar as estimativas de custos de que trata o item anterior, o ONS deverá elaborar relatório contendo, no mínimo:

a) descrição das usinas termelétricas com previsão de despacho por Restrição de Operação;

b) descrição das usinas hidrelétricas previstas de operar no modo de compensação síncrona;

c) descrição do(s) critérios(s) dos Procedimentos de Rede que só serão atendidos se houver despacho das usinas indicadas nas alíneas a e b;

d) montante financeiro estimado em função do despacho por Restrição de Operação, considerando o Custo Variável Unitário – CVU das usinas termelétricas e projeção do Custo Marginal de Operação – CMO; e

e) montante financeiro estimado em função da operação de usinas hidrelétricas no modo de compensação síncrona, considerando a Tarifa de Serviços Ancilares – TSA vigente.

8. O relatório de que trata o item anterior deve ser devidamente assinado pelos seus responsáveis técnicos do ONS, conforme o disposto no inciso III do § 2º do art. 1º da Resolução Normativa nº 780/2017, ou o que vier a sucedê-lo, e disponibilizado em área de livre acesso de seu sítio eletrônico.

9. Até o dia 31 de outubro de cada ano, a CCEE deverá encaminhar à SGT as seguintes informações para cada mês dos dois anos civis subsequentes:

a) Valor mensal dos pagamentos devidos em cada Contrato de Energia de Reserva – CER celebrado;

b) Montantes mensais de energia associados a cada CER celebrado; e

c) Valores mensais referentes à restituição dos montantes financeiros excedentes.

10. A CCEE deverá encaminhar a participação percentual de cada concessionária de distribuição no rateio de ESS e de EER, obtida com base nos dados de medição dos últimos doze processos de contabilização já realizados.

11. A CCEE deverá considerar, para obtenção do valor dos pagamentos de que trata o subitem “a” do item 9, a data de reajuste de cada CER celebrado e as datas previstas para início do período de suprimento dos contratos em observância às previsões de operação comercial, com base nas informações obtidas em reuniões periódicas do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico.

12. Até o dia 31 de março e 31 de julho de cada ano, a CCEE deverá encaminhar à SGT a lista atualizada dos Agentes Vendedores de Energia de Reserva cujos CERs deverão ser considerados na previsão do EER para os processos tarifários que serão homologados no segundo e terceiro quadrimestre do mesmo ano.

13. Eventuais descontratações e rescisões de CER deverão ser informadas pela CCEE à SGT, mensalmente.

14. Até o dia 31 de março e 31 de julho de cada ano, o ONS deverá encaminhar à SGT eventuais alterações das previsões do ESS.

5. CÁLCULO DA COBERTURA TARIFÁRIA DAS DISTRIBUIDORAS

15. A cobertura tarifária de ESS, para todas as concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que sejam agentes da CCEE, corresponde ao somatório da previsão do ESS por Restrição de Operação e de Serviços Ancilares, multiplicado pela participação percentual de cada concessionária de distribuição no Rateio do ESS, obtida com base nos dados de medição dos últimos doze processos de contabilização já realizados, encaminhados pelo ONS.

16. A cobertura tarifária de EER, para todas as concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que sejam agentes da CCEE, corresponde ao somatório dos custos administrativos, financeiros e tributários (CAFT) relativo à Conta de Energia de Reserva (CONER) e de um percentual do valor mensal dos pagamentos devidos em cada CER vigente pelo mercado, multiplicado pela participação percentual de cada concessionária de distribuição em relação ao consumo total do SIN no rateio do EER, obtida com base nos dados de medição dos últimos doze processos de contabilização já realizados e na previsão de início de suprimento futuro, encaminhados pela CCEE.

17. O percentual do valor mensal dos pagamentos devidos em cada CER a ser considerado na cobertura tarifária de EER será definido no processo de homologação dos adicionais de bandeira tarifária.

18. A cobertura tarifária do ESS e do EER das distribuidoras do primeiro quadrimestre observará os pagamentos previstos para o ano civil.

19. A cobertura tarifária do ESS e do EER das distribuidoras do segundo quadrimestre observará os pagamentos previstos para o período de maio de cada ano a abril do ano subsequente e a cobertura das distribuidoras do terceiro quadrimestre observará os pagamentos previstos para o período de setembro de cada ano a agosto do ano subsequente.

6. DISPOSIÇÕES FINAIS

20. Nas previsões do ESS e do EER, para fins de cobertura tarifária, deverá ser considerada a metodologia para a definição dos valores das Bandeiras Tarifárias. Eventuais alterações nos critérios de apuração dos patamares de Bandeiras Tarifárias ensejarão adaptações na próxima previsão de ESS e de EER a ser realizada.

21. Uma vez que o excedente financeiro proporcionado pela CONER está sendo considerado na definição dos adicionais das Bandeiras Tarifárias, a previsão do EER não contempla a receita decorrente da liquidação da energia de reserva no mercado de curto prazo.

22. Nos processos tarifários de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica prorrogadas nos termos do Decreto nº 8.461/15 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016 e que ainda não tenham iniciado a arrecadação do ESS e do EER, poderá ser concedida previsão para esses itens se, nos 12 meses subsequentes ao processo tarifário, passarem a pagar ESS e EER. Nesse caso, a previsão será feita por um novo rateio do montante considerado na última previsão anual ESS e EER, considerando a participação do mercado da concessionária no mercado total das concessionárias pagantes e a quantidade de meses em que a concessionária pagará o encargo até o próximo processo tarifário. Essa previsão excepcional não ensejará alteração da cobertura tarifária das demais distribuidoras.

ANEXO XLII

Módulo 5: Encargos Setoriais

Submódulo 5.5

TAXA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA — TFSEE

1. OBJETIVO

1. O objetivo deste Submódulo é a definição dos critérios e metodologia de cálculo para fixação do valor da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica — TFSEE.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e a metodologia definidos neste Submódulo deverão ser aplicados no cálculo realizado para fixação dos valores da TFSEE aos concessionários, permissionários e autorizados dos serviços de energia elétrica.

3. DA TAXA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA — TFSEE

3. Instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997, a TFSEE constitui-se em receita para custeio das atividades desta Agência Reguladora.

4. A TFSEE, cobrada pela União, por meio da ANEEL, tem como fato gerador o exercício regular do poder de polícia deste Órgão Regulador.

5. Consideram-se poder de polícia da ANEEL as atividades que, limitando ou disciplinando direito, interesse ou ocupação diretamente associados à prestação de serviços relacionados à energia elétrica no país, regulam a prática de ato ou abstenção de fato, em razão de interesse público concernente à produção, à transmissão, à distribuição e à comercialização de energia elétrica, no exercício de atividades técnicas e econômicas, dependentes de concessão, permissão ou autorização do Poder Público, com vistas ao desenvolvimento da eficiência do setor elétrico e em benefício da sociedade.

6. A TFSEE será anual, diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido, permitido ou autorizado, sendo seu cálculo embasado em doze meses de informações, exceto quando da primeira fixação do encargo e/ou quando da cobrança de retroativos, ocasião em que caberá a análise de dados relativos a cada caso concreto.

7. A TFSEE será equivalente a 0,4% (zero vírgula quatro por cento) do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado em função das atividades desenvolvidas.

8. O benefício econômico para fins de TFSEE é definido pelo valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado na exploração dos serviços e instalações de energia elétrica, conforme definido neste Submódulo para cada grupo de agentes do setor elétrico.

4. DA APROVAÇÃO E PUBLICAÇÃO DA TFSEE

9. Conforme estabelecido na Portaria ANEEL nº 3.923, de 29 de março de 2016, o titular da Superintendência de Gestão Tarifária — SGT recebeu a delegação de realizar os atos necessários ao lançamento tributário da TFSEE.

10. A publicação da TFSEE ocorrerá no Diário Oficial da União — D.O., obedecendo, quando couber, ao cronograma abaixo:

Agente	Data de lançamento da TFSEE
Distribuidoras de Energia Elétrica	Após a aprovação do ato que homologar a atualização anual das tarifas.
Autoprodutores e Produtores Independentes	Até 15 de janeiro de cada exercício
Empreendimentos de geração (Serviço Público) com tarifa/receita regulada	Após a aprovação do ato que homologar a atualização anual das receitas.
Agentes de geração provenientes da geração própria distribuída a agentes de distribuição com mercado inferior a 500 Gwh/ano.	De forma concatenada com o processo tarifário do agente de distribuição correspondente.
Agente de geração distribuída proveniente da desverticalização de concessionária de distribuição com mercado superior a 500 Gwh/ano	De forma concatenada com o processo tarifário do agente de distribuição correspondente.
Demais empreendimentos de geração (Serviço Público)	Até 31 de julho de cada exercício.
Transmissoras de Energia Elétrica	Até 31 de julho de cada exercício.

11. Caso a receita de alguma empresa incluída na tabela acima componha o custo da Parcela A de distribuidora de energia elétrica, a publicação de sua TFSEE será concatenada com a da distribuidora correspondente.

12. A fixação da TFSEE de agente para o qual a ANEEL realiza processo tarifário, ou definição de qualquer receita, seguirá o rito do respectivo processo. Sendo assim, em caso de prorrogação da tarifa ou receita, a TFSEE vigente deverá ser prorrogada por igual período, permanecendo a necessidade de atualização anual nos demais casos.

5. DO CÁLCULO DA TFSEE PARA AS CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

13. A TFSEE para as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica é apurada da seguinte forma:

$$TF\,d = 0{,}4\% \times \frac{Ed}{Ec + Ep} \times \frac{1}{Fc} \times (Pad - Dae - Dat) \quad (1)$$

onde:

TF d = valor anual da TFSEE dos agentes de distribuição de energia elétrica, expressa em R$;

Ed = mercado de energia associado à tarifa de uso do sistema de distribuição, expresso em MWh;

Ep = energia associada à geração própria, quando ocorrer, expresso em MWh;

Ec = energia associada aos contratos de compra de energia, somada com a energia associada aos mercados livre e de uso da distribuidora, expresso em MWh; e

Fc = fator de carga médio anual das instalações de distribuição, vinculadas ao serviço concedido;

Pad = produto anual da exploração do serviço de distribuição, incluindo a receita decorrente do acesso ao sistema de distribuição e a venda de energia a agentes externos a seu mercado cativo, desconsiderados os encargos setoriais, expresso em R$;

Dae = valor anual da despesa com energia comprada para revenda, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R$; e

Dat = valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R$.

14. As variáveis necessárias ao cálculo da TFSEE de distribuidoras serão extraídas dos dados do processo de atualização tarifária correspondente.

15. O cálculo da TFSEE de empreendimentos de geração própria de agentes de distribuição com mercado inferior a 500 Gwh/ano será realizado no processo tarifário da própria distribuidora, acrescentando-se a parcela da geração própria no valor relativo à distribuição.

6. DO CÁLCULO DA TFSEE PARA AS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

16. A TFSEE para as transmissoras de energia elétrica é apurada da seguinte forma:

$$TF\ t = 0{,}4\% \times Pa\ t \quad (2)$$

onde:

TF t = valor anual da TFSEE das concessionárias de transmissão de energia elétrica, expresso em R$; e

Pa t = somatório da receita de uso da rede de transmissão, expresso em R$.

17. As variáveis necessárias ao cálculo da TFSEE de transmissoras serão extraídas dos dados do processo de atualização da receita correspondente.

7. DO CÁLCULO DA TFSEE PARA AS CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

18. A TFSEE para as concessionárias de serviço público de geração de energia elétrica que renovaram sua concessão em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, assim como a TFSEE proveniente de geração distribuída de terceiros, caso submetida a regime de serviço público e, ainda, a TFSEE decorrente de contratos bilaterais firmados com distribuidora de energia elétrica e demais geradores submetidos a regime de serviço público serão calculadas conforme a seguinte fórmula:

$$TF\ g = 0{,}4\% \times (Pa\ g - Dec - Dat) \quad (3)$$

onde:

TF g = valor anual da TFSEE dos concessionários de serviço público de geração de energia elétrica, expresso em R$;

Pa g = receita anual com a venda da energia elétrica gerada, expresso em R$;

Dec = valor anual da despesa com energia elétrica comprada para revenda alocada ao fluxo comercial da geração, expresso em R$; e

Dat = valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, expresso em R$.

19. As variáveis necessárias ao cálculo da TFSEE de geradoras submetidas ao regime de cotas serão extraídas dos dados do processo de atualização da receita correspondente.

8. DO CÁLCULO DA TFSEE PARA OS AUTOPRODUTORES E PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA ELÉTRICA.

20. A TFSEE para os Autoprodutores — AP e Produtores Independentes de Energia Elétrica — PIE é apurada da seguinte forma:

$$TF\ \frac{ap}{pie} = 0{,}4\% \times BETU \times P \quad (4)$$

$$BETU = 8{,}76 \times FC\ g \times Pm\ g \quad (5)$$

onde:

TF $\frac{ap}{pie}$ = valor anual da TFSEE para os Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica, expresso em R$;

BETU = Benefício Econômico Típico Unitário — valor típico médio do benefício anual decorrente da exploração da atividade de geração e comercialização de energia, expresso em R$/kW;

P = potência nominal instalada em operação comercial, até 31 de dezembro do ano anterior, pro rata die, expresso em kW;

FC g = Fator de capacidade média da atividade de geração; e

Pm g = Preço médio da compra de energia no ACR, expresso em R$/MWh.

21. O valor da variável “FC g” considerada no cálculo da variável “BETU” será 0,5.

22. Serão considerados, para cálculo da variável “Pm g”, os contratos do ambiente regulado que representem a média dos valores praticados nesse mercado, conforme nota técnica que definir o valor da variável “BETU”.

23. O período de análise dos contratos utilizados para fixação da variável “Pm g” será composto pelos últimos doze meses de dados declarados pelos concessionários de serviço público de geração e distribuição, conforme discriminado na nota técnica que subsidiar a fixação da variável “BETU”.

24. Nos casos em que a TFSEE para Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica necessitar ser estabelecida em mês distinto do mês de janeiro, será utilizado o último valor publicado para a variável “BETU”.

25. A TFSEE para as concessionárias de serviço público de geração de energia elétrica de pequeno porte, exceto as que se enquadram como geração própria de distribuidoras com mercado inferior a 500 Gwh/ano, será calculada da mesma forma estabelecida para autoprodutores e produtores independentes.

9. DOS PROCEDIMENTOS PARA PAGAMENTO DA TFSEE

26. A TFSEE será paga em doze parcelas mensais e consecutivas, computadas em meses de competência, a partir da publicação do ato que a fixar.

27. O vencimento de cada parcela é o 15º dia do mês subsequente ao da competência que se deseja liquidar.

28. O boleto para pagamento de cada parcela da TFSEE será disponibilizado pela SGT até o quinto dia útil do mês subsequente ao da competência a ser paga e estará disponível no endereço eletrônico informado no ato que fixar o valor do referido encargo.

29. É dever do agente o pagamento do encargo, portanto, é também sua obrigação verificar se a TFSEE foi disponibilizada e, caso não esteja disponível, comunicar à SGT, por qualquer meio hábil e tempestivo, para que seja providenciado o boleto.

30. O pagamento da TFSEE pode ser efetivado em qualquer banco comercial, inclusive após o vencimento, desde que, para este caso, o agente emita novo boleto indicando o dia em que irá efetuar o pagamento.

31. O pagamento da parcela da TFSEE extingue o crédito tributário correspondente.

32. É facultado ao agente antecipar a totalidade do valor fixado para a TFSEE. Para tanto, deve solicitar à SGT até 5 (cinco) dias antes da disponibilização do boleto referente à primeira parcela.

33. Para fins de atendimento do disposto no parágrafo anterior, serão considerados como término do prazo a data de protocolo do referido documento na secretaria da ANEEL, a data de envio do fax ou o protocolo digital nos termos das respectivas instruções normativas.

34. A antecipação da totalidade da TFSEE não enseja ao devedor qualquer desconto do valor originalmente fixado.

35. A imposição de sanções administrativas pela ANEEL a seus regulados não os exime da obrigação de pagamento da TFSEE.

36. Após o vencimento, o valor da TFSEE será acrescido de juros, multa de mora e demais consectários legais, conforme legislação que rege os tributos federais.

10. DAS INFORMAÇÕES RECEBIDAS PARA O CÁLCULO DA TFSEE

37. As informações consideradas no cálculo da TFSEE serão obtidas dos bancos de dados oficiais, aos quais a ANEEL tenha acesso, próprios ou não.

38. Até 5 de janeiro de cada ano, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG, auxiliada pela Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG com relação às informações de sua competência, deve encaminhar à SGT a lista dos Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia Elétrica para os quais deverá ser efetuada a cobrança da TFSEE.

39. Para fins de cálculo da TFSEE de distribuidoras, o fator de carga médio anual das instalações de distribuição vinculadas ao serviço concedido será o reavaliado no último processo de revisão tarifária.

40. De modo geral, a SGT poderá solicitar informações adicionais para a correta instrução do processo da TFSEE às áreas técnicas da Agência e para instituições do setor elétrico, como o Operador Nacional do Sistema – ONS e a Câmara de comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo fixar prazo para a resposta.

11. DISPOSIÇÕES GERAIS

41. Quando ocorrer transferência de titularidade de outorga, os créditos tributários não vencidos e devidos pelo antigo proprietário serão transferidos para o nome de seu sucessor, sem necessidade de publicação de ato específico para esse fim.

42. Quanto aos débitos vencidos, o adquirente responde integral ou subsidiariamente, nos termos do artigo 133 da Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966.

43. Após publicado o ato de transferência, fica o novo proprietário obrigado a comunicar à SGT se a parcela ulterior da TFSEE não estiver em seu nome.

44. Não haverá possibilidade, sob qualquer alegação, de alteração do agente passivo da obrigação tributária referente à TFSEE que não estiver embasada em ato devidamente divulgado.

45. Caso algum empreendimento cuja TFSEE tiver sido calculada conforme metodologia estabelecida para autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica tenha a outorga revogada, serão cancelados os valores fixados das competências ulteriores ao mês de revogação, emitindo-se valor de ajuste relativo a esta mesma competência. A quantia de ajuste será definida no ato de revogação.

46. Os responsáveis pela obrigação tributária terão 10 dias para recorrer dos valores publicados relativos à TFSEE.

47. É de 5 (cinco) anos o prazo para a ANEEL constituir o crédito tributário referente à TFSEE que não tenha sido lançada tempestivamente.

48. Conforme disposto no artigo 2º do Decreto nº 2.410, de 1997, na falta de dados, a TFSEE será calculada por meio de critérios de razoabilidade.

49. Os casos não especificados neste Submódulo, cujo critério de razoabilidade não puder ser aplicado, serão decididos pela Diretoria Colegiada da ANEEL.

ANEXO XLIII

Módulo 5: Encargos Setoriais

Submódulo 5.6

PESQUISA e DESENVOLVIMENTO – P&D e EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – EE

1.OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos para o cálculo dos valores a investir em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE regulados pela ANEEL, em atendimento ao disposto na Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

2. ABRANGÊNCIA

2. Este Submódulo aplica-se às:

a) Concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, excluindo-se, por isenção, as permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica cuja energia vendida anualmente seja inferior a 500 GWh (quinhentos gigawatts-hora);

b) Concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica, excluindo-se, por isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada; e

c) Concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

3. OBTENÇÃO DA RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA – ROL

3. O fato jurídico necessário e suficiente para a constituição das obrigações legais de investimento em P&D e EE, bem como de recolhimento ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia – MME e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel, estabelecidos pela Lei nº. 9.991/2000, é o reconhecimento contábil, pelas empresas de energia elétrica, dos itens que compõem a Receita Operacional, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, instituído pela Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, ou o que vier a sucedê-lo.

4. A base de cálculo das obrigações legais é a Receita Operacional Líquida – ROL, apurada conforme o disposto no MCSE.

5. Só são consideradas no cálculo da ROL as receitas operacionais vinculadas à concessão e permissão.

6. É permitido o abatimento, no cálculo da ROL, dos gastos com Tributos: PIS; COFINS; ICMS; ISS; com Encargos do Consumidor: Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; Programas de Eficiência Energética - PEE; Quota para Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH; Encargo de Capacidade Emergencial - ECE; Encargo de aquisição de Energia Elétrica Emergencial – EAEE; e outros, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 605/2014, ou o que vier a sucedê-lo.

7. O reconhecimento contábil das obrigações estabelecidas deve ocorrer simultaneamente ao dos itens que compõem a Receita Operacional, independentemente do desembolso financeiro dos recursos, respeitando-se o princípio da competência contábil.

8. Conforme estabelecido na Lei nº. 9.991/2000, os percentuais mínimos a aplicar (P&D e EE) e recolher (FNDCT, MME e Procel) são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Percentuais mínimos da ROL a investir (P&D e EE) e recolher (FNDCT, MME, Procel e CDE) pelas empresas de energia elétrica, por segmento (D, G e T).

Segmento	Até 31/12/2022 (*)						
	P&D (% da ROL)				EE (% da ROL)		
	P&D/ANEEL	CDE	FNDCT	MME	PEE/ANEEL	CDE	Procel
Distribuição	0,14 a 0,2	até 0,06	0,2	0,1	0,28 a 0,4	até 0,12	0,1
Geração	0,28 a 0,4	até 0,12	0,4	0,2	-		
Transmissão	0,28 a 0,4	até 0,12	0,4	0,2	-		
Segmento	A partir de 1º/01/2023 até 31/12/2025 (*)						
	P&D (% da ROL)				EE (% da ROL)		
	P&D/ANEEL	CDE	FNDCT	MME	PEE/ANEEL	CDE	Procel
Distribuição	0,21 a 0,3	até 0,09	0,3	0,15	0,14 a 0,2	até 0,06	0,05
Geração	0,28 a 0,4	até 0,12	0,4	0,2	-		
Transmissão	0,28 a 0,4	até 0,12	0,4	0,2	-		

Segmento	A partir de 1º/01/2026 (*)				
	P&D (% da ROL)			EE (% da ROL)	
	P&D/ANEEL	FNDCT	MME	PEE/ANEEL	Procel
Distribuição	0,3	0,3	0,15	0,2	0,05
Geração	0,4	0,4	0,2	-	
Transmissão	0,4	0,4	0,2	-	

(*) Conforme disposto na Lei nº. 9.991/2000, com alterações inseridas pela Lei nº. 14.120/2021.

9. A partir de 1º de janeiro de 2023, para as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica cuja energia vendida seja inferior a 1.000 GWh (mil giga watts-hora) por ano, o percentual mínimo a ser aplicado em EE no uso final poderá ser ampliado de 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) para até 0,5% (cinquenta centésimos por cento).

10. Para o caso específico de unidade de geração de energia elétrica enquadrada como pequena central hidrelétrica (PCH), deve-se atender ao disposto na Resolução Normativa nº. 875, de 10 de março de 2020, ou ao que vier a sucedê-la.

11. Para as concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia que assinaram contratos com ou sem obrigatoriedade de investimentos mínimos em P&D antes da publicação da Lei nº. 9.991/2000, o percentual de 1% (um por cento) da ROL entrou em vigor a partir de 1º. de janeiro de 2006. Essa obrigatoriedade não alcança as receitas advindas da comercialização de montante de energia que está acima da capacidade de geração de suas instalações.

12. As concessionárias de geração na modalidade de autoprodução estão isentas dessas obrigações legais, exceto em relação às receitas advindas da energia comercializada.

13. Nos casos de desverticalização ou verticalização, as obrigações estabelecidas pela Lei nº. 9.991/2000 a ser sub-rogadas a cada nova empresa devem ser calculadas proporcionalmente ao valor da transferência dos ativos.

14. Sobre as obrigações legais de aplicação de recursos em P&D e EE regulados pela ANEEL, reconhecidas contabilmente, devem incidir juros, a partir do segundo mês subsequente ao seu reconhecimento, até o mês do lançamento contábil do gasto, segundo o princípio da competência, calculados mensalmente com base na taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic).

15. Devem ser utilizadas todas as casas decimais do fator mensal publicadas pelo Banco Central do Brasil para essa taxa.

16. Os recursos de juros advindos da aplicação da Selic devem compor o montante de investimentos a realizar em P&D e EE regulados pela ANEEL.

17. O recurso provisionado para recolhimento ao Procel, no período entre a publicação da Lei nº 13.280, de 4 de maio de 2016, até a publicação da Resolução Normativa nº 830, de 23 de outubro de 2018, será corrigido pela SELIC, após o dia 10 do segundo mês subsequente àquele que seria o do recolhimento. Tal correção incidirá sobre os valores até que a ANEEL publique Despacho no Diário Oficial da União autorizando o recolhimento.

18. Os recursos provisionados para recolhimento ao Procel a partir da publicação da Resolução Normativa nº 830, de 23 de outubro de 2018, serão corrigidos pelo Índice Geral de Preços do Mercado - IGPM, após o dia 10 do segundo mês subsequente àquele que seria o do recolhimento. Tal correção incidirá sobre os valores provisionados até que a ANEEL publique Despacho no Diário Oficial da União autorizando o recolhimento.

19. A incidência dos juros não exime as empresas das penalidades previstas na Resolução Normativa nº. 846, de 11 de junho de 2019, e suas alterações posteriores.

4. RECOLHIMENTO AO FNDCT, MME E Procel

20. Os recolhimentos ao FNDCT e ao MME devem ser efetuados até o quinto dia útil do segundo mês subsequente ao do reconhecimento contábil.

21. O recolhimento ao Procel deve ser efetuado até o dia 10 (dez) do segundo mês subsequente ao do reconhecimento contábil. Quando a data limite de recolhimento coincidir com dia em que não haja expediente bancário, o recolhimento deverá ser feito no primeiro dia útil subsequente.

22. O não recolhimento no prazo previsto implica juros de 1% (um por cento) ao mês, pro rata tempore, acrescido de multa de 2% (dois por cento) sobre o valor histórico, incluindo os valores corrigidos pela SELIC e pelo IGPM citados nos itens 17 e 18, independentemente das penalidades previstas em legislação e regulamentos específicos.

23. A empresa de energia elétrica que entrar em operação comercial após a publicação deste Submódulo deve efetuar os recolhimentos ao FNDCT, ao MME e ao Procel conforme disposto nas regras de recolhimento de cada parcela.

24. Os recursos destinados ao FNDCT devem ser recolhidos mediante depósito em favor do referido Fundo, em conta específica no Banco do Brasil S.A., por intermédio de boleto bancário, nos termos do Decreto nº. 3.867, de 16 de julho de 2001. O boleto deve ser gerado no portal da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP (www.finep.gov.br).

25. Os recursos destinados ao MME devem ser recolhidos por intermédio de Guia de Recolhimento da União – GRU, no código 10000-5, nos termos do Decreto nº. 5.879, de 22 de agosto de 2006.

26. Os recursos destinados ao Procel devem ser recolhidos mediante depósito em favor do referido Programa, em conta específica no Banco do Brasil S. A. administrada pela Eletrobras, por intermédio de boleto bancário ou por meio de depósito bancário.

27. O registro do valor a recolher ao Procel deve ser feito por cada empresa junto a esse órgão com antecedência de 30 (trinta) dias de seu vencimento.

28. O recolhimento ao Procel deve ocorrer somente após a aprovação do Plano de Aplicação de Recursos – PAR e da prestação de contas do PAR do período anterior.

29. Quando da aprovação da prestação de contas do ano anterior e do PAR do ano corrente do Procel, a SPE/ANEEL publicará Despacho específico, autorizando o recolhimento a esse programa.

30. O saldo remanescente na conta bancária específica desse programa deve ser rateado pela Eletrobras proporcionalmente ao montante recolhido, sob a forma de créditos às distribuidoras, mediante desconto nos recolhimentos vincendos.

31. A diferença entre o valor provisionado para o Procel e o efetivamente recolhido passa a compor o investimento do Programa de Eficiência Energética – PEE regulado pela ANEEL, seguindo a regulamentação vigente.

32. É considerado saldo remanescente, o saldo na conta específica do Procel, abatidos os valores já empenhados e reembolsos de financiamentos.

33. Podem ser compensados recursos destinados ao FNDCT, ao MME e ao Procel, desembolsados a maior, contra débitos vincendos de mesma natureza, desde que previamente informados pela empresa à FINEP, ao MME e ao Procel, respectivamente, dando ciência à ANEEL, que averiguará a veracidade dessas informações no momento da análise da movimentação financeira anual das contas contábeis de P&D e EE, conforme estabelecido nas regulações vigentes desses assuntos.

34. A ANEEL disponibiliza, em seu sítio eletrônico, a relação de contatos das instituições (FNDCT, MME e Procel) e profissionais responsáveis pelo sistema de emissão dos documentos necessários para o recolhimento dos encargos (boletos bancários ou GRU), no intuito de facilitar o contorno das possíveis dificuldades operacionais pelas concessionárias.

5. RECOLHIMENTO À CDE

35. Valores devidos até 1º de setembro de 2020 (Passivo):

a) A lista com as empresas e respectivos valores totais resultantes do Passivo de P&D e PEE, com saldo na posição de 31 de agosto de 2020, que serão destinados à CDE consta do Despacho n° 904/2021 publicado pela Diretoria da ANEEL.

b) Empresas não relacionadas no respectivo Despacho, que possuem a obrigação legal de investimentos em projetos de PEE e P&D, e que possuam saldo contábil na data-base de 31 de agosto de 2020 não comprometido com projetos contratados e/ou iniciados, aplicando-se os critérios estabelecidos na Nota Técnica de instrução do Despacho n° 904/2021, deverão informar à CCEE o valor a recolher no Passivo, para fins da devida cobrança, sob pena de penalidades no âmbito da Resolução Normativa nº 846/2019, durante os processos de fiscalização da ANEEL em curso.

c) Em 2021, os valores relativos ao Passivo serão recolhidos em 09 (nove) parcelas mensais, atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, no âmbito da execução orçamentária anual da CDE, a partir de abril/2021. Para as cobranças a partir do exercício de 2022, os montantes serão recolhidos em 12 parcelas mensais, a partir de janeiro, atualizadas mensalmente pela taxa SELIC até o mês anterior ao vencimento.

d) A cobrança de cada parcela, pela CCEE, será incluída da atualização pela taxa SELIC desde a data base informada pela ANEEL até o mês anterior ao vencimento. A cobrança deve ser realizada pela CCEE até o dia 10 de cada mês.

e) A qualquer momento as empresas poderão solicitar a antecipação do pagamento dos valores mensais do Passivo, incluindo a totalidade dos valores, a critério da própria empresa, devendo ser comunicado à CCEE com antecedência mínima de cinco dias úteis, para a devida emissão do boleto de pagamento.

f) Eventuais ajustes dos valores que decorrem do Passivo, em razão de resultados de fiscalização ou demais análises pela ANEEL, serão considerados no mesmo exercício sob avaliação ou em exercícios posteriores, a partir de processos administrativos específicos e com a publicação de Despachos da Superintendência competente.

g) O não recolhimento de qualquer das parcelas mensais no prazo estipulado será acrescido de juros de 1% a.m. e multa de 2%.

h) Os recolhimentos deverão ser efetuados por meio de emissão de boletos mensais pela CCEE.

i) A CCEE deverá encaminhar mensalmente à ANEEL a relação de empresas inadimplentes com o recolhimento das obrigações mensais decorrentes do Passivo, para fins de cadastro no sistema de inadimplentes das obrigações setoriais da ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 538/2013.

j) Empresas inadimplentes com o envio de relatório final à ANEEL de projetos de P&D e PEE já classificados como concluídos, devem encaminhar os referidos relatórios até 30 de abril de 2021. A ausência dessas informações poderá ensejar a devolução do valor de execução desses projetos à CDE, com as devidas atualizações.

k) Empresas que possuem projetos de P&D e PEE em execução por um prazo superior ao regulatório, de 5 (cinco) anos para a sua conclusão, deverão encaminhar o relatório final à ANEEL até o dia 30 de abril de 2021. A ausência das informações poderá ensejar a devolução do valor de execução desses projetos à CDE, com as devidas atualizações.

l) Recursos que não foram recolhidos à CDE por estarem comprometidos, nos termos da metodologia aqui proposta, e que eventualmente não sejam executados no prazo regulamentar, deverão ser integralmente considerados para recolhimento à CDE, no exercício subsequente ou posterior, com respectiva atualização pela taxa SELIC.

36. Valores a serem recolhidos entre 1º de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2025 (Corrente):

a) A lista com as empresas e respectivos percentuais dos programas de P&D e PEE, aplicáveis entre 1º de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2025 (Corrente), a serem destinados à CDE, constará de um Despacho específico publicado pela Diretoria da ANEEL.

b) Empresas não relacionadas no respectivo Despacho, e que possuem a obrigação legal de investimentos em projetos de PEE e P&D, deverão informar sua situação à CCEE para recolhimento de percentual fixo de 30% da obrigação mensal da aplicação dos respectivos programas (com atualização pela SELIC do saldo mensal a partir da competência de 1º de setembro de 2020 até a regularização do montante do corrente, considerando ainda juros de 1% a.m. e multa de 2%), para fins da devida cobrança, sob pena de penalidades no âmbito da Resolução Normativa ANEEL 846/2019, durante os processos de monitoramento e fiscalização da ANEEL em curso.

c) O valor a ser recolhido do exercício de 2021, cujo pagamento ocorrerá no dia 10 de cada mês, a partir de abril, deverá considerar a aplicação do percentual definido pela ANEEL aos valores devidos dos programas de P&D e PEE no segundo mês anterior do mês do vencimento.

d) Em relação aos meses de setembro/2020 a janeiro/2021, deverá ser recolhido, mensalmente, no dia 10 de cada mês, a partir de abril, o correspondente de 1/9 (um nove avos) da aplicação do percentual nas receitas devidas dos programas para esses meses, com a devida atualização pela taxa SELIC mensal desde a referência de cada um dos meses de 2020 até a quitação total do débito em dezembro de 2021.

e) A partir do exercício de 2022, o valor mensal deverá ser pago até o dia 10 de cada mês, a partir de janeiro, considerando a aplicação do percentual definido no regulamento aos valores devidos dos programas de P&D e PEE no segundo mês anterior do mês do vencimento.

f) As empresas deverão informar à CCEE até o primeiro dia útil de cada mês, no sítio da CCEE ["www.ccee.org.br" > Minha CCEE > Gestão de Contas Setoriais > Parcelas e Ordens de Execução Financeira], o montante a ser recolhido referente ao segundo mês anterior do mês do vencimento, para que a CCEE realize o operacional necessário para a emissão dos boletos com vencimento até o dia 10 de cada mês.

g) As empresas que não possuem valor a recolher para o mês em questão devem informar essa posição à CCEE, até o primeiro dia útil de cada mês, via e-mail, para o endereço "atendimento@ccee.org.br".

h) Para acesso ao Sistema de Contas Setoriais é necessário a realização do cadastro no ambiente de operações da CCEE.

i) As instruções necessárias para o cadastro e a informação da parcela, estão disponíveis no Portal de Aprendizado da Câmara, no endereço: Cadastro [https://capacita.ccee.org.br/files_library > Manual Contas Setoriais - Cadastro de Beneficiários e Fornecedores]; Informação do valor de P&D/ PEE [https://capacita.ccee.org.br/files_library > Manual Contas Setoriais – Emissão de parcela P&D e PEE]. Para mais informações entrar em contato por meio do e-mail, no endereço "atendimento@ccee.org.br".

j) A veracidade do cadastro das empresas e dos valores informados à CCEE para o recolhimento é de responsabilidade da empresa declarante, sob pena de penalidades no âmbito da Resolução Normativa ANEEL nº 846/2019, durante os processos de monitoramento e fiscalização da ANEEL em curso.

k) As determinações quanto aos percentuais a serem destinados à CDE dispostos no mencionado Despacho poderão ser retificadas pela ANEEL em qualquer tempo, em função do processo de fiscalização e monitoramento da execução dos projetos, a partir de processos administrativos específicos e com a publicação de Despachos da Superintendência competente.

l) Recursos disponíveis de um determinado exercício que não foram recolhidos à CDE visando permitir a execução de novos projetos, limitado a 30% dos recursos anuais disponíveis do Corrente, e que eventualmente não sejam realizados, deverão ser integralmente considerados para recolhimento à CDE no exercício subsequente ou posterior, com respectiva atualização pela taxa SELIC mensal.

m) O não recolhimento de qualquer das parcelas mensais no prazo estipulado será acrescido de juros de 1% a.m. e multa de 2%.

n) A CCEE deverá encaminhar mensalmente à ANEEL a relação de empresas inadimplentes com o envio das informações e declarações do montante mensal a ser pago, bem como a relação das inadimplências com o recolhimento das obrigações mensais conforme o declarado, para fins de cadastro no sistema de inadimplentes das obrigações setoriais da ANEEL, conforme a operacionalização de inclusão e retirada da inadimplência que está disposta na Resolução Normativa ANEEL nº 538/2013.

6. APURAÇÃO DOS VALORES A INVESTIR, RECOLHER E REMUNERAR

37. Os valores relativos à obrigação legal de investimento em P&D e EE, recolhimentos ao FNDCT, ao MME, ao Procel e à CDE, bem como os lançamentos relacionados à execução dos projetos de P&D e EE e o saldo da remuneração pela Selic, desde o reconhecimento contábil das receitas, deverão ser enviados à ANEEL, devidamente auditados por exercício, de janeiro a dezembro de cada ano, conforme disposto na regulamentação vigente.

38. É facultado aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, independentemente da entrada em operação comercial do empreendimento, a antecipação de investimentos em projetos de P&D e EE, para compensação futura, desde que seguindo o disposto na respectiva regulamentação vigente, o qual contempla, necessariamente, a elaboração, submissão, execução, avaliação de resultados e reconhecimento dos valores investidos em cada projeto.

7. DISPOSIÇÕES FINAIS

39. Não será revogado ato autorizativo de empresa que possuir projeto de P&D ou PEE em execução enquanto o investimento realizado no projeto não for reconhecido pela ANEEL, ou enquanto a responsabilidade não for transferida para empresa que tenha contrato de concessão ou instrumento equivalente.

40. A empresa em fase de revogação de ato autorizativo que apresente saldo na conta contábil de P&D e/ou PEE, sem projetos em execução, poderá recolher integralmente ao FNDCT o montante a investir nos programas regulados. Nesta situação, será emitido Despacho específico para tal finalidade, mediante solicitação da empresa.

ANEXO XLIV

Módulo 5: Encargos Setoriais

Submódulo 5.9

COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS – CFURH

1. OBJETIVO

1. Definir os procedimentos de regulação tarifária referentes ao encargo setorial CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico destinado à produção de energia elétrica.

3. ASPECTOS GERAIS

3. A Lei nº 7.990/1989, em função do aproveitamento de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, instituiu compensação financeira a ser repassada a órgãos da administração direta da União e aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios estejam localizadas instalações destinadas à produção de energia elétrica ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios.

4. É isenta do pagamento de compensação financeira, conforme previsto no art. 4º da Lei nº 7.990/1989 e no art. 26, § 4º, da Lei nº 9.427/1996, a energia elétrica:

(i) produzida pelas instalações geradoras com capacidade nominal igual ou inferior a 10 MW;

(ii) gerada e consumida pelo autoprodutor, no montante correspondente ao seu consumo próprio no processo de transformação industrial;

(iii) gerada e consumida para uso privativo de produtor, quando a instalação consumidora se localizar no Município afetado;

(iv) procedente de aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, que iniciaram operação após 28 de maio de 1998, desde que destinado a produção independente ou autoprodução e mantidas as características de pequena central hidrelétrica (PCH).

5. O valor do encargo CFURH será de 7% sobre o montante da energia elétrica de origem hidráulica produzida, medida em megawatt-hora, multiplicado pela TAR - Tarifa Atualizada de Referência, fixada pela ANEEL.

6. A TAR é calculada anualmente, com validade para o ano civil seguinte ao de sua aprovação, conforme as disposições constantes do Submódulo 6.6 do PRORET.

4. CÁLCULO DA CFURH PARA FINS DE COBERTURA TARIFÁRIA

7. A CFURH constitui um encargo setorial integrante da Parcela A da receita das concessionárias de distribuição de energia elétrica, portanto, passível de cobertura tarifária.

8. O valor da CFURH, para cada central hidrelétrica, será calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$CFURH = GH \times TAR \times PERC$$

onde:

CFURH - é o valor da cobertura tarifária anual referente a uma central hidrelétrica (em R$);

GH - é a energia gerada pela central hidrelétrica no período de referência (em MWh);

TAR - é o valor da Tarifa Atualizada de Referência vigente na data do cálculo tarifário (em R$/MWh);

PERC – percentual correspondente à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, de 7%, estabelecido na Lei nº 9.648/1998 (art. 17).

9. Nos Sistemas Isolados, conforme previsto na Lei nº 12.111/2009, o custo relativo à CFURH deverá ser incluído no denominado Custo Total de Geração de Energia Elétrica para fins de reembolso com recursos da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. Nesses casos, portanto, não será concedida cobertura tarifária específica, às concessionárias de distribuição, para pagamento do encargo setorial CFURH.

ANEXO XLV

Módulo 6: Demais Procedimentos.

Submódulo 6.1

REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA

1. OBJETIVO

1. Descrever as regras e os critérios de aplicação do repasse dos preços de contratos de compra de energia.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios definidos neste Submódulo são aplicados nos processos tarifários para definição do limite de preços quando do repasse dos custos de contratos de compra de energia.

3. Devem ser adotados no repasse dos custos de compra de energia na Data de Reajuste em Processamento – DRP –, salvo as exceções definidas no Submódulo 3.4 do PRORET, no cálculo da Conta de Variação dos Itens da Parcela A – CVA – para o item compra de energia, de que trata o Submódulo 4.2 do PRORET, e no cálculo dos custos de sobrecontratação de energia e de exposição ao mercado de curto prazo, de que trata o Submódulo 4.3 do PRORET.

3. ESQUEMA GERAL

4. Em função de diferentes normas, o custo regulatório com compra de energia de uma concessionária apresenta desvios com relação ao custo real de compra.

5. Há duas ações que explicam esta divergência: (i) conjunto de restrições aplicadas sobre o custo médio de aquisição; e (ii) desvio entre a quantidade contratada e o efetivo mercado de referência do processo tarifário e as perdas regulatórias associadas - sobrecontratação.

6. Neste Submódulo, são apresentadas as restrições referentes ao primeiro grupo.

7. A figura a seguir apresenta o efeito da aplicação das regras de repasse sobre o custo de aquisição de energia.

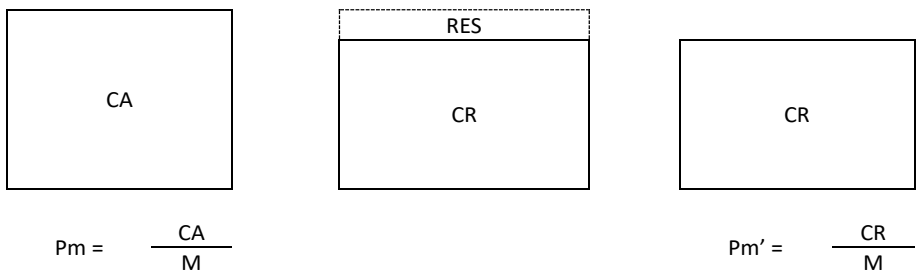


Figura 1 – Representação do efeito das regras de repasse sobre o custo de aquisição de energia (CA), aplicação das restrições (RES) e custo regulatório final (CR).

4. CONDIÇÕES GERAIS

4.1. CONTRATOS

8. No submódulo 4.2 do PRORET, item 4.2.4, efetua-se a classificação dos contratos de compra de energia e com base nesta, as restrições para repasse do custo regulatório são ordenadas.

9. Os critérios de repasse da energia adquirida no mercado de curto prazo pela distribuidora, para o atendimento a sua carga, também são definidos neste Submódulo.

4.2. REGRAS GENÉRICAS

10. O agente de distribuição que não atender a obrigação de contratar a totalidade de sua carga, definida no Decreto nº 5.163/2004, irá adquirir energia elétrica no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sendo aplicada regra de repasse dos custos às tarifas dos consumidores.

11. De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, art. 18, §4º, fica garantida a neutralidade da concessionária distribuidora na compra no ambiente regulado, nos volumes superiores a sua declaração, com relação ao repasse dos custos de aquisição às tarifas dos consumidores finais, para os seguintes leilões:

(i) LEN para os anos "A – 3", "A – 4", "A – 5", "A – 6";
(ii) LEE para os anos "A", "A – 1", "A – 2", "A – 3", "A – 4", "A – 5";
(iii) LFA para os anos "A – 1", "A – 2", "A – 3", "A – 4", "A – 5", "A – 6";
(iv) Provenientes de projetos de geração indicados por Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE –, conforme disposto no inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nos anos "A – 5", "A – 6" e "A – 7"; e
(v) Proveniente de novo empreendimento de geração com licitação conjunta dos ativos de transmissão necessários para seu escoamento nos anos "A – 5", "A – 6" e "A – 7".

12. Conforme Decreto nº 7.246/2010, art. 22, as regras de limite de repasse não se aplicam aos agentes de distribuição integrados ao Sistema Interligado Nacional - SIN nos três anos subsequentes ao da respectiva interligação.

13. As modalidades de contratação podem ser por quantidade ou por disponibilidade. Assim, de acordo com Decreto 5.163/2004, art. 28:

(i) Nos contratos por quantidade, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes vendedores e os riscos referentes às diferenças entre os submercados são repassados aos consumidores finais.

(ii) Nos contratos por disponibilidade, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.

14. Consoante Decreto nº 5.163/2004, art. 18, todos os agentes de distribuição, a partir de 1º de janeiro de 2006, deverão apresentar declaração ao Ministério de Minas e Energia, conforme prazos e condições estabelecidos em ato do Ministro de Estado de Minas e Energia, definindo os montantes a serem contratados por meio dos leilões, a que se refere o art. 19 do Decreto, para recebimento da energia elétrica no centro de gravidade de seus submercados e atendimento à totalidade de suas cargas.

15. Em função do Decreto nº 5.163/2004, art. 24, cada agente de distribuição poderá contratar energia elétrica correspondente ao seu montante de reposição e à recuperação de mercado.

16. Entende-se por montante de reposição a quantidade de energia elétrica decorrente: (i) do vencimento de contratos de compra de energia elétrica da distribuidora no ano "A-1"; e (ii) da redução da quantidade contratada pela distribuidora no ano "A" em relação ao ano "A-1". Entende-se por recuperação de mercado o somatório do montante de reposição não contratado nos cinco anos anteriores ao ano de realização do leilão.

17. Não integram o montante de reposição as reduções referidas no art. 29 do Decreto nº 5.163/2004 e o vencimento de contratos celebrados por meio de leilões de ajuste referidos no art. 26.

18. Conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso VI, o repasse é integral para os valores de aquisição de energia dos leilões proveniente de fontes alternativas e dos leilões nos anos A-5, A-6 e A-7 com energia proveniente de projetos de geração indicados por Resolução do CNPE e aprovada pelo Presidente da República.

19. Somente serão considerados, para fins de repasse, os contratos registrados, aprovados ou homologados pela ANEEL.

4.3. VARIÁVEIS DE CÁLCULO

20. O valor anual de referência, VR, utilizado para definir o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica previstos no Decreto nº 5.163/2004, é calculado e homologado pela Aneel.

21. O VR_i , para o ano de início de suprimento i, representa a média dos preços dos LEN "A – 6", "A – 5", "A – 4" e "A – 3" que possuem vigência no ano em questão, ponderada pela energia contratada em cada um dos leilões.

22. O valor do VR_i^n, normalizado pelo número índice do indicador de correção monetária aplicado aos contratos dos leilões, usado em diversas regras para definição do preço máximo de repasse, é dado por:

$$VR_i^n = \frac{\frac{VL6_i}{NICM6} \times Q6_i + \frac{VL5_i}{NICM5} \times Q5_i + \frac{VL4_i}{NICM4} \times Q4_i + \frac{VL3_i}{NICM3} \times Q3_i}{Q6_i + Q5_i + Q4_i + Q3_i} \quad (1)$$

onde:
VR_i^n: valor de referência para o ano de início de suprimento i, normalizado pelo número índice do indicador de correção monetária;
$VL6_i$: valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 6", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas para início de suprimento no ano i;

$Q6_i$: quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano "A - 6";

$NICM6$: número índice do indicador de correção monetária empregado nos novos empreendimentos de geração realizados no ano "A – 6" na data base do cálculo de $VL6_i$;

$VL5_i$: valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 5", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas para início de suprimento no ano i;

$Q5_i$: quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano "A - 5";

$NICM5$: número índice do indicador de correção monetária empregado nos novos empreendimentos de geração realizados no ano "A – 5" na data base do cálculo de $VL5_i$;

$VL4_i$: valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 4", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas para início de suprimento no ano i;

$Q4_i$: quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano "A - 4";

$NICM4$: número índice do indicador de correção monetária empregado nos novos empreendimentos de geração realizados no ano "A – 4" na data base do cálculo de $VL4_i$;

$VL3_i$: valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 3", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas para início de suprimento no ano i;

$NICM3$: o número índice do indicador de correção monetária empregado nos novos empreendimentos de geração realizados no ano "A – 3" na data base do cálculo de $VL3_i$; e

$Q3_i$: quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano "A - 3".

23. Como se emprega índices de correção monetária, tanto nos contratos de LEE quanto nos de LEN, os valores monetários serão normalizados por número índice, para facilitar os cálculos para as diferentes datas base.

24. Conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, sempre que for necessário, será aplicado o VR_i, vigente no ano de início da entrega da energia contratada e, para garantir a manutenção do seu valor econômico, aplicar-se-á índice de correção monetária previsto nos CCEAR, tendo janeiro como mês de referência:

$$VR_a = VR_i^n \text{ X } NICM_{dez,a-1} \quad (2)$$

onde:
VR_a: valor anual de referência atualizado para o ano a do mês de competência para apuração da CVA;
$NICM_{dez,a-1}$: número índice do indicador de correção monetária, previsto nos CCEAR, do mês de dezembro do ano anterior ao de competência para apuração da CVA.

25. Em determinadas regras de repasse, utiliza-se o valor da declaração de necessidade de montantes a serem contratados por meio de leilões, de que trata o Decreto nº 5.163/2004, art. 18.

26. Para fins deste regulamento, a declaração de necessidade é definida como $DN_{a,e}^{k\in\{A\text{-}3,A\text{-}4\}}$; em que k é a modalidade, a o ano da declaração e e é a distribuidora.

27. A carga da empresa, contabilizada na CCEE, para o ano k em relação ao de suprimento i é $C_{i,e}^{k\in\{A\text{-}5\}}$; em que i é o ano de referência e e é a distribuidora.

28. Para os LEN, os montantes devem ser descriminados da seguinte forma:

(i) Montantes consolidados, M, para a empresa "e", por modalidade, "A – 3", "A – 4", "A – 5" ou "A – 6", resultantes dos diferentes leilões com início do suprimento no ano i.

$$M_{i,e}^{k\in\{A\text{-}3,A\text{-}5\}} = \sum MLEN_{i,k,e} \quad (7)$$

onde:
$MLEN_{i,k,e}$: montante de energia contratada no leilão de energia nova para a empresa e, com início de suprimento no ano i, relativo às modalidades k ("A – 3", "A – 4", "A – 5" ou "A – 6").

(ii) Montantes consolidados, após frustrações, MF, para a empresa "e", por modalidade, "A – 3", "A – 4", "A – 5" ou "A – 6", resultantes dos diferentes leilões com início do suprimento no ano i.

$$MF_{i,e}^{k\in\{A\text{-}3,A\text{-}5\}} = \sum MFLEN_{i,k,e} \quad (8)$$

onde:
$MFLEN_{i,k,e}$: montante de energia contratada no leilão de energia nova, após frustrações, para a empresa e, com início de suprimento no ano i, relativo às modalidades k ("A – 3", "A – 4", "A – 5" ou "A – 6").

5. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

5.1. LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE

29. O Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso III, determina o repasse integral dos custos com aquisição referentes aos Leilões de Energia Existente – LEE. Assim, tem-se que:

$$PR_{j,v}^n = \frac{P_{j,v}}{NICMP_j} \quad (9)$$

onde:
$PR_{j,v}^n$: preço de repasse normalizado associado ao produto j e vendedor v do leilão;
$P_{j,v}$: preço associado ao produto j e vendedor v do leilão; e
$NICMP_j$: número índice do indicador de correção monetária na data base do cálculo de $P_{j,v}$

5.2. LEILÃO DE AJUSTE

30. O repasse do preço dos Leilões de Ajuste – LA –, conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso IV, com redação dada pelo Decreto nº 8.379, de 15 de dezembro de 2014, é dado pela seguinte fórmula:

$$\mathrm{PR}_{\mathrm{LA}}^{\mathrm{m}} = \mathrm{máximo}(\mathrm{SMA\_VR}; \overline{\mathrm{CMOP}}_{\mathrm{LA}}^{\mathrm{m}}) \quad (10)$$

onde:
PR_{LA}^{m}: preço de repasse do LA no mês m;
SMA_VR: média móvel de cinco anos do VR atualizado; e
$\overline{CMOP}_{LA}^{m}$: média estimada dos Custos Marginais de Operação - CMO futuros do submercado de entrega da energia, limitados aos Preços de Liquidação das Diferenças - PLD mínimos e máximos, referentes aos períodos de suprimento dos contratos negociados, calculados com base na configuração do Plano Mensal da Operação - PMO do Operador Nacional do Sistema Elétrico -ONS.

31. Para os LA, trabalha-se com valores não normalizados de preço. Caso haja regra de atualização, deverão ser respeitados os critérios definidos no respectivo contrato.

5.3. CONTRATAÇÃO POR AGENTE DE DISTRIBUIÇÃO INFERIOR A 500 GWH/ANO – CHAMADA PÚBLICA

32. Quando a contratação de energia for adquirida mediante processo de licitação promovido por agente de distribuição que tenha mercado inferior a 500 GWh/ano, de acordo com o Decreto nº 5.163/2004, art. 45, o repasse será limitado ao custo de aquisição da energia proveniente de seu respectivo supridor local, com tarifas reguladas pela ANEEL.

$$PR^{m}_{<500GWh} = mín(TS^{m}; P^{m}_{<500GWh}) \quad (11)$$

onde:
$PR^{m}_{<500GWh}$: Preço de repasse da energia contratada por meio de licitação de chamada pública, realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano, em R$/MWh, no mês m;
TS^{m}: Tarifa de Suprimento do supridor local, em R$/MWh, definido em resolução da ANEEL, vigente no mês m; e
$P^{m}_{<500GWh}$: Preço da energia contratada por meio de licitação de chamada pública, realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano, em R$/MWh, no mês m.

5.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – CHAMADA PÚBLICA

33. Na contratação da geração distribuída prevista na alínea a do inciso II do § 8o do art. 2º da Lei nº 10.848/2004, a Aneel autorizará o repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica pelos agentes de distribuição para a tarifa de seus consumidores finais, até o maior valor entre o Valor Anual de Referência – VR e o Valor Anual de Referência Específico – VRES.

34. O Valor Anual de Referência Específico – VRES será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, considerando condições técnicas e fonte da geração distribuída, e será aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.

35. Os preços tetos dos VRES serão atualizados anualmente pelo IPCA, enquanto não forem estabelecidos novos valores por nova Portaria do Ministério de Minas e Energia.

36. Por sua vez o repasse do custo de Geração Distribuída contratada através de chamada pública, conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso V, é dado pela seguinte fórmula:

$$PRB^{m}_{GD\_CP} = mín\left(máx\ (VR_a; VRES_a)\ ; P^{m}_{GD\_CP}\right) \quad (12)$$

onde:
$PRB^{m}_{GD\_CP}$: preço de repasse antes de ressarcimentos por indisponibilidade ou atraso da geração distribuída contratada através de chamada pública no mês m;
VR_a: valor anual de referência atualizado para o ano “a” do mês de competência para apuração da CVA;
$VRES_a$: valor anual de referência específico atualizado para o ano a do mês de competência para apuração da CVA; e
$P^{m}_{GD\_CP}$: preço da geração distribuída contratada por chamada pública no mês m.

37. Para a geração distribuída contratada por chamada pública, trabalha-se com valores não normalizados de preço. Caso haja atualização de preços, devem ser observadas as regras de atualização definidas no contrato de geração distribuída.

38. De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, art. 15, o contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de geração distribuída deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição.

39. As eventuais reduções de custos de aquisição de energia elétrica decorrente de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora deverão ser consideradas no repasse às tarifas dos consumidores finais com vistas à modicidade tarifária, vedado o repasse de custos adicionais.

40. Há duas situações possíveis: atraso para entrada em operação e indisponibilidade.

41. Caso a unidade de geração da central de geração esteja indisponível, o preço de repasse será dado por:

$$\mathrm{PR}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}} = \frac{\left(\mathrm{PRB}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}} + \mathrm{PRI}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}}\right) \times \mathrm{MI} + \mathrm{PRB}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}} \times (\mathrm{MC} - \mathrm{MI})}{\mathrm{MC}} \quad (13)$$

onde:
$PR^{m}_{GD\_CP}$: Preço de repasse da energia contratada por meio de licitação de chamada pública, realizada por agentes de distribuição, em R$/MWh, no mês m;
MI: parcela do contrato de energia de geração distribuída indisponível, em MWm; e
MC: montante do contrato de energia de geração distribuída, em MWm.

42. O cálculo do valor do preço de repasse por indisponibilidade PRI, deve observar os seguintes critérios (Resolução Normativa – REN n° 614, de 3 de junho de 2014, ou o que vier a sucedê-la):

(i) Se a energia for adquirida pela distribuidora: o preço de repasse por indisponibilidade deve ser o menor valor entre o PLD médio do mês e o preço da energia do contrato de compra original;

$$\mathrm{PRI}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}} = \mathrm{mín}\left(\overline{\mathrm{PLD}}; \mathrm{PRB}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}}\right) \quad (14)$$

onde:
$\overline{PLD}$: valor médio mensal do PLD do submercado de entrega de energia associado ao montante do contrato de venda original de geração distribuída adquirida pela distribuidora no mercado de curto prazo para o faturamento referente ao mês m.

(ii) Se a energia for adquirida por contratos de compra: menor valor entre o PLD médio do mês e o preço da energia do contrato de compra original considerando fator de redução, FR.

$$\mathrm{PRI}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}} = \mathrm{mín}\left(\overline{\mathrm{PLD}}; \mathrm{PRB}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}} \times \mathrm{FR}\right) \quad (15)$$

onde:
FR: fator de redução de indisponibilidade; igual a 0,75 se a indisponibilidade for de até 12 meses; igual a 0,5 se a indisponibilidade for superior a 12 meses.

43. A informação dos dados necessários para cálculo dos preços de repasse por indisponibilidade, $PRI^{m}_{GD\_CP}$, conforme regras dispostas na REN nº 614/2014, ou o que vier a sucedê-la, será dada pela CCEE.

44. Caso a CCEE não informe os dados necessários para cálculo do preço de repasse ou os preços de repasse, $PRI^{m}_{GD\_CP}$, emprega-se o PLD médio do mês como preço de repasse efetuando-se o ajuste financeiro quando as informações forem disponibilizadas, no processo tarifário subsequente.

45. Caso unidade de geração da central de geração esteja com atraso para operação comercial, o preço de repasse será dado por:

$$\mathrm{PR}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}} = \frac{\left(\mathrm{PRB}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}} + \mathrm{PRA}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}}\right) \times \mathrm{MA} + \mathrm{PRB}_{\mathrm{GD\_CP}}^{\mathrm{m}} \times (\mathrm{MC} - \mathrm{MA})}{\mathrm{MC}} \quad (16)$$

onde:
$PRB^{m}_{GD\_CP}$: preço de repasse antes de ressarcimentos por indisponibilidade ou atraso da geração distribuída contratada através de chamada pública no mês m;
$PRA^{m}_{GD\_CP}$: parcela de ajuste por atraso em operação comercial para o preço de repasse da geração distribuída bruta contratada através de chamada pública, em R$/MWh, no mês m;
MA: parcela do contrato de energia de geração distribuída em atraso, em MWm; e
MC: montante total do contrato de energia de geração distribuída.

46. A parcela de ajuste por atraso na operação comercial, $PRA^{m}_{GD\_CP}$, é obtida conforme regras descritas na seção 5.4.1 deste submódulo.

5.4.1. Parcela de ajuste por atraso em operação comercial

47. O preço de repasse deve observar o marco temporal determinado pela REN nº 595/2013, ou o que vier a sucedê-la, que é fevereiro de 2014.

48. Para os preços de repasse com competências anteriores a 2014, a parcela de ajuste por atraso na operação comercial, $PRA^{m}_{GD\_CP}$, é dada pela aplicação das regras definidas na REN nº 595/2013, art. 4º, ou o que vier a sucedê-lo. Tem-se que:

(i) para os três primeiros meses: caso o vendedor não apresente os contratos de compra para garantir o contrato de venda original, deve-se repassar o menor valor entre o PLD e o preço da energia no contrato de compra original.

$$\mathrm{PRA}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{GD\_CP}} = \mathrm{mín}\left(\overline{\mathrm{PLD}}; \mathrm{PRB}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{GD\_CP}}\right) \quad (17)$$

onde:
$PRA^{m}_{GD\_CP}$: parcela de ajuste por atraso em operação comercial para o preço de repasse da geração distribuída bruta contratada através de chamada pública, em R$/MWh, no mês m;

(ii) a partir da celebração do contrato de compra de energia de garantia ou após os três primeiros meses, tem-se que:

$$\mathrm{PRA}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{GD\_CP}} = \mathrm{mín}\left(1{,}1 \times \overline{\mathrm{PLD}}; \mathrm{VCE}; \mathrm{CVU}; (1 - \mathrm{FR}) \times \mathrm{PRB}^{\mathrm{m}}_{\mathrm{GD\_CP}}\right) \quad (18)$$

onde:
VCE: valor do contrato de compra de energia de garantia informado pela CCEE para o faturamento referente ao mês m; e
CVU: custo variável de geração ou de disponibilização da energia informado pela CCEE, em caso de empreendimento termelétrico.

49. Para os preços de repasse com competências a partir de 2014, a parcela de ajuste por atraso na operação comercial será determinada pela CCEE e informada mensalmente a SGT.

50. Caso a CCEE não informe os dados necessários para cálculo dos preços de repasse das usinas com atraso na operação comercial, emprega-se o PLD médio do mês, devendo ser efetuado ajuste financeiro no processo tarifário subsequente após a disponibilização das informações.

5.5. LEILÃO DE ENERGIA NOVA

51. As regras de repasse dos LEN foram definidas no Decreto nº 5.163/2004, mas houve alterações em função da publicação do Decreto nº 9.143/2017. Assim, para os LEN, o repasse dar-se-á conforme a data de cada um dos contratos.

52. O repasse do valor de aquisição da energia elétrica dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados nos anos "A – 5" e "A – 6", conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso I, é repasse integral.

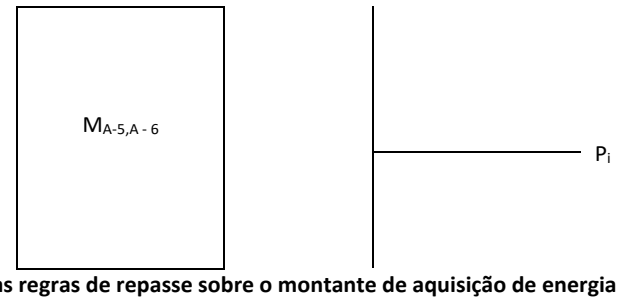


Figura 2 – Representação do efeito das regras de repasse sobre o montante de aquisição de energia em "A – 5" e "A – 6" ($M_{A-5,A-6}$) no qual é valorado pelo preço do leilão.

53. O repasse nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados nos anos "A – 3" e "A – 4", conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso II, deve-se observar:

(i) Repasse integral dos custos de aquisição do montante da energia elétrica correspondente a 2% por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano "A-5", acrescido da diferença, se positiva, entre o montante total contratado nos leilões "A-3" e "A - 4" ocorridos durante o ano e o montante decorrente da Declaração de Necessidade do agente para esses leilões;

(ii) Repasse ao menor valor entre a média ponderada pela energia de VL6 e VL5 e a média ponderada pela energia de VL4 e VL3, ambos corrigidos monetariamente, para a parcela adquirida que exceder os montantes referidos na alínea (i).

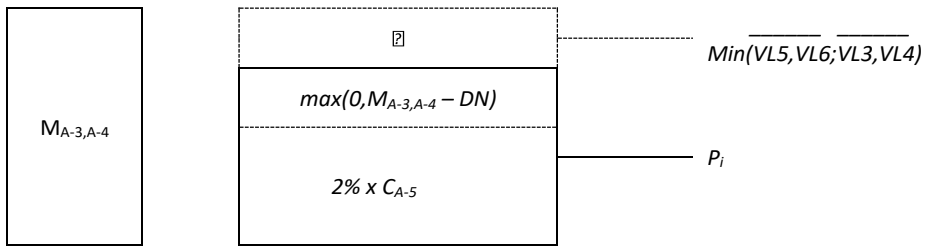


Figura 3 – Representação do efeito das regras de repasse sobre o montante de aquisição de energia em "A – 3" e "A - 4" ($M_{A-3,A-4}$), no qual até 2% da carga acrescida da diferença, se positiva, entre o montante total contratado nos leilões "A-3" e "A-4" ocorridos durante o ano e o montante decorrente da Declaração de Necessidade do agente, DN, para esses leilões é valorado pelo preço do leilão atualizado e o excedente é valorado pelo menor valor entre a média ponderada de VL5, VL6 e VL3, VL4.

5.5.1. Regras algébricas para determinação dos montantes

54. O montante, em MWm, da modalidade "A – 3" e "A - 4", cujo repasse é realizado ao menor valor entre o $\overline{VL5VL6}$ e $\overline{VL3VL4}$, é dado pela aplicação da seguinte regra:

$$MMinVL5VL6,VL3VL4_{i,e} = máx\ \{\ 0;\ MF_{i,e}{}^{A-3,A-4} – (0{,}02\ X\ C_{i,e}{}^{A-5} + máx(0, M^{A-3,A-4}{}_{i,e} - DN^{A-3,A-4}{}_{i,e}))\} \quad (19)$$

5.5.2. Parcela de repasse

55. O preço de repasse, em R$/MWh, é dado por:

$$PR_{j,v} = PRB_{j,v}{}^{n}\ X\ NICMP_{d} + PCD_{j,v}{}^{m} + PRACG_{j,v}{}^{m} \quad (20)$$

onde:
$PR_{j,v}$: preço de repasse para o produto j e vendedor v;
$PRB_{j,v}{}^{n}$: parcela de repasse bruta normalizada para o produto j e vendedor v;
$NICMP_{d}$: número índice para correção monetária na data base d para os contratos da modalidade k;

$PCD_{j,v}^{m}$: parcela de efeito de contratação de disponibilidade mais ressarcimentos para o mês m, associado ao produto j e vendedor v;
$PRACG_{j,v}^{m}$: parcela de preço de usina em atraso para o mês m, associado ao produto j e vendedor v.

56. A parcela de repasse bruta, PRB, desconsidera o efeito do risco hidrológico e dos atrasos das centrais de geração:

$$PRB_{j,v}^{n} = \left(\overbrace{\frac{P_{j,v}}{NICMP_j} \times MI_{i,e}^{k}}^{T1} + \overbrace{VR_i^n \times MVR_{i,e}^{k}}^{T2} + \underbrace{mín\left(\frac{\overline{VL5VL6_i}}{NICM5,6}, \frac{\overline{VL3VL4_i}}{NICM3,4}\right) \times MMinVL5VL6, VL3VL4_{i,e}}_{T3} \right) \times \frac{1}{MF_{i,e}^{k}} \quad | \; MF_{i,e}^{k} = \left(MI_{i,e}^{k} + MVR_{i,e}^{k} + MMinVL5VL6, VL3VL4_{i,e}^{k}\right) \tag{21}$$

onde:
i : ano de início de suprimento do produto j e vendedor v;
k: modalidade de contratação, "A – 3", "A – 4", "A – 5" ou "A – 6";
$PRB_{j,v}^{n}$: parcela de repasse bruta normalizada para o produto j e vendedor v;
$MI_{i,e}^{k}$: montante, MWm, referente ao repasse integral da modalidade k com início de suprimento em i, para a empresa "e";
$MVR_{i,e}^{k}$: montante, MWm, referente ao repasse pelo VR da modalidade k, com início de suprimento em i, para a empresa "e";
$MVRE_{i,e}^{k}$: montante, MWm, referente ao repasse pelo VRE da modalidade k, com início de suprimento em i, para a empresa e;
$MMinVL5VL6, VL3VL4_{i,e}$: montante, MWm, referente ao repasse pelo menor valor entre a média ponderada de $VL5\ e\ VL6$ e a média ponderada de $VL3\ e\ VL4$ da modalidade "A - 3" e "A – 4", com início de suprimento em i, para a empresa e;
$MF_{i,e}^{k}$: montante após frustrações, MWm, referente à modalidade k, com início de suprimento em i, para a empresa e.

57. A parcela T1 refere-se ao montante cujo repasse deve ser o preço integral do contrato e depende das condições apresentadas nos itens **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada.**.

58. A parcela T2 refere-se ao montante cujo repasse deve ser efetuado ao valor de VR e depende das condições apresentadas nos itens **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada.**.

59. A parcela T3 refere-se aos volumes superiores à sua declaração de necessidade cujo repasse deve ser feito ao menor valor entre a média ponderada de VL5 e VL6 e a média ponderada de VL3 e VL4 e depende das condições apresentadas nos itens **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada.**.

60. Os montantes de cada parcela de repasse, em MWm, são normalizados pelo resultado do LEN uma vez que o montante é alocado ao longo dos meses do ano em acordo com as Regras de Comercialização, permitindo segregar todas as parcelas de demanda mensais nos seus diferentes componentes.

61. Para os LEN, a parcela de repasse bruta, após desnormalização, deve ser alterada em função dos efeitos dos riscos hidrológicos e do mercado de curto prazo, para os contratos de disponibilidade somente, e os atrasos da entrada em operação comercial de unidades de geração de centrais de geração, para os contratos de disponibilidade e quantidade.

62. Se a entrada em operação comercial de uma unidade de uma central de geração estiver atrasada, deve-se considerar as informações da CCEE.

63. Para os LEN considera-se que os preços empregados nas regras de repasse são desnormalizados com referência a dezembro do ano anterior ao do mês de competência, $NICMP_d$.

5.6. CONTRATO BILATERAL ANTERIOR À LEI N° 10.848/2004

64. De acordo com o Decreto 5.163/2004, art. 37, ficam mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia elétrica proveniente de contratos celebrados até 16 de março de 2004.

65. Os procedimentos de repasse devem respeitar as condições existentes à época em que foram firmados e terão validade durante a vigência destes contratos. Os critérios foram definidos por meio da publicação dos seguintes atos:

(i) Resolução nº 22/2001 (revogada pela Resolução nº 248/2002),
(ii) Resolução nº 256/2001 (revogada pela Resolução nº 248/2002),
(iii) Resolução nº 248/2002, ou o que vier a sucedê-la,
(iv) Resolução nº 487/2002 (altera a Resolução nº 248/2002),
(v) Resolução nº 488/2002, ou o que vier a sucedê-la; e
(vi) Notas Técnicas nº 23/2003-SEM/ANEEL e nº 81/2003-SEM/ANEEL.

5.6.1. Resolução nº 22/2001

66. Para os contratos bilaterais aprovados pela Aneel conforme regras estabelecidas na Resolução nº 22/2001, os preços de repasse são obtidos conforme fórmulas a seguir:

Se: $P_i \geq 1.15 \times VN_i$ Tem-se que: $PR_i = 1{,}115 \times VN_i$ (22)

Se: $1{,}1 \times VN_i \leq P_i < 1{,}15 \times VN_i$ Tem-se que: $PR_i = 0{,}5 \times P_i + 0{,}54 \times VN_i$ (23)

SE: $1{,}05 \times VN_i \leq P_i < 1{,}1 \times VN_i$ Tem-se que: $PR_i = 0{,}8 \times P_i + 0{,}21 \times VN_i$ (24)

Se: $0{,}95 \times VN_i \leq P_i < 1{,}05 \times VN_i$ Tem-se que: $PR_i = P_i$ (25)

Se: $0{,}9 \times VN_i \leq P_i < 0{,}95 \times VN_i$ Tem-se que: $PR_i = 0{,}8 \times P_i + 0{,}19 \times VN_i$ (26)

Se: $0{,}85 \times VN_i \leq P_i < 0{,}9 \times VN_i$ Tem-se que: $PR_i = 0{,}5 \times P_i + 0{,}46 \times VN_i$ (27)

SE: $P_i < 0{,}85 \times VN_i$ Tem-se que: $PR_i = 0{,}885 \times VN_i$ (28)

onde:
P_i: Preço da energia relativa ao contrato bilateral i, em R$/MWh;
PR_i: Preço de repasse da energia relativa ao contrato bilateral i, em R$/MWh; e
VN_i: Valor Normativo a ser aplicado na regra de repasse do contrato bilateral i, em R$/MWh.

67. Os valores do Valor Normativo, VN, para cada contrato de compra de energia vigente em junho de 2001 estão descritos na Tabela a seguir:

Tabela 1 – Valores Normativos

FONTE	VN0
Competitiva	72,35
Termelétrica a Carvão	74,86
Pequena Central Hidrelétrica – PCH	79,29
Termelétrica Biomassa e Resíduo	89,86
Usina Eólica	112,21
Usina Solar Fotovoltaica	264,12

68. O Valor Normativo é atualizado para o mês anterior ao processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$VN_i = VN0_i \times \left(K1_i \times \frac{IGPM1_i}{IGPM0_i} + K2_i \times \frac{COMB1_i}{COMB0_i} + K3_i \times \frac{IVC1_i}{IVC0_i}\right) \quad (29)$$

onde:
VN_i: Valor Normativo atualizado para o mês do último reajuste do contrato bilateral i até a Data do Reajuste;
$VN0_i$: Valor Normativo vigente em janeiro de 2001;
$K1_i$: fator de ponderação do índice IGP-M, definindo no contrato bilateral i;
$K2_i$: fator de ponderação do índice de combustíveis, definindo no contrato bilateral i;
$K3_i$: fator de ponderação do índice de variação cambial, definindo no contrato bilateral i;
$IGPM1_i$: valor acumulado do índice IGP-M até o mês anterior à data de atualização do VN;
$IGPM0_i$: 1,000;
$COMB1_i$: preço do gás natural vigente no mês anterior à data de atualização do VN;
$COMB0_i$: preço do gás natural vigente em janeiro de 2001;
$IVC1_i$: média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior à data de atualização do VN;
$IVC0_i$: R$ 1,9633/US$;e
i: contrato bilateral i.

69. Os fatores de ponderação, K1, K2 e K3, estão estabelecidos em cada contrato bilateral aprovado pela ANEEL, devendo respeitar os valores mínimos descritos na Tabela a seguir.

Tabela 2 – Valor mínimo para $K1$, definido na Resolução 22/2001

FONTE	K1 (mínimo)
Competitiva	0,25
Termelétrica a Carvão	0,25
Pequena Central Hidrelétrica – PCH	0,25
Termelétrica Biomassa e Resíduo	0,25
Usina Eólica	0,25
Usina Solar Fotovoltaica	0,25

5.6.2. Resolução nº 256/2001

70. A Resolução nº 256/2001 estabeleceu os valores normativos para as centrais termelétricas com geração a gás natural, amparadas pela Portaria Interministerial MME/MF n° 176/2001 (usinas integrantes do Programa Prioritário de Termeletricidade – PPT), vinculados aos valores definidos na Resolução nº 22/2001, conforme Tabela a seguir.

Tabela 4 – Valor Normativo definido pela Resolução 256/2001

FONTE	VN0 (R$/MWh)	K1 (mínimo)
Central Termelétrica a Gás Natural >350 MW	91,06	0,25
Central Termelétrica a Gás Natural ≤ 350 MW	106,40	0,25

5.6.3. Resolução nº 248/2002

71. A Resolução nº 248/2002, com redação alterada pela Resolução nº 487/2002, ou o que vier a sucedê-la, atualizou os procedimentos para o cálculo dos limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica.

72. Os contratos bilaterais aprovados sob os critérios definidos na Resolução 248/2002 deverão considerar o Valor Normativo como limite superior, conforme regras descritas a seguir:

Se: $P_i \geq VN_i$ Tem-se que: $PR_i = VN_i$ (30)

Se: $P_i < VN_i$, Tem-se que: $$PR_i = P_i \times \left(1 + \frac{VN_i - P_i}{4 \times VN_i}\right) \quad (31)$$

onde:
P_i: Preço da energia relativa ao contrato bilateral i, em R$/MWh;
PR_i: Preço de repasse da energia relativa ao contrato bilateral i, em R$/MWh; e
VN_i: Valor Normativo a ser aplicado na regra de repasse do contrato bilateral i, em R$/MWh.

73. O Valor Normativo é atualizado para o mês anterior ao processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$VN_i = VN0_i \times \left(F1_i \times \frac{IGPM1_i}{IGPM0_i} + F2_i \times \frac{IVC1_i}{IVC0_i}\right) \quad (32)$$

onde:
VN_1: Valor Normativo atualizado para o mês do último reajuste do contrato bilateral i até a Data do Reajuste;
$VN0_1$: Valor Normativo vigente em janeiro de 2001;
$F1_i$: fator de ponderação do índice IGP-M, definindo no contrato bilateral i;
$F2_i$: fator de ponderação do índice de variação cambial, definindo no contrato bilateral i;
$IGPM1_i$: valor acumulado do índice IGP-M até o mês anterior à data de atualização do VN;
$IGPM0_i$: 1,000;
$IVC1_i$: média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior à data de atualização do VN;
$IVC0_i$: R$ 1,9633/US$;
i: contrato bilateral i.

74. O Valor Normativo único, representativo de fonte competitiva, foi definido conforme:

Tabela 5 – Valor Normativo para fonte competitiva, definido pela Resolução nº 248/2001 ou o que vier a sucedê-la,

VN0 (R$/MWh)	K1 (mínimo)
72,35	0,25

5.6.4. Nota técnica nº 23/2003-SEM/ANEEL

75. O preço de repasse para os contratos bilaterais aprovados pela ANEEL conforme regras definidas na Nota Técnica nº 23/2003-SEM/ANEEL é dado pela aplicação das seguintes etapas:

1: Definir a referência de preço de mercado e calcular os preços de referência com base no leilão (PML) para cada ano a partir de 2003;

2: Verificar se o contrato foi protocolado na ANEEL antes ou depois do leilão;

3: Se o contrato foi protocolado antes do leilão, comparar seu preço com a referenda de mercado, se houver, e com o VN da fonte, estabelecendo como preço passível de repasse o que for menor;

4: Se o contrato foi protocolado após o leilão devem ser seguidas as seguintes etapas:

a) se o contrato tem duração compreendida nos prazos dos contratos de leilão (máximo de seis anos) e o início do suprimento é durante o ano de 2003, seu limite de repasse são os próprios preços do leilão por submercado, da seguinte maneira:

- P2; se contrato é de até dois anos;

- P4: se o contrato tem entre três e quatro anos;

- P6: se o contrato tem entre cinco e seis anos;

Obs.:

P2 = preço do leilão para contrato de até dois anos;

P4 = preço do leilão para contrato de quatro anos;

P6 = preço do leilão para contrato de seis anos.

b) se o contrato está compreendido nos prazos dos contratos do leilão, mas o inicio do suprimento é a partir de janeiro de 2004, seu limite de repasse é o PML ou VN da respectiva fonte, o que for menor.

c) se o contrato é conforme (a), mas tem quantidade de energia crescente ou decrescente, seu preço passível de repasse é o PME ou o VN da fonte, o que for menor.

d) se o contrato tem duração maior do que seis anos, seu limite de repasse é o PMRM ou VN da fonte, o que for menor. O PMRM é a média ponderada (pelo número de anos) entre o PML e o VN.

5: Encaminhamento de correspondência para a SRE e SFF para as providências cabíveis;

6: Recebimento de correspondência da SRE informando as providências tomadas;

7: Correspondência para concessionárias descrevendo se o contrato foi homologado e qual o limite de repasse estabelecido;

8: Fim da análise

PREÇO DE REFERÊNCIA DE MERCADO - PML (SE)

Início	Duração (em anos)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2003	55,00	55,00	65,07	70,11	79,04	84,99	89,24	92,43	94,91	96,89	98,52	99,87
2004	55,00	70,11	75,15	85,05	90,99	94,95	97,78	99,80	101,55	102,87	103,95	104,74
2005	85,22	85,22	95,06	99,98	102,94	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2006	85,22	99,88	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2007	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2008	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74

Início	Duração (em anos)											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2003	101,01	101,99	102,84	103,59	104,24	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2004	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2005	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2006	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2007	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2008	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74

Preços	2 anos	4 anos	6 anos
mar/03	55,00	70,11	84,99

VALOR NORMATIVO POR FONTE

nº	FONTE	VN R$/MWh[1]	março/2003[2]
1	Competitiva	72,35	104,74
2	Termelétrica Carvão Nacional	74,86	
3	Pequena Central Hidrelétrica - PCH	79,29	114,79
4	Termelétrica Biomassa	89,86	130,09
5	Usina Eólica	112,21	162,45
6	Usina Solar Foto-voltáica	264,12	382,38

[1]Referência janeiro de 2001
[2]considerando K1=1 k2=0 e k3=0

7	maior 350 MW	91,06*	126,36*
8	menor igual 350 MW	106,4*	147,64*

**Referência julho de 2001*
[2]considerando K1=1 k2=0 e k3=0

5.7. CONTRATO CELEBRADO NO SISTEMA ISOLADO

76. A Lei nº 12.111/2009, art. 3º, define que a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, de que trata o § 3º do art. 1º e o art. 8º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, passará a reembolsar, a partir de 30 de julho de 2009, o montante igual à diferença entre o custo total de geração da energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR – do Sistema Interligado Nacional – SIN –, conforme regulamento.

77. Para fins de repasse às tarifas dos consumidores finais, o custo total de geração nos sistemas isolados incorrido mensalmente pela concessionária de distribuição será limitado ao custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do ACR (ACR médio) publicado pela ANEEL por meio Despacho para cada ano civil.

78. Assim, o repasse dos custos com compra de energia para as distribuidoras do sistema isolado é dado conforme fórmula a seguir:

$$PR^{m}_{i,isolado} = min(ACR\ médio^{m}; CTG\ médio^{m}) \qquad (33)$$

onde:
$PR^{m}_{i,isolado}$: preço de repasse relativo ao contrato i, em R$/MWh, no mês m;

ACRmédio^{m}: custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do ACR, definido pela ANEEL por despacho, em R$/MWh, vigente no mês m; e
$CTG\ médio^{m}$: custo total mensal de geração dos contratos com centrais de geração no Sistema Isolado, ou contratos ainda vigentes firmados antes da interligação.

5.8. ENERGIA ADQUIRIDA NO MERCADO DE CURTO PRAZO

79. O Decreto nº 5.163/2004, art. 42, estabelece que caso o agente de distribuição não atenda a obrigação de contratar a totalidade de sua carga, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo da CCEE será repassada às tarifas dos consumidores finais ao menor valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD e o VR.

80. O repasse dos custos de aquisição no mercado de curto prazo da CCEE é dado pelas seguintes regras:

(i) Repasse integral para o montante de compra de energia limitado à exposição involuntária, calculada conforme critérios definidos na REN nº 453/2011 ou o que vier a sucedê-la; e

(ii) Repasse do menor valor entre o PLD e o VR na parcela que exceder ao montante de exposição involuntária.

81. O repasse dos custos com a energia liquidada no curto prazo é realizado no cálculo dos custos de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo, de que trata o Submódulo 4.3 do PRORET.

ANEXO XLVI

Módulo 6: Demais Procedimentos.

Submódulo 6.2

ITAIPU

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos e critérios de cálculo de tarifas relativas à Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste Submódulo deverão ser aplicados anualmente pela ANEEL, na definição das seguintes tarifas:

I. repasse da potência contratada de Itaipu; e

II. bônus decorrente do resultado positivo da comercialização da energia de Itaipu pela Eletrobras.

3. CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS GERAIS

3. A ANEEL estabelecerá, anualmente, a Tarifa de Repasse a ser praticada pela Eletrobrás na comercialização da energia elétrica proveniente de Itaipu, considerando os seguintes itens:

I. custo unitário do serviço de eletricidade de Itaipu, disciplinado no Anexo "C" do Tratado Internacional;

II. custo da energia cedida pelo Paraguai ao Brasil;

I parcela do diferencial decorrente da retirada do fator anual de reajuste dos contratos de financiamento celebrados com Itaipu, de que trata a Lei nº 11.480, de 2007, definida anualmente por meio de portaria interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia; e

II. saldo da Conta de Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu, assegurado o ressarcimento à Eletrobrás dos custos por ela incorridos.

4. A Tarifa de Repasse poderá considerar previsão para o custo da energia proveniente de Itaipu não vinculada à potência contratada.

5. Os Riscos Hidrológicos associados à geração de Itaipu, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, são assumidos pelas concessionárias de distribuição, na proporção do montante de energia elétrica alocado a cada concessionária.

6. A Eletrobrás deverá informar à ANEEL, até o dia 15 de novembro de cada ano, as informações relativas aos itens I a IV descritas no parágrafo anterior.

7. A Conta de Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu, gerida pela Eletrobras, é composta pelos seguintes itens:

I. Receitas:

a) pagamentos das distribuidoras à Eletrobras provenientes do repasse da potência contratada de Itaipu;

b) cessão da energia de Itaipu às demais usinas participantes do MRE; e

c) comercialização da energia secundária alocada à Itaipu na CCEE;

II. Despesas:

d) aquisição dos serviços de eletricidade de Itaipu;

e) aquisição de energia de outras usinas participantes do MRE, para atendimento da energia vinculada à potência contratada de Itaipu;

f) compras de energia na CCEE para cobrir eventuais exposições da Eletrobras decorrentes dos compromissos anuais de entrega da energia vinculada à potência contratada de Itaipu;

g) custos de natureza operacional, tributária e administrativa incorridos pela Eletrobras em decorrência da comercialização da energia de Itaipu;

h) compensação à Eletrobras e ao Tesouro Nacional da retirada do fator anual de reajuste da dívida de Itaipu constante de portaria interministerial e definido no § 1º do art. 6º da Lei nº 11.480, de 2007.

8. O resultado das aplicações financeiras com recursos da conta, desde a data da sua ocorrência, até o dia 31 de dezembro de cada ano de competência, deve ser incorporado ao saldo da conta.

9. Recursos da Eletrobras utilizados para cobrir saldos negativos da conta, serão remunerados com recursos da própria conta, com base em taxa de juros equivalente àquela que seria obtida com aplicação dos mesmos, em igual período de utilização.

10. O resultado da conta será apurado, mensalmente e anualmente, pela Eletrobras, devendo a apuração do resultado anual estar concluída até o dia 20 de abril do ano seguinte.

11. O saldo da Conta Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu tem as seguintes destinações:

I. se positivo, será destinado, com periodicidade anual, mediante rateio proporcional ao consumo individual e crédito de bônus, nas contas de energia, dos consumidores do Sistema Elétrico Nacional Interligado - SIN, integrantes das classes residencial e rural, cujo consumo mensal seja inferior a 350 kWh; e

II. se negativo, será incorporado pela ANEEL no cálculo da tarifa de repasse da potência contratada do ano subsequente à formação do resultado.

4. TARIFA DE REPASSE

12. A Tarifa de Repasse da potência contratada de Itaipu é calculada com base nos valores informados anualmente pela Eletrobrás, para os itens I a IV de que trata o parágrafo 3 deste Submódulo, conforme fórmula a seguir:

$$TI = Cun + Cec + Par + Sun \qquad (1)$$

onde:
TI: Tarifa de repasse da potência contratada de Itaipu, expressa em US$/kW;
Cun: Custo unitário do serviço de eletricidade de Itaipu, em US$/kW;
Cec: Custo da energia cedida pelo Paraguai ao Brasil, em US$/kW;
Par: Parcela do diferencial do fator de ajuste dos contratos de financiamentos de Itaipu, definida anualmente por meio de portaria interministerial, em US$/kW; e
Sun: Saldo unitário da conta comercialização da energia elétrica de Itaipu, em U$$/kW.

13. O saldo unitário da conta de comercialização da energia elétrica de Itaipu (Sun) se aplica no caso de resultado negativo da conta, devendo ser calculado conforme fórmula abaixo:

$$Sun = \left|\frac{SN}{IVC * PI}\right| \quad (2)$$

onde:
SN: Saldo negativo da conta de comercialização de Itaipu, em 31 de dezembro de cada ano, após inadimplências e empréstimos, em R$;
IVC: Taxa de câmbio PTAX média, em R$/U$$, de venda, de 1° a 30 de novembro do ano anterior à vigência da Tarifa de Repasse, informada pelo Banco Central;
PI: Potência anual contratada de Itaipu, expressa em kW, informada pela Eletrobras, correspondente aos 12 meses de vigência da Tarifa de Repasse.

14. O saldo da conta de comercialização de Itaipu poderá ser estimado pela ANEEL com base no resultado parcial da conta, informado pela Eletrobrás, constatado em 31 de outubro de cada ano, e em previsão de entradas e saídas da conta em novembro e dezembro, sem prejuízo de ajuste posterior.

5. TARIFA BÔNUS

15. O resultado positivo do saldo da conta de comercialização de energia de Itaipu será destinado, mediante rateio proporcional ao consumo individual e crédito do "bônus" nas contas de energia, aos consumidores do Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN integrantes das classes residencial e rural, com consumo mensal inferior a 350 kWh.

16. O bônus de cada consumidor será calculado pela concessionária ou permissionária de distribuição responsável pelo respectivo fornecimento de energia elétrica, de acordo com os critérios estabelecidos, e o valor resultante constará da conta de energia, expresso em Reais, sob a denominação “Bônus ITAIPU – art. 21 da Lei 10.438/2002”.

17. A Eletrobrás informará à ANEEL, até o dia 25 de abril de cada ano, o resultado final da Conta Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu do ano anterior.

18. A Superintendência de Gestão Tarifária – SGT da ANEEL publicará Despacho, até o dia 5 de maio de cada ano, informando se o saldo da conta de comercialização foi positivo ou negativo.

19. Se o saldo for negativo, as concessionárias e permissionárias ficam isentas da responsabilidade de enviar informações.

20. Se o saldo da conta for positivo, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica que atendam consumidores do SIN deverão informar à ANEEL, conforme Anexo, até o dia 5 de junho do respectivo ano, os seguintes dados em bases mensais:

I. Número de Unidades Consumidoras (UC) das Classes Residencial e Rural que tiveram consumo faturado mensal inferior a 350 kWh, informando somente as UCs existentes em 31 de dezembro do ano anterior; e

II. Somatório do Consumo Faturado Mensal, em kWh, relativo às unidades consumidoras que se enquadrarem no critério definido no item I.

21. O consumo faturado individual acumulado no ano anterior deve ser mantido, pelo prazo de até 5 anos, sob controle e guarda da concessionária ou permissionária de distribuição, para fins de posterior efetivação do crédito do “Bônus ITAIPU – art. 21 da Lei nº 10.438/2002” e para uso da fiscalização da ANEEL.

22. A SGT publicará Despacho até o dia 22 de junho do ano de apuração da Tarifa-Bônus, estabelecendo:

I. Os valores a serem repassados pela Eletrobrás a cada concessionária ou permissionária de distribuição até o dia 30 de junho do respectivo ano. Esses valores serão calculados proporcionalmente ao respectivo consumo faturado anual informado de cada distribuidora e serão atualizados, pelo Índice de Atualização Financeira – Iaf, até o dia útil anterior à data de repasse a ser realizado pela Eletrobrás.

II. A Tarifa-Bônus, em R$/kWh, a ser utilizada pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição para cálculo do “Bônus ITAIPU – art. 21 da Lei nº 10.438/2002”.

23. O cálculo da Tarifa Bônus de Itaipu deve ser realizado conforme equação a seguir:

$$TBon = \frac{SP_{a-1} * Iaf}{\sum_m \sum_C Cons_{m,c}} \quad (3)$$

onde:
TBon: Tarifa Bônus de Itaipu, em R$/kWh;
SP: Resultado positivo do saldo da conta de comercialização de Itaipu, considerando inadimplência e empréstimos, realizado no ano anterior, $a-1$, em R$, informado pela Eletrobrás até o dia 25 de abril de cada ano;
Iaf: Índice de atualização financeira, correspondente aos rendimentos líquidos da aplicação financeira dos recursos, calculado em função da variação diária do valor da cota do fundo de investimento extramercado previsto em resolução específica do CMN (Conselho Monetário Nacional);
m: conjunto dos meses do ano anterior, a-1;
C: conjunto das unidades consumidoras pertencentes às classes residencial e rural atendidas por concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica do SIN;
$Cons_{m,c}$: consumo da unidade consumidora pertencente ao conjunto C no mês m, quando igual ou inferior a 350 kWh.

24. O crédito do “Bônus ITAIPU – art. 21 da Lei nº 10.438/2002” referente às UC’s selecionadas deverá ser calculado pela concessionária ou permissionária de distribuição, em R$, mediante aplicação da Tarifa Bônus de Itaipu, homologada pela ANEEL, sobre o respectivo consumo faturado individual do ano anterior, relativo aos meses em que seu valor foi inferior a 350 kWh.

25. A concessionária ou permissionária de distribuição deverá repassar o crédito do “Bônus ITAIPU – art. 21 da Lei nº 10.438/2002” nas contas de energia emitidas no período de 1º a 31 de julho, referentes às UC’s selecionadas.

26. Nos casos em que o valor do Bônus ITAIPU de um consumidor, em R$, for maior que o valor original da sua conta de energia emitida no período indicado no parágrafo anterior, a diferença será creditada nas contas de energia, emitidas nos meses subsequentes, da respectiva UC, até o total repasse do bônus a que tem direito.

27. Não mais existindo, em julho ou nos meses subsequentes de que trata o parágrafo anterior, a UC beneficiária do Bônus, o valor nominal correspondente deverá ser devolvido à Eletrobrás, até o dia 15 do mês seguinte, para compor o resultado da Conta Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu do ano corrente.

28. O repasse recebido pela concessionária ou permissionária de distribuição será registrado em controle suplementar denominado “Bônus ITAIPU” sob a Conta 211.71.1 Credores Diversos – Consumidores.

29. O “Bônus ITAIPU – art. 21 da Lei 10.438/2002” será considerado quitado no momento do crédito na conta de energia da UC beneficiária, independentemente do pagamento da respectiva fatura pelo consumidor.

30. A ANEEL fiscalizará:

I. A gestão da Conta Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu, pela Eletrobrás, inclusive quanto aos rendimentos de aplicações financeiras incorporados ao seu saldo; e

II. As transferências de valores entre a Eletrobrás e as concessionárias ou permissionárias de distribuição, bem como a efetivação dos créditos do “Bônus ITAIPU – art. 21 da Lei nº 10.438/2002” nas contas de energia dos consumidores beneficiados.

Anexo

	Número de Unidades Consumidoras (UCs)	Somatório do Consumo Faturado Mensal das UCs (kWh)
Janeiro		
Fevereiro		
Março		
Abril		
Maio		
Junho		
Julho		
Agosto		
Setembro		
Outubro		
Novembro		
Dezembro		

ANEXO XLVII

Módulo 6: Demais Procedimentos

Submódulo 6.3

ENCARGO DE CONEXÃO A1

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia de cálculo do Encargo de Conexão das unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou superior a 230 kV, classificadas no subgrupo A1, que tenham celebrado Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões e reajustes tarifários de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, que possuam unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou superior a 230 kV, classificadas no subgrupo A1, que tenham celebrado Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD.

3. ENCARGO DE CONEXÃO DOS CONSUMIDORES DO SUBGRUPO A1

3. O Encargo de Conexão das unidades consumidoras do subgrupo A1, vinculado ao Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD, deve considerar:

I. Parcela referente às instalações de propriedade de distribuidora composta pelos custos relacionados a:

a. Remuneração de capital dos ativos utilizados na conexão - RC;

b. Quota de reintegração desses ativos em decorrência da depreciação - QRR;

c. Operação e manutenção dos ativos de conexão – O&M;

d. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; e

e. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.

II. Parcela referente às instalações de propriedade de transmissora vinculada à conexão da unidade consumidora - ECCT.

4. De acordo com a origem e a forma de cálculo, os custos do Encargo de Conexão relacionados no parágrafo anterior, são segregados em duas funções de custos:

a) Encargo de Conexão Parcela B – ECCD(PB) – formado pelos custos regulatórios relacionados às componentes I.a, I.b e I.c do parágrafo 3; e

b) Encargo de Conexão Parcela A – ECCD(PA) - formado pelos custos regulatórios relacionados às componentes I.d, I.e, I.f e II do parágrafo 3.

5. A Figura 1 apresenta o Encargo de Conexão e as funções de custos com os respectivos componentes de custos tarifários.

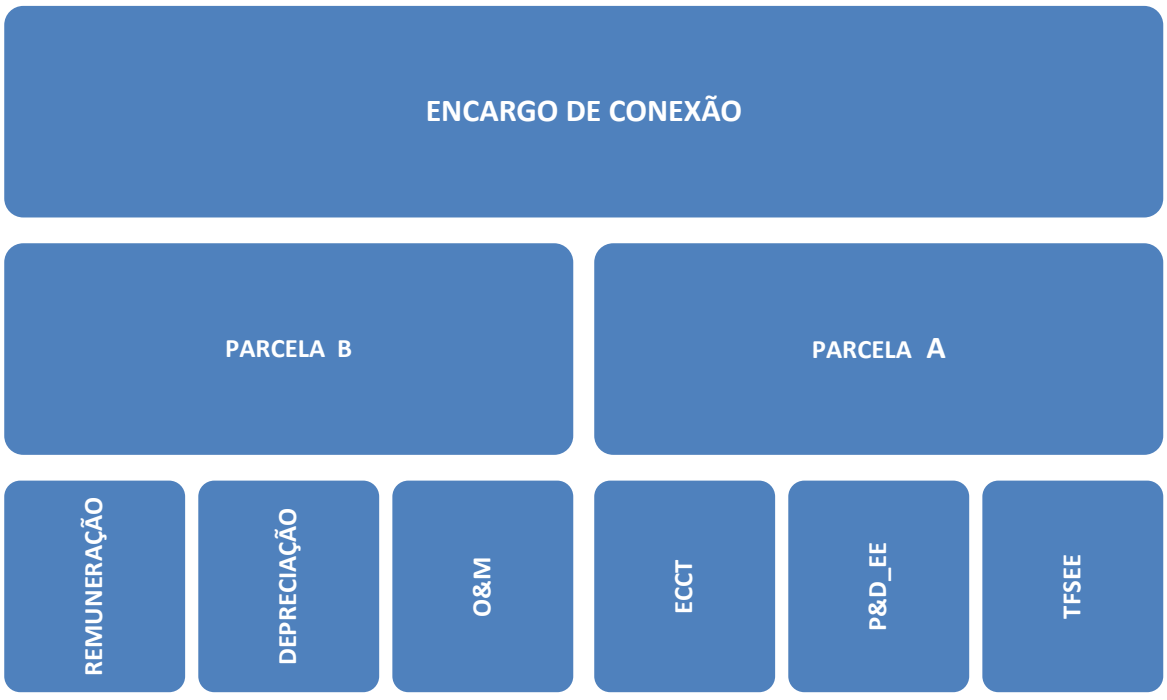


Figura 1 - Funções de Custo do Encargo de Conexão

6. No caso de compartilhamento das instalações de conexão, o Encargo de Conexão associado a cada unidade consumidora será determinado de forma proporcional aos respectivos Montantes de Uso dos Sistemas de Distribuição – MUSD máximo contratados.

7. O Encargo de Conexão Parcela B e a parcela do Encargo de Conexão Parcela A relacionada ao custo dos encargos setoriais, serão calculados na revisão tarifária periódica da distribuidora e atualizados nos reajustes tarifários subsequentes pelo Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M.

8. A parcela do Encargo de Conexão Parcela A referente às instalações de propriedade de transmissoras - ECCT será calculada anualmente tanto na revisão quanto nos reajustes tarifários.

9. O faturamento do Encargo de Conexão se dará mensalmente em duodécimos de igual valor.

10. Para as novas unidades consumidoras o valor inicial do Encargo de Conexão será calculado a partir do início da vigência do CCD, considerando no cálculo a duração remanescente do ciclo tarifário.

3.1. ENCARGO DE CONEXÃO PARCELA B

11. O valor da função de custo do Encargo de Conexão Parcela B - ECCD(PB) é baseado no valor novo de reposição do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS associado às instalações de conexão e ao sistema de medição utilizado pelo consumidor.

12. O cálculo da função de custo ECCD(PB) se fundamenta nos princípios e procedimentos utilizados na apuração da Base de Remuneração Regulatória e no cálculo dos custos de remuneração do capital da Parcela B.

13. O AIS deve ser informado pela distribuidora obedecendo a classificação modular a ser definida pela ANEEL.

14. Deve-se considerar para efeito de cálculo, a participação financeira do consumidor sobre as instalações, consideradas para todos os efeitos como obrigações especiais vinculadas à concessão, e portanto sem incidência da remuneração do capital e quota de reintegração.

15. O valor novo de reposição é obtido do Banco de Preços de Referência ANEEL, aprovado pela Resolução Homologatória nº 758, de 06 de janeiro de 2009, e alterações supervenientes, atualizado para a data de referência da revisão tarifária da distribuidora.

16. A parcela de custos de operação e manutenção – O&M é obtida, por ano do ciclo tarifário, pela multiplicação do AIS pela taxa regulatória de operação e manutenção definida em 2,34% a.a..

17. A parcela de quota de reintegração regulatória - QRR é determinada, por ano do ciclo tarifário, com base na taxa de depreciação média dos ativos associados à conexão.

18. A parcela de remuneração de capital - RC é baseada na taxa de remuneração regulatória, definida para o ciclo tarifário.

19. A alíquota de tributos incidente sobre a parcela de remuneração de capital será diferenciada de acordo com o enquadramento legal da distribuidora para o recolhimento do Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ e da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL.

20. O valor anual do Encargo de Conexão Parcela B definido na revisão tarifária periódica da distribuidora, será o resultado de uma série de pagamentos constantes do Valor Presente Líquido – VPL da série de valores anuais definidos para cada ano do ciclo tarifário da distribuidora, conforme descrito nos parágrafos 16 a 18. A taxa de desconto adotada no cálculo do VPL deve ser necessariamente a mesma do cálculo da série de pagamentos constantes.

3.2. ENCARGO DE CONEXÃO PARCELA A

21. A parcela referente ao custo de P&D_EE é definida, por ano do ciclo tarifário, em 1,3% da Receita Operacional Líquida – ROL da distribuidora vinculada aos ativos de uso exclusivo.

22. A parcela referente ao custo de TFSEE é definida, por ano do ciclo tarifário, em 0,5% do Benefício Econômico da distribuidora vinculado aos ativos de uso exclusivo.

23. De modo análogo ao adotado para o cálculo do Encargo de Conexão Parcela B, o valor anual do Encargo de Conexão Parcela A relacionado a P&D_EE e TFSEE, será o resultado de uma série de pagamentos constantes do Valor Presente Líquido – VPL da série de valores anuais definidos para cada ano do ciclo tarifário da distribuidora, conforme descrito nos parágrafos 21 e 22. A taxa de desconto adotada no cálculo do VPL deve ser necessariamente a mesma do cálculo da série de pagamentos constantes.

24. A parcela do Encargo de Conexão Parcela A referente às instalações de propriedade de transmissoras - ECCT é apurada com base na receita regulatória dos ativos utilizados e vinculados ao Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão – CCT celebrado pela distribuidora.

4. DAS OBRIGAÇÕES DA DISTRIBUIDORA

25. A distribuidora deverá encaminhar à ANEEL as informações definidas no Módulo 6 do PRODIST, ou no que vier a sucedê-lo, e em orientações complementares da ANEEL, conforme cronograma estabelecido para a revisão tarifária periódica.

26. Para as novas unidades consumidoras, o prazo para solicitação de publicação do Encargo e envio das informações será até 170 dias antes do início da vigência do CCD.

ANEXO XLVIII

Módulo 6: Demais Procedimentos

Submódulo 6.6

PREÇO MÉDIO DA ENERGIA HIDRÁULICA E TARIFA ATUALIZADA DE REFERÊNCIA – TAR

1. OBJETIVO

1. Definir o procedimento de cálculo do Preço Médio da Energia Hidráulica (PMEH), para fins da Lei Complementar nº 158/2017, e da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) para a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todos os agentes do Setor Elétrico que realizam pagamentos e/ou recebem recursos da CFURH.

3. ASPECTOS GERAIS

3. O PMEH é utilizado pelas Fazendas estaduais no cálculo do valor da produção de energia hidrelétrica, para repartição do produto da arrecadação do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS entre os municípios. O PMEH é estabelecido com base no valor médio da energia hidrelétrica adquirida pelas concessionárias de serviço público de distribuição, destinada ao atendimento de seus consumidores cativos.

4. A TAR é a tarifa utilizada para o cálculo da CFURH e seu valor é estabelecido com base no valor do preço médio da energia hidráulica, definido no item anterior, excluídos: a parcela de energia adquirida de Itaipu Binacional, os encargos setoriais, os encargos de transporte e os tributos vinculados à atividade de geração.

5. O PMEH e a TAR são atualizados anualmente pelo índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

6. O PMEH e a TAR têm seus valores revistos a cada 4 anos.

7. O período de referência para o cálculo do PMEH e da TAR, nas revisões, e para sua atualização, nos reajustes, é entre outubro do ano anterior a setembro do ano corrente.

3.1. INFORMAÇÕES UTILIZADAS NO CÁLCULO

8. Por ocasião do reajuste anual do PMEH e da TAR, as concessionárias não terão que encaminhar dados à ANEEL, visto que os valores são atualizados pelo IPCA, divulgado mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, ou por outro que venha a substituí-lo.

9. No ano anterior ao que vai vigorar o valor revisado do PMEH e da TAR, as concessionárias de distribuição devem enviar à ANEEL, até o primeiro dia útil do mês de setembro, as informações referentes a seus contratos de compra de energia elétrica de origem hidráulica, montantes e custos, exceto aqueles referentes a importações de energia elétrica. Devem ser apresentados os valores efetivamente realizados para cada tipo de contrato (CCEAR, CCGF, Itaipu e Bilaterais).

10. Não devem ser apresentadas as informações referentes a contratos de suprimento celebrados com outras distribuidoras e contratos com comercializadoras de energia.

11. Por ocasião do cálculo da revisão, será enviada a todas as distribuidoras de energia elétrica uma planilha contendo as informações necessárias para o cálculo do preço médio de aquisição de energia elétrica de fonte hidráulica.

12. No cálculo da TAR, os montantes e custos referentes à Itaipu Binacional devem ser excluídos, visto que tal Usina não arca com a CFURH.

4. CÁLCULO DO VALOR DO PMEH E DA TAR (NAS REVISÕES)

13. O valor da TAR será calculado com base nos custos incorridos pelas concessionárias de distribuição na aquisição de energia elétrica oriunda de fontes hidráulicas, a partir dos quais se obterá o Preço médio da Energia Hidráulica, dado em R$/MWh, que será a base de cálculo do valor da TAR. Serão descontados, desse preço médio, os valores referentes à energia de Itaipu Binacional, os encargos setoriais de transporte e os tributos vinculados à atividade de geração, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{TAR} = (\mathbf{PMEH} - \mathbf{Pitaipu}) - [\frac{\mathbf{Encargos} + \mathbf{CT} + \mathbf{CD} + \mathbf{I}}{\mathbf{MWh}}] \quad (\mathbf{1})$$

onde:
PMEH - preço médio da energia hidráulica comprada pelas distribuidoras junto às geradoras;
Pitaipu - Parcela de Itaipu Binacional considerada no cálculo do PMEH;
Encargos - Encargos Setoriais (RGR, TFSEE, P&D, CFURH, ONS, UBP, ESS, VPA);
CT - custo de transmissão;
CD - custo de distribuição;
I - tributos (PIS e COFINS); e
MWh - montante de energia elétrica adquirido pelas distribuidoras.

14. A definição de cada um dos componentes do cálculo é explicitada nos itens 4.1 a 4.13.

4.1. PREÇO MÉDIO DA ENERGIA HIDRÁULICA

15. O PMEH é obtido dos montantes e custos incorridos pelas distribuidoras com a compra de energia elétrica de origem hidráulica realizada diretamente com geradores de energia, incluindo os custos e montantes de Itaipu Binacional.

16. O valor do PMEH é calculado pela divisão entre o total despendido pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (R$) e a correspondente quantidade de energia (MWh), incluindo os custos e montantes de Itaipu Binacional, conforme equação abaixo.

$$\boldsymbol{PMEH} = \frac{\sum \boldsymbol{Custo\ Aquisição\ Energia_d}}{\sum \boldsymbol{Energia\ Hidráulica_d}} \quad (2)$$

onde:
PMEH: Preço médio da Energia Hidráulica, em R$/MWh;
Custo Aquisição $Energia_d$: Custo de aquisição da energia de fonte hidráulica, em R$, relativo à distribuidora “d”, no período de referência; e
$Energia\ Hidráulica_d$: Energia de fonte hidráulica, em MWh, relativo à distribuidora “d”, no período de referência.

4.2. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR

17. O valor da RGR que compõe o cálculo da TAR será o valor da RGR referente à geração hídrica dividido pelo montante de energia elétrica comprado pelas distribuidoras.

4.3. TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE

18. A TFSEE será o equivalente a 0,4% do custo médio da energia, descontados os custos com PIS/COFINS, transmissão e distribuição de energia.

4.4. PROGRAMA DE INTEGRAÇÃO SOCIAL – PIS

19. O PIS será o equivalente a 1,65% do custo médio da energia, descontados os custos de transmissão e distribuição de energia.

4.5. CONTRIBUIÇÃO PARA O FINANCIAMENTO DA SEGURIDADE SOCIAL – COFINS

20. A COFINS será o equivalente a 7,6% do custo médio da energia, descontados os custos de transmissão e distribuição de energia.

4.6. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO – P&D

21. O P&D será o equivalente a 1% do custo médio da energia, descontados os custos com PIS/COFINS, RGR e o próprio P&D.

4.7. CONTRIBUIÇÃO FINANCEIRA PELA USO DOS RECURSOS HÍDRICOS – CFURH

22. A CFURH será o equivalente a 7% do valor da TAR vigente no ano de cálculo aplicado sobre os montantes de energia elétrica gerada no mesmo período, considerando as perdas na rede básica da geração sobre o correspondente total de energia elétrica comprada: 7% X TAR/ (1 - % perdas RB).

4.8. ENCARGOS DE TRANSMISSÃO

23. O valor dos encargos de transmissão é calculado a partir da receita da totalidade das transmissoras de energia elétrica por contrato com as geradoras, conforme informações obtidas nos bancos de dados oficiais aos quais a ANEEL tenha acesso, próprios ou não. Será totalizada a receita das transmissoras em seus contratos com as geradoras que suprem as concessionárias de distribuição, de modo que esse total seja dividido pelo montante de energia elétrica comprado pelas distribuidoras.

4.9. ENCARGOS DE DISTRIBUIÇÃO

24. O valor dos encargos de distribuição é calculado a partir da divisão entre a receita de TUSD G das distribuidoras com as geradoras consideradas no cálculo da TAR e o montante total de energia gerado e adquirido pelas distribuidoras de energia.

4.10. USO DO BEM PÚBLICO - UBP

25. A UBP é obtida pela divisão dos valores referentes aos pagamentos referentes a UBP, efetuados pelas geradoras, pelo montante total de energia adquirido pelas distribuidoras de energia.

4.11. CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA DO ONS

26. Será calculado com base no orçamento econômico do ONS mais recente aprovado pela ANEEL, cujo valor será dividido pelo montante total de energia adquirido pelas distribuidoras de energia.

4.12. ENCARGOS DE SERVIÇO DO SISTEMA - ESS

27. Será calculado com base nos pagamentos efetuados pelas geradoras junto à CCEE, sendo esse valor dividido pelo montante total de energia adquirido pelas distribuidoras de energia.

4.13. VALOR DO PAGAMENTO ANUAL – VPA

28. Será calculado com base nos pagamentos efetuados pelas geradoras que façam a conversão para Produtor Independente de Energia, sendo esse valor dividido pelo montante total de energia adquirido pelas distribuidoras de energia.

ANEXO XLIX

Módulo 6: Demais Procedimentos

Submódulo 6.7

CENTRAIS DE GERAÇÃO ANGRA 1 E 2

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos para o cálculo da receita de venda da energia elétrica proveniente das Centrais de Geração Nucleoelétricas Angra 1 e 2 pertencentes à Eletrobrás Termonuclear S/A, Eletronuclear, em atendimento à Lei nº 12.111, de 2009.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se ao cálculo da receita de venda da energia elétrica proveniente das Centrais de Geração Angra 1 e 2, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2019.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. São estabelecidos três mecanismos de alteração da receita de venda da energia elétrica das Centrais de Geração Angra 1 e 2, pertencentes à Eletronuclear:

I. **Revisão Periódica da Receita**: momento em que a receita de Angra 1 e 2 é definida com base na análise da equação do equilíbrio econômico e financeiro das centrais geradoras nucleoelétricas, buscando definir parâmetros que incentivem a geração de forma eficiente;

II. **Reajuste Anual da Receita**: tem como finalidade manter o equilíbrio econômico e financeiro da receita de Angra 1 e 2, definido no processo de revisão, por meio de aplicação de regras de reajuste, conforme item 5 deste Submódulo; e

III. **Revisão Extraordinária da Receita**: mecanismo aplicado por solicitação da Eletronuclear ou por iniciativa da ANEEL, buscando restabelecer a equação do equilíbrio econômico e financeiro da receita de Angra 1 e 2 frente a evento que a afete significativamente, tendo como condições fundamentais e necessárias: (i) imprevisibilidade do evento; (ii) evento alheio à vontade e à ação da empresa; e (iii) desequilíbrio significativo como consequência do evento.

4. O valor da receita de venda da energia elétrica proveniente das Centrais de Geração Angra 1 e 2, determinado pelo rito ordinário, será calculado com periodicidade anual, sendo definido da seguinte forma:

I. Próxima revisão periódica da receita, na data de 1º de janeiro de 2019;

II. Reajustes da receita com periodicidade anual, exceto no ano em que ocorrer o processo de revisão.

III. As revisões periódicas da receita serão realizadas a cada cinco anos a contar de 1º de janeiro de 2019.

4. REVISÃO PERIÓDICA DA RECEITA

5. A revisão periódica da receita compreende a redefinição da receita de venda da energia elétrica das Centrais de Geração Angra 1 e 2, de forma que seja compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com o retorno adequado para o capital investido.

6. A **Receita de Venda** é composta pela Receita Fixa – RF, que será paga mensalmente pelas distribuidoras cotistas conforme regras dispostas em Resolução Normativa específica.

7. Na revisão periódica da receita, a **Receita Fixa** das Centrais de Geração Angra 1 e 2 é obtida pela soma da Parcela A, Parcela B e da Parcela de Ajuste, conforme a expressão (1).

$$\boldsymbol{RF = (VPA + VPB + PA_i) \times \left(\frac{1}{1-PIS/Cofins}\right)} \qquad \textbf{(1)}$$

onde:
VPA: Valor da Parcela A, R$;
VPB: Valor da Parcela B, R$;
PA_i: Parcela de ajuste relativo ao custo i associados a Angra 1 e 2, em R$, relativos aos 12 meses anteriores ao processo de revisão; e
PIS/Cofins: Somatório das alíquotas dos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, PIS/Pasep, e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, Cofins.

8. A **Parcela A** compreende os custos que, em certa medida, escapam à vontade ou à gestão da Eletronuclear, em particular aqueles relacionados ao uso e conexão aos sistemas de transmissão, uso e conexão aos sistemas de distribuição, aquisição de combustível nuclear, fundo de descomissionamento e encargos setoriais.

9. A metodologia de cálculo da Parcela A é a mesma utilizada no Reajuste Anual da Receita e está definida no item 5 deste Submódulo.

10. A **Parcela B** compreende os custos próprios da atividade de geração, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela Eletronuclear para Angra 1 e 2, além de custos específicos da atividade de geração nucleoelétrica. Seu valor é obtido conforme a expressão (2).

$$\textbf{VPB = CG} \qquad \textbf{(2)}$$

onde:
CG: Custo de Geração associado de Angra 1 e 2, R$.

11. O cálculo da componente Custo de Geração – CG é realizado conforme Valor Presente Líquido (VPL) das despesas da Eletronuclear associadas às centrais de geração Angra 1 e 2, considerando as movimentações no valor da Base de Remuneração, resultantes de adições, baixas e depreciação.

12. Nas revisões das receitas realizadas a partir de 1º de janeiro de 2019, o valor do Custo de Geração é aquele que iguala o VPL do fluxo de despesas no período tarifário de cinco anos com o VPL de um valor único de Custo de Geração durante todo o período, considerando o custo médio ponderado de capital (WACC).

13. O Custo de Geração é obtido conforme a expressão (3).

$$\sum_{i=1}^{N} \frac{(CG)_i}{(1+r_{WACC})^i} = \sum_{i=1}^{N} \frac{CAOM_i + RC_i + QRR_i}{(1+r_{WACC})^i} \qquad \textbf{(3)}$$

onde:
CG: Custo de Geração a ser considerado na revisão tarifária periódica, R$;
n: número de anos do período tarifário;
i: Ano do período tarifário;
r_{wacc}: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;
CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção, R$;
RC: Remuneração do Capital, R$; e
QRR: Quota de Reintegração Regulatória, R$.

14. Para a obtenção do Custo de Geração, é necessário o cálculo dos valores anuais de Custos de Administração, Operação e Manutenção, de Remuneração de Capital e de Quota de Reintegração Regulatória, para o período tarifário (1º de janeiro a 31 de dezembro).

15. O valor da Base de Remuneração Regulatória, na data da revisão periódica da receita, é obtido conforme parágrafo 23 deste Submódulo. Para a obtenção do Custo de Geração, a variação dos valores da Base de Remuneração Regulatória será calculada para cada ano do período tarifário considerando as taxas de baixas dos ativos e os investimentos estimados, conforme valores históricos das movimentações dos ativos, e a taxa de depreciação média regulatória.

16. A **Remuneração do Capital (RC)** corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela Eletronuclear relativa às Centrais de Geração Angra 1 e 2.

17. A Remuneração do Capital depende da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme a expressão (4).

$$RC_{i} = (BRRL_{i-1} - RGR_{i-1}) \times r_{WACCpré} + RGR_{i-1} \times r_{rgr} \quad (4)$$

onde:
RC: Remuneração do Capital, R$;
i: Ano do período tarifário;
BRRl: Base de Remuneração Regulatória líquida, R$;
RGR: Saldo devedor de Reserva Geral de Reversão – RGR, R$;
$r_{WACCpré}$: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos; e
r_{RGR}: Custo de capital da RGR.

18. A parcela referente à Reserva Geral de Reversão - RGR será determinada pelo saldo devedor dos financiamentos com recursos da RGR junto à Eletrobrás, devendo ser deduzida da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRI) na data-base de definição da Base de Remuneração Regulatória de Angra 1 e 2.

19. A **Quota de Reintegração Regulatória (QRR)** corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.

20. A Quota de Reintegração Regulatória depende da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações de Angra 1 e 2, conforme a expressão (5).

$$QRR_{i} = BRRb_{i-1} \times \delta - Créditos\ PIS / Cofins_{i} \quad (5)$$

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória, R$;
i: Ano do período tarifário;
BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta, R$;
δ: Taxa média de depreciação das instalações; e
$CréditosPIS/Cofins_{i}$: Créditos de PIS/Cofins relativos à depreciação contábil, R$.

21. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, deve-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado por Resolução Normativa da ANEEL, e depreciação acelerada de investimentos específicos, quando couber.

22. Os Créditos de PIS/Cofins relativos à depreciação contábil são calculados conforme a expressão (6).

$$Créditos\ PIS/Cofins_{i} = DC_{i} \times PIS/Cofins \quad (6)$$

onde:
i: Ano do período tarifário;
DC: Depreciação anual contábil estimada, R$; e
PIS/Cofins: Somatório as alíquotas dos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, PIS/Pasep, e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, Cofins.

23. O Custo de Administração, Operação e Manutenção é o custo eficiente de operação da usina, apurado em estudo realizado pela ANEEL.

24. Para a completa definição da Base de Remuneração é necessário estabelecer os seguintes valores:

- **Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRR_b)**: Base de Remuneração Regulatória definida no último processo de revisão da receita, acrescida dos investimentos incrementais e deduzidas as baixas.

- **Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRR_l)**: É definida como Base de Remuneração Regulatória Bruta deduzida da parcela de depreciação e amortização.

25. A apuração da base de remuneração será realizada conforme as movimentações ocorridas (adições, baixas e depreciação) e as respectivas atualizações desde a entrada em operação comercial de Angra 1 e 2.

26. Considera-se para o cálculo da base de remuneração as movimentações ocorridas até 12 (doze) meses antes da data de revisão.

27. Excepcionalmente para o processo de definição da Receita Fixa a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2022, será realizada a reavaliação da base incremental dos ativos imobilizados entre 1º de janeiro de 2018 a 30 de junho de 2021, com consequente recálculo da Remuneração de Capital e da Quota de Reintegração Regulatória para vigorar para os anos de 2022 e 2023.

28. As movimentações ocorridas, bem como o saldo inicial dos ativos, deverão ser atualizadas pela variação do IPCA, entre a data de seu registro contábil e a data da revisão da receita em moeda corrente.

29. Deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre a data de entrada de operação e da revisão periódica da receita, obtendo-se o valor da base de remuneração.

30. O custo médio ponderado de capital real antes dos impostos será definido conforme Submódulo 12.3 do PRORET.

31. Os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados pela taxa de juros dos empréstimos contraídos pela Eletronuclear com o gestor da RGR descontada do IPCA médio dos últimos três anos contados a partir da data do processo de revisão.

32. A referida taxa de juros será calculada com base na taxa de 5% a.a., conforme definido na Lei nº 5.655, de 1971, acrescida da taxa de administração média ponderada dos empréstimos concedidos à Eletronuclear pelo gestor da RGR.

33. O saldo dos investimentos realizados a partir de financiamento com recursos da RGR será remunerado pelo custo dos empréstimos em termos reais, tendo em vista que os reajustes tarifários contemplam atualização monetária da Parcela B, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário também são corrigidos pela inflação quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

34. Os demais ativos da empresa serão remunerados pelo custo de capital regulatório (WACC).

5. REAJUSTE ANUAL DA RECEITA

35. No Reajuste Anual da Receita, a Receita Fixa das Centrais de Geração Angra 1 e 2 é obtida conforme a expressão (7).

$$RF = (VPA + VPB_0 \times IA + PA_i) \times \left(\frac{1}{1-PIS/COFINS}\right) \quad (7)$$

onde:
VPA: Valor da Parcela A, R$;
VPB_0: Valor da Parcela B no procedimento tarifário anterior, R$; e
IA: relação obtida da divisão dos índices do IPCA, do IBGE, do segundo mês anterior à data do reajuste em processamento e o do segundo mês anterior à data do procedimento tarifário do ano anterior;
PIS/COFINS: Alíquota dos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, PIS/PASEP, e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, Cofins; e
PA_i: Parcela de ajuste relativo ao custo i associados a Angra 1 e 2, em R$, relativos aos 12 meses anteriores ao processo de reajuste.

36. A Parcela A é composta pela soma dos componentes apresentados na expressão (8).

$$VPA = CT + CD + CC + ES + FD \quad (8)$$

onde:
VPA: Valor da Parcela A associado a Angra 1 e 2, R$;
CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão associado a Angra 1 e 2, R$;
CD: Custo com conexão e uso dos sistemas de distribuição associado a Angra 1 e 2, R$;
CC: Custo de Combustível Nuclear associado a Angra 1 e 2, R$;
ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica associado a Angra 1 e 2, R$; e
FD: Fundo de Descomissionamento associado a Angra 1 e 2, R$.

37. O valor da Parcela A será definido observando as condições vigentes na data de processamento do reajuste ou revisão da receita e será calculado da seguinte forma:

I. Custo com uso e conexão aos sistemas de transmissão de Angra 1 e 2:

a) A cobertura referente ao custo de uso do sistema de transmissão será calculada com base nos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados por ponto de conexão no período de 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano da revisão ou reajuste, multiplicados pelas respectivas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) vigentes na data do reajuste ou revisão;

b) A cobertura referente ao custo de conexão ao sistema de transmissão, associado à utilização das Demais Instalações de Transmissão (DIT), será calculada com base nos valores homologados pela ANEEL e vigentes na data do reajuste ou revisão. Os custos devem ser líquidos de PIS/Pasep e Cofins;

II. Custo com uso e conexão aos sistemas de distribuição de Angra 1 e 2:

a) A cobertura referente ao custo de uso do sistema de distribuição será calculada com base nos Montantes de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) contratados para o horário de ponta e fora de ponta, por ponto de medição, no período de 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano da revisão ou reajuste e na energia elétrica medida no período de 1º de janeiro a 31 de dezembro do ano anterior ao processo de revisão ou reajuste, multiplicados pelas respectivas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) vigentes na data do reajuste ou revisão;

b) A cobertura referente ao custo de conexão ao sistema de distribuição, associado à utilização de instalações de conexão de propriedade de distribuidora, será calculada, quando cabível, com base nos valores estabelecidos no Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) assinado entre as partes. Os custos devem ser líquidos de PIS/Pasep e Cofins;

III. Encargos setoriais: corresponde aos custos de Angra 1 e 2 com a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), a Reserva Global de Reversão (RGR) e a contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS). Seus valores são aqueles vigentes na data do reajuste ou revisão da receita;

IV. O Custo de Combustível Nuclear (CC) refere-se ao custo com aquisição dos elementos combustíveis necessários para a geração de energia elétrica correspondente a geração associada à garantia física das usinas. Para os processos de reajuste ou revisão, o Custo de Combustível Nuclear será estimado pela Eletronuclear, líquido de PIS/Cofins, e com base nos valores correspondentes aos eventos anuais programados contratualmente com a Indústrias Nucleares do Brasil – INB no cronograma das recargas de Angra 1 e Angra 2, para o ano de reajuste ou revisão, e encaminhado até 31 de outubro de cada ano para aprovação da ANEEL. Caso a estimativa não seja aprovada, a ANEEL calculará o Custo de Combustível com base na média dos valores correspondentes aos faturamentos dos últimos 2 anos, líquido de PIS/Cofins e atualizados para a data do processo de reajuste ou revisão;

V. O Fundo de Descomissionamento (FD) é a cobertura dada para a composição de fundo financeiro necessário para o desmantelamento das Centrais de Geração após o seu desligamento. Seu valor será calculado pela ANEEL, considerando:

a) estudo contendo estimativa de recursos necessários para o descomissionamento de Angra 1 e 2, realizado pela Eletronuclear, conforme regulamentação da Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN. Caso tal valor seja apresentado em dólares será realizada a conversão para reais utilizando-se a média da taxa de câmbio "PTAX Venda", divulgada pelo Banco Central, dos últimos 3 anos contados a partir da data do processo de reajuste ou revisão da receita;

b) vida útil remanescente média estimada das Centrais de Geração de Angra 1 e 2;

c) regulamentações vigentes da CNEN; e

d) cobertura concedida anteriormente à data do reajuste ou revisão da receita. A cobertura tarifária já concedida anteriormente será atualizada pela taxa Selic para a data do processo de reajuste ou revisão.

VI. A parcela de receita associada à composição do fundo de descomissionamento é dada pela expressão (9):

$$FD = (Laudo - FDA \times (1 + i)^n) \times \left(\frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1}\right) \quad (9)$$

onde:
FD: Parcela de receita associada à composição do fundo de descomissionamento, R$;
Laudo: Valor total estimado para o descomissionamento das usinas Angra 1 e 2, conforme laudo mais recente aprovado pela CNEN, R$;
FDA: Somatório da cobertura tarifária concedida anteriormente para composição do fundo de descomissionamento atualizada pela taxa Selic para a data do processo de reajuste ou revisão da receita, R$;
i: Estimativa de crescimento do custo de descomissionamento estimado em 2% a.a.;
n: Vida útil remanescente média estimada das Centrais de Geração de Angra 1 e 2;

38. Os itens de custos da Parcela A deverão considerar Parcelas de Ajuste quando houver desconcatenação, as quais serão calculadas conforme a expressão (10).

$$PA\_i = \sum_{m=1}^{n}\left((CustoDevido\_i_m - CustoConsiderado\_i_m) \times \frac{IPCA_{Reajuste}}{IPCA_{mês\ m}}\right) \quad (10)$$

onde:
PA_i: Parcela de ajuste relativo ao custo i associados à Angra 1 e 2, em R$, relativos aos 12 meses anteriores ao processo tarifário;
CustoDevido_i_m: Custo do item i no mês m associado à Angra 1 e 2 homologado e fiscalizado pela ANEEL, R$;
CustoConsiderado_i_m: Custo do item i no mês m, considerado na Receita de Venda, em R$;
$IPCA_{Reajuste}$: Número índice do IPCA relativo ao mês anterior ao mês de vigência da Receita de Venda
$IPCA_{mês\ m}$: Número índice do IPCA relativo ao mês m;
i: Uso e Conexão ao Sistema de Transmissão, Uso e Conexão ao Sistema de Distribuição, RGR e TFSEE.

39. A apuração da Parcela de Ajuste associada ao Custo de Combustível Nuclear será realizada após validação da fiscalização da ANEEL sobre os valores efetivamente pagos e a eficiência do gasto, limitados às competências posteriores à data do último processo de reajuste ou revisão da receita. Eventuais diferenças serão consideradas no processo tarifário subsequente, corrigidas pela taxa Selic até a efetiva majoração ou desconto na cobertura tarifária do ano seguinte.

ANEXO L

Módulo 6.8: Bandeiras Tarifárias

Submódulo 6.8

BANDEIRAS TARIFÁRIAS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer as definições, metodologias e procedimentos de aplicação das Bandeiras Tarifárias.

2. ABRANGÊNCIA

2. As Bandeiras Tarifárias entram em vigor a partir do ano de 2015.

3. As Bandeiras Tarifárias aplicam-se a todos os agentes de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, observando os seguintes prazos:

A. Para as concessionárias, a partir de 1º de janeiro de 2015; e

B. Para as permissionárias, a partir de 1º de julho de 2015.

4. Todos os consumidores finais cativos das distribuidoras, conforme alcance do parágrafo anterior, serão faturados pelo sistema de Bandeiras Tarifárias, com exceção daqueles localizados em Sistemas Isolados.

5. Os geradores participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, que repactuaram o risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015, no Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

3. CRITÉRIOS GERAIS

6. As Bandeiras Tarifárias têm como finalidade:

A. Sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia – TE; e

B. Equalizar parcela de custos variáveis relativa à aquisição de energia elétrica, cuja flutuação é governada por variáveis operativas do SIN.

7. O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

a) Bandeira Tarifária Verde;

b) Bandeira Tarifária Amarela; e

c) Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2.

8. A Bandeira Tarifária Verde indica condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo tarifário.

9. As Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha indicam condições menos favoráveis e críticas de geração de energia, resultando em adicionais à Tarifa de Energia - TE.

10. A ANEEL definirá mensalmente a Bandeira Tarifária a ser aplicada no mês subsequente, considerando informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), bem como as estimativas de custos a serem cobertos pelas Bandeiras Tarifárias e a cobertura tarifária das distribuidoras.

11. A CCEE criará e manterá a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (Conta Bandeiras), com a finalidade específica de administrar os recursos decorrentes da aplicação das Bandeiras Tarifárias.

12. Os agentes de distribuição farão o recolhimento dos recursos provenientes do faturamento das Bandeiras Tarifárias, diretamente à Conta Bandeiras.

13. Os agentes geradores participantes do MRE, que celebraram com a ANEEL o Termo de Repactuação do risco hidrológico, farão o aporte do prêmio de risco diretamente à Conta Bandeiras, conforme regulamentação.

14. Os recursos disponíveis na Conta Bandeiras serão repassados mensalmente aos agentes de distribuição, com direito ao crédito, no processo de liquidação financeira do mercado de curto prazo, considerando os custos realizados da geração de energia por fonte termelétrica e das exposições ao mercado de curto prazo, apurados pela CCEE conforme Regras de Comercialização e Mecanismo Auxiliar de Cálculo – MAC.

15. Na apuração de custos, de que trata o parágrafo anterior, poderá ser considerado o efeito resultante de liminar interposta por agente, a critério da ANEEL, desde que haja estabilidade nos valores mensais apurados e que resulte em impacto significativo no repasse da Conta Bandeiras.

4. DEFINIÇÃO DAS FAIXAS DE ACIONAMENTO E DOS ADICIONAIS DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS

16. A ANEEL fixará em Resolução Homologatória específica, os valores das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, por patamar, bem como as faixas de acionamento, para cada ano, a partir da previsão dos custos relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição.

17. A definição das faixas de acionamento observará limiares de risco definidos segundo o histórico operativo conhecido do Sistema Interligado Nacional (SIN), mediante caracterização da função distribuição acumulada (FDA) da variável fator de ajuste do MRE, e será realizada conforme os seguintes critérios:

a) Bandeira Tarifária Verde: quantil estatístico da FDA associado à probabilidade de 75%.

b) Bandeira Tarifária Amarela: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quants 75% e 85%.

c) Bandeira Tarifária Vermelha: intervalo da FDA compreendido entre os quantis 85% e 95%.

i. Patamar 1: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 85% e 90%; e

ii. Patamar 2: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 90% e 95%.

18. Na definição dos valores das Bandeiras Tarifárias, as previsões de custos das distribuidoras relativos à geração de energia por fonte termelétrica e a exposições ao mercado de curto prazo abrangem os seguintes itens:

a) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade – CCEAR-D;

b) Exposição ao mercado de curto prazo por insuficiência contratual em relação à carga realizada;

c) Encargo de Serviços do Sistema – ESS decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com Custo Variável Unitário – CVU acima do valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD;

d) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE – das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas, de que trata o art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013 (Risco Hidrológico das Cotas);

e) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada das usinas hidrelétricas no âmbito do MRE, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco Hidrológico em conformidade com a Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015 (Risco Hidrológico dos CCEARs), ou o que vier a sucedê-la; e

f) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE de Itaipu Binacional (Risco Hidrológico de Itaipu), bem como o correspondente alívio de exposições à diferença de preços entre submercados.

19. Além dos custos estimados, para a definição dos valores das Bandeiras Tarifárias, deverão ser consideradas as coberturas tarifárias consideras nos processos de reajuste e revisão das tarifas, as receitas decorrentes do pagamento de prêmio de risco a serem aportados pelos geradores na Conta Bandeiras em virtude de repactuação de que trata a Resolução nº 684/2015, ou o que vier a sucedê-la, a estimativa de Ressarcimento da Conta de Energia de Reserva – CONER, de recebimento de eventuais inadimplências e do saldo remanescente na Conta Bandeiras relativo ao ano anterior. Poderão ser observados, adicionalmente, os resultados acumulados pelas distribuidoras ao longo do ano anterior.

20. Na estimativa de receita decorrente do Ressarcimento da CONER, deverá ser considerada a parcela do risco hidrológico vinculada à energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulada, repactuada nos termos da Resolução nº 684/2015, ou o que vier a sucedê-la.

21. A Tarifa de Energia – TE será calculada no processo tarifário de cada distribuidora, com base nas metodologias definidas nos Módulos 2, 3 e 7 do PRORET, também considerando uma cobertura tarifária relativa à previsão de custo de exposição ao mercado de curto decorrente do ajuste do MRE, condizente com a definição da faixa de acionamento da Bandeira Tarifária Verde, calculado conforme Submódulo 4.4 do PRORET.

22. A variável fator de ajuste do MRE é definida nestes termos:

$$\boldsymbol{MRE} = \frac{\sum_{\mathbf{u}\in\mathbf{MRE}} \mathbf{GH_u}}{\sum_{\mathbf{u}\in\mathbf{MRE}} \mathbf{GF_u}} \qquad (1)$$

onde:
GHu: Previsão de Geração Hidráulica no centro de gravidade da usina u, sinalizada no Programa Mensal da Operação (PMO);
GFu: Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade da usina u; e
u: usina hidrelétrica, pequena central hidrelétrica ou central geradora hidrelétrica participante do MRE.

23. O valor da Bandeira Tarifária Verde, definido em R$ por MWh, será calculado segundo critério de risco ancorado na FDA do fator de ajuste do MRE, por meio da seguinte equação:

$$\mathbf{Adicional\_BT_{verde}} = \mathbf{FDA}\left(\mathbf{MRE_q}\right) = \sum_{\mathbf{MRE_j}\leq\mathbf{MRE_q}} \mathbf{f}\left(\mathbf{MRE_j}\right) \qquad (2)$$

onde:
MRE_q: Probabilidade acumulada relativa ao quantil “q” do fator de ajuste do MRE.
$FDA(MRE_q)$: Função distribuição acumulada de probabilidades relativa ao quantil “q” do fator de ajuste do MRE;
MRE_j: Valor realizado “j” do fator de ajuste do MRE; e
$f(MRE_j)$: Valor da função densidade de probabilidades para a realização “j” do fator de ajuste do MRE.

24. Os valores dos adicionais das Bandeiras Tarifárias, definidos em R$ por MWh, serão calculados segundo critério de risco baseado na FDA do fator de ajuste do MRE, por meio da seguinte equação:

$$\mathbf{Adicional\_BT_i} = \mathbf{E}[\mathbf{MRE_i}] = \sum_{\mathbf{MRE_{q_i}^{inf}}}^{\mathbf{MRE_{q_i}^{sup}}} \mathbf{MRE_j} \times \mathbf{f}\left(\mathbf{MRE_j}\right) \qquad (3)$$

onde:
$Adicional\_BT_i$: Adicional da Bandeira Tarifária “i”;
$E[MRE_i]$: Valor esperado do fator de ajuste do MRE para o patamar de bandeira tarifária “i”;
MRE_j: Valor realizado “j” do fator de ajuste do MRE;
$f(MRE_j)$: Valor da função densidade de probabilidades para a realização “j” do fator de ajuste do MRE;
MRE_{qi}^{inf}: Limiar inferior de risco para o fator de ajuste do MRE, associado ao patamar da Bandeira Tarifária “i” e ao respectivo quantil “q_i”; e
MRE_{qi}^{sup}: Limiar superior de risco para o fator de ajuste do MRE, associado ao patamar da Bandeira Tarifária “i” e ao respectivo quantil “q_i”.

25. Na definição dos valores das Bandeiras, será considerada referência comum de PLD para a composição dos custos e de receitas típicas das rubricas dispostas nas alíneas a) e b) do Item 18, bem como na estimativa do balanço financeiro da CONER.

5. MECANISMO DE ACIONAMENTO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS

26. O acionamento das Bandeiras Tarifárias será definido mensalmente pela ANEEL, por meio de Despacho da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, de acordo com as estimativas de custos a serem cobertos pelas Bandeiras Tarifárias e a cobertura tarifária das distribuidoras, bem como as informações prestadas pelo ONS e pela CCEE, resultantes do Planejamento Mensal de Operação – PMO e do cálculo do PLD.

27. A ANEEL tornará pública a informação em seu endereço eletrônico no dia do envio do Despacho para a publicação no Diário Oficial da União – DOU.

28. A distribuidora terá o prazo de um dia útil, contado da publicação do Despacho, para disponibilizar em seu endereço eletrônico, na página principal, a Bandeira que será aplicada no mês subsequente.

29. O período de aplicação da Bandeira Tarifária será o mês subsequente à sua divulgação, exceto nos casos em que a reunião do PMO ocorrer no próprio mês da sua aplicação ou por decisão da ANEEL.

30. Para o acionamento das Bandeiras Tarifárias, o ONS deverá informar a previsão de geração hidráulica total do MRE sinalizada no PMO.

31. Caso haja determinação de acionamento de usinas termelétricas por razões de segurança energética, pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o correspondente volume considerado na programação da operação deverá ser refletido na composição da previsão de geração hidráulica total do MRE.

32. Para o acionamento das Bandeiras Tarifárias, a CCEE deverá levar ao centro de gravidade a previsão de geração hidráulica total do MRE sinalizada no PMO, e, adicionalmente, informar:

a) Volume de garantia física modulada e ajustada pelo fator de disponibilidade pelos geradores hidrelétricos participantes do MRE, levada ao centro de gravidade; e

b) $PLD_{gatilho}$, obtido mediante ponderação do PLD médio mensal de cada submercado pela sua respectiva participação na carga total do SIN.

33. A sistemática de acionamento das Bandeiras Tarifárias levará em conta a caracterização das variáveis $PLD_{gatilho}$, PLD_{liminf} e PLD_{limsup}, assim definidas:

$$\mathbf{PLD_{liminf\_pat} = min\left[PLD_{max}, max\left[PLD_{min}, \frac{LimInfPat}{\left(1-\left(\frac{GH_{band}}{GF_{band}}\right)\right)}\right]\right]} \quad \textbf{(4)}$$

$$PLD_{limsup\_pat} = min\left[PLD_{max}, max\left[PLD_{min}, \frac{LimSupPat}{\left(1-\left(\frac{GH_{band}}{GF_{band}}\right)\right)}\right]\right] \quad (5)$$

onde:
PLD_{max}: Valor máximo de PLD definido segundo regulação da ANEEL;
PLD_{min}: Valor mínimo de PLD definido segundo regulação da ANEEL;
PLD_{liminf_pat}: Referência inferior de PLD médio mensal para o respectivo patamar de Bandeira Tarifária;
PLD_{limsup_pat}: Referência superior de PLD médio mensal para o respectivo patamar de Bandeira Tarifária;
GH_{band}: previsão de geração hidráulica total do MRE sinalizada no PMO, ajustada pelos fatores de redução da CCEE;
GF_{band}: valor de garantia física concebido para as Bandeiras Tarifárias;
LimInfPat: limite inferior do correspondente patamar de Bandeira Tarifária; e
LimSupPat: limite superior do correspondente patamar de Bandeira Tarifária.

34. O acionamento da Bandeira Tarifária observará o correspondente enquadramento do PLD, segundo os limites de cada patamar definidos na Tabela 1.

Tabela 1 – Acionamento da Bandeira

Cor da Bandeira	Gatilho
Verde	$PLD_{min} \leq PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup\_verde}$
Amarela	$PLD_{liminf\_amarela} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup\_amarela}$
Vermelho 1	$PLD_{liminf\_vermelho1} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup\_vermelho1}$
Vermelho 2	$PLD_{liminf\_vermelho2} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{max}$

$PLD_{gatilho}$: Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) resultado da ponderação do PLD médio mensal de cada submercado segundo sua respectiva participação na carga total do SIN.

35. De modo a conferir reprodutibilidade à sua divulgação:

a) O ONS deverá estruturar e divulgar, em seu sítio eletrônico, sem restrição de acesso, as informações relativas à previsão da Geração Hidráulica total do SIN aplicável ao mês de acionamento da Bandeira Tarifária; e

b) A CCEE deverá caracterizar e divulgar, em seu sítio eletrônico, sem restrição de acesso, os parâmetros GH_{band}, GF_{band} e $PLD_{gatilho}$ aplicáveis ao mês de acionamento da Bandeira Tarifária, bem como as premissas e os dados empregados para o seu cálculo;

c) A ANEEL deverá determinar e divulgar, em seu sítio eletrônico, sem restrição de acesso, o acionamento da Bandeira Tarifária, bem como a motivação, as premissas e a referência dos dados empregados atreladas à Bandeira Tarifária promulgada.

6. REGRAS DE APLICAÇÃO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS

36. Os adicionais das Bandeiras Amarela ou Vermelha, Patamar 1 e 2, devem estar destacados nas faturas de energia elétrica, conforme procedimentos comerciais regulamentados em Resolução específica, e têm a mesma sistemática de aplicação da Tarifa de Energia, definida conforme o Módulo 7 do PRORET.

37. Na aplicação das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha não incidem os descontos previstos no art. 1º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, com exceção dos descontos previstos no art. 25 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que passam a incidir sobre as bandeiras tarifárias a partir de 9 de dezembro de 2015.

38. O adicional das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha não será aplicado ao suprimento de energia às concessionárias e permissionárias de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, independentemente de ser ou não agente da CCEE.

7. GESTÃO DA CONTA CENTRALIZADORA

39. A CCEE deverá:

a) instituir a Conta dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (Conta Bandeiras) com a finalidade específica de administrar os recursos decorrentes da aplicação das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha;

b) efetuar a estruturação, a gestão e a liquidação financeira da Conta Centralizadora, realizando as atividades necessárias para sua constituição e operacionalização;

c) manter registro separado das movimentações da Contra Bandeiras em suas demonstrações contábeis;

d) contratar Banco Gestor para proceder às movimentações financeiras vinculadas à Conta Centralizadora;

e) contratar auditoria independente para Asseguração Razoável das operações da conta; e

f) apurar eventual inadimplência e informar à ANEEL, para fins de cadastro de inadimplentes com obrigações intrassetoriais.

40. Os valores da Conta Bandeiras não representam receitas da CCEE e não serão considerados em suas contas de resultados, exceto aqueles relativos à cobertura dos seus custos administrativos, financeiros e de eventuais encargos tributários.

41. O saldo positivo remanescente na Conta Bandeiras deve ser aplicado em: (i) Certificados de Depósitos Bancários; (ii) Títulos de renda fixa, de liquidez diária, de emissão do Tesouro Nacional, diretamente ou via Fundo de Investimento; e/ou (iii) qualquer outro investimento de baixo risco aprovado pela ANEEL.

42. Os custos administrativos, financeiros e eventuais encargos tributários (CAFT) relativos à gestão da Conta Bandeiras deverão ser orçados pela CCEE e homologados anualmente pela ANEEL, devendo ser considerados na definição dos valores das Bandeiras Tarifárias.

43. O CAFT de cada ano será recebido pela CCEE em parcela única, na apuração da Conta Bandeiras relativa ao mês de janeiro, não estando sujeito à eventual inadimplência das concessionárias e permissionárias de distribuição.

44. Caso não haja saldo suficiente para o pagamento do CAFT, as concessionárias de distribuição do SIN deverão depositar na Conta Bandeiras os recursos necessários, conforme valores a serem homologados pela SGT/ANEEL por meio de Despacho.

45. Os valores por concessionária, de que trata o parágrafo anterior, serão obtidos por meio do rateio do CAFT tendo como base o respectivo mercado cativo e de suprimento relativo ao ano anterior.

46. A CCEE deverá encaminhar informações sobre a movimentação financeira e sobre o CAFT efetivamente incorrido no período, bem como a estimativa mensal para os próximos dois anos, em conformidade com a Resolução Normativa nº 751/2016, ou o que vier a sucedê-la.

47. Após a fiscalização do CAFT relativo ao ano anterior, se identificada realização a menor dos custos, o saldo remanescente apurado deverá ser depositado pela CCEE na Conta Bandeiras e informado à SGT/ANEEL para utilização nas liquidações subsequentes da Conta Bandeiras

8. RECURSOS DA CONTA BANDEIRAS

48. Os valores mensais dos repasses financeiros da Conta Bandeiras serão apurados a partir do resultado líquido das receitas e custos das distribuidoras, de acordo com a situação mensal verificada.

49. A situação superavitária ocorre quando:

$$\sum_{d} \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{n}} > \sum_{d} \mathbf{CLT_{d,n}} \quad \textbf{(6)}$$

onde:
Receitas Bandeiras$_{d,n}$: Receita faturada, em R$, pela distribuidora "d" no mês de apuração "n", com a aplicação dos adicionais de bandeira amarela e vermelha.
Saldo Conta$_{n}$: Saldo da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, em R$, na competência "n", relativo a itens não previstos na apuração da competência "n-1" e os aportes do prêmio de risco realizados pelos agentes geradores nos termos da Lei n° 13.203/2015 da competência "n-1"; e
CustoLíquidoTotal$_{d,n}$: Custo de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo relativo à distribuidora "d" no mês de competência "n", deduzida a respectiva cobertura tarifária concedida à distribuidora "d" no mês de competência "n", onde valor positivo significa custo sem cobertura tarifária e valor negativo receita.

50. A situação deficitária ocorre quando:

$$\sum_{d} \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{n}} \leq \sum_{d} \mathbf{CLT_{d,n}} \quad \textbf{(7)}$$

51. Quando a situação superavitária ocorrer as fórmulas (8) a (9) deverão ser aplicadas para se obter os valores de repasse financeiros da Conta Bandeiras:

$$\mathbf{Repasse\ CCRBT_{d,n}} = \begin{cases} \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}} - \mathbf{Receita\ Excedente_{d,n}} * \dfrac{\sum_{d} \mathbf{Custo\ Descoberto_{d,n}}}{\sum_{d} \mathbf{Receita\ Excedente_{d,n}}}, & \mathbf{Custo\ Descoberto_{d,n}} \leq \mathbf{0} \\ \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}} + \mathbf{Custo\ Descoberto_{d,n}}, & \mathbf{Custo\ Descoberto_{d,n}} > \mathbf{0} \end{cases} \quad \textbf{(8)}$$

Sendo:

$$\mathbf{Custo\ Descoberto_{d,n}} = \begin{cases} \mathbf{CLT_{d,n}} - \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} - \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}}, & \mathbf{CLT_{d,n}} \geq \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}} \\ \mathbf{0}, & \mathbf{CLT_{d,n}} < \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}} \end{cases} \quad \textbf{(9)}$$

$$\mathbf{Receita\ Excedente_{d,n}} = \begin{cases} \mathbf{mínimo}\left(\mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} - \mathbf{CLT_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}};\ \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}}\right) \\ \quad , \mathbf{CLT_{d,n}} < \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}} \\ \mathbf{0}, \quad \mathbf{CLT_{d,n}} \geq \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}} \end{cases} \quad \textbf{(10)}$$

onde:
Repasse CCRBT$_{d,n}$: Repasse à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, em R$, relativo à distribuidora "d" relativo ao mês de competência "n", onde valor positivo significa recurso a receber da conta e valor negativo recurso a pagar à conta;
Custo Descoberto$_{d,n}$: Custo, em R$, relativo à distribuidora "d", no mês de competência "n", não compensado pela receita de bandeiras e saldo da Conta Bandeiras relativo à própria distribuidora;
ReceitaEcedente$_{d,n}$: Receita de Bandeiras, em R$, relativo à distribuidora "d", no mês de competência "n", acrescida do Saldo da Conta Bandeiras da distribuidora subtraída dos custos líquidos totais da própria distribuidora; e
Saldo Conta$_{d,n}$: Saldo da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, rateado para a distribuidora "d", em R$, na competência "n", incluindo os aportes do prêmio de risco realizados pelos agentes geradores nos termos da Lei n° 13.203/2015 relativos à distribuidora "d".

52. Quando a situação deficitária ocorrer, a fórmula (11) deverá ser aplicada para se obter os valores de repasse financeiros da Conta Bandeiras:

$$\mathbf{Repasse\ CCRBT_{d,n}} = \begin{cases} \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}} - \mathbf{Receita\ Excedente_{d,n}}, & \mathbf{Custo\ Descob} \\ \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}} + \mathbf{Custo\ Descoberto_{d,n}} * \dfrac{\sum_{d} \mathbf{Receita\ Excedente_{d,n}}}{\sum_{d} \mathbf{Custo\ Descoberto_{d,n}}}, & \mathbf{Custo\ Descob} \end{cases} \quad \textbf{(11)}$$

Sendo:

$$\mathbf{Custo\ Descoberto_{d,n}} = \begin{cases} \mathbf{CLT_{d,n}} - \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} - \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}}, & \mathbf{CLT_{d,n}} \geq \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,} \\ \mathbf{0}, & \mathbf{CLT_{d,n}} < \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,} \end{cases} \quad \textbf{(12)}$$

$$\mathbf{Receita\ Excedente_{d,n}} = \begin{cases} \mathbf{mínimo}\left(\mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} - \mathbf{CLT_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}};\ \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}}\right) \\ \quad , \mathbf{CLT_{d,n}} < \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}} \\ \mathbf{0}, \ \mathbf{CLT_{d,n}} \geq \mathbf{Receita\ Bandeiras_{d,n}} + \mathbf{Saldo\ Conta_{d,n}} \end{cases} \quad \textbf{(13)}$$

53. Sendo a situação superavitária ou deficitária, as seguintes definições são aplicadas invariavelmente:

$$\mathbf{CLT_{d,n} = máximo\ (CustoLíquidoTotal_{d,n};0)} \quad \textbf{(14)}$$

onde:
Saldo Conta$_{n}$: Saldo da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, em R$, na competência "n", relativo a itens não previstos na apuração da competência "n-1";

Sendo:

$$\mathbf{CustoLíquidoTotal_{d,n} = CustoLíquido_{d,n} + CustoLíquidoApósRepasse_{d,n-1}} \quad \textbf{(15)}$$

$$\mathbf{CustoLíquidoApósRepasse_{d,n} = CustoLíquidoTotal_{d,n} – Repasse\ CCRBT'_{d,n} – Receita\ Bandeiras_{d,n}} \quad \textbf{(16)}$$

onde:
CustoLíquidoApósRepasse$_{d,n}$: Custo líquido após repasse da Conta Bandeiras, em R$, relativo à distribuidora "d" no mês de competência "n"; e
Repasse CCRBT'$_{d,n-1}$: Repasse realizado, em R$, relativo à distribuidora "d" no mês de competência "n-1", após apuração da inadimplência pela CCEE.

$$\mathbf{CustoLíquido_{d,n} = CCEAR\_Dd,n + MCP_{d,n} + RH_{d,n}^{CCGF} + RH_{d,n}^{CCEAR} + RH_{d,n}^{Itaipu} + ESS_{d,n} + EER_{d,n} – CONER_{d,n} - EER\_Cob_{d,n}} \quad \textbf{(17)}$$

onde:

$CCEAR\_D_{d,n}$ = Custo do CCEAR-D da distribuidora "d" no mês de competência "n";
$MCP_{d,n}$ = Resultado no Mercado de Curto Prazo, em R$, da distribuidora "d" no mês de competência "n";
$RH_{d,n}^{CCGF}$ = Risco Hidrológico das usinas contratadas em regime de Cotas, em MWh, da distribuidora "d" no mês de competência "n" descontado da cobertura tarifária do risco hidrológico associado da distribuidora "d" no mês de competência "n";
$RH_{d,n}^{CCEAR}$ = Risco Hidrológico das usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015, da distribuidora "d" no mês de competência "n" descontado da cobertura tarifária do risco hidrológico associado da distribuidora "d" no mês de competência "n";

$RH_{d,n}^{Itaipi}$ = Risco Hidrológico da UHE Itaipu Binacional, em MWh, da distribuidora "d" no mês de competência "n" descontado da cobertura tarifária do risco hidrológico associado da distribuidora "d" no mês de competência "n";
$ESS_{d,n}$ = Encargo de Serviços do Sistema, em R$, da distribuidora "d" no mês de competência "n", relativo ao despacho de usinas fora da ordem de mérito e com CVU acima do PLD máximo;
$EER_{d,n}$ = Encargo de Energia de Reserva, em R$, da distribuidora "d" no mês de competência "n", relativo ao custo das usinas de energia de reserva despachadas;
$CONER_{d,n}$= Restituição ou pagamento da Conta de Energia de Reserva - CONER, em R$, da distribuidora "d" no mês de competência "n"; e
$EER\_Cob_{d,n}$: Cobertura tarifária para gastos com pagamento de Encargo de Energia de Reserva concedido, em R$, da distribuidora "d" no mês de competência "n".

$$\mathbf{CCEAR\_D_{d,n}} = \left(\frac{\sum\left(\mathbf{RRV_{di,n}} + \mathbf{ECD_{d,n}}\right)}{\sum \mathbf{MWh\_CCEAR\_D_{d,n}}} - \mathbf{CT_{d,n}}\right) \times \sum \mathbf{MWh\_CCEAR\_D_{d,n}} \qquad \textbf{(18)}$$

onde:
$RRV_{d,n}$= Receita de Venda total, em R$, dos CCEAR D da distribuidora "d" no mês de competência "n", considerando as parcelas fixa e variável, ajustes e ressarcimentos, conforme Regra de Comercialização relativa ao Reajuste da Receita de Venda – RRV;
$ECD_{d,n}$= Efeito do CCEAR D no mercado de curto prazo da distribuidora "d" no mês de competência "n";
$CT_{d,n}$ Cobertura Tarifária Média dos CCEARs D, em R$/MWh, concedida à distribuidora "d" no último processo tarifário; e
$MWh\_CCEAR\_D_{d,n}$= montante total dos CCEARs D, em MWh, da distribuidora "d" no mês de competência "n".

$$\mathbf{MCP_{d,n} = (PLD_{d,n} - Pmix_{d,n})\ X\ NET_{d,n}} \qquad \textbf{(19)}$$

onde:
$PLD_{d,n}$ = Preço de Liquidação de Diferenças, em R$/MWh, percebido pela distribuidora "d" no mês de competência "n", apurado a partir da divisão dos resultados financeiros do mercado de curto prazo pelo balanço energético, conforme informações encaminhadas pela CCEE;
$Pmix_d$ = tarifa média dos contratos da distribuidora "d", em R$/MWh, apurada no último processo tarifário; e
$NET_{d,n}$ = balanço energético no mercado de curto prazo, em MWh, da distribuidora "d" no mês de competência "n".

54. O aporte do prêmio de risco a ser considerado no "$Saldo\ Conta$" para cada distribuidora será apurado mensalmente, conforme a seguinte fórmula:

$$\mathbf{PrêmioRisco_{d,n} = PrêmioRisco_n\ X\ Fator\ de\ Rateio_{d,n}} \qquad \textbf{(20)}$$

onde:
$PrêmioRisco_{d,n}$ = Aporte do prêmio de risco, em R$, alocado a distribuidora "d" no mês de competência "n";
$PrêmioRisco_{d,n}$ = Aporte do prêmio de risco, em R$, de que trata a Lei nº 13.203/2015, pago à Conta Bandeiras pelos agentes geradores, relativo ao mês de competência "n"; e
$Fator\ de\ Rateio_{d,n}$ = Fator de rateio informado pela CCEE à ANEEL, correspondente à parcela do risco hidrológico total repactuado, assumido pela distribuidora "d" – agente da CCEE, no mês de competência "n", calculado com base no total de consumo verificado da distribuidora.

55. Em relação ao aporte do prêmio de risco de que trata a Lei nº 13.203/2015, conforme estabelece a Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, ou o que vier a sucedê-la, seu valor deverá ser pago à Conta Bandeiras pelo agente gerador até o primeiro dia útil do mês subsequente ao mês de competência.

56. Os recursos da Conta Bandeiras serão alocados prioritariamente para cobertura dos itens que impactam a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

57. Os recursos do prêmio de risco de que trata a Lei nº 13.203/2015 serão alocados prioritariamente para cobertura dos custos relacionados ao Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas.

58. Quando ocorrer a situação superavitária da CCRBT, as receitas excedentes retidas pelas distribuidoras serão alocadas integralmente para os itens que impactam a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A de Energia – CVA Energia.

59. As Concessionárias Supridas e as Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica – não participantes da liquidação no mercado de curto prazo –, quando ocorrer a situação deficitária da CCRBT, podem repassar à CCRBT o valor faturado no mês de apuração mais eventuais receitas excedentes retidas, para cobertura dos custos elencados no Decreto nº 8.401/2015.

60. Os custos não cobertos pelos repasses da Conta Bandeiras serão recuperados pelas concessionárias de distribuição no processo tarifário subsequente, conforme metodologia de apuração da CVA e da Sobrecontratação, definida no Submódulo 4.4 do PRORET.

61. No reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária periódica das distribuidoras de energia elétrica, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha e os repasses da Conta Bandeiras serão considerados na apuração da CVA e da Sobrecontratação para as concessionárias de distribuição, e como componente financeiro específico para as permissionárias de distribuição, conforme metodologia definida no Submódulo 4.4 do PRORET.

62. O Custo Líquido Não Coberto será zerado após o reconhecimento deste no processo tarifário da respectiva concessionária de distribuição.

63. Os repasses financeiros da Conta Bandeiras serão efetuados observando os seguintes procedimentos e cronograma definido, para cada mês de apuração, em dias úteis (du) contados a partir da data fixada para o débito da liquidação financeira no mercado de curto prazo (D):

a) 1º du de cada mês: O agente de geração aportará o valor do prêmio diretamente na Conta Bandeiras, conforme estabelecido no Termo de Repactuação e na Resolução Normativa nº 684/2015, ou o que vier a sucedê-la;

b) D – 10 du: informação da receita faturada decorrente da aplicação das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, encaminhada pelas distribuidoras à ANEEL;

c) D – 6 du: informação dos Resultados da Contabilização, do Saldo da Conta Bandeiras, e do fator de rateio do prêmio de risco por distribuidora e do valor total do aporte do prêmio de risco pago pelos agentes geradores à Conta Bandeiras, de que trata a Lei nº 13.203/2015, encaminhada pela CCEE à ANEEL;

d) D – 4 du: homologação dos repasses líquidos da Conta Bandeiras (débitos e créditos), por meio de Despacho da SGT;

e) D - 2 du: repasse de recursos diretamente à Conta Bandeiras pelas distribuidoras devedoras;

f) D – 1 du: apuração da inadimplência e eventual rateio entre os credores (**loss sharing***)*;

g) D: repasse de recursos da Conta Bandeiras às contas das distribuidoras credoras destinadas à liquidação do mercado de curto prazo; e

h) D + 2: em caso de inadimplência, informação da relação dos inadimplentes e o respectivo **loss sharing**, encaminhada pela CCEE à ANEEL.

64. O valor do prêmio de risco a ser aportado por cada agente gerador na Conta Bandeiras está definido nos Termos de Repactuação, emitidos por Despacho conjunto da Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM/ANEEL e Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG/ANEEL, e assinados pelo agente gerador.

65. Após a apuração mensal da Conta Bandeiras, a ANEEL disponibilizará em seu sítio eletrônico as Memórias de Cálculo e Notas Técnicas que embasaram os resultados finais de repasses líquidos.

66. Para operacionalizar os repasses mensais de recursos à Conta Bandeiras, a CCEE deverá encaminhar comunicação às distribuidoras, relativos aos valores dos débitos e/ou créditos homologados pela ANEEL, e aos geradores, em relação ao valor do prêmio de risco devido pelo agente gerador conforme homologação da ANEEL.

67. O repasse dos recursos realizados à Conta Bandeiras deve ser feito por meio de depósito identificado de forma que o Banco Gestor possa informar à CCEE, em até 1 (um) du da data estabelecida do depósito, o montante recebido de cada distribuidora e de cada gerador.

68. O rateio da eventual inadimplência (*loss sharing*) entre as distribuidoras credoras será efetuado na proporção dos respectivos créditos e será informado às Distribuidoras Credoras o novo valor do respectivo crédito pela CCEE.

69. Após o encerramento do processo mensal de liquidação do mercado de curto prazo pela CCEE, existindo saldo positivo remanescente nas contas das distribuidoras credoras, seus valores estarão à disposição para retirada, conforme ato da ANEEL.

9. DISPOSIÇÕES GERAIS

70. Caso a informação da receita faturada decorrente da aplicação das Bandeiras Tarifárias não seja enviada pela distribuidora no prazo estipulado ou contenha valores incompatíveis com seu mercado, a ANEEL irá, sem prejuízo da aplicação de penalidades previstas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou o que vier a sucedê-la, arbitrar o seu valor para fins de repasse à Conta Bandeiras, com base na fórmula:

$$\text{RBT arbitrada}_{n,a} = (1+\text{TC\_cativo}) \times ((\text{MWh\_BT}_{n,a-1} + \text{MWh\_MT}_{n,a-1}) \times (0{,}5\ \text{Bandeira}_{n-1,a} + 0{,}5\ \text{Bandeira}_{n,a}) + \text{MWh\_AT}_{n,a-1} \times \text{Bandeira}_{n,a}) \quad (21)$$

onde:
RBT arbitrada: Receita de faturamento arbitrada, em R$;
TC_cativo: Taxa de crescimento anual do mercado cativo;
MWh_BT: Mercado, em MWh, relativo à baixa tensão;
MWh_MT: Mercado, em MWh, relativo à média tensão;
MWh_AT: Mercado, em MWh, relativo à alta tensão;
Bandeira: Adicional da bandeira tarifária vigente, considerando os descontos aplicados pela distribuidora, em R$/MWh;
n: Mês de competência;
n - 1: Mês anterior ao mês de competência;
a: Ano do mês de competência; e
a - 1: Ano anterior ao mês de competência.

71. A receita faturada com a aplicação das Bandeiras Tarifárias será objeto de auditoria e fiscalização pela ANEEL e será disponibilizada no endereço eletrônico da Agência.

72. Caso seja identificado o envio de informações incorretas relativo à receita faturada com a aplicação dos adicionais de bandeiras tarifárias, caberá à distribuidora a retificação das informações e a ANEEL realizará ajustes no repasse da Conta Bandeira no mês subsequente.

73. A inadimplência das distribuidoras no repasse de recursos à Contra Bandeiras implicará a aplicação pela CCEE de multa de 2% (dois por cento) e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, "pro rata tempore", sobre o valor total não recolhido, sem prejuízo da aplicação de penalidades previstas na Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, ou o que vier a sucedê-la, e as limitações decorrentes da inadimplência com Encargos Intrassetoriais.

74. A inadimplência dos agentes geradores relativa ao pagamento do prêmio de risco à Conta Bandeiras implicará a aplicação pela CCEE de multa de 10% (dez por cento) e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, "pro rata tempore", sobre o valor total não recolhido, sem prejuízo da aplicação de penalidades previstas nas normas aplicáveis.

75. Para as eventuais inadimplências de pagamento dos recursos provenientes de Bandeiras Tarifárias apuradas para as Distribuidoras Devedoras à Conta Bandeiras, bem como por parte dos geradores que repactuaram o risco hidrológico, a CCEE informará a SGT/ANEEL o valor da inadimplência, acrescido de multas e juros de mora e de eventual rendimento de aplicações financeiras desses recursos, quando for o caso, que poderão ser utilizados na liquidação financeira da Conta Bandeiras do mês subsequente, em conformidade com o cronograma estabelecido.

76. Excepcionalmente para o ano de 2015, a CCEE deverá apurar, em tempo hábil, o CAFT relativo à gestão da Conta Bandeiras no período de março a dezembro de 2015, com vistas à aprovação e reconhecimento pela ANEEL no adicional das Bandeiras Tarifárias.

77. As concessionárias de distribuição deverão efetuar a baixa contábil do ativo relativo à CVA e à Sobrecontratação, em igual valor aos recursos recebidos das Bandeiras Tarifárias.

78. As concessionárias e permissionárias de distribuição, agentes e não agentes da CCEE, deverão cumprir todas as obrigações relacionadas a este Submódulo e AOS DEMAIS REGULAMENTOS VIGENTES, adotando as providências cabíveis para a operacionalização dos repasses de recursos a Conta Bandeiras.

79. Para fins de apuração da Diferença Mensal de Receita – DMR e do montante de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado às distribuidoras em virtude da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE, de que trata a Resolução Normativa nº 472, de 24 de janeiro de 2012, ou o que vier a sucedê-la, deve ser considerada a Bandeira Tarifária Verde.

ANEXO LI

Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 7.1

PROCEDIMENTOS GERAIS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da Estrutura Tarifária para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões e reajustes tarifários de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. CRITÉRIOS GERAIS

3. Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários.

4. O custo regulatório – Receita Requerida ou Receita Anual – é obtido, respectivamente, nos processos de revisão ou de reajuste tarifário, sendo decomposto em diversos componentes tarifários que refletem nas funções de custo: Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda. Por sua vez, as funções de custo agregam-se para formar as tarifas:

a) TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;

b) TE – Tarifa de Energia.

5. A partir das funções de custo, constroem-se, tanto para TUSD quanto para TE, as diferentes modalidades tarifárias, com base em critério temporal – postos tarifários – e por faixa de tensão – grupos/subgrupos tarifários.

6. Para a definição da TUSD e da TE, serão utilizados os conceitos, critérios, procedimentos e metodologias descritas neste Submódulo e nos seguintes:

a) Submódulo 7.2: Tarifas de Referência;

b) Submódulo 7.3: Tarifas de Aplicação;

c) Submódulo 7.4: Tarifas para Centrais Geradoras;

d) Submódulo 6.3: Encargo de Conexão; e

e) Submódulo 6.8: Bandeiras Tarifárias.

4. DEFINIÇÕES

7. São adotados os seguintes termos e conceitos:

I. TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R$/MWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema;

II. TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão: $TUST_{RB}$, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e $TUST_{FR}$, relativa ao uso de transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e Demais Instalações de Transmissão – DIT, quando de uso em caráter compartilhado, conforme Resolução Normativa nº 67/2004, art. 3º, inciso II e art. 4º, inciso III, ou o que vier a sucedê-lo;

III. TE – Tarifa de Energia: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia dos seguintes contratos:

a) Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 62, ou o que vier a sucedê-lo;

b) Contrato de fornecimento de consumidores do grupo A, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 63, ou o que vier a sucedê-lo;

c) Contrato de Adesão de consumidores do grupo B, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 60, ou o que vier a sucedê-lo;

d)Contrato de Compra e Venda da Energia – CCE, para suprimento de concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano, nos termos do PRORET, Submódulo 11.1;

V. Mercado de Referência: definido no PRORET, Submódulo 2.1;

V. Período de Referência: definido no PRORET, Submódulo 2.1;

/I. Benefício Tarifário: descontos e subsídios concedidos em atos legais e normativos;

II. Bandeiras Tarifárias: sistema tarifário que tem como finalidade sinalizar aos consumidores faturados pela distribuidora, por meio de adicional na Tarifa de Energia, dos custos da geração de energia elétrica.

5. SUBGRUPOS E MODALIDADES TARIFÁRIAS

8. Para os usuários do sistema de distribuição, a TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. A TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária.

9. Os usuários do sistema de distribuição são classificados em grupos e subgrupos tarifários, conforme incisos XXXVII e XXXVIII, do art. 2º, da Resolução Normativa nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-los.

10. Os postos tarifários são:

I. Posto Tarifário Ponta: período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto para fins de semana e os feriados definidos na Resolução Normativa nº 414/2010, art. 2º, inciso LVIII, ou o que vier a sucedê-lo;

II. Posto Tarifário Intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;

II. Posto Tarifário Fora de Ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

11. É admitida a flexibilização dos postos tarifários conforme disposto no item 10 deste Submódulo.

12. As modalidades tarifárias são:

I. Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

II. Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;

II. Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

V. Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme Resolução Normativa nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;

V. Modalidade tarifária Convencional Monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;

/I. Modalidade tarifária Geração: aplicada às centrais geradoras e aos agentes importadores conectados aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

II. Modalidade tarifária Distribuição: aplicada às concessionárias ou às permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica;

II. Modalidade tarifária pré-pagamento: aplicada no faturamento das unidades consumidoras que aderirem ao sistema de faturamento pré-pago nos termos da Resolução Normativa nº 610/2014, ou o que vier a sucedê-la;

13. Para os agentes exportadores, aplicam-se as modalidades tarifárias das unidades consumidoras, respeitados os subgrupos tarifários.

14. A Tabela 1 apresenta os subgrupos tarifários e as modalidades tarifárias, com as respectivas grandezas de faturamento, na forma de TUSD e de TE.

Tabela 1: Tarifas aplicadas aos Subgrupos e Modalidades Tarifárias

GRUPO	SUBGRUPO	MODALIDADE	TUSD				TE			
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto	Ponta	Intermediária	Fora Ponta	Sem posto
A (≥ 2,3 kV)	A1 (≥230 kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	
	A2 (88 kV a 138 kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	
		Distribuição	R$/kW		R$/kW	R$/MWh				R$/MWh
		Geração				R$/kW				
	A3 (69 kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	
		Distribuição	R$/kW		R$/kW	R$/MWh				R$/MWh
		Geração				R$/kW				
	A3a (30 kV a 44 kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	
		Verde	R$/MWh		R$/MWh	R$/kW	R$/MWh		R$/MWh	
		Convencional B.				R$/kW R$/MWh				R$/MWh
		Distribuição	R$/kW		R$/kW	R$/MWh				R$/MWh
		Geração				R$/kW				
	A4 (2,3 kV a 25 kV)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	
		Verde	R$/MWh		R$/MWh	R$/kW	R$/MWh		R$/MWh	
		Convencional B.				R$/kW R$/MWh				R$/MWh
		Distribuição	R$/kW		R$/kW	R$/MWh				R$/MWh
		Geração				R$/kW				
	AS (< 2,3 kV subterrâneo)	Azul	R$/kW		R$/kW	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	
		Verde	R$/MWh		R$/MWh	R$/kW	R$/MWh		R$/MWh	
		Convencional B.				R$/kW R$/MWh				R$/MWh
B (< 2,3 kV)	B1 (residencial)	Convencional				R$/MWh				R$/MWh
		Branca	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	
		Pré-pagamento				R$/MWh				R$/MWh
	B2 (rural)	Convencional				R$/MWh				R$/MWh
		Branca	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	
		Pré-pagamento				R$/MWh				R$/MWh
	B3 (demais classes)	Convencional				R$/MWh				R$/MWh
		Branca	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh		R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	
		Pré-pagamento				R$/MWh				R$/MWh
	B4 (IP)	Convencional				R$/MWh				R$/MWh
	Distribuição	Distribuição				R$/MWh				R$/MWh
	Geração	Geração				R$/kW				

6. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD

15. Os custos regulatórios que formam a TUSD são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária.

16.A s funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:

I. TUSD TRANSPORTE – parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:

a) TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por:

i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;

ii) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas;

iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e

iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

b) TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por: i) custo anual dos ativos (CAA); ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

II.TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera os custos de:

a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;

b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;

d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; e

f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada a Conta COVID –CDE COVID

II. TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:

a)Perdas técnicas do sistema da distribuidora;

b)Perdas não técnicas;

c)Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e

d)Receitas Irrecuperáveis.

17. A Figura 1 apresenta a TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:

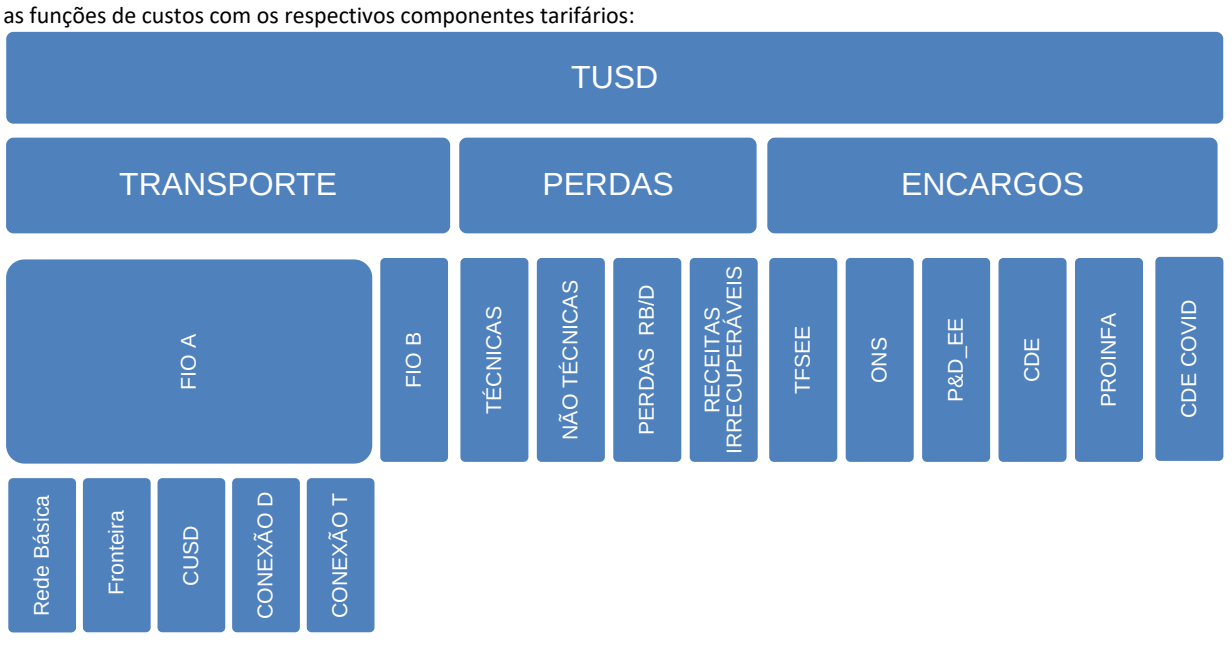


Figura 1: Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD

7. INCIDÊNCIA DA TUSD

18. Para os usuários do sistema de distribuição, aplicam-se todos os componentes tarifários, exceto:

I. Para concessionária ou permissionária de distribuição, o inciso II e a alínea “b” do inciso III do parágrafo 16 deste Submódulo;

II. Para a subclasse baixa renda, as alíneas “d”, “e” e “f” do inciso II do parágrafo 16 deste Submódulo;

II. Para a parcela do consumo atendido por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução, as alíneas “d”, “e” e “f” do inciso II do parágrafo 16 deste Submódulo; e

V. Para centrais geradoras que possuem uma forma específica de cálculo da TUSD, conforme descrito nos Submódulos 7.3 e 7.4.

19.A TUSD classifica-se em:

I. TUSD AZUL:

a) TUSD AZUL ponta – R$/kW;

b) TUSD AZUL fora ponta – R$/kW; e

c) TUSD AZUL – R$/MWh – definida sem distinção horária.

II. TUSD VERDE:

a) TUSD VERDE – R$/kW - definida sem distinção horária;

b) TUSD VERDE ponta – R$/MWh; e

c) TUSD VERDE fora ponta – R$/MWh.

II. TUSD CONVENCIONAL binômia – R$/kW e R$/MWh – definida sem distinção horária;

V. TUSD BRANCA:

a) TUSD BRANCA ponta – R$/MWh;

b) TUSD BRANCA intermediária – R$/MWh; e

c) TUSD BRANCA fora ponta – R$/MWh.

V. TUSD CONVENCIONAL monômia – R$/MWh – definida sem distinção horária;

/I. TUSD DISTRIBUIÇÃO - TUSDd:

a) TUSD DISTRIBUIÇÃO ponta – R$/kW;

b) TUSD DISTRIBUIÇÃO fora ponta – R$/kW; e

c) TUSD DISTRIBUIÇÃO – R$/MWh – definida sem distinção horária.

II. TUSD GERAÇÃO – TUSDg – R$/kW – definida sem distinção horária.

8. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA – TE

20. Os custos regulatórios que formam a TE são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária.

21. As funções de custos da TE são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:

I. TE ENERGIA – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo: i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; v) compra de geração distribuída.

II. TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de:

a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER;

b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;

c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH; e

d)Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado a Conta COVID – CDE COVID.

II. TE TRANSPORTE – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

V. TE PERDAS – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

22. A Figura 2 apresenta a TE e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:

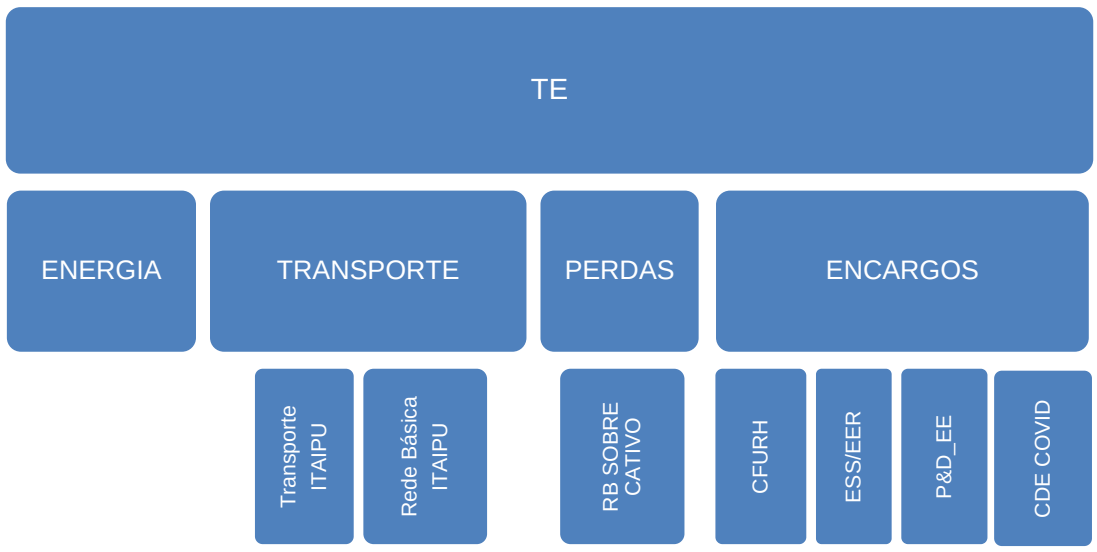


Figura 2: Funções de custos e componentes tarifários da TE

9. INCIDÊNCIA DA TE

23.Para o mercado de referência da TE, definido no parágrafo 7 deste Submódulo, aplicam-se todos os componentes tarifários, exceto:

I. Para concessionária ou permissionária de distribuição que possua Contrato de Compra e Venda de Energia – CCE com o agente de distribuição supridor, agente da CCEE, o inciso IV do parágrafo 21 deste Submódulo; e

II. Para concessionária ou permissionária de distribuição que possua Contrato de Compra e Venda de Energia – CCE com o agente de distribuição supridor, cotista de Itaipu, o inciso III do parágrafo 21 deste Submódulo.

24. A TE classifica-se em:

I. Horária – é segmentada em dois postos tarifários ou períodos de faturamento:

a) TE ponta - R$/MWh;

b) TE intermediária – R$/MWh; e

c) TE fora ponta - R$/MWh.

II. TE convencional - R$/MWh – definida sem distinção horária.

II. TE suprimento - R$/MWh – definida sem distinção horária.

10. FLEXIBILIZAÇÃO DE PARÂMETROS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

25. De forma a adequar a estrutura tarifária, tanto a distribuidora quanto os consumidores podem propor alterações, com análise substantiva, comprovando ser mais adequado e oportuno ao interesse público do que a proposta padrão, nos seguintes parâmetros de construção da tarifa de uso:

I. Utilização ou não do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca;

II. Utilização do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca, em horário e duração diversa daquela estabelecida, sempre em períodos conjugados ao posto ponta;

II. Utilização de relação ponta/fora ponta/intermediário para a modalidade tarifária horária Branca diversa daquela estabelecida na proposta padrão;

V. Utilização de relação entre a TUSD do posto fora de ponta da modalidade tarifária horária Branca e a TUSD da modalidade tarifária convencional – parâmetro kz – diversa daquela estabelecida na proposta padrão para cada subgrupo tarifário;

V. Utilização de relação ponta/fora ponta para as modalidades tarifárias horárias Azul e Verde diversa daquela estabelecida na proposta padrão;

/I. Fator de carga do cruzamento das retas tarifárias Azul e Verde;

II. Valores dos Custos Marginais de Expansão calculados pela ANEEL, baseados em metodologia de custos médios; e

II. Definição de horário de ponta distinto para parcela do mercado nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 59, ou o que vier a sucedê-la.

26. A distribuidora deve apresentar sua proposta conforme cronograma definido no Submódulo 10.1 e os consumidores, durante o rito da Audiência Pública específica da revisão.

27. Cabe à ANEEL analisar as propostas e definir os parâmetros a serem utilizados.

28. A Estrutura Tarifária Padrão, proposta pela ANEEL, terá os seguintes fatores:

Tabela 2: Fatores para Construção de Tarifas

Fator	Valor
Relação Ponta/Fora de Ponta A2	Relação Atual
Relação Ponta/Fora de Ponta A3	Relação Atual
Relação Ponta/Fora de Ponta A4	Relação Atual
Relação Ponta/Fora de Ponta AS	Relação Atual
Relação Ponta/Fora de Ponta B	5,00
Relação Intermediária/Fora de Ponta B	3,00
Fator de Cruzamento entre retas AZUL/VERDE	0,66
Fator de Ponta da Energia	1,72
Fator de Fora de Ponta da Energia	1,00
Fator Convencional da Energia	1,06

11. PUBLICAÇÃO DAS TARIFAS DE APLICAÇÃO

29. A TUSD e a TE serão publicadas nas respectivas resoluções homologatórias de reajuste e revisão tarifária para cada modalidade e subgrupo tarifário.

12. DA FATURA DO CONSUMIDOR FINAL

30. A distribuidora deve disponibilizar aos consumidores do grupo B e aos consumidores do grupo A optantes pelas tarifas do grupo B, o valor correspondente à energia, ao serviço de distribuição, à transmissão, às perdas de energia, aos encargos setoriais e aos tributos.

31. A informação mencionada no item anterior dar-se-á pela disponibilização da mesma no sítio da distribuidora, por meio de comunicado aos consumidores ou pela fatura de energia elétrica.

Tabela 3: Apresentação dos valores na fatura

Custo	Faturamento dos componentes tarifários associados
Energia	TE-ENERGIA, TE-TRANSPORTE e bandeira tarifária em vigor
Serviços de Distribuição	TUSD – FIO B
Transmissão	TUSD – FIO A
Perdas de Energia	TUSD – PERDAS e TE -PERDAS
Encargos Setoriais	TUSD – ENCARGOS e TE - ENCARGOS

32. Para os consumidores do grupo A, a ANEEL disponibilizará, em até 15 (quinze) dias após publicação da respectiva resolução homologatória, em seu sítio na internet, os valores das tarifas segregados nos componentes tarifários.

13. DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

13.1. MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL BINÔMIA

33. A modalidade tarifária convencional binômia será aplicada até o término do 3CRTP.

34. Nas revisões tarifárias, a partir de 2015, serão consideradas as tarifas de referência, conforme Submódulo 7.2, para a modalidade tarifária convencional binômia na definição das TUSD e TE, contudo, não serão publicadas Tarifas de Aplicação para essa modalidade.

13.2. MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA O SISTEMA ISOLADO

35. Aplicam-se ao sistema isolado as mesmas modalidades tarifárias do Sistema Interligado Nacional - SIN.

13.3. TRANSIÇÃO DA APLICAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

36. A ANEEL poderá propor período de transição em virtude de impactos tarifários significativos aos usuários do sistema de distribuição provenientes da aplicação deste PRORET.

13.4. EFEITO AO CONSUMIDOR

37. Na divulgação dos resultados do processo tarifário, será apurado o Efeito ao Consumidor por subgrupo e modalidade tarifária, considerando um consumidor-padrão equivalente ao Mercado de Referência.

13.5. DESCONTO PARA FONTES INCENTIVADAS

38. O percentual de redução ao qual se refere o inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o que vier a sucedê-lo, será aplicado sobre a função de custo TUSD TRANSPORTE.

ANEXO LII

Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 7.2

TARIFAS DE REFERÊNCIA

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia de cálculo das Tarifas de Referência, necessárias para a definição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e da Tarifa de Energia – TE.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões e reajustes tarifários de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSD FIO B

3. As Tarifas de Referência TUSD FIO B, apuradas no momento da revisão tarifária, definem os critérios de rateio da receita da Parcela B das distribuidoras, calculadas com base no Custo Marginal de Capacidade – CMC.

4. Para fins de cálculo das Tarifas de Referência, são considerados os seguintes agrupamentos, baseados no nível de tensão: AT-2 (de 88 a 138 kV), AT-3 (69 kV), MT (acima de 1 kV e inferior a 69 kV) e BT (igual ou inferior a 1 kV), conforme correlação apresentada na Tabela 1.

Tabela 1: Correlação entre (Sub)Grupo Tarifário e Agrupamento

Grupo/Subgrupo Tarifário	Agrupamentos
A2	AT-2 (de 88 a 138 kV)
A3	AT-3 (69 kV)
A3a e A4	MT (acima de 1 kV e inferior a 69 kV)
AS e B	BT (igual ou inferior a 1 kV)

5. As Tarifas de Referência são apuradas por modalidade tarifária e posto tarifário (ponta, fora ponta e intermediário).

3.1. CUSTO MARGINAL DE CAPACIDADE – CMC

6. O Custo Marginal de Capacidade – CMC – de um consumidor-tipo corresponde ao seu custo marginal na expansão de todos os elementos a montante do seu ponto de conexão.

7. O CMC é calculado por meio da ponderação do valor do custo marginal de expansão de cada tipo de rede pela forma como o fluxo de potência distribui-se pelas redes – proporção de fluxo – e a forma como os consumidores utilizam as redes da distribuidora – responsabilidade de potência.

8. O CMC é definido pela expressão:

$$\mathrm{CMC}(u,j) = \sum_{k=B}^{AT-2} \mathrm{CMEx}(k) \times \emptyset(k,k_0) \times \mathrm{RP}(u,k,j) \quad (1)$$

onde:

u: posto tarifário analisado (ponta e fora ponta);
j: consumidor-tipo;
K: agrupamento;
K_0: agrupamento de referência;
CMEx(k): custo marginal de expansão do subgrupo tarifário k;
Ø(k, k_0): proporção de fluxo de potência; e
RP(u, k, j): fator de responsabilidade de potência do consumidor-tipo j no agrupamento k, no posto tarifário u.

3.2. CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO

9. O Custo Marginal de Expansão – CMEx – por agrupamento é obtido com base nos custos médios do sistema de distribuição.

10. A ANEEL calculará custos médios específicos para cada distribuidora na respectiva revisão tarifária.

11. Os custos médios são obtidos por módulos de equipamentos/obras, considerando a razão entre o custo total e o carregamento dos módulos, com base no sistema de distribuição existente.

12. Para os cálculos, são utilizados os quantitativos e dados físicos dos ativos, custos unitários médios dos módulos de equipamentos/obras e fluxos de potência que transitam nos níveis pertencentes a cada agrupamento.

13. O custo total é obtido pelo produto dos custos unitários e a quantidade total de módulos.

14. O carregamento dos módulos é obtido a partir da demanda máxima de cada agrupamento tarifário.

15. O cálculo da taxa de anualização do capital leva em consideração as alíquotas de Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica – IRPJ e de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, o Custo Médio Ponderado de Capital – WACC, o custo de Operação e Manutenção – O&M e a vida útil média dos ativos que compõem os módulos.

3.3. PROPORÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA

16. A Proporção de Fluxo de Potência representa a parcela de utilização do sistema a montante para o atendimento da demanda do agrupamento em consideração, resultado de fluxos de potência diretos e indiretos.

17. A Proporção de Fluxo de Potência é obtida por meio do diagrama unifilar simplificado de fluxo de potência no momento de carga máxima.

18. O diagrama unifilar simplificado é definido com base nas medições das injeções de potência por agrupamento, no momento de carga máxima e nas tipologias de rede e carga, sendo estas ajustadas para consideração das perdas técnicas e não técnicas associadas à cada agrupamento tarifário, e da sazonalidade da energia faturada.

3.4. RESPONSABILIDADE DE POTÊNCIA

19. A Responsabilidade de Potência – RP do consumidor-tipo indica a participação, por posto tarifário, na formação das demandas de ponta das redes que atendem o nível de tensão de sua conexão, bem como os níveis de tensão a montante.

20. A Responsabilidade de Potência será obtida por meio das tipologias de consumidores, rede e injeção, do fator de perdas de potência e do fator de coincidência dos consumidores-tipos nas pontas das redes-tipos, conforme a seguinte equação:

$$\mathrm{RP}(u,k,j) = (1+\mathrm{fpp}).\sum_{h\in u} \pi(j,k,h).\,\mathrm{P}(j,h) \quad (2)$$

onde:
u: posto tarifário;
j: consumidor-tipo;
k: agrupamento tarifário relacionado às redes-tipos dos agrupamentos (AT-2, AT-3, MT e BT);
h: horas pertencentes ao posto tarifário u;
fpp: fator de perdas de potência;
$\pi(j,k,h)$: probabilidade do consumidor-tipo j se associar a uma rede-tipo, que atende o agrupamento tarifário k, nas horas de ponta h da rede-tipo; e
P(j,h): fator de coincidência do consumidor-tipo j na hora de ponta h das redes-tipos que atendem o agrupamento tarifário k.

Curvas Típicas de Consumidores, Redes e Injeções

21. As tipologias de consumidores, de redes e de injeções utilizadas no cálculo do CMC são produtos do processo de caracterização da carga e do sistema elétrico da distribuidora, obtida por meio de campanhas de medidas.

22. O processo de caracterização da carga e do sistema elétrico deve obedecer ao disposto nos Módulos 2 e 6 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, ou o que vier a sucedê-los.

Fator de Perdas de Potência

23. O Fator de Perdas de Potência é obtido do resultado do cálculo das perdas na distribuição, definido no Módulo 7 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo.

24. O fator de perdas de potência de um agrupamento representa as perdas de potência acumuladas para a demanda média de todos os agrupamentos a montante desse, incluindo-o, sendo obtido pela seguinte equação:

$$\mathrm{fpp(k,k_0)} = (1+\overline{\Delta \mathrm{P_k}}).(1+\overline{\Delta \mathrm{P_{k_0}}}).\frac{\sum_{\mathrm{i=1}}^{\mathrm{N}}\left(\left(\prod_{\mathrm{k=1}}^{\mathrm{ks(l)}}\emptyset_{\mathrm{kori,kdest}}\right).\left(\prod_{\mathrm{y=1}}^{\mathrm{ELE(l)}}(1+\overline{\Delta \mathrm{P_{y,l}}})\right)\right)}{\sum_{\mathrm{i=1}}^{\mathrm{N}}(\prod_{\mathrm{k=1}}^{\mathrm{ks(l)}}\emptyset_{\mathrm{kori,kdest}})} \quad (3)$$

onde:
k: agrupamento a montante;
k_0: agrupamento;
l: caminho em análise;
N: número de caminhos em análise;
ELE: quantidade de elementos no caminho série associado l;
ks: quantidade de elementos de transformação série associado ao caminho l;
kori: origem da transformação;
kdest: destino da transformação;
$\emptyset_{\mathrm{kori.kdest}}$: probabilidade associada ao caminho l;
$\overline{\Delta P_k}$: perda de potência para a demanda média para a rede no nível k;
$\overline{\Delta P_{k_0}}$: perda de potência para a demanda média para a rede no nível k_0; e
$\overline{\Delta P_{y,l}}$: perda de potência para a demanda média do elemento y e pertencente ao caminho l.

3.5. ESTRUTURA VERTICAL

25. A Estrutura Vertical (EV) define a relatividade da receita teórica entre os agrupamentos, considerando o mercado de referência e os custos comerciais, diferenciados por grupos tarifários (A e B), sendo definida pela seguinte equação:

$$\mathrm{EV^F(k)} = \mathrm{EV^M(k).m(k)} \quad (4)$$

$$\mathrm{EV^M(k)} = \mathrm{RT\%(k).\left(100\% - VPB_{TC}^{\%}\right) + PC\%(k).VPB_{TC}^{\%}} \quad [\%] \quad (5)$$

$$\mathrm{PC\%(k)} = \frac{\mathrm{p.NUC_k}}{\sum_{\mathrm{k=B}}^{\mathrm{A2}}\mathrm{p.NUC_k}}.100\% \quad [\%] \quad (6)$$

onde:

RT%(k): percentual da receita teórica por agrupamento;
$EV^M(k)$: Estrutura Vertical modificada considerando os custos comerciais;
$EV^F(k)$: Estrutura Vertical final considerando o mercado faturado;
$VPB_{\%TC}$: percentual regulatório dos custos de atividades comerciais no valor da Parcela B;
PC%(k): percentual de ponderação das atividades comerciais com base no número de consumidores;
p: fator ponderador igual a 1 para o grupo B (agrupamento BT) e 10 para o grupo A(agrupamentos AT-2, AT-3 e MT);
NUC_k: número de unidades consumidoras do agrupamento k; e
m(k): parâmetro de ajuste ao mercado de referência por agrupamento tarifário.

26. A receita teórica corresponde àquela obtida pela multiplicação dos custos marginais de capacidade pelo mercado de cada consumidor-tipo, por agrupamento e posto tarifário.

3.6. TARIFAS DE REFERÊNCIA - TUSD FIO B

27. As Tarifas de Referência TUSD FIO B são calculadas por agrupamento e posto tarifário de acordo com as seguintes equações:

$$\mathrm{TR\_FIOB_{FP}^k} = \frac{\mathrm{VPB_{SGER}} \cdot \mathrm{EV^F(k)}}{\mathrm{MFP(k)} + \mathrm{RPFP_{FIOB}^k} \cdot \mathrm{MP(k)}} \quad (7)$$

$$\mathrm{TR\_FIOB_P^k} = \mathrm{RPFB_{FIO\,B}^k}.\mathrm{TUSD_{FIO}B_{FP}^k} \quad (8)$$

onde:
$TR\_FIOB_{FP}^k$: tarifa de referência TUSD FIO B fora de ponta do agrupamento k em R$/kW;
$TR\_FIOB_P^k$: tarifa de referência TUSD FIO B de ponta do agrupamento k em R$/kW;
MFP(k): mercado de referência fora de ponta do agrupamento k em kW;
MP(k): mercado de referência de ponta do agrupamento k em kW;
$RPFP_{FIOB}^k$: relação entre os postos ponta e fora de ponta das tarifas de referência TUSD FIO B do agrupamento k; e
$VPB_{SGER:}$ Parcela B deduzida a receita relacionada às centrais geradoras.

28. O mercado de referência de demanda para os agrupamentos AT e MT é o mercado faturado do grupo A, sendo este ajustado com base no perfil típico quando não existir a segregação nos postos tarifários ponta e fora ponta. O mercado de referência de demanda para o agrupamento BT é baseado nas tipologias ajustadas ao mercado faturado do grupo B. O mercado do subgrupo AS é considerado como pertencente ao agrupamento BT.

29. A relação ponta/fora ponta da Tarifa de Referência TUSD FIO B de cada agrupamento é determinada de forma que seja alcançada para a Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE a relação ponta/fora ponta definida no último processo tarifário anterior à revisão ou o valor solicitado pela distribuidora e aprovado pela ANEEL, nos termos do item 10 do Submódulo 7.1 do PRORET.

30. A relação ponta/fora ponta da Tarifa de Referência TUSD FIO B será limitada ao valor máximo de 10,00.

4. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSD FIO A

31. As Tarifas de Referência TUSD FIO A, apuradas no momento da revisão tarifária, são calculadas por agrupamento e posto tarifário de acordo com as seguintes equações:

$$TR\_FIOA_u^k(j) = \sum_{k_0=k}^{AT-2} \frac{TR_{FIOA_u}^{k_0}(j)}{1 - fpp(k,k_0)} \cdot \emptyset(k,k_0) \cdot P_u(k,k_0) \quad (9)$$

$$TR_{FIOA_u}^{k_0}(j) = \frac{CUSTO_{FIOA_u}^{k_0}{}_{SGER}(j)}{DT_u^{k_0}} \quad (10)$$

onde:
$TR_{FIOA_u}^{k}(j)$: tarifa de referência TUSD FIO A da componente de custo j do agrupamento k, no posto tarifário u, em R$/kW;
k: agrupamento a montante;
K_0: agrupamento;
fpp(k,k_0): fator de perdas de potência;
Ø(k,k_0): fator de proporção de fluxo entre k, k_0;
P_u(k,k_0): fator de coincidência da demanda agregada do agrupamento k na hora de máxima demanda da rede k_0, no posto u;
$DT_u^{k_0}$: demanda equivalente vista da fronteira do agrupamento k_0 no posto tarifário u;
$TR_{FIOA_u}^{k_0}(j)$: custo unitário da componente de custo j por posto e fronteira, em R$/kW; e
$CUSTO_{FIOA_u}^{k_0}{}_{SGER}(j)$: custos das componentes da TUSD FIO A, definidos na alínea "a", do inciso I, do parágrafo 16 do Submódulo 7.1, no agrupamento k_0, para o posto tarifário u, deduzida a receita relacionada às centrais geradoras.

5. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSD TRANSPORTE

32. A Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE é dada por:

$$TR\_TRANSP_u^k = \sum_{j\epsilon\ custos\ de\ FIO\ A} TR\_FIOA_u^k(j).ma(j) + TR\_FIOB_u^k \quad (11)$$

onde:
j: componentes da TUSD FIO A, definidos Submódulo 7.1;
$TR\_TRANSP_u^k$: tarifa de referência TUSD TRANSPORTE para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u, em R$/kW;
$TR\_FIOA_u^k(j)$: tarifa de referência TUSD FIO A para o componente de custo j para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u, em R$/kW; e
$TR\_FIOB_k^u$: tarifa de referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento k no posto tarifário u, em R$/kW;
ma(j): parâmetro de ajuste ao mercado de referência para o componente de custo j.

33. As Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE, obtidas em R$/kW, são adequadas para a forma de faturamento da modalidade tarifária horária azul do grupo A. Para as demais modalidades do grupo A e para o grupo B devem ser realizados ajustes.

34. Para a modalidade tarifária horária Verde, a Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE do posto ponta é convertida para R$/MWh utilizando-se Fator de Carga – FC definidos no Submódulo 7.1, item 10.

35. Para a modalidade tarifária Convencional Binômia do grupo A, as Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE ponta e fora ponta são convertidas em uma única Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE, em R$/kW, com base em um perfil típico de consumo da modalidade.

36. Para a modalidade tarifária Convencional Monômia do grupo B, as Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE ponta e fora ponta são convertidas para uma Tarifa de Referência, em R$/MWh, por meio do mercado de referência de demanda, obtidos das tipologias e do mercado de referência de energia.

37. Para a modalidade tarifária horária Branca, a Tarifa de Referência é baseada na do parágrafo anterior e nos fatores conforme definido no Submódulo 7.1, item 10.

5.1. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSD TRANSPORTE PARA A MODALIDADE DISTRIBUIÇÃO

38. As Tarifas de Referência da TUSD TRANSPORTE para a modalidade tarifária Distribuição são determinadas considerando-se o agrupamento tarifário em que ocorre a conexão e a forma de compartilhamento dos ativos de propriedade da distribuidora acessada. São definidos 5 tipos de conexões:

I. Tipo D1: Conexão diretamente em subestação de Rede Básica por meio de ativo da distribuidora acessada em uso exclusivo:

a.a Tarifa de Referência TUSD FIO A terá valor igual ao da TUST – componentes Rede Básica e Fronteira – da barra de contratação da distribuidora;

b.a Tarifa de Referência TUSD FIO B terá valor zero e os ativos da distribuidora acessada em uso exclusivo serão remunerados por encargo de conexão calculado nos termos do Submódulo 6.3 do PRORET, devido por meio de um Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD.

II. Tipo D2: Conexão em agrupamento AT (AT-2 e AT-3) por meio do sistema de distribuição em uso compartilhado:

a.a Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE – componentes TUSD FIO A e TUSD FIO B – terá valor igual ao da Tarifa de Referência do agrupamento tarifário.

II. Tipo D3: Conexão em secundário de subestação de distribuição (AT-2/AT-3) por meio de ativo da distribuidora acessada em uso exclusivo:

a.a Tarifa de Referência TUSD FIO A terá valor igual ao da Tarifa de Referência do agrupamento tarifário;
b.a Tarifa de Referência TUSD FIO B será o resultado da multiplicação do fator k_k pela Tarifa de Referência do agrupamento, conforme equação (12);
c. os ativos na tensão de atendimento da distribuidora acessada em uso exclusivo serão remunerados por encargo de conexão calculado nos termos do Submódulo 6.3 do PRORET, devido por meio de um Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD.

V. Tipo D4: Conexão no agrupamento MT:

a.a Tarifa de Referência TUSD FIO A terá valor igual ao da Tarifa de Referência do agrupamento;
b.a Tarifa de Referência TUSD FIO B será o resultado da multiplicação do fator k_k pela Tarifa de Referência do agrupamento, conforme equação (12).

V. Tipo D5: Conexão no agrupamento BT:

a. a Tarifa de Referência TUSD FIO A terá valor igual ao da Tarifa de Referência do agrupamento;

b. a Tarifa de Referência TUSD FIO B será o resultado da multiplicação do fator k_{BT} pela Tarifa de Referência do agrupamento, conforme equação (13).

39. A classificação de cada conexão nos tipos definidos no parágrafo anterior será feita pela ANEEL no respectivo processo tarifário da distribuidora acessada.

Cálculo do Fator k para cada agrupamento tarifário

40. Para as conexões do tipo D3 e D4, definidas no parágrafo 38, a Tarifa de Referência TUSD FIO B é obtida a partir da Tarifa de Referência do agrupamento de acordo com a seguinte equação:

$$TR_{FIOB,u}^{D-k} = k_k \cdot TR_{FIOB,u}^{k} \quad (12)$$

onde:
k: agrupamento tarifário (AT-2, AT-3, ou MT);
$TR_{FIOB,u}^{D-k}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B da modalidade Distribuição para o agrupamento k, no posto tarifário u, em R$/kW;
$TR_{FIOB,u}^{k}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento k, no posto tarifário u, em R$/kW; e
k_k: relação entre o custo de atendimento de uma distribuidora no agrupamento k e o custo médio do agrupamento.

41. Para as conexões do tipo D5, definidas no parágrafo 38, a Tarifa de Referência TUSD FIO B é obtida a partir da Tarifa de Referência do agrupamento de acordo com a seguinte equação:

$$TR_{FIOB}^{D-BT} = k_{BT} \cdot TR_{FIOB}^{BT} \quad (13)$$

onde:
TR_{FIOB}^{D-BT}: Tarifa de Referência TUSD FIO B da modalidade Distribuição para o agrupamento BT, em R$/MWh;
TR_{FIOB}^{BT}: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento BT, em R$/MWh; e
k_{BT}: relação entre o custo de atendimento de uma distribuidora no agrupamento BT e o custo médio do agrupamento.

42. O custo de atendimento de uma distribuidora no agrupamento k é obtido a partir do custo médio calculado conforme item 3.2 deste Submódulo, desconsiderando o custo das linhas e redes do agrupamento. Para as permissionárias, adotam-se os parâmetros da principal distribuidora acessada.

5.2. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSD TRANSPORTE PARA A MODALIDADE HORÁRIA BRANCA

43. A TUSD TRANSPORTE da modalidade tarifária horária Branca, apurada na revisão tarifária, será definida por posto tarifário, conforme estabelecido no Submódulo 7.1, e terá os seguintes valores:

I. para o posto tarifário ponta, será equivalente a 5 (cinco) vezes o valor da tarifa no posto fora ponta;

II. para o posto tarifário intermediário, será equivalente a 3 (três) vezes o valor da tarifa no posto fora ponta; e

II. para o posto tarifário fora ponta, será equivalente ao produto da TUSD da modalidade tarifária Convencional Monômia pelo parâmetro kz, calculado para cada subgrupo tarifário da distribuidora com base nos perfis típicos de consumo.

44. Os valores descritos no parágrafo anterior são passíveis de flexibilização, conforme item 10 do Submódulo 7.1 do PRORET.

6. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSD PERDAS

6.1. TARIFAS DE REFERÊNCIA PERDAS TÉCNICAS E PERDAS DA REDE BÁSICA ASSOCIADAS ÀS PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO

45. As Tarifas de Referência para as perdas técnicas e perdas da rede básica associadas às perdas na distribuição, apuradas na revisão tarifária, são calculadas por agrupamento de acordo com a seguinte equação:

$$TR_{PT}{}^{k} = \frac{FPE\%(k).\,PME}{100}.\theta_k \quad (14)$$

$$\theta_k = \frac{E_{C+D}(k) + E_G^F(k)}{E_{C+D}(k) + E_G(k) + E_G^F(k)} \quad (15)$$

onde:
TR_PT^k: tarifa de referência TUSD Perdas Técnicas do agrupamento k;
$FPE\%(k)$: fator de perdas de energia do agrupamento k;
PME: preço médio de repasse de energia da distribuidora em R$/MWh; e
$E_{C+D}(k)$: energia faturada dos consumidores e distribuidoras do agrupamento k;
$E_G(k)$: energia gerada pelas centrais geradoras conectadas no agrupamento k;
$E_G^F(k)$: energia atribuída a geração fictícia, dada pela diferença entre a $E_{C+D}(k)$ e $E_G(k)$
θ_k: ponderador de alocação das perdas entre os segmentos carga e geração.

46. Para os agrupamentos AT-2 e AT-3, o valor de θ_k é igual a unidade.

6.2. FATOR DE PERDAS DE ENERGIA

47. O Fator de Perdas de Energia é obtido do resultado do cálculo das perdas na distribuição, definido no Módulo 7 do PRODIST.

48. O Fator de Perdas de Energia representa o percentual de perdas de energia associado a cada agrupamento, obtido pela seguinte equação:

$$[FPE\%] = [PS]^T . [FIS]^{-1} \quad (16)$$

onde:
[FPE%]: vetor fator de perdas de energia dado pela relação entre as perdas acumuladas até o agrupamento e a energia entregue ao mesmo agrupamento;
[PS]: vetor de perdas no agrupamento, dado pela soma das perdas nas redes do agrupamento e as perdas das transformações para o agrupamento [MWh]; e
[FIS]: matriz de fluxo intra-agrupamentos, sendo os elementos da diagonal principal iguais ao consumo do agrupamento (carga mais transformações) e os demais elementos iguais ao negativo da soma das energias transformadas entre os agrupamentos [MWh].

6.3. TARIFAS DE REFERÊNCIA PERDAS NÃO TÉCNICAS E RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

49. As Tarifas de Referência para Perdas Não Técnicas e Receitas Irrecuperáveis são calculadas da seguinte forma:

$$TR\_PNT/RI^k = \frac{EUSD^k(R\$)}{\sum_k^i EUSD^k(R\$)}.\frac{1}{ME^k}.CUSTO\_PNT/RI \quad (17)$$

onde:
TR_PNT/RI^k: tarifa de referência de perdas não técnicas ou de receitas irrecuperáveis do subgrupo k;
$EUSD^K(R\$)$: receita obtida pelo Mercado de Referência das unidades consumidoras e as funções de custo e componentes tarifárias da TUSD: Transporte, Encargos, Perdas Técnicas e Perdas na Rede Básica associadas a perdas na Distribuição;
CUSTO_PNT/RI: custo regulatório de perdas não técnicas ou de receitas irrecuperáveis;
ME^k: Mercado de Referência de energia em MWh das unidades consumidoras do subgrupo k.

7. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSD ENCARGOS

50. As Tarifas de Referência das componentes tarifárias da função de custo TUSD ENCARGOS, salvo TFSEE, P&D_EE e CDE, possuem valor unitário, em R$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos de cada componente:

I. Para TFSEE, as Tarifas de Referência, em R$/MWh, serão obtidas pela relação entre a receita de cada subgrupo tarifário do Grupo A e a do Grupo B – obtida pelo produto da componente TUSD FIO B base econômica pelo Mercado de Referência – e o respectivo mercado de energia;

II. Para P&D_EE, as Tarifas de Referência serão obtidas, em R$/MWh, pela aplicação da alíquota percentual de P&D_EE ao somatório das funções de custo e componentes tarifários: TUSD FIO A, TUSD FIO B, TUSD PERDAS, PROINFA, ONS e TFSEE; e

II. Para CDE e CDE COVID, as Tarifas de Referência obedecerão a trajetória definida na Tabela 2:

Tabela 2: Trajetória das Tarifas de Referência da CDE

Ano do processo tarifário	Agrupamento tarifário		
	AT-2 e AT-3	MT	BT
2016	1,00	1,00	1,00
2017	0,92	0,97	1,00
2018	0,85	0,94	1,00
2019	0,79	0,92	1,00
2020	0,73	0,89	1,00
2021	0,67	0,87	1,00
2022	0,62	0,84	1,00
2023	0,57	0,82	1,00
2024	0,53	0,80	1,00
2025	0,49	0,77	1,00
2026	0,45	0,75	1,00
2027	0,42	0,73	1,00
2028	0,39	0,71	1,00
2029	0,36	0,69	1,00
2030	0,33	0,67	1,00

8. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TE ENERGIA

51. As Tarifas de Referência para a TE ENERGIA são calculadas por posto tarifário considerando:

a) Para o posto fora ponta e intermediário o valor é igual a unidade;

b) Para o posto de ponta o valor é 1,72;

c) Para a modalidade tarifária convencional é considerada a média ponderada das relações e duração horária dos postos ponta e fora ponta, conforme seguinte equação:

$$TR\_ENE_C = \frac{RPFP_{TE} \cdot HP + HFP}{HP + HFP} \quad (18)$$

onde:
TR_ENE_C: tarifa de referência da TE ENERGIA das modalidades tarifárias convencional;
$RPFP_{TE}$: relação da Tarifa de Energia entre os postos tarifários ponta e fora ponta;
HP: número de horas anuais para o posto ponta;
HFP: número de horas anuais para o posto fora ponta.

9. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TE TRANSPORTE, TE PERDAS E TE ENCARGOS

52. As Tarifas de Referência para a TE TRANSPORTE, TE PERDAS E TE ENCARGOS possuem valor unitário, em R$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos associados.

10. TARIFAS DE REFERÊNCIA PARA O SUBGRUPO A1

53. O disposto neste item aplica-se às unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou superior a 230 kV, classificada no subgrupo A1, que tenham celebrado Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD.

54. A Tarifa de Referência TUSD FIO A para cada unidade consumidora terá valor igual ao da TUST do ponto de conexão à Rede Básica. A Tarifa de Referência TUSD FIO B terá valor igual zero.

55. As Tarifas de Referência dos componentes tarifários da TUSD referentes às perdas técnicas, perdas não técnicas, CDE, ONS, PROINFA serão apuradas com a mesma regra definida para os demais subgrupos tarifários.

56. As Tarifas de Referência dos componentes tarifários da TE serão apuradas com a mesma regra definida para os demais subgrupos tarifários.

11. TARIFAS DE REFERÊNCIA PARA SUBGRUPO B4 (IP)

57. As Tarifas de Referência B4a e B4b do subgrupo B4, para todos os componentes tarifários da TUSD e da TE, serão proporcionais a 55% e 60%, respectivamente, das correspondentes Tarifas de Referência do subgrupo B1.

12. TARIFAS DE REFERÊNCIA PARA CENTRAIS GERADORAS

58. As Tarifas de Referência para as centrais geradoras devem ser apuradas conforme o disposto no Submódulo 7.4 do PRORET.

ANEXO LIII

Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 7.3

TARIFAS DE APLICAÇÃO

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia de cálculo das Tarifas de Aplicação, necessárias para a definição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e da Tarifa de Energia – TE.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões e reajustes tarifários de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD DE APLICAÇÃO

3. A TUSD é formada pelos componentes tarifários: TRANSPORTE, PERDAS e ENCARGOS.

4. O cálculo da TUSD de Aplicação subdivide-se em duas etapas: definição da TUSD base econômica e da TUSD base financeira.

I. TUSD base econômica: corresponde à TUSD, sem incidência de qualquer benefício tarifário, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório econômico da distribuidora - Receita Anual ou Receita Requerida Econômica; e

II. TUSD base financeira: corresponde à TUSD, apurada com base no mercado de referência e nos custos regulatórios financeiros e da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA.

5. A TUSD de Aplicação será o somatório da TUSD base econômica e TUSD base financeira.

3.1. DEFINIÇÃO DA TUSD BASE ECONÔMICA

6. A TUSD base econômica corresponde ao produto das Tarifas de Referência, definidas no Submódulo 7.2 do PRORET, por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

7. O fator multiplicativo por componente tarifário da TUSD base econômica é obtido pela razão entre o custo regulatório econômico e a receita de referência, deduzidos do custo regulatório econômico a receita referente a unidades consumidoras do subgrupo A1, centrais geradoras, e distribuidoras, conforme itens 6, 7 e 8 desse Submódulo.

8. A receita de referência corresponde ao produto das Tarifas de Referência pelo mercado de referência, por componente tarifário.

3.2. DEFINIÇÃO DA TUSD BASE FINANCEIRA

9. A TUSD base financeira corresponde ao produto da TUSD base econômica por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

10. O fator multiplicativo por componente tarifário da TUSD base financeira é obtido com base nos custos financeiros estabelecidos no Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, do PRORET e no mercado de referência, desconsiderado, por componente tarifário, o mercado sobre o qual não irão incidir os componentes financeiros, conforme regulamentado neste Módulo do PRORET.

11. Os componentes tarifários financeiros poderão ser apurados pelos mesmos critérios de definição: i) das Tarifas de Referência; ii) do componente tarifário perdas não técnicas; ou iii) pelo critério percentual.

4. TARIFA DE ENERGIA – TE DE APLICAÇÃO

12. A TE é formada pelos componentes tarifários: ENERGIA, PERDAS, ENCARGOS e TRANSPORTE.

13.O cálculo da TE de Aplicação subdivide-se em duas etapas: definição da TE base econômica e da TE base financeira.

I. TE base econômica: corresponde à TE, sem incidência de qualquer benefício tarifário, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório econômico da distribuidora - Receita Anual ou Receita Requerida Econômica; e

II. TE base financeira: corresponde à TE, apurada com base no mercado de referência e no custo regulatório financeiro da distribuidora.

14. A TE de Aplicação será o somatório da TE base econômica e TE base financeira.

4.1. DEFINIÇÃO DA TE BASE ECONÔMICA

15. A TE base econômica corresponde ao produto das Tarifas de Referência, definidas no Submódulo 7.2 do PRORET, por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

16. O fator multiplicativo por componente tarifário da TE base econômica é obtido pela razão entre o custo regulatório econômico e a receita de referência, considerando a não incidência do fator sobre determinados componentes tarifários da TE suprimento conforme item 4.3.

17. A receita de referência corresponde ao produto das Tarifas de Referência pelo mercado de referência, por componente tarifário.

4.2. DEFINIÇÃO DA TE BASE FINANCEIRA

18. A TE base financeira corresponde ao produto da TE base econômica por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

19. O fator multiplicativo por componente tarifário da TE base financeira é obtido com base nos custos financeiros estabelecidos no Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, do PRORET e no mercado de referência.

20. Os componentes tarifários financeiros poderão ser apurados pelo mesmo critério de definição das Tarifas de Referência da TE.

4.3. DEFINIÇÃO DA TE SUPRIMENTO

21. A TE suprimento, aplicada às concessionárias e permissionárias de distribuição com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano, conforme Submódulo 11.1 do PRORET, será obtida da seguinte forma:

a) os componentes tarifários da TE, salvo o relativo à energia comprada para revenda, deverão ser divididos pelo mercado de referência de energia da concessionária supridora;

b) o componente tarifário relativo a energia comprada para revenda para suprimento deverá ser dividida pelo montante de energia regulatório excluído o montante relativo ao PROINFA.

22. Não se aplicam os componentes de custos tarifários Encargos de Serviços do Sistema – ESS, Encargo de Energia de Reserva - EER e Perdas na Rede Básica associadas ao mercado da distribuidora para a concessionária ou permissionária suprida que seja agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

23. Não se aplica o componente tarifário TE TRANSPORTE para a concessionária ou permissionária suprida que seja detentora de quota-parte de Itaipu.

5. BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS

24. Benefícios tarifários são descontos e subsídios incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme segregação abaixo:

a) Carga Fonte Incentivada – redução tarifária na TUSD de consumidores devido à aplicação da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 26, §1º e regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o que vier a sucedê-la;

b) Geração Fonte Incentivada – redução tarifária na TUSD de centrais geradoras devido à aplicação da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 26, §1º e regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o que vier a sucedê-la;

c) Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento – redução tarifária da TUSD e TE das unidades consumidoras da subclasse serviço público de água, esgoto e saneamento, conforme Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013;

d) Baixa Renda – Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE, definida conforme Lei nº 12.212 de 20 de janeiro de 2010 e que também possui isenção de pagamento de PROINFA, conforme Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, art. 3º, aplicada as unidades consumidoras da classe residencial, subclasse residencial baixa renda;

e) Rural – redução tarifária da TUSD e TE das unidades consumidoras da classe rural, conforme Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013;

f) Serviço Público de Irrigação – redução tarifária da TUSD e TE das unidades consumidoras da classe rural, subclasse serviço público de irrigação, conforme Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013;

g) Distribuição – redução tarifária da TUSD e TE aplicada no atendimento de concessionárias ou permissionárias, conforme Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002, arts. 51 e 52;

h) Irrigante e Aquicultura Horário Especial –redução tarifária da TUSD e TE aplicada ao consumo verificado em horário específico, nas atividades de irrigação e aquicultura das unidades consumidoras da classe rural, conforme Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, art. 25;

i) Cooperativa de Eletrificação Rural: redução tarifária da TUSD e TE aplicada às cooperativas autorizadas ou não regularizadas pela ANEEL, da classe rural, subclasse cooperativa de eletrificação rural, conforme Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

5.1. CONSIDERAÇÕES DOS BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS NO CÁLCULO DAS TARIFAS

25. O cálculo das tarifas base econômica e financeira da TUSD e da TE será realizado considerando o valor integral das tarifas, sem a incidência dos eventuais benefícios descritos no item 5.

26. As Tarifas de Aplicação para os benefícios descritos nos itens “c”, “e”, “f” e “i” do parágrafo 24 serão obtidas considerando as reduções de vinte por cento ao ano sobre o valor inicial do desconto estabelecido no processo tarifário de 2018, até que o desconto seja nulo, em consonância com o disposto nos art. 53-A, 53-J, 53-K e 53-R da Resolução Normativa nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-los.

27. O percentual de redução ao qual se refere o inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o que vier a sucedê-lo, será aplicado sobre a função de custo TUSD TRANSPORTE.

28. Para as concessionárias de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, o desconto vigente que incide sobre a TUSD Fio B será retirado em um período de 5 anos, à razão de 1/5 ao ano, a partir do processo tarifário subsequente à revisão 2.1 deste Submódulo.

29. Os descontos na TUSD e na TE aplicada às permissionárias de distribuição serão apurados conforme Submódulo 8.1 e 8.3.

30. A resolução homologatória do processo tarifário da distribuidora irá apresentar a respectiva Tarifa de Aplicação para cada benefício tarifário, ou o detalhamento da forma de aplicação do benefício.

5.2. MERCADO DE REFERÊNCIA AJUSTADO

31. Mercado de Referência Ajustado é o Mercado de Referência modificado para cálculo da previsão dos benefícios tarifários.

32. Para fins de cálculo da Estrutura Tarifária a distribuidora deverá encaminhar o Mercado de Referência segregado em mercado de TUSD (R$/kW e R$/MWh) e em mercado de TE (R$/MWh), para cada subgrupo, modalidade e posto tarifário, conforme definições do Submódulo 7.1, considerando a incidência de benefícios tarifários. Deve-se observar ainda a incidência de tarifas específicas para determinados usuários nos termos da regulamentação vigente.

5.3. COBERTURA DOS SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS

33. Serão homologados no processo tarifário ou em processo específico, os valores previstos referentes aos benefícios tarifários de que trata o item 5.1 deste Submódulo, a serem custeados com recursos da CDE, conforme Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013.

34. Serão homologados no processo tarifário ou em processo específico, o ajuste entre os valores da cobertura dos subsídios tarifários de que trata o parágrafo anterior e os valores realizados.

6. TARIFA DE APLICAÇÃO - CENTRAIS GERADORAS

35. As Tarifas de Aplicação para centrais geradoras são obtidas conforme disposto no Submódulo 7.4.

36. Em consonância com o item 3.1 e de acordo com o Submódulo 7.4, em determinados casos, os custos recuperados pelas centrais geradoras, por meio do Mercado de Referência e da Tarifa de Aplicação, devem ser deduzidos da base econômica, por componente tarifário.

7. TARIFA DE APLICAÇÃO - UNIDADES CONSUMIDORAS DO SUBGRUPO A1

37. O disposto neste item aplica-se às unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou superior a 230 kV, classificada no subgrupo A1, que tenham celebrado Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD.

38. A TUSD TRANSPORTE base econômica não será atualizada pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência. Os demais componentes tarifários da base econômica serão apurados conforme disposto no item 3.1.

39. Além das condições dispostas no Módulo 3 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo, a parcela do encargo vinculado ao Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD celebrado pela unidade consumidora, referente às instalações de propriedade da distribuidora, será apurada pela ANEEL, conforme Submódulo 6.3 do PRORET.

40. Os custos recuperados pelo encargo de conexão devem ser deduzidos da base econômica, por componente tarifário, nos termos do item 3.1.

8. TARIFA DE APLICAÇÃO - MODALIDADE DISTRIBUIÇÃO

41. A TUSD TRANSPORTE base econômica para as distribuidoras acessantes classificadas como Tipo D1, conforme Submódulo 7.2 do PRORET, não será atualizada pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência. Os demais componentes tarifários da base econômica serão apurados conforme disposto no item 3.1.

42. A TUSD TRANSPORTE base econômica para as distribuidoras acessantes classificadas como Tipo D2; D3, D4 e D5, conforme Submódulo 7.2 do PRORET, serão atualizadas pelo fator multiplicativo, conforme disposto no item 3.1.

43. As distribuidoras acessantes classificadas como Tipo D1 e D3 deverão remunerar por meio de encargo de conexão vinculado a um CCD, as instalações de propriedade da distribuidora acessada de uso exclusivo.

44. O encargo de conexão será calculado conforme Submódulo 6.3 do PRORET.

45. Os custos recuperados pelo encargo de conexão devem ser deduzidos da base econômica, por componente tarifário, nos termos do item 3.1.

ANEXO LIV

Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 7.4

TARIFAS PARA CENTRAIS GERADORAS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição aplicáveis às centrais geradoras – TUSDg.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões e reajustes tarifários de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que possuam centrais geradoras conectadas ao sistema de distribuição.

3. CRITÉRIOS GERAIS

3. As tarifas para as centrais geradoras serão definidas de acordo com metodologias específicas aplicadas a cada subgrupo tarifário.

4. As tarifas para as centrais geradoras do subgrupo A2, conectadas em tensão igual a 138 kV ou 88 kV são nominais e obtidas conforme o disposto na Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009, ou o que vier a sucedê-la.

5. As tarifas para as centrais geradoras conectadas nos níveis de tensão de 2,3 kV a 69 kV serão definidas por subgrupo tarifário, A3, A3a e A4.

6. As tarifas para as centrais geradoras conectadas em tensão igual ou inferior a 2,3 kV, pertencentes ao grupo B, será definida segundo características da central geradora e da rede de conexão.

7. As Tarifas de Referência serão apuradas no momento da revisão tarifária, exceção para as novas centrais geradoras do subgrupo A2 que percebem uma tarifa nominal nos termos da Resolução Normativa nº 349/2009, ou o que vier a sucedê-la.

4. TARIFA DE REFERÊNCIA – TUSDg FIO B

4.1. TARIFA DE REFERÊNCIA – TUSDg FIO B DO AGRUPAMENTO AT-2 (SUBGRUPO A2)

8. As Tarifas de Referência TUSDg FIO B para as centrais geradoras do agrupamento AT-2, subgrupo A2, conectadas em 138 kV ou 88 kV, serão definidas conforme disposto na Resolução Normativa nº 349/2009, ou o que vier a sucedê-la.

4.2. TARIFA DE REFERÊNCIA – TUSDg FIO B DO AGRUPAMENTO MT (SUBGRUPOS A3a E A4)

9. A Tarifa de Referência TUSDg FIO B para as centrais geradoras do agrupamento MT, referente aos subgrupos A3a e A4, serão apuradas no momento da revisão tarifária a partir da Tarifa de Referência do segmento consumo, definida conforme o Submódulo 7.2, de acordo com a seguinte equação:

$$\text{TR\_FIO B}_{\text{g}}^{\text{MT}} = \vartheta_{\text{MT}} \cdot \left(\rho^{\text{MT}} \times \text{TR\_FIOB}_{\text{FP}}^{\text{MT}} + (1 - \rho^{\text{MT}}) \cdot \text{TR\_FIOB}_{\text{P}}^{\text{MT}}\right) \quad (1)$$

onde:

$\text{TR\_FIO B}_{\text{g}}^{\text{MT}}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B da modalidade geração para o agrupamento MT, em R$/kW;
$\text{TR\_FIOB}_{\text{FP}}^{\text{MT}}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento MT, no posto tarifário fora ponta, em R$/kW;
$\text{TR\_FIOB}_{\text{P}}^{\text{MT}}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento MT, no posto tarifário ponta, em R$/kW;
ρ^{MT}: ponderador que define a participação das Tarifas de Referência ponta e fora ponta do segmento consumo na composição da Tarifa de Referência das centrais geradoras em MT; e
ϑ_{MT}: relação entre o custo de atendimento de uma central geradora no agrupamento MT e o custo médio do agrupamento.

10. O custo de atendimento de uma central geradora no agrupamento MT é obtido a partir do custo médio calculado conforme ítem 3.2 do Submódulo 7.2, considerando apenas o custo das linhas e conexão de linha do agrupamento MT.

4.3. TARIFA DE REFERÊNCIA – TUSDg FIO B DO AGRUPAMENTO BT (GRUPO B)

11. As Tarifas de Referência TUSDg FIO B para as centrais geradoras do agrupamento BT, grupo B, conectadas em tensão inferior a 2,3 kV, apuradas no momento da revisão tarifária, são determinadas de acordo com o Montante de Uso do Sistema de Distribuição - MUSD da central geradora em relação à potência nominal do transformador de distribuição existente na rede no momento da solicitação de acesso. São definidos 2 tipos de conexões:

i. Tipo 1: MUSD menor que a potência nominal do transformador de distribuição; a Tarifa de Referência TUSDg FIO B será definida com base no custo de atendimento considerando apenas o custo das redes de baixa tensão; ou

ii. Tipo 2: MUSD maior que a potência nominal do transformador de distribuição; a Tarifa de Referência TUSDg FIO B será definida com base no custo de atendimento considerando os custos das redes, postos de transformação e transformadores de distribuição de baixa tensão e os custos de linhas e conexão de linhas de média tensão.

12. A Tarifa de Referência TUSDg FIO B é obtida a partir da Tarifa de Referência do segmento consumo, definido conforme o Submódulo 7.2, de acordo com a seguinte equação:

$$\text{TR\_FIO B}_{\text{g}}^{\text{BT-u}} = \vartheta_{\text{BT-u}} \cdot \left(\rho^{\text{BT}} \times \text{TR\_FIOB}_{\text{FP}}^{\text{BT}} + (1 - \rho^{\text{BT}}) \cdot \text{TR\_FIOB}_{\text{P}}^{\text{BT}}\right) \quad (2)$$

onde:
u: Tipo de conexão, 1 ou 2, conforme parágrafo 10;
$\text{TR\_FIO B}_{\text{g}}^{\text{BT-u}}$: Tarifa de Referência TUSDg FIO B da modalidade geração para o agrupamento BT, em R$/kW, para o tipo u;
$\text{TR\_FIOB}_{\text{FP}}^{\text{BT}}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento BT, no posto tarifário fora ponta, em R$/kW;
$\text{TR\_FIOB}_{\text{P}}^{\text{BT}}$: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento BT, no posto tarifário ponta, em R$/kW;
ρ^{BT}: ponderador que define a participação das Tarifas de Referência ponta e fora ponta do segmento consumo na composição da Tarifa de Referência das centrais geradoras em BT; e
$\vartheta_{\text{BT-u}}$: relação entre o custo de atendimento de uma central geradora no agrupamento BT e o custo médio do agrupamento para o tipo u (Tipo 1 ou Tipo 2).

5. TARIFA DE REFERÊNCIA – TUSD PERDAS TÉCNICAS

13. As Tarifas de Referência para as perdas técnicas, apuradas no momento da revisão tarifária, são calculadas por agrupamento de acordo com a seguinte equação:

$$\text{TR\_PT}_{\text{g}}^{\text{k}} = \frac{\text{FPE\%(k).\,PME}}{100} . (1 - \theta_{\text{k}}) . \left(\frac{\text{E}_{\text{G}}(\text{k})}{\text{MD (kW)}_{\text{k}}}\right) \quad (3)$$

onde:
$\text{TR\_PT}_{\text{g}}^{\text{k}}$: tarifa de referência TUSDg Perdas Técnicas do agrupamento k, em R$/kW;
FPE%(k): fator de perdas de energia do agrupamento k;
PME: preço médio de repasse de energia da concessionária em R$/MWh;
θ_{k}: definido conforme Submódulo 7.2;
E_{G}(k): energia gerada pelas centrais geradoras conectadas no agrupamento k; e

$MD(kW)_k$: mercado de referência de demanda, em kW, para o agrupamento k.

14.Para o agrupamento AT-2 e AT-3 o valor de θ_k é igual a unidade.

6. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSDg ENCARGOS

6.1. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSDg ENCARGOS DO AGRUPAMENTO AT-2 (SUBGRUPO A2)

15. A Tarifa de Referência para as componentes tarifárias P&D, TFSEE e ONS do agrupamento AT-2, para centrais geradoras conectadas em 138 kV ou 88 kV, serão definidas conforme disposto na Resolução Normativa nº 349/2009.

6.2. TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSDg ENCARGOS DOS AGRUPAMENTOS MT E BT (SUBGRUPOS A3a, A4 e GRUPO B)

16. A Tarifa de Referência para a componente tarifária TFSEE dos agrupamentos MT e BT, é definida aplicando-se a alíquota percentual da base de cálculo à tarifa de referência do componente tarifário TUSDg FIO B.

17. A Tarifa de Referência para a componente tarifária P&D dos agrupamentos MT e BT, é definida aplicando-se a alíquota percentual da base de cálculo ao somatório das tarifas de referência dos componentes tarifários TUSDg FIO B, TUSDg Perdas Técnicas e TUSDg TFSEE.

7. TARIFAS DE APLICAÇÃO

18. A TUSDg de Aplicação será o somatório da TUSDg base econômica e TUSDg base financeira.

7.1. TARIFAS DE APLICAÇÃO – TUSDg DO SUBGRUPO A2

19. Para as centrais geradoras do subgrupo A2, conectadas em 138 kV ou 88 kV, a tarifa de aplicação será a definida conforme o disposto na Resolução Normativa nº 349/2009, ou o que vier a sucedê-la.

20. As Tarifas base econômica das centrais geradoras do subgrupo A2 não serão atualizadas pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência. As demais componentes tarifárias da base econômica serão apuradas conforme disposto no item 3.1 do Submódulo 7.3.

21. As Tarifas base financeira das centrais geradoras do subgrupo A2 serão apuradas conforme disposto no item 3.2 do Submódulo 7.3.

22. As Tarifas base financeira das centrais geradoras do subgrupo A2 que se sagraram vencedoras nos leilões de energia nova e que tiveram suas tarifas previamente estabelecidas e estabilizadas nos termos da Resolução Normativa nº 349/2009, ou o que vier a sucedê-la, não serão atualizadas pelo fator multiplicativo, sendo igual às Tarifas base econômica.

7.2. TARIFAS DE APLICAÇÃO – TUSDg DO SUBGRUPO A3

23. Para as centrais geradoras do subgrupo A3, conectadas em 69 kV, a Tarifa base econômica será obtida pela atualização, de cada componente tarifário que compõe a tarifa base econômica vigente, pelo IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado, apurado pela Fundação Getúlio Vargas, acumulado desde o último processo tarifário.

24. A Tarifa base financeira será obtida pelo produto da Tarifa base econômica por um fator multiplicativo, por componente tarifário, conforme definido no item 3.2 do Submódulo 7.3.

7.3. TARIFAS DE APLICAÇÃO – TUSDg DOS SUBGRUPOS A3a E A4

25. Para as centrais geradoras dos subgrupos A3a e A4, a tarifa de referência deverá ser atualizada pelo fator multiplicativo de cada componente tarifário, conforme disposto no item 3.1 do Submódulo 7.3.

26. A tarifa base financeira deverá ser obtida pelo ajuste da tarifa base econômica pelo fator multiplicativo da receita financeira de cada componente tarifário, conforme procedimento disposto no item 3.2 do Submódulo 7.3.

7.4. TARIFAS DE APLICAÇÃO – TUSDg DO GRUPO B

27. Para as centrais geradoras do grupo B, as tarifas de referência deverão ser atualizadas pelo fator multiplicativo de cada componente tarifário, conforme disposto no item 3.1 do Submódulo 7.3.

28. As tarifas base financeira deverão ser obtidas pelo ajuste da tarifa base econômica pelo fator multiplicativo da receita financeira de cada componente tarifário, conforme procedimento disposto no item 3.2 do Submódulo 7.3.

8. DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

29. Para mitigar grandes variações da TUSDg, deve-se analisar em cada processo tarifário uma regra de transição, escalonando a aplicação da nova.

ANEXO LV

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.1

REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos a serem utilizados na Revisão Tarifária Periódica das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por não assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias periódicas de permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por não assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. A revisão tarifária periódica das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário (RT) e do Fator X.

4. O **Reposicionamento Tarifário (RT)** envolve a redefinição das tarifas de energia elétrica em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de permissão.

5. O **Fator X** corresponde a um valor a ser subtraído ou acrescido da variação do Indicador de Variação da Inflação - IVI, quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade estimados para o período.

6. A organização geral, bem como o rito e os prazos envolvidos na execução dos processos de revisão tarifária periódica são estabelecidos no Submódulo 10.3 do PRORET.

7. Os itens a seguir detalham a formação da Receita Requerida e o cálculo do RT, bem como a aplicação do Fator X.

3.1. CÁLCULO DA RECEITA REQUERIDA

8. A **Receita Requerida** corresponde à receita compatível com a cobertura dos custos de compra de energia, transmissão, encargos setoriais, custos operacionais eficientes e de capital.

3.1.1. COMPOSIÇÃO DA RECEITA

9. A receita requerida é composta pela soma da Parcela A e Parcela B, esta última ajustada pelo Fator de Ajuste de Mercado.

$$RR = VPA + VPB \cdot (1 - Pm) \quad (1)$$

onde:
RR: Receita Requerida;
VPA: Valor da Parcela A;
VPB: Valor da Parcela B; e
Pm: Fator de Ajuste de Mercado.

10. A **Parcela A** compreende os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, além dos encargos setoriais definidos em legislação específica.

11.A Parcela A é composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (2)$$

onde:
VPA: Valor de Parcela A;
CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;
CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e
ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

12. A **Parcela B** compreende os custos operacionais e de capital da atividade de distribuição e gestão comercial dos clientes.

13. A Parcela B é composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPB = CAOM + CAA \quad (3)$$

onde:
VPB: Valor da Parcela B;
CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção; e
CAA: Custo Anual dos Ativos.

14. O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAOM = CO + RI \quad (4)$$

onde:
CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;
CO: Custos Operacionais relativos ao 1CRTP; e
RI: Receitas Irrecuperáveis.

15. O Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC+QRR+CAIMI \quad (5)$$

onde:
CAA: Custo Anual dos Ativos;
RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;
QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e
CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

3.1.2. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA

16. A Remuneração do Capital (RC) é calculada conforme equação a seguir:

$$RC = BRRI \cdot r_{WACCpré} \quad (6)$$

onde:
RC: Remuneração do Capital;
BRRI: Base de Remuneração Regulatória líquida; e
$r_{WACCpré}$: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos.

17. A metodologia de cálculo da Base de Remuneração Regulatória é descrita no Item 5 – Base de Remuneração Regulatória, deste Submódulo.

18. A metodologia de cálculo do Custo de Capital (WACC) é descrita no Item 6 – Custo de Capital, deste Submódulo.

19. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à depreciação e a amortização dos investimentos realizados.

20. A QRR é calculada conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (7)$$

onde:
QRR: Quota de Reintegração Regulatória;
BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e
d: Taxa média de depreciação das instalações.

21. A taxa média de depreciação das instalações a ser adotada para todas as permissionárias é de **4,00%** a.a.

3.1.3. CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS

22. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de terrenos e edifícios de uso administrativo.

23. As Anuidades serão dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (8)$$

onde:
CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);
CAL: Custo Anual de Aluguéis;
CAV: Custo Anual de Veículos; e
CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

24. As Anuidades serão calculadas com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

3.1.3.1. Custo Anual de Aluguéis (CAL)

25. O Custo Anual de Aluguéis (CAL) é dado por:

$$\mathrm{CAL} = \mathrm{BAR_A} \cdot \left[\frac{1}{\mathrm{VU}} + \frac{\mathrm{r_{WACC_{pré}}}}{2}\right] \quad (9)$$

onde:
CAL: Custo Anual de Aluguéis;
BAR_A: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativos; e
VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) "Edificação – outras" e 15% referente ao TUC "Equipamento Geral".

26. A metodologia de cálculo da BAR_A é descrita no item 5.6 deste Submódulo.

3.1.3.2. Custo Anual de Veículos (CAV)

27. O Custo Anual de Veículos (CAV) é dado por:

$$\mathrm{CAV} = \mathrm{BAR_V} \cdot \left[\frac{1}{\mathrm{VU}} + \frac{\mathrm{r_{WACC_{pré}}}}{2}\right] \quad (10)$$

onde:
CAV: Custo Anual de Veículos;
BAR_V: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos; e
VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, referente ao TUC "Veículos".

28. A metodologia de cálculo da BAR_V é descrita no item 5.6 deste Submódulo.

3.1.3.3. Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI)

29. O Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI) é dado por:

$$\mathrm{CAI} = \mathrm{BAR_I} \cdot \left[\frac{1}{\mathrm{VU}} + \frac{\mathrm{r_{WACC_{pré}}}}{2}\right] \quad (11)$$

onde:
CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;
BAR_I: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática; e
VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 70% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) "Software" e 30% referente ao TUC "Equipamento Geral de Informática".

30. A metodologia de cálculo da BAR_I é descrita no item 5.6 deste Submódulo.

3.2.CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO (RT)

31. O Reposicionamento Tarifário (RT), na revisão tarifária, é calculado pela seguinte equação:

$$RT = \left(\frac{RR-OR}{RV} - 1\right) \times 100 \quad (12)$$

onde:
RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);
RR: Receita Requerida;
OR: Outras Receitas; e
RV: Receita Verificada.

32. A **Receita Verificada** é a Receita Anual de Fornecimento, de Suprimento, de Consumo de Energia Elétrica e de Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o Mercado de Referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário.

33. O **Mercado de Referência** compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no Período de Referência a outras permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

34. O **Período de Referência** corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

35. No cálculo da Receita Verificada, as informações relativas ao mercado faturado no último mês do período de referência serão estimadas, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior, podendo os valores do penúltimo mês, se provisórios, ser alterados uma única vez até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora.

36. A metodologia e de cálculo das **Outras Receitas** é descrita no Item 9 – Outras Receitas, deste Submódulo.

37. A **Receita Requerida para fins de reposicionamento tarifário** será calculada conforme a fórmula a seguir:

$$RR' = VPA + VPB' . (1 - Pm) \quad (13)$$

onde:
RR': Receita requerida para fins de reposicionamento tarifário;
VPA: Valor da Parcela A;
VPB': Valor da Parcela B para fins de reposicionamento tarifário, calculada a partir do VPB com variação limitada a +/-30% com relação à Parcela B definida no último processo tarifário; e
Pm: Fator de Ajuste de Mercado.

38. O Valor da Parcela A compreende os seguintes itens:

Custo de aquisição de energia elétrica comprada (CE) – montante de energia elétrica comprada para o atendimento ao mercado de referência valorado pelo preço de repasse dos contratos vigentes na data da revisão tarifária periódica ou pelo valor da geração própria, definido conforme Item 10 – Geração Própria, deste Submódulo. Ao montante de energia elétrica comprado deverão ser acrescidos os limites regulatórios de perdas elétricas no sistema de distribuição, os quais se dividem em perdas técnicas e não técnicas.

Custo com conexão e o uso do sistema de distribuição e/ou transmissão (CT) – para a conexão, serão considerados os valores vigentes na data da revisão tarifária periódica e, para o uso, serão considerados os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data da revisão tarifária periódica. Os descontos definidos na regularização da permissionária poderão ser revistos, de acordo com o mecanismo descrito nas seções seguintes.

Encargos Setoriais (ES) – serão considerados os valores vigentes na data da revisão tarifária periódica.

39. O Valor da Parcela B será calculado a preços da data de revisão de cada permissionária, sendo que no reajuste tarifário subsequente o Valor da Parcela B calculado será atualizado pela variação anual do IPCA desde a revisão tarifária, deduzido o Fator X.

40. Ao Valor da Parcela B deverá ser aplicado um índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, de forma a considerar os ganhos potenciais de produtividade no período de vigência das tarifas estabelecidas na revisão.

41. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (Pm) a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada permissionária no ajuste do Valor da Parcela B será 1,15% a.a.

3.3. APLICAÇÃO DO FATOR X

42. Os contratos de permissão das distribuidoras determinam que o Valor da Parcela B será ajustado anualmente no período tarifário entre revisões, aplicando-se ao valor vigente dessa parcela o índice "IPCA – X".

43. A metodologia de cálculo do Fator X é descrita no Item 7 – Fator X, deste Submódulo.

4. CUSTOS OPERACIONAIS

44. Os custos operacionais serão definidos conforme equação abaixo:

$$CO = OPCA \times UC(i) \times 598{,}43 \times 0{,}9999886^{UCi} \times 0{,}994537^{UC/kmi} \quad (14)$$

onde:
CO: Custo Operacional regulatório da permissionária i;
UCi: Número de Unidades Consumidoras da permissionária no 6º (sexto) mês anterior ao mês da revisão tarifária; e
UC/Kmi: Número de unidades consumidoras por quilômetro de rede total no 6º (sexto) mês anterior ao mês da revisão tarifária.
IPCA: índice IPCA verificado entre dezembro de 2010 e o mês anterior a revisão tarifária

45. Os percentuais de receitas irrecuperáveis por classe de consumo são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 2: Percentuais Regulatórios de Receitas Irrecuperáveis

Classe de Consumo	Grupo 3
Residencial	0,18%
Industrial	0,02%
Comercial	0,13%
Rural	0,04%
Iluminação Pública	0,00%
Poder Público	0,00%
Serviço Público	0,00%
Demais (Suprimento, Consumo Próprio)	0,00%

46. O valor de receitas irrecuperáveis dessa parcela da receita será definido conforme a equação abaixo:

$$V_{se} = \frac{RR}{(1-ICMS-PIS-COFINS)} \times \{\sum_C (\rho_c \times RI_c)\} \quad (15)$$

onde,

V_{SE}: Parcela de receitas irrecuperáveis associada à receita;
RR: Receita requerida líquida;
ρ_c: Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e
RI_c: Percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, conforme tabela.

5. BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

5.1. COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA – BRR

47. A **Base de Remuneração Regulatória (BRR)** das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica é composta pelos valores dos seguintes itens:

I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico);
II – Almoxarifado de Operação; e
III – Obrigações especiais.

48. São considerados os seguintes grupos de contas de ativos da permissionária:

I – intangíveis;
II – terrenos;
III – reservatórios, barragens e adutoras;
IV – edificações, obras civis e benfeitorias;
V – máquinas e equipamentos;
VI – veículos; e
VII – móveis e utensílios.

49. Para apuração da base de remuneração são considerados apenas os ativos vinculados à permissão e classificados nas atividades de distribuição, administração, comercialização e geração associada, nos casos previstos em lei.

50. Para efeito de determinação da Base de Remuneração Regulatória – BRR, os seguintes bens e instalações serão excluídos: software; hardware; terrenos administrativos; edificações, obras civis e benfeitorias administrativas; máquinas e equipamentos administrativos; veículos; móveis e utensílios. Esses bens e instalações comporão a **Base de Anuidade Regulatória – BAR**. A remuneração, amortização e depreciação (exceto de terrenos) referentes à BAR são dadas em forma de anuidades.

51. Assim, para a definição da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória, são considerados os seguintes grupos de contas:

Tabela 3 – Resumo das Contas Contábeis

TIPOS DE ATIVOS Contas	BRR Subcontas	BAR Subcontas
Intangíveis	Servidões	Software; Outros
Terrenos	Geração; Distribuição	Administração; Comercialização
Reservatórios, barragens e adutoras	Reservatórios, barragens e adutoras	---
Edificações, obras civis e benfeitorias	Geração; Distribuição	Administração; Comercialização
Máquinas e equipamentos	Geração; Distribuição (SEs, LDs e RDs)	Administração; Comercialização
Veículos	---	Geração; Distribuição; Comercialização; Administração
Móveis e utensílios	---	Geração; Distribuição; Comercialização; Administração

52. Os grupos de contas de ativos relativos a Intangíveis; Terrenos; Edificações, Obras Civis e Benfeitorias; Máquinas e Equipamentos; Veículos e Móveis e Utensílios, vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica, referentes às atividades de Distribuição, Geração associada, Comercialização e Administração, conforme o **Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE**, são objeto de avaliação, com vistas à composição da BRR e BAR das concessionárias, de acordo com a classificação na tabela abaixo.

Tabela 4 – Relação de Grupos de Contas de Ativo

Código	Título	Classificação
132.01.X.1.01	Geração – Intangíveis	BRR/BAR
132.01.X.1.02	Geração – Terrenos	BRR
132.01.1.1.03	Geração – Reservatório, Barragens e Adutoras	BRR
132.01.X.1.04	Geração – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	BRR
132.01.X.1.05	Geração – Máquinas e Equipamentos	BRR
132.01.X.1.06	Geração – Veículos	BAR
132.01.1.1.07	Geração – Móveis e Utensílios	BAR
132.03.1.1.01	Distribuição – Intangíveis – Linhas, Redes e Subestações (L,D,S)	BRR/BAR
132.03.2.1.01	Distribuição – Intangíveis – Sistema de Transmissão Associado (STA)	BRR/BAR
132.03.1.1.02	Distribuição – Terrenos – (L,D,S)	BRR
132.03.2.1.02	Distribuição – Terrenos – (STA)	BRR
132.03.1.1.04	Distribuição – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias – (L,D,S)	BRR
132.03.2.1.04	Distribuição – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias – (STA)	BRR
132.03.1.1.05	Distribuição – Máquinas e Equipamentos – (L,D,S)	BRR
132.03.2.1.05	Distribuição – Máquinas e Equipamentos – (STA)	BRR
132.03.1.1.06	Distribuição – Veículos – (L,D,S)	BAR
132.03.2.1.06	Distribuição – Veículos – (STA)	BAR
132.03.1.1.07	Distribuição – Móveis e Utensílios – (L,D,S)	BAR
132.03.2.1.07	Distribuição – Móveis e Utensílios – (STA)	BAR
132.04.1.1.01	Administração – Intangíveis	BAR
132.04.1.1.02	Administração – Terrenos	BAR
132.04.1.1.04	Administração – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	BAR
132.04.1.1.05	Administração – Máquinas e Equipamentos	BAR
132.04.1.1.06	Administração – Veículos	BAR
132.04.1.1.07	Administração – Móveis e Utensílios	BAR
132.05.1.1.01	Comercialização – Intangíveis	BAR
132.05.1.1.02	Comercialização – Terrenos	BAR
132.05.1.1.04	Comercialização – Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	BAR
132.05.1.1.05	Comercialização – Máquinas e Equipamentos	BAR
132.05.1.1.06	Comercialização – Veículos	BAR
132.05.1.1.07	Comercialização – Móveis e Utensílios	BAR

Nota: Conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, aprovado pela Resolução nº 444 de 26/10/2001, atualizado pela Resolução Normativa n° 605, de 11 de março de 2014, ou o que vier a sucedê-la

5.2. CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA BRR NO PRIMEIRO CICLO

53. Para a avaliação dos ativos das permissionárias vinculados à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica devem ser observadas as seguintes diretrizes:

a) A base de remuneração será obtida a partir dos ativos em operação e das referências de preços adotadas pela ANEEL;

b) Considera-se como data-base do laudo de ativos o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária;

c) A data anterior será utilizada para valoração dos ativos a partir do banco de preços referenciais da ANEEL;

d) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de ativos e a data da revisão tarifária; e

e) Em relação ao almoxarifado de operações, seu valor corresponderá ao percentual de **0,30%** do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

5.3. MÉTODO DE AVALIAÇÃO

54. Utiliza-se na realização da avaliação dos ativos da permissionária de distribuição de energia elétrica, o Método do Custo de Reposição, conforme definido neste Submódulo.

55. O **Método do Custo de Reposição** estabelece que cada ativo é valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

56. Para a completa definição da Base de Remuneração é necessário estabelecer os seguintes valores:

▪ **Valor Novo de Reposição (VNR):** Refere-se ao valor do bem novo, idêntico ou equivalente ao avaliado, obtido a partir do banco de preços referenciais.

▪ **Valor de Mercado em Uso (VMU):** É definido como o Valor Novo de Reposição – VNR deduzido da parcela de depreciação.

▪ **Valor da Base de Remuneração (VBR):** É definido pela multiplicação do Índice de Aproveitamento, quando existir, pelo Valor de Mercado em Uso. O Índice de Aproveitamento é definido como um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica.

57. Para a definição do Valor Novo de Reposição será utilizado o Banco de Preços Referenciais da ANEEL para Permissionárias (SISBASE-P), a partir de uma estrutura modular.

58. A relação dos módulos construtivos e os respectivos valores são apresentados no **Anexo II** deste Submódulo.

59. O Banco de Preços Referenciais da ANEEL busca refletir os custos médios eficientes de aquisição e instalação dos diversos equipamentos. É estruturado na forma modular, abrangendo medidores, redes e linhas de distribuição, equipamentos de rede e subestações de distribuição.

60. A valoração é realizada a partir de um inventário simplificado de ativos, atribuindo-se os respectivos módulos construtivos que representam o valor agregado de todos os ativos da permissão.

5.4. PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO – BANCO DE PREÇOS REFERENCIAIS

61. Os itens seguintes detalham o procedimento de avaliação para cada grupo de ativos, utilizando-se o Banco de Preços Referenciais da ANEEL para Permissionárias (SISBASE-P).

5.4.1. MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS

62. São objeto de avaliação todos os bens e instalações contabilizados no subgrupo de contas referente a “MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS”, especialmente os abaixo elencados:

a) subestações (conjunto de bens, instalações e serviços de infraestrutura geral, dos módulos de equipamentos gerais e de manobra da subestação -infraestrutura geral, entrada e saída de linha, interligação de barramento, conexão de transformador, conexão de reatores, conexão de capacitores, etc.);

b) linhas e redes de distribuição (equipamentos, estruturas e condutores elétricos aéreos, utilizados para a distribuição da energia elétrica, ou aqueles utilizados com função exclusiva de interligação de subestações ou circuitos, operando em tensões menores que 230 kV);

c) equipamentos de medição (medidores de energia e potência); e

d) pequenas centrais hidrelétricas e térmicas.

63. A avaliação desses bens deverá ser efetuada tomando-se por base o Valor Novo de Reposição depreciado, respeitando-se os critérios de depreciação e percentual de depreciação acumulado, a partir de uma estrutura modular, agrupando-se as instalações nos Módulos Construtivos, conforme descrito a seguir.

5.4.1.1. Módulos Construtivos de Medição

64. Os módulos de medidores contemplam os tipos de medidores de energia instalados em redes de distribuição e são caracterizados pela classe de tensão e número de fases, conforme a tabela a seguir.

Tabela 5: Módulos Construtivos de Medição

Tipo	Categoria	Características
ME	Medidor	Classe de Tensão: BT; 13,8 kV
		Número de Fases: Mono; Bi; e Trifásico

65. A valoração é feita por número de medidores e inclui todos os custos envolvendo o medidor e demais componentes associados.

5.4.1.2. Módulos Construtivos de Redes de Distribuição

66. Os módulos construtivos de redes de distribuição aéreas contemplam as redes com tensão menor que 69 kV e são divididos em duas categorias: Estruturas e Condutores.

67. Os módulos de estruturas e de condutores são caracterizados pela classe de tensão e número de fases, conforme a tabela a seguir.

Tabela 6: Módulos Construtivos de Redes de Distribuição

Tipo	Categoria	Características
RD	Condutor	Classe de Tensão: BT; 13,8 kV; 34,5 kV
		Número de Fases: Mono; Bi; e Trifásico
RD	Estrutura	Classe de Tensão: BT; 13,8 kV; 34,5 kV
		Número de Fases: Mono; Bi; e Trifásico

68. A valoração das estruturas é feita por número de postes e inclui todos os custos envolvendo o poste, cruzetas, isoladores, aterramento e fundações. A valoração dos condutores é feita por extensão de rede e inclui todos os custos envolvendo cabos e demais componentes associados.

5.4.1.3. Módulos Construtivos de Equipamentos de Rede

69. Os módulos construtivos de equipamentos de rede de distribuição aéreas contemplam os equipamentos com tensão menor que 69 kV, sendo representados pelos transformadores de distribuição.

70. Os módulos de equipamentos de rede são caracterizados pela classe de tensão, número de fases e capacidade (potência nominal), conforme a tabela a seguir.

Tabela 7: Módulos Construtivos de Equipamentos de Rede

Tipo	Categoria	Características
EQ	Transformador de distribuição	Classe de Tensão: 13,8 kV; 34,5 kV
		Número de Fases: Mono; Bi; e Trifásico
		Capacidade: kVA

71. A valoração dos equipamentos de rede é feita por número de transformadores de distribuição, usado como principal driver de valoração, e inclui todos os custos envolvendo o transformador, chaves, para-raios e aterramento, além de outros equipamentos como regulador de tensão, religador, banco de capacitores e demais componentes associados.

5.4.1.4. Módulos Construtivos de Linhas de Distribuição

72. Os módulos construtivos de linhas de distribuição aéreas contemplam as linhas com tensão maior ou igual a 69 kV e inferior a 230 kV, sendo divididos em duas categorias: Estruturas e Condutores.

73. Os módulos de estruturas e de condutores são caracterizados pela classe de tensão e tipo de circuito, conforme a tabela a seguir.

Tabela 8: Módulos Construtivos de Linhas de Distribuição

Tipo	Categoria	Características
LD	Estrutura	Classe de Tensão: 69 kV; 138 kV
		Tipos de Circuito: - CS: Circuito Simples - CD: Circuito Duplo
LD	Condutor	Classe de Tensão: 69 kV; 138 kV
		Tipos de Circuito: - CS: Circuito Simples - CD: Circuito Duplo

74. A valoração das estruturas é feita por número de estruturas e inclui todos os custos envolvendo a estrutura, fundação, cadeia de isoladores, amortecedores e aterramento. A valoração dos condutores é feita por extensão de circuitos e inclui todos os custos envolvendo cabos e demais componentes associados.

5.4.1.5. Módulos Construtivos de Subestações de Distribuição

75. Os módulos construtivos de subestações de distribuição contemplam as subestações aéreas nos níveis de tensão de 34,5 kV, 69 kV e 138 kV e são divididos em três categorias: Infraestrutura geral, Manobra e Equipamento, descritas conforme a tabela a seguir

Tabela 9: Descrição dos Módulos Construtivos de Subestações de Distribuição

Módulo	Descrição
Módulo de Infraestrutura Geral	O módulo de Infraestrutura Geral – MIG é composto por: cercas e muros externos, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, malha de terra e cabos para-raios, canaletas principais, transformador de potencial, bases suportes e estruturas dos TPs de barra, edificações, serviço auxiliar, área industrial, sistema de telecomunicações, sistema de proteção, controle e supervisão, canteiro de obras, caixa separadora de óleo, engenharia, administração local, eventuais e administração central.
Módulo de Manobra	Conjunto de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos setores de manobra, tais como: entrada de linha, conexão de transformador ou autotransformador e interligação de barramentos. É representado pelo número de disjuntores da subestação.
Módulo de Equipamento	Composto pelos equipamentos principais da SE, representados por transformadores de força e banco de capacitores, incluindo os materiais e serviços necessários à sua instalação.

76. Os módulos de infraestrutura geral são caracterizados pela classe de tensão e porte. Os módulos de equipamentos (transformadores de força e bancos de capacitores) são caracterizados pela classe de tensão, número de fases e capacidade (potência nominal). Por fim, os módulos de manobra são caracterizados pela classe de tensão.

77. A tabela a seguir apresenta a relação dos módulos construtivos de subestações de distribuição, de acordo com suas características principais.

Tabela 10: Módulos Construtivos de Subestações de Distribuição

Tipo	Categoria	Características
SE	Infraestrutura Geral	Classe de Tensão: - 34,5 kV - 69 kV - 138 kV
		Porte: - Pequeno (1 trafo) - Médio (2 a 3 trafos) - Grande (> 3 trafos)
SE	Transformador de força	Classe de Tensão: - 34,5 / 13,8 kV - 69 / 34,5 kV - 69 / 13,8 kV - 138 / 69 kV - 138 / 34,5 kV - 138 / 13,8 kV
		Número de Fases: - Trifásico
		Capacidade: - MVA

SE	Banco de capacitores	Classe de Tensão: - 13,8 kV - 34,5 kV - 69 kV - 138 kV
		Capacidade: - MVAr
SE	Manobra	Classe de Tensão: - 13,8 kV - 34,5 kV - 69 kV - 138 kV

5.4.1.6. Módulos Construtivos de Geração

78. Os módulos construtivos de geração contemplam os ativos de geração e são divididos em duas categorias: Pequena Central Hidrelétrica e Pequena Central Termelétrica, descritas conforme a tabela a seguir.

Tabela 11: Módulos Construtivos de Geração

Tipo	Categoria	Características	Unidade
GE	Pequena Central Hidrelétrica	Gerador	R$/kW
		Turbina	R$/kW
		Reservatório, barragem e adutora	R$/kW
		Edificações e obras civis	R$/kW
		Urbanização e benfeitorias	R$/kW
		Outros sistemas	R$/kW
		Equipamentos Casa de força	R$/kW
		Equipamentos Gerais	R$/kW
		Conduto forçado	R$/kW
		Transformação	R$/kW
		Conexão	R$/kW
		Custos indiretos	%
	Pequena Central Termelétrica	Grupo motor-gerador	R$/kW
		Turbina a vapor	R$/kW
		Edificações, obras civis, urbanização e benfeitorias	R$/kW
		Outros sistemas	R$/kW
		Equipamentos Casa de força, Transformação e Conexão	R$/kW
		Custos indiretos	%

79. A valoração dos ativos é feita por intermédio de parâmetros de referência (R$/kW). Esses valores são disponibilizados pela ANEEL tomando-se por base a tipologia, características físicas e custos realizados de usinas construídas nos últimos anos.

80. Somente serão considerados na revisão tarifária periódica, os ativos de geração que atenderem às exigências previstas no § 6º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995.

5.4.2. DEMAIS ATIVOS

81. Os ativos referentes a terrenos de uso operacional (de distribuição) devem ser valorados a partir de um percentual regulatório, assumido como eficiente, em relação ao Valor Novo de Reposição do total de equipamentos de subestações. Para tal, adota-se o percentual de **4,5%**.

82. Da mesma forma, os ativos referentes a edificações, obras civis e benfeitorias de uso operacional (de distribuição) devem ser valorados a partir de um percentual regulatório, assumido como eficiente, em relação ao Valor Novo de Reposição do total de equipamentos de subestações. Para tal, adota-se o percentual de **4,0%**.

5.4.3. TIPO DE INSTALAÇÃO

83. Para os grupos de ativos referentes a medidores, redes de distribuição, equipamentos de rede e linhas de distribuição, deverá ser feita a segregação entre ativos situados em meio urbano e rural. O Banco de Preços Referenciais disponibilizado no **Anexo II** deste Submódulo apresenta os valores de referência para instalações urbanas. Para as instalações rurais, são adotados percentuais que são acrescidos aos valores de referência, conforme tabela abaixo.

Tabela 12: Custos Adicionais por Grupo de Ativos para Instalações Rurais

Grupo de Ativos	Acréscimo (%)
Medidores	5,0%
Redes de Distribuição – Condutores	10,0%
Redes de Distribuição – Estruturas	10,0%
Equipamentos de Rede	5,0%
Linhas de Distribuição – Condutor	5,0%
Linhas de Distribuição – Estrutura	5,0%

84. Para a segregação dos ativos em urbano e rural, as permissionárias poderão fazer uso das metodologias de densidade de unidades consumidoras por quadrícula, baseadas no sistema GIS ou pelos critérios legais que definam o limite urbano.

85. A permissionária poderá ainda propor metodologia alternativa em sua revisão tarifária específica. Para validação da metodologia proposta, mostra-se imprescindível que a proposta seja feita a tempo de ser submetida à Audiência Pública.

86. Abaixo são detalhadas as duas alternativas para a segregação dos ativos situados em meio urbano e rural.

a) Densidade de Consumidores por Quadrícula

87. A segregação entre consumidores urbanos e rurais poderá ser determinada por meio de áreas com alta e baixa densidade de consumidores. Neste método, a permissionária deverá subdividir sua área de permissão em quadrículas de 500 metros por 500 metros (0,25km²) necessariamente através do sistema GIS. O critério para segregação das áreas de alta e baixa densidade será o número de unidades consumidoras localizadas em cada quadrícula, cuja regra de corte será definida por meio de uma análise de sensibilidade que deverá ser apresentada pela permissionária.

88. Para definição do ponto de corte superior (para as regiões de alta densidade) e inferior (para as regiões de baixa densidade), a análise deverá apresentar como varia o número de unidades consumidoras localizadas em áreas de alta e baixa densidade à medida que se variam os pontos de corte. A permissionária deverá apresentar tais dados com o ponto superior variando entre 300 e 700 unidades consumidoras, com variação entre cada simulação de 100 unidades e o ponto de corte inferior variando entre 25 e 75 unidades consumidoras, com variação entre cada simulação de 25 pontos.

89. As quadrículas na faixa de transição (entre os cortes de alta e baixa densidade) representariam então uma área de média densidade, cuja classificação seria feita a partir das seguintes condições:

a) Se as quadrículas forem contíguas às grandes áreas de alta densidade, as mesmas também devem ser consideradas de Alta Densidade, a fim de se delimitar a fronteira dos núcleos urbanos;
b) Se algumas quadrículas estiverem circundadas por uma área de baixa densidade, deve-se somar a quantidade de consumidores das quadrículas desta "ilha" e, se o valor deste conjunto for superior ao ponto de corte para regiões de alta densidade, as mesmas devem ser classificadas como de alta densidade; e
c) Caso as duas condições anteriores não sejam atendidas, as quadrículas nesta faixa de transição são classificadas como baixa densidade.

b) Critérios Legais

90. Neste método, a classificação da unidade consumidora em urbano/rural se dará de acordo com a localização geográfica do poste do qual é derivada sua ligação. A Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966, define que serão consideradas como zona urbana as parcelas das áreas do município dotadas de pelo menos dois dos melhoramentos abaixo listados e, construídos ou mantidos pelo Poder Público:

I - meio-fio ou calçamento, com canalização de águas pluviais;
II - abastecimento de água;
III - sistema de esgotos sanitários;
IV - rede de iluminação pública, com ou sem postes para distribuição domiciliar;
V - escola primária ou posto de saúde a uma distância máxima de três quilômetros do local considerado.

91. A legislação municipal pode ainda considerar como zonas urbanas as áreas urbanizáveis, ou de expansão urbana, de loteamentos aprovados pelos órgãos competentes destinados à habitação, à indústria ou ao comércio, mesmo que localizados fora das zonas definidas nesses termos.

92. A classificação acima mencionada ainda deverá ser consistida com dados do sistema elétrico georreferenciado. Assim, além da classificação conforme caracterização acima mencionada, ainda serão consideradas urbanas as redes elétricas com média e baixa tensão (rede primária e secundária) e vão médio inferior a 45 metros.

93. Por esta metodologia, se faz necessária a constante atualização das poligonais urbanas, baseada no mapeamento cartográfico municipal, novas áreas urbanizadas disponibilizadas pelas Prefeituras Municipais e a característica elétrica das redes que atendem essas áreas. A área rural será definida como a poligonal do município descontada a área que atenda os critérios citados.

5.4.4. BANCO DE PREÇOS E ÍNDICES DE ATUALIZAÇÃO

94. O Banco de Preços Referenciais da ANEEL para Permissionárias (SISBASE-P) é apresentado no **Anexo II** deste Submódulo, com valores referenciados à data de sua elaboração, em 1/9/2011.

95. Para aplicação nas revisões tarifárias, tais valores deverão ser atualizados até a data-base do laudo de ativos, utilizando-se os índices de atualização descritos na tabela a seguir.

Tabela 13: Índices de Atualização do Banco de Preços Referenciais

Núm.	Parâmetro 1	Parâmetro 2	Parâmetro 3	Parâmetro 4	Parâmetro 5	Ativo
1	0,30 IPCA	0,70 PDM31				Estrutura de linha
3	0,40 IPCA	0,30 ME34	0,30 PDM31			Banco de capacitores
4	0,30 IPCA	0,40 ME34	0,30 MEQS32			Medidor
5	0,25 IPCA	0,75 AL				Condutor
10	0,20 IPCA	0,30 BMP28	0,5 0AL			Infraestrutura de SE
34	0,50 IPCA	0,15 MB30	0,15 ME34	0,20 PDM31		Disjuntor 13,8 e 34,5kV
35	0,40 IPCA	0,15 MB30	0,15 ME34	0,20 PDM31	0,10 OIL	Disjuntor 69kV
46	0,30 IPCA	0,25 INCC	0,45 PDM31			Estrutura de rede
53	0,35 IPCA	0,10 PDM31	0,20 FSO	0,25 CU	0,10 OIL	Transformador de distribuição
78	0,45 IPCA	0,10 PDM31	0,15 FSO	0,20 CU	0,10 OIL	Transformador de força

Legenda:
IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IBGE);
INCC: Índice Geral (Índice Nacional de Custo da Construção - FGV);
BMP 28: IPA - Produtos Industriais (Borracha e Material Plástico - FGV);
PMNM 29: IPA - Produtos Industriais (Produtos de Minerais Não Metálicos - FGV);
MB 30: IPA - Produtos Industriais (Metalurgia Básica - FGV);
PDM 31: IPA - Produtos Industriais (Produtos de Metal - FGV);
MEQS 32: IPA – Produtos Industriais (Máquinas e equipamentos - FGV);
ME 34: IPA - Produtos Industriais (Máquinas, Aparelhos e Materiais Elétricos - FGV);
FSO: Insumos (Ferro ou Aço Silício - ABINEE);
OIL: Insumos (Óleo Mineral Isolante, AV70 - ABINEE);
AL: Insumos (Alumínio - LME); e
CU: Insumos (Cobre - LME).

5.5. TRATAMENTO DA DEPRECIAÇÃO E OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

96. Para a determinação do valor de mercado em uso – VMU deve ser considerado o percentual de depreciação acumulada, registrada na contabilidade para cada bem do ativo considerado, **após validação da ANEEL**.

97. O valor de mercado em uso para a composição da base de remuneração será obrigatoriamente igual a zero quando o bem estiver totalmente depreciado, conforme identificado no respectivo registro contábil.

98. Se constatadas imperfeições nos cálculos de depreciação dos bens, a ANEEL deverá recalcular a depreciação acumulada desses ativos para efeito de avaliação com base no MCPSE. Caso não seja possível o recálculo da depreciação acumulada, esta deverá ser arbitrada pela ANEEL.

99. A depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais, para efeito de revisão tarifária, não é computada no cálculo da receita requerida da permissionária.

100. As Obrigações Especiais são recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à permissão. As Obrigações Especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. São atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes.

101. As obrigações especiais devem compor a base de remuneração regulatória como redutoras do ativo imobilizado em serviço, e avaliada aplicando-se a mesma variação verificada entre o valor novo de reposição total e o valor original contábil, não depreciado, sobre o saldo das Obrigações Especiais, para determinação do valor atualizado das Obrigações Especiais a ser considerado como parcela redutora na base de remuneração.

102. É vedada a aplicação da variação verificada entre o Valor Original Contábil (VOC) e o Valor Novo de Reposição (VNR), no saldo de Obrigações Especiais, quando esta variação for menor que 100%, resultante de erro de apropriação no valor contábil.

103.As quotas de depreciação dos bens constituídos com recursos de Obrigações Especiais, independentemente da sua data de formação, deverão ter seus efeitos anulados no resultado contábil, a partir da data da revisão tarifária. A cota de reintegração calculada sobre o valor do bem adquirido com recurso de Obrigação Especial debitada na conta 615.0X.XX (Naturezas de Gastos 53 – Depreciação e 55 – Amortização), será transferida a débito da subconta 223.0X.X.5 06 – Participações e Doações – Reintegração Acumulada – AIS – Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, de forma que o efeito desta despesa seja anulado no resultado do exercício. Para a apuração do valor da reintegração, deverá ser utilizada a taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos de Obrigações Especiais.

104. Como forma de demonstração dos valores de Obrigações Especiais, as permissionárias deverão, no Laudo de Ativos, incluir o Demonstrativo de Obrigações Especiais.

5.6. BASE DE ANUIDADE REGULATÓRIA – BAR

105. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

106. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 1{,}7982 \cdot (AIS)^{-0,21+1} \cdot (IPCA_1/IPCA_0)^{0,21} \qquad (16)$$

onde:
BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);
AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado no 1CRTP-P;
$IPCA_1$: Valor do índice IPCA na data da revisão tarifária; e
$IPCA_0$: Valor do índice IPCA em 01/01/2012.

107. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade é necessário segregar em 3 grupos de ativos, ou seja:

- **Aluguéis:** esse grupo de ativos inclui os edifícios administrativos, gerências regionais, almoxarifados e/ou depósitos, estacionamento de veículos, além de todo mobiliário de escritórios, equipamentos de oficina e laboratórios;
- **Veículos:** esse grupo de ativos inclui todos os veículos para uso administrativo e de operação; e
- **Sistemas:** esse grupo de ativos inclui toda a infraestrutura de hardware e software de sistemas corporativos como GIS, SCADA, Gestão da Distribuição, Gestão Comercial, Gestão Empresarial e Sistemas Centrais, Teleatendimento, além de microcomputadores.

108. A segregação da base de anuidade regulatória por grupos é feita conforme as proporções definidas na tabela abaixo.

Tabela 14: Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (BAR_A)	25%
Veículos (BAR_V)	25%
Sistemas (BAR_I)	50%

109.A Base de Anuidade Regulatória (BAR) pode ser então decomposta nos grupos acima definidos:

$$BAR = BAR_A + BAR_V + BAR_1 \qquad (17)$$

onde:
BAR_A: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativos;
BAR_V: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos;
BAR_I: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática.

5.7. LAUDO DE ATIVOS

5.7.1. ASPECTOS GERAIS

110. O laudo de ativos a ser apresentado pela permissionária deverá conter somente a relação de ativos em operação, conforme modelo a ser disponibilizado pela ANEEL.

111. O levantamento dos ativos deve ser realizado por empresa ou profissional apto para esse fim, contratado pela permissionária, o qual produzirá um laudo técnico que estará sujeito à validação mediante fiscalização da Agência. A permissionária responde solidariamente, na esfera administrativa ou judicial, por qualquer erro ou dano decorrente das informações fornecidas.

112. Esse levantamento deverá ser feito tomando-se por base os controles da engenharia, por meio de mapas georreferenciados atualizados (GIS), ou quando não disponível por meio de inspeção em campo.

113. O laudo de ativos deverá ser assinado por um engenheiro, responsável pelas informações técnicas, com o recolhimento da respectiva ART – Anotação de Responsabilidade Técnica, e também por um contador, responsável pelas informações contábeis.

114. Não procedendo a permissionária ao levantamento dos ativos e ao encaminhamento das informações, nos termos definidos neste Submódulo e no prazo estabelecido pela ANEEL, ou caso o laudo de ativos apresentado pela permissionária não seja aprovado pela ANEEL, em virtude de qualidade técnica insuficiente ou não conformidades apontadas em fiscalização, caberá a esta arbitrar a base de remuneração a ser considerada na revisão tarifária em curso, não constituindo tal fato a dispensa da permissionária em apresentar o laudo posteriormente.

115. O laudo de ativos deverá ser protocolado na ANEEL, em até **120 dias** antes da data da revisão tarifária da permissionária.

116. A data-base do laudo de ativos deve ser o último dia do **sexto mês** anterior ao mês da revisão tarifária de cada permissionária.

5.7.2. INFORMAÇÕES MÍNIMAS

117. O laudo de ativos deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

I. Caracterização do Sistema Elétrico

a) Medição: informar a quantidade de medidores de energia elétrica em serviço (em número de unidades), individualizando-os quanto ao:
- nível de tensão em que se encontram instalados (BT ou MT);
- número de fases do instrumento (se monofásico, bifásico ou trifásico); e,
- local de aplicação (se em área urbana ou rural).

b) Redes de Distribuição: informar o comprimento da rede de energia elétrica em serviço, projetada ao solo (em quilômetros – km) e a quantidade de postes (em número de unidades) da rede de energia elétrica em serviço, observando:
(1) para a rede de BT: apenas o número de postes que atendem à baixa tensão (sem qualquer compartilhamento com outros níveis de tensão); e
(2) para a rede de MT: número total de postes que atendem à média tensão (sejam eles exclusivos à MT ou compartilhados com a rede de BT).

As informações sobre o comprimento da rede e sobre a quantidade de postes devem ser individualizadas quanto ao:
- nível de tensão em que se encontram instalados (BT, ou MT de 13,8 kV, ou MT de 34,5 kV);
- número de fases da rede (se monofásica, bifásica ou trifásica); e,

- local de aplicação (se em área urbana ou rural).

c) Equipamentos de Rede: informar a quantidade de transformadores de distribuição (em número de unidades) da rede de energia elétrica em serviço e suas correspondentes potências totais instaladas (em kVA).

Tais informações devem ser individualizadas quanto ao:
- nível de tensão em que se encontram instalados (13,8 kV ou 34,5 kV);
- número de fases do transformador (se monofásico, bifásico ou trifásico); e,
- local de aplicação (se em área urbana ou rural).

d) Linhas de distribuição: informar o comprimento da linha de distribuição de energia elétrica em serviço, projetada ao solo (em quilômetros - km) e a quantidade de estruturas (postes e/ou torres) (em número de unidades) da linha de distribuição de energia elétrica em serviço.
As informações sobre o comprimento da linha de distribuição e sobre a quantidade de estruturas (postes e/ou torres) devem ser individualizadas quanto ao:
- nível de tensão em que se encontram instalados (69 kV ou superior a 69 kV);
- número de circuitos da linha (isto é, circuito simples ou circuito duplo); e,
- local de aplicação (se em área urbana ou rural).

e) Subestações: informar a quantidade de subestações transformadoras (em número de unidades), em função do porte das mesmas, a quantidade total de transformadores de potência (em número de unidades) e sua correspondente potência total instalada (em MVA), a quantidade total de bancos de capacitores (em número de unidades) e sua correspondente potência total instalada (em MVAR), e a quantidade de disjuntores (em número de unidades).

Tais informações devem ser individualizadas quanto:
- ao maior nível de tensão da subestação (34,5 kV; 69 kV ou 138 kV);
- à relação de transformação (34,5/13,8kV ; 69/34,5kV ou 69/13,8kV; 138/69kV ou 138/34,5kV ou 138/13,8kV);
- ao nível de tensão do local de instalação do banco de capacitor (13,8kV, 34,5kV; 69kV ou 138kV); e,
- ao nível de tensão do local de instalação do disjuntor (13,8kV, 34,5kV; 69kV ou 138kV).

f) Geração Associada: nome da usina; localização da usina; tipo de usina: usina hidroelétrica / usina termoelétrica / outras; e potência total instalada (MW ou kW), energia firme (MW), demanda máxima;

g) Para todas as informações referentes à caracterização do sistema elétrico, caso o nível de tensão existente na permissionária seja diferente do solicitado, considerar o nível de tensão imediatamente superior para fins de lançamento das informações. Exemplos: (1) se a tensão nominal for de 11,4 kV, considerar como sendo de 13,8 kV; (2) se a tensão nominal for de 23,1 kV, considerar como sendo de 34,5 kV; e (3) se a tensão nominal for de 44 kV, considerar como sendo de 69 kV.

II. Apresentação das informações

118.Apresentar as informações de acordo com o modelo disponível em meio eletrônico no sítio da ANEEL, conforme **Anexo I** deste Submódulo.

6. CUSTO DE CAPITAL

119. Para o cálculo da taxa de retorno utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (18)$$

onde:
r_{wacc}: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;
r_P: custo do capital próprio nominal;
r_D: custo da dívida nominal;
P: capital próprio;
D: capital de terceiros ou dívida; e
V: soma do capital próprio e de terceiros

120. O resultado final é mostrado na tabela a seguir:

Tabela 15: Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC

Componente	Fórmula	Valor
Estrutura de Capital		
Capital Próprio	(P/V)	93%
Capital de Terceiros	(D/V)	7%
Custo de Capital Próprio		
Custo de capital próprio nominal	r_P	9,54%
Inflação		5,72%
Custo de capital próprio real		**3,62%**
Custo de Capital de Terceiros		
Custo de dívida nominal	r_D	12,00%
Custo de dívida real		**5,82%**
Custo Médio Ponderado		
WACC nominal depois de impostos	r_{WACC}	9,71%
WACC real depois de impostos	r_{WACC}	**3,77%**

7. FATOR X

121. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário.

122. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras, além de promover uma transição da Parcela B.

123. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por dois componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator X} = Pd + T \quad (18)$$

onde:
Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição; e
T = Trajetória de Parcela B.

124. Os componentes Pd e T serão definidos “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária.

7.1. COMPONENTE DE GANHOS DE PRODUTIVIDADE DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO – Pd

125. O Componente **Pd** do Fator X contempla os ganhos de produtividade potenciais associados à distribuição de energia elétrica, sendo adotado o valor de **1,15% a.a**.

7.2. TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA A PARCELA B – T

126. O Componente **T** do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição da Parcela B.

127. Quando o valor da Parcela B definido no 1CRTP-P estiver contido no intervalo de **+/- 30,0%** (mais ou menos trinta por cento) em relação à Parcela B definida no último processo tarifário, não haverá aplicação do componente T.

128. Caso contrário, o reposicionamento tarifário será limitado a +/- 30% e a diferença será incorporada no Componente T, conforme a fórmula abaixo.

$$T = \left(1 - \sqrt[N]{\frac{VPB}{VPB'}}\right) \quad (19)$$

onde:
N: número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;
VPB: Valor da Parcela B para fins de reposicionamento tarifário; e
VPB': Valor da Parcela B.

129. O valor do Componente T será limitado a **+/- 2,0%** (mais ou menos dois por cento).

8. PERDAS DE ENERGIA

130.As perdas de energia são classificadas em perdas técnicas e não técnicas, e possuem **período** de apuração anual. A metodologia consiste em definir limites de perdas regulatórias admissíveis no momento da revisão tarifária, aplicáveis aos reajustes subsequentes.

131. As **Perdas Técnicas** correspondem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária, expressa em megawatt-hora (MWh).

132. As **Perdas Não Técnicas** representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição etc. Corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas, em megawatt-hora (MWh).

133. O limite de perdas regulatórias admissíveis é um valor fixo definido para todo o ciclo de revisão tarifária, obtido com base no histórico das perdas de energia verificadas e na avaliação das perdas de energia da permissionária. A avaliação das perdas de energia pode ser realizada através da aplicação de um Procedimento Simplificado ou através da aplicação da metodologia de Cálculo das Perdas na Distribuição, conforme estabelecido no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo.

134. O Procedimento Simplificado de Avaliação das Perdas é o método padrão a ser aplicado às permissionárias. Nesse procedimento, a avaliação das perdas de energia é realizada através da aplicação de percentuais de referência de perdas regulatórias ao sistema de distribuição da permissionária, somando-se as perdas percentuais no sistema de alta tensão, quando aplicável, calculadas conforme disposto no Módulo 7 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo.

135. A Tabela abaixo apresenta os percentuais de referência de perdas técnicas por segmento com base na energia que circula no mesmo e de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão para aplicação do Procedimento Simplificado de avaliação das perdas.

Tabela 16 - Percentuais de Referência de Perdas Técnicas por Segmento e Perdas Não Técnicas sobre o Mercado de Baixa Tensão

	Perdas Técnicas percentuais sobre a energia que circula no segmento					Perdas Não Técnicas sobre o Mercado de Baixa Tensão
	Alimentadores MT	**Transformadores MT/BT**	**Circuitos BT**	**Medidores**	**Ramais**	
Percentuais de referência para o segmento	3,89%	4,18%	2,09%	0,53%	0,22%	2,36%

136. A aplicação do Procedimento Simplificado de Avaliação das Perdas se dá com base na configuração do sistema da permissionária e nas energias injetadas e fornecidas em cada nível de tensão, construindo-se assim o Diagrama Unifilar Simplificado da permissionária. Em seguida, são aplicados os percentuais constantes da Tabela 16 na configuração do sistema de distribuição da permissionária e obtidas as perdas de energia em cada segmento. A essas perdas são adicionadas as perdas no sistema de alta tensão da permissionária, quando aplicável, obtendo-se o Valor de Referência de Perdas Regulatórias.

137. O limite de perdas regulatórias admissíveis será o menor entre o Valor de Referência de Perdas Regulatórias e o montante mínimo de perdas na distribuição verificado no histórico da permissionária.

138. É facultado à permissionária que apresente o menor valor de perdas na distribuição obtido de seu histórico superior ao Valor de Referência de Perdas Regulatórias, a avaliação das perdas de energia pela aplicação da metodologia de Cálculo das Perdas na Distribuição, conforme estabelecido no Módulo 7 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo. Nesse caso, a perda não técnica sobre o mercado de baixa tensão é definida como o menor valor entre o calculado pela referida metodologia, aplicado ao histórico de perdas da permissionária, e o valor de referência de perdas não técnicas na Tabela 16.

9. OUTRAS RECEITAS

139. Os valores de outras receitas capturados na revisão tarifária serão calculados conforme Submódulo 2.7 do PRORET.

10. GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA

140. Na revisão tarifária periódica será definido o **Valor da Geração Própria – VGP**, em R$/MWh, que consiste no valor regulatório para a cobertura dos custos operacionais e dos custos de capital referentes aos ativos de geração própria da permissionária.

141. Os custos operacionais referem-se às despesas com pessoal, material, serviço de terceiros e outros, e os custos do capital contemplam a remuneração do capital (remuneração líquida mais impostos) e a quota de reintegração dos investimentos (amortização e depreciação).

142. Os custos referentes aos ativos de geração própria da permissionária estão associados a um montante de geração de energia de referência, denominado **Montante de Geração Própria – MGP**, definido em MWh.

143. O VGP será calculado pelo método do Fluxo de Caixa Descontado – FCD, que consiste em igualar o valor presente dos fluxos de receita e despesas dos ativos de geração de energia da permissionária estimados para o ciclo tarifário, conforme definido no contrato de permissão.

144. O VGP definido na revisão tarifária será atualizado nos reajustes tarifários anuais pela variação acumulada do IPCA.

145. Os custos da geração própria devem compor a Parcela A da receita das permissionárias, no item energia comprada para a revenda, pela multiplicação do VGP vigente pelo MGP definido na revisão.

10.1. VALOR DA GERAÇÃO PRÓPRIA (VGP)

146. O VGP será calculado mediante a aplicação da equação abaixo:

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{R_i}{\left(1+r_{WACC_{pré}}\right)^i} = \sum_{i=1}^{n} \frac{QRR_i + RC_i + CO_i}{\left(1+r_{WACC_{pré}}\right)^i} \quad (20)$$

onde:
i: ano tarifário (1, 2, 3, 4 ou 5, sendo 1 o ano da revisão tarifária);
$r_{WACCpré}$: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos, definido conforme item 6 deste Submódulo – Custo de capital;
R_i: receita do ano tarifário i;
QRR_i: quota de reintegração regulatória do ano tarifário i;
RC_i: remuneração do capital do ano tarifário i; e
CO_i: custos operacionais do ano tarifário i.

147. Os termos da equação (1) são assim definidos:

$$R_i = MGP * VGP \quad (21)$$
$$CO_i = MGP * \theta \quad (22)$$
$$QRR_i = BRRb_i * \delta \quad (23)$$
$$RC_i = BRRl_i * r_{WACC_{pré}} \quad (24)$$
$$BRRl_i = BRRl_{i-1} - \delta * BRRb_0 \quad (\text{para } i > 1) \quad (25)$$

onde:
VGP: valor da geração própria, em R$/MWh;
MGP: montante de geração própria, em MWh, definido conforme item 10.3;
θ: custo operacional, em R$/MWh, definido conforme item 10.2;
$BRRb_0$: base de remuneração regulatória bruta dos ativos de geração própria, em R$, referente ao ano da revisão, definida conforme item 5 deste Submódulo – Base de remuneração;
δ: taxa média de depreciação dos ativos de geração própria, definida conforme item 5 deste Submódulo – Base de remuneração;
BRRli: base de remuneração regulatória líquida dos ativos de geração própria, em R$, referente ao ano tarifário i, definida conforme item 5 deste Submódulo – Base de remuneração; e
T: alíquota tributária marginal efetiva, definida conforme item 6 deste Submódulo – Custo de capital.

10.2. CUSTOS OPERACIONAIS

148. Os custos operacionais associados aos ativos de geração própria de fonte hidráulica serão definidos em função da potência instalada de cada usina, por meio da aplicação da seguinte equação:

$$\theta = \{[\exp(2{,}74 - 0{,}417 \ln(Pot) + 0{,}397)] + 1{,}24\} \times \left(\frac{IPCA_i}{IPCA_{11/2006}}\right) \quad (26)$$

onde:
θ: custos operacionais em R$/MWh;
Exp: exponencial;
Ln: logaritmo natural;
Pot: potência instalada, em MW;
IPCAi= Valor do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo do mês anterior à data da revisão tarifária da permissionária i; e
$IPCA_{11/2006}$= Valor do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo em 11/2006.

149. Os custos operacionais associados aos ativos de geração própria de fonte térmica serão calculados considerando o porte e a tecnologia de cada usina, a partir dos valores estabelecidos no Anexo IV da Resolução Normativa nº 427, de 22/2/2011, ou o que vier a sucedê-lo, atualizados pela variação acumulada do IPCA até a data da revisão tarifária da permissionária.

10.3. MONTANTE DE GERAÇÃO PRÓPRIA (MGP)

150. O Montante de Geração Própria – MGP será definido para cada permissionária a partir da análise dos dados históricos da geração de energia elétrica que constam do SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica.

151. A análise dos dados históricos deverá observar fatores que influenciam o comportamento da geração de energia elétrica da permissionária, como os períodos de indisponibilidade das usinas, riscos hidrológicos, alterações na capacidade instalada das usinas e outros, desde que devidamente comprovados pelas permissionárias.

152. Os investimentos em geração própria realizados no ciclo tarifário que resultarem aumento da capacidade de geração de energia elétrica da permissionária, serão remunerados nos reajustes tarifários anuais pela aplicação do VGP vigente ao montante de energia gerado adicionalmente ao MGP.
1.1.
11. ANEXOS

153.A seguir são apresentados os seguintes anexos:

- **Anexo I** – Modelo de Laudo de Ativos; e
- **Anexo II** – Banco de Preços Referenciais.

ANEXO I

Modelo de Laudo de Ativos

ATIVO	Unid.	Qtde. Ativos	
		Urbano	Rural
Medidores			
Baixa Tensão (BT) - Tensão inferior a 1 kV			
Monofásicos	unid.		
Bifásicos	unid.		
Trifásicos	unid.		
Média Tensão (MT) - Tensão de 13,8 kV			
Trifásicos	unid.		
Redes de Distribuição			
Baixa Tensão (BT) - Tensão inferior a 1 kV			
Monofásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede monofásica (exclusivos à BT)	unid.		
Bifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede bifásica (exclusivos à BT)	unid.		
Trifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede trifásica (exclusivos à BT)	unid.		
Média Tensão (MT) - Tensão de 13,8 kV			

Monofásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede monofásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Bifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede bifásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Trifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede trifásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Média Tensão (MT) - Tensão de 34,5 kV			
Monofásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede monofásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Bifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede bifásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Trifásica (extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de postes com rede trifásica (exclusivos à MT ou compartilhando BT)	unid.		
Equipamentos de Rede			
Tensão primária de 13,8 kV			
Quantidade de Transformadores Monofásicos	unid.		
- Potência Monofásica instalada (total)	kVA		
Quantidade de Transformadores Bifásicos	unid.		
- Potência Bifásica instalada (total)	kVA		
Quantidade de Transformadores Trifásicos	unid.		
- Potência Trifásica instalada (total)	kVA		
Tensão primária de 34,5 kV			
Quantidade de Transformadores Monofásicos	unid.		
- Potência Monofásica instalada (total)	kVA		
Quantidade de Transformadores Bifásicos	unid.		
- Potência Bifásica instalada (total)	kVA		
Quantidade de Transformadores Trifásicos	unid.		
- Potência Trifásica instalada (total)	kVA		
Linhas de Distribuição			
Alta Tensão (AT) - Tensão de 69 kV			
Circuito simples (linha trifásica / extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de estruturas em circuito simples	unid.		
Circuito duplo (linha trifásica / extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de estruturas em circuito duplo	unid.		
Alta Tensão (AT) - Tensão superior a 69 kV			
Circuito simples (linha trifásica / extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de estruturas em circuito simples	unid.		
Circuito duplo (linha trifásica / extensão total: projeção no solo, em km)	km		
- Quantidade de estruturas em circuito duplo	unid.		
Subestações Transformadoras			
Tensão primária de 34,5 kV			
Quantidade de Subestações			
- Pequeno porte (1 transformador)	unid.		
- Médio porte (2 a 3 transformadores)	unid.		
- Grande porte (acima de 3 transformadores)	unid.		
Quantidade Total de Transformadores 34,5/13,8 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVA		
Quantidade de Banco de Capacitores 34,5 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVAR		
Quantidade de Banco de Capacitores 13,8 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVAR		
Quantidade de Disjuntores 34,5 kV	unid.		
Quantidade de Disjuntores 13,8 kV	unid.		
Tensão primária de 69 kV			
Quantidade de Subestações			
- Pequeno porte (1 transformador)	unid.		
- Médio porte (2 a 3 transformadores)	unid.		
- Grande porte (acima de 3 transformadores)	unid.		
Quantidade Total de Transformadores 69/34,5 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVA		
Quantidade de Transformadores 69/13,8 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVA		
Quantidade de Banco de Capacitores 69 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVAR		
Quantidade de Banco de Capacitores 34,5 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVAR		
Quantidade de Banco de Capacitores 13,8 kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVAR		
Quantidade de Disjuntores 69 kV	unid.		
Quantidade de Disjuntores 34,5 kV	unid.		
Quantidade de Disjuntores 13,8 kV	unid.		
Tensão primária de 138 kV			
Quantidade de Subestações			
- Pequeno porte (1 transformador)	unid.		
- Médio porte (2 a 3 transformadores)	unid.		
- Grande porte (acima de 3 transformadores)	unid.		
Quantidade Total de Transformadores 138/69kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVA		
Quantidade de Transformadores 138/34,5kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVA		
Quantidade de Transformadores 138/13,8kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVA		
Quantidade de Banco de Capacitores 138kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVAR		
Quantidade de Banco de Capacitores 69kV	unid.		
- Potência instalada (total)	MVAR		
Quantidade de Banco de Capacitores 34,5kV	unid.		

- Potência instalada (total)	MVAR	
Quantidade de Banco de Capacitores 13,8kV	unid.	
- Potência instalada (total)	MVAR	
Quantidade de Disjuntores 138kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 69kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 34,5kV	unid.	
Quantidade de Disjuntores 13,8kV	unid.	

ANEXO II

Banco de Preços Referenciais – Valores por Módulos
(Ref.: 09/2011)

Código Módulo	Descrição Módulo	Unid.	Valor (R$)
Medidores			
MDC01	MEDIDOR DE ENERGIA MONOFÁSICO – BAIXA TENSÃO	unid.	83,01
MDC02	MEDIDOR DE ENERGIA BIFÁSICO – BAIXA TENSÃO	unid.	222,22
MDC03	MEDIDOR DE ENERGIA TRIFÁSICO – BAIXA TENSÃO	unid.	265,38
MDC04	MEDIDOR DE ENERGIA TRIFÁSICO – 13,8 kV	unid.	1.875,34
Redes de Distribuição			
CRC01	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM BT – CONDUTOR	km	3.346,17
CRC02	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM BT – CONDUTOR	km	6.692,33
CRC03	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM BT – CONDUTOR	km	10.038,50
CRC04	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM 13,8kV – CONDUTOR	km	4.600,98
CRC05	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM 13,8kV – CONDUTOR	km	9.201,96
CRC06	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM 13,8kV – CONDUTOR	km	13.802,94
CRC07	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM 34,5kV – CONDUTOR	km	5.019,25
CRC08	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM 34,5kV – CONDUTOR	km	10.038,50
CRC09	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM 34,5kV – CONDUTOR	km	15.057,75
PSC01	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM BT – ESTRUTURA	unid.	445,66
PSC02	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM BT – ESTRUTURA	unid.	472,40
PSC03	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM BT – ESTRUTURA	unid.	481,31
PSC04	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM 13,8kV – ESTRUTURA	unid.	587,47
PSC05	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM 13,8kV – ESTRUTURA	unid.	646,22
PSC06	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM 13,8kV – ESTRUTURA	unid.	675,59
PSC07	REDE DE DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA EM 34,5kV – ESTRUTURA	unid.	619,71
PSC08	REDE DE DISTRIBUIÇÃO BIFÁSICA EM 34,5kV – ESTRUTURA	unid.	684,94
PSC09	REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA EM 34,5kV – ESTRUTURA	unid.	717,56
Equipamentos de Rede			
TDC01	TRANSFORMADOR DE REDE MONOFÁSICO - 13,8kV	kVA	y = -147,8ln(kVA) + 744,39
TDC02	TRANSFORMADOR DE REDE BIFÁSICO - 13,8kV	kVA	y = -153,5ln(kVA) + 791,15
TDC03	TRANSFORMADOR DE REDE TRIFÁSICO - 13,8kV	kVA	y = -199,4ln(kVA) + 1027,5
TDC04	TRANSFORMADOR DE REDE MONOFÁSICO - 34,5kV	kVA	y = -158,1ln(kVA) + 796,5
TDC05	TRANSFORMADOR DE REDE BIFÁSICO - 34,5kV	kVA	y = -164,3ln(kVA) + 846,53
TDC06	TRANSFORMADOR DE REDE TRIFÁSICO - 34,5kV	kVA	y = -213,4ln(kVA) + 1099,4
Linhas de Distribuição			
CLC01	CONDUTOR NU EM 69kV, CIRCUITO SIMPLES	km	72.249,03
ESC01	ESTRUTURA EM 69kV, CIRCUITO SIMPLES	unid.	15.474,79
CLC02	CONDUTOR NU EM 69kV, CIRCUITO DUPLO	km	123.939,75
ESC02	ESTRUTURA EM 69kV, CIRCUITO DUPLO	unid.	21.900,99
CLC03	CONDUTOR NU EM 138kV, CIRCUITO SIMPLES	km	80.562,69
ESC03	ESTRUTURA EM 138kV, CIRCUITO SIMPLES	unid.	18.772,72
CLC04	CONDUTOR NU EM 138kV, CIRCUITO DUPLO	km	140.712,96
ESC04	ESTRUTURA EM 138kV, CIRCUITO DUPLO	unid.	25.851,01
Subestações			
MIC01	INFRAESTRUTURA 34,5kV - PEQUENO PORTE	unid.	359.869,72
MIC02	INFRAESTRUTURA 34,5kV - MÉDIO PORTE	unid.	432.264,49
MIC03	INFRAESTRUTURA 34,5kV - GRANDE PORTE	unid.	504.659,27
MIC04	INFRAESTRUTURA 69kV - PEQUENO PORTE	unid.	359.869,72
MIC05	INFRAESTRUTURA 69kV - MÉDIO PORTE	unid.	432.264,49
MIC06	INFRAESTRUTURA 69kV - GRANDE PORTE	unid.	504.659,27
MIC07	INFRAESTRUTURA 138kV - PEQUENO PORTE	unid.	359.869,72
MIC08	INFRAESTRUTURA 138kV - MÉDIO PORTE	unid.	432.264,49
MIC09	INFRAESTRUTURA 138kV - GRANDE PORTE	unid.	504.659,27
TFC01	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 34,5/13,8kV	MVA	$y = -86,83*MVA^2 + 40.509,16*MVA – 24.077,25$
TFC02	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 69/34,5kV	MVA	$y = -126,54*MVA^2 + 59.027,63*MVA – 35.084,00$
TFC03	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 69/13,8kV	MVA	$y = -124,05*MVA^2 + 57.870,22*MVA – 34.396,08$
TFC04	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 138/69kV	MVA	$y = -40,43*MVA^2 + 61.709,28*MVA – 41.721,59$
TFC05	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 138/34,5kV	MVA	$y = -39,63*MVA^2 + 60.475,09*MVA – 40.887,16$
TFC06	TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO - 138/13,8kV	MVA	$y = -38,82*MVA^2 + 59.240,90*MVA – 40.052,73$
BCC01	BANCO DE CAPACITORES EM 13,8kV	MVAR	$y = -622,28*MVAR^2 + 73.997,89*MVAR – 9.999,72$
BCC02	BANCO DE CAPACITORES EM 34,5kV	MVAR	$y = -700,07*MVAR^2 + 83.247,63*MVAR – 11.249,68$
BCC03	BANCO DE CAPACITORES EM 69kV	MVAR	$y = -777,85*MVAR^2 + 92.497,37*MVAR – 12.499,64$
BCC04	BANCO DE CAPACITORES EM 138kV	MVAR	$y = -742,07*MVAR^2 + 95.017,20*MVAR – 13.079,02$
COC01	CONEXÃO EM 13,8kV	unid.	139.595,56
COC02	CONEXÃO EM 34,5kV	unid.	158.731,05
COC03	CONEXÃO EM 69kV	unid.	353.687,00
COC04	CONEXÃO EM 138kV	unid.	500.919,67

ANEXO LVI

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.2

REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais, bem como os critérios a serem utilizados no cálculo do Reajuste Tarifário Anual (RTA) das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por **não** assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste Submódulo são aplicáveis aos reajustes tarifários anuais e, no que couber, às revisões tarifárias periódicas das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por não assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos

3. REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – RTA

3. Nos reajustes tarifários anuais, as tarifas são reajustadas de acordo com as disposições previstas nos contratos de permissão e com as normas e as Leis referentes ao assunto.

4. O reajuste das tarifas econômicas é calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior", do Índice de Reajuste Tarifário - IRT estabelecido no Contrato de Permissão, assim definido:

$$\mathrm{IRT} = \frac{\mathrm{VPA}_1 + \mathrm{VPB}_0 \mathrm{x}(\mathrm{IVI} \pm \mathrm{X})}{\mathrm{RA}} \quad (1)$$

Onde:
VPA1 = Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP)
VPB0 = Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (DRA)
IVI = Índice de variação da inflação (IPCA)
X = Fator X
RA = Receita de Referência na Data do Reajuste Anterior (DRA)

5. O IRT é dado pela razão entre o somatório do Valor da Parcela A (VPA) e do Valor da Parcela B (VPB), ambos atualizados para a "Data do Reajuste em Processamento" - DRP, e a Receita de Referência (RA), na "Data de Referência Anterior" – DRA.

6. O VPA corresponde à parcela da receita da permissionária, formada pelos custos de geração e transmissão de energia e dos encargos setoriais previstos em legislação, e o VPB corresponde aos custos próprios da atividade de distribuição.

7. As despesas formadoras do VPA são atualizadas para a data do reajuste em processamento, de acordo com regra própria de atualização do Contrato de Permissão.

8. O VPB é atualizado para a data do reajuste em processamento pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA. A correção da Parcela "B" ainda depende do "Fator X", fixado na revisão tarifária periódica.

9. O reajuste tarifário também compreende o cálculo dos Componentes Financeiros, que são acrescentados ou subtraídos das tarifas finais pagas pelos consumidores para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste tarifário em processamento.

3.1. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROCESSO DE REAJUSTE TARIFÁRIO

10. O "Mercado de Referência" registrado no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, referente ao "Período de Referência" do reajuste em processamento, deve ser objeto de detalhada conferência por parte da distribuidora, de modo que sejam regularizadas eventuais inconsistências até o quadragésimo quinto dia anterior à data do reajuste tarifário anual (D-45).

11. Observado esse mesmo prazo de quarenta e cinco dias da data do reajuste em processamento (D-45), a distribuidora, quando acessante, deve encaminhar à ANEEL, por meio eletrônico, cópia dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição ou respectivos Aditivos relativos ao "Período de Referência" do reajuste em processamento, juntamente com cópia das correspondentes faturas mensais, para fins de avaliação dos montantes contratados e consequente consideração no cálculo da cobertura tarifária desse custo de transmissão.

12. O prazo estabelecido para regularização das informações de mercado no SAMP e para envio dos documentos referentes ao CUSD não exime a distribuidora da responsabilidade de fornecer, nos prazos indicados, outras informações, planilhas e documentos pertinentes ao cálculo tarifário, que venham a ser requeridos pela ANEEL.

13. A Memória de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual (RTA), depois de homologado pela Diretoria da ANEEL, ficará disponível, para conhecimento da sociedade, no sítio da ANEEL na internet.

3.2. RECEITA ANUAL – RA_0

14. A Receita Anual (RA), também denominada "Receita de Referência", é definida como a Receita Anual de Fornecimento, Suprimento, Consumo de Energia Elétrica e Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada com base nas tarifas econômicas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", portanto, excluídos o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico.

15. O "Mercado de Referência" corresponde os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no "Período de Referência" a outras distribuidoras, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

16. O "Período de Referência" compreende o ciclo de 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento.

17. As informações necessárias ao cálculo da RA serão obtidas por meio do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, a partir dos montantes discriminados nas faturas mensais emitidas pelas distribuidoras, segundo o regime de competência.

18. Na apuração da RA, serão utilizadas as tarifas econômicas homologadas na "Data de Referência Anterior", com seu valor integral ou com desconto, de modo idêntico ao critério adotado na última revisão tarifária da distribuidora ou no processo de regularização, no caso de se tratar de reajuste tarifário anterior à primeira revisão tarifária.

19. A informação relativa ao mercado faturado no último mês do "Período de Referência" será estimada, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior, podendo os valores do penúltimo mês, se provisórios, serem alterados uma única vez até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora.

20. Caso a permissionária possua mercado faturado referente à venda de energia elétrica a consumidores cativos, a valores inferiores aos homologados pela ANEEL, esse mercado deverá ser considerado na formação da RA, utilizando-se a respectiva tarifa econômica com seu valor integral, vedada a concessão de ajustes compensatórios futuros em relação a esse mercado.

21. Ressalvado o caso a que se refere o item precedente, se utilizadas tarifas com seu valor integral na formação da RA, a perda de receita correspondente aos descontos previstos na legislação, concedidos pela distribuidora nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste em processamento, será custeada com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, conforme regulamento.

22. Se consideradas tarifas com desconto na formação da RA, quando previsto na legislação pertinente, todas as tarifas da distribuidora serão suficientemente majoradas para suprir a perda de receita relativa aos subsídios tarifários concedidos pela distribuidora nos 12 (doze) meses subsequentes ao do reajuste em processamento, vedada a concessão de ajustes compensatórios futuros em decorrência de eventuais variações de mercado.

23. Quando forem utilizadas tarifas com desconto para o mercado da Subclasse Residencial Baixa Renda na apuração da RA, a este valor deve ser adicionado o montante anual da subvenção econômica oriunda da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), homologado pela ANEEL no "Período de Referência".

24. Caso algum valor mensal da referida subvenção esteja pendente de aprovação até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora, este deverá ser estimado, repetindo-se o valor do mês imediatamente anterior que tiver sido homologado pela ANEEL.

3.3. VALOR DA PARCELA "A" NA DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR (DRA)

25. O VPA, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", será calculado aplicando-se os componentes tarifários de Parcela A, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".

26. Até que se adote o procedimento de definição de Estrutura Tarifária previsto no Submódulo 8.3 do PRORET, o VPA, na "Data de Referência Anterior", será calculado aplicando-se sobre a RA a participação percentual da Parcela A na receita econômica do último processo tarifário.

3.4. VALOR DA PARCELA "A" NA DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO (DRP)

27. O VPA considerando as condições vigentes na "Data do Reajuste em Processamento" e o "Mercado de Referência", é calculado da seguinte forma:

i. Para a energia elétrica comprada: o preço médio de repasse dos contratos vigentes na data de aniversário do reajuste, aplicado ao montante de energia elétrica comprada para atendimento do "Mercado de Referência";

ii. Para a conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição: o valor vigente do custo de conexão na data de aniversário do reajuste e os montantes de demanda de potência faturados no "período de referência", valorados pelas respectivas tarifas vigentes na "Data do Reajuste em Processamento", para o uso;

iii. Para os encargos setoriais: os valores vigentes na "Data do Reajuste em Processamento".

28. A cobertura tarifária de cada item de custo da Parcela A, na "Data do Reajuste em Processamento", será obtida conforme os procedimentos descritos a seguir.

3.5. CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA COMPRADA

29. O custo de aquisição de energia elétrica, na DRP, será calculado conforme fórmula a seguir:

$$CE_{DRP} = TM_{EC} \times [ER_{DRP} - EC_{PROINFA}] \quad (2)$$

onde:
CE_DRP: Custo com aquisição de energia e geração própria, em R$. ;
TM_EC: Tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia, expresso em R$/MWh, na DRP, conforme equação (3);
ER_DRP: Energia requerida, expressa em MWh, para atender à carga regulatória da permissionária na DRP, conforme equação (4); e
EC_PROINFA: Energia proveniente do PROINFA, em MWh, calculada conforme Seção 3.5.6. deste Submódulo.

30. O cálculo da Tarifa Média de Repasse é dado por:

$$TM_{EC} = \frac{\sum_{i=1}^{n} CE_i}{\sum_{i=1}^{n} EC_i} \quad (3)$$

onde:
CE i: Custo com a aquisição da energia do contrato i, em R$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seções 3.5.1., 3.5.2., 3.5.3., 3.5.4., 3.5.5;
EC i: Energia proveniente do contrato i, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário; e
n: número de contratos.

31. A Energia Requerida é calculada da seguinte forma:

$$ER_{DRP} = EV + PRT_{DRP} \quad (4)$$

onde:
EV: Energia vendida pela permissionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às permissionárias de distribuição, em MWh; e
PRT_DRP: Perda regulatória total, em MWh, obtida pela soma das perdas técnicas e não técnicas e, quando cabíveis, das perdas na rede básica.

32. As perdas elétricas regulatórias, na DRP, obtidas pela soma das perdas técnicas e não técnicas e das perdas na rede básica, serão calculadas da seguinte maneira:

a. Para as perdas elétricas do sistema de distribuição, as quais se subdividem em técnicas e não técnicas: tratamento a elas estabelecido na Revisão Tarifária Periódica ou no processo de regularização, no caso de se tratar de reajuste tarifário anterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento de cálculo detalhado na Seção 7.1 do Submódulo 3.2 do PRORET; e

b. Para as perdas na Rede Básica: valores calculados a partir dos limites regulatórios estabelecidos na DRP, conforme detalhado na Seção 7.1 do Submódulo 3.2 do PRORET, quando devido.

3.5.1. CONTRATO DE SUPRIMENTO

33. O Contrato de suprimento se refere à energia comercializada pelo atual agente supridor com a permissionária.

34. O cálculo do custo com aquisição de energia dos Contratos de Suprimento, nos 12 (meses) subsequentes à data de realização do processo tarifário, obedecerá à seguinte fórmula:

$$CE_{Suprimento} = \sum_{i=1}^{n} \left(EC_{Suprimento_i} \, X \, PR_{Suprimento_i} \right) (5)$$

onde:
EC_Suprimento i: Montante de energia adquirida do Contrato de Suprimento i, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário;
PR_Suprimento i: Preço de repasse do contrato de suprimento i, em R$/MWh; e
n: n° de contratos de suprimento.

35. O preço de repasse dos Contratos de Suprimento será calculado aplicando-se sobre a tarifa de suprimento, em R$/MWh, estabelecida no último processo tarifário da supridora, o percentual de desconto definido:

a. Na última revisão tarifária, conforme procedimento estabelecido no Submódulo 8.1; ou

b. No processo de regularização, quando se tratar de processo de reajuste anterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento estabelecido no Submódulo 8.1.

36. Na fixação do montante de energia adquirida para entrega nos próximos 12 meses, serão observados os critérios de contratação estabelecidos no Submódulo 11.1 do Módulo 11 do PRORET.

3.5.2. GERAÇÃO PRÓPRIA

37. Refere-se à energia proveniente dos empreendimentos de geração própria das permissionárias de distribuição de energia elétrica.

38. O cálculo do custo com aquisição de energia proveniente de empreendimentos de geração própria, quando devido, nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário, será obtido conforme fórmula a seguir:

$$CE_{GP} = \sum_{i=1}^{n} (PRGP_{i,j} \times EC_{GP_i}) \quad (6)$$

onde:
$PRGP_{i,j}$: Preço de repasse da Geração Própria i, na data j, expressa em R$/MWh, calculado conforme equação (10);
EC_GP: Montante de energia da Geração Própria i, expresso em MWh; e
n: n° de contratos de geração própria.

39. O montante de energia da Geração Própria "i" será igual ao montante declarado no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP nos últimos 12 meses.

40. O preço de repasse da Geração Própria será definido na revisão tarifária da permissionária, e o valor utilizado nos reajustes tarifários subsequentes será reajustado pelo IPCA, conforme a seguinte fórmula:

$$PRGP_j = PRGP_0 \times \frac{IV_j}{IV_0} \quad (7)$$

onde:
$PRGP_j$: Preço de Repasse da Geração Própria no mês da data do reajuste tarifário em processamento;
$PRGP_0$: Preço de Repasse definido na última revisão tarifária, em R$/MWh;
IV_0: Número Índice do IPCA referente ao mês anterior à data da última revisão tarifária; e
IVj: Número Índice do IPCA referente ao mês anterior à data do reajuste tarifário em processamento.

41. Caso não haja um preço definido na revisão periódica, o preço de repasse de Geração Própria será considerado zero.

3.5.3. LEILÕES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR CHAMADA PÚBLICA

42. Refere-se à despesa com aquisição de energia dos contratos de que trata o caput do art. 36 do Decreto n° 5.163, de 2004 (CCEAR de novos empreendimentos, CCEAR de empreendimentos de geração existente, CCEAR de fontes alternativas, Leilão de Ajuste e Geração Distribuída por chamada pública).

43. O custo com a aquisição de energia proveniente desses contratos, quando contratado pela permissionária, será calculado conforme metodologias estabelecidas no Módulo 3 do PRORET, no que couber para as permissionárias, e nas regras de contratação e de preço de repasse estabelecidas no Submódulo 10.1 do Módulo 10 do PRORET.

3.5.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DECORRENTE DE DESVERTICALIZAÇÃO E LICITAÇÃO PÚBLICA PROMOVIDA PELA PERMISSIONÁRIA.

44. Refere-se à despesa com aquisição de energia proveniente de Geração Distribuída decorrente de desverticalização, conforme dispõe a Lei n° 10.848, de 2004, e de contratos oriundos de licitação pública realizada pela permissionária.

45. O custo com a aquisição de energia proveniente desses contratos, quando contratados pela permissionária, será calculado conforme metodologias estabelecidas na Seção 5.5 do Submódulo 3.2 do Módulo 3 do PRORET, no que couber para as permissionárias, e nas regras de contratação e de preço de repasse estabelecidas no Submódulo 10.1 do Módulo 11 do PRORET.

3.5.5. COTAS DAS USINAS RENOVADAS NOS TERMOS DA LEI Nº 12.783/13 E CENTRAIS GERADORAS ANGRA 1 e 2

46. Refere-se à despesa com aquisição de energia decorrente do rateio da garantia física e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei n° 12.783, de 2013, e das centrais geradoras Angra 1 e 2.

47. O custo com a aquisição de energia proveniente das cotas das usinas renovadas e das centrais geradoras Angra 1 e 2, quando adquirida pela permissionária, será calculado conforme metodologias estabelecidas nas Seção 5.4 e 5.3 do Submódulo 3.2 do Módulo 3 do PRORET, respectivamente, no que couber para as permissionárias.

3.5.6. PROINFA

48. Refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

49. O montante de energia do PROINFA, referente aos 12 meses subsequentes à data do reajuste em processamento, corresponderá à última quota anual de energia elétrica homologada pela ANEEL para a respectiva permissionária.

3.6. CUSTO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

50. Os custos com transmissão de energia elétrica são aqueles relacionados ao transporte da energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição, sendo compostos pelos seguintes itens: i. Uso das instalações de distribuição; ii. Uso das instalações de transmissão; e iii. Conexão às redes de distribuição e transmissão, quando cabível.

51. Os riscos inerentes à contratação dos serviços de transmissão e de variação de mercado são próprios das atividades da permissionária, sendo vedada a consideração de ajustes compensatórios posteriores em decorrência do surgimento de novos custos dessa natureza no período de referência, haja vista o regime regulatório de serviço pelo preço e a inexistência de previsão de neutralidade para os custos de transmissão de energia no contrato de permissão.

52. Os custos de transmissão de energia, embora sejam devidos os seus pagamentos às transmissoras ou distribuidoras acessadas desde a disponibilização dos ativos, somente serão considerados no processo tarifário da permissionária acessante a partir da efetiva utilização do serviço, sem efeitos retroativos.

3.6.1. USO DAS INSTALAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

53. O custo com o uso das instalações de distribuição refere-se aos valores pagos pelas permissionárias pelo uso das instalações de distribuição de outras concessionárias e/ou permissionárias.

54. A cobertura tarifária do custo de uso do sistema de distribuição, quando contratado pela permissionária, será calculada com base nos Montantes de Usos do Sistema de Distribuição (MUSD) contratados e na energia elétrica medida, valorados pelas respectivas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) vigentes na DRP, conforme a fórmula abaixo:

$$\mathrm{CSD_{DRP}} = \sum_{1}^{p}\left(\mathrm{MUSD_{P-p}} \times \mathrm{TUSD_{P-p}} + \mathrm{MUSD_{FP-p}} \times \mathrm{TUSD_{FP-p}}\right) + \sum_{1}^{p}\left(\mathrm{EM_p\ X\ TUSD_{E-p}}\right) (8)$$

onde:
CSD_{DRP}: custo de uso das instalações do sistema de distribuição;
$MUSD_{FP-p}$: montante de uso do sistema de distribuição contratado no horário Fora Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW;
$MUSD_{P-p}$: montante de uso do sistema de distribuição contratado no horário Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW;
$TUSD_{FP-p}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário Fora Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na DRP, em R$/kW;
$TUSD_{P-p}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário de Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na DRP, em R$/kW;
EM_p : energia medida no ponto de conexão p no período de referência, em MWh; e
$TUSD_{E-p}$: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na DRP, em R$/MWh.

55. As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, relativas ao uso das instalações do atual agente Supridor, serão calculadas aplicando-se sobre as tarifas de uso de suprimento, vigentes na DRP, o percentual de desconto definido:

a. Na última revisão tarifária, quando se tratar de processo de reajuste posterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento estabelecido no Submódulo 8.1, ou;

b. No processo de regularização, quando se tratar de processo de reajuste anterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento no Submódulo 8.1 do PRORET.

3.6.2. USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

56. O custo com uso das instalações de transmissão refere-se aos valores pagos pelas permissionárias pelo uso das instalações de transmissão de Rede Básica, Rede Básica Fronteira e Demais Instalações de Transmissão – DIT do Sistema Interligado Nacional (SIN).

57. A cobertura tarifária do custo de uso do sistema de transmissão, quando contratada pela permissionária, será calculada com base nos Montantes de Usos do sistema de Transmissão (MUST) contratados por ponto de conexão, para o horário de ponta e fora de ponta, multiplicados pelas respectivas tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) homologadas anualmente pela ANEEL.

58. O cálculo do custo do uso do sistema de transmissão seguirá a seguinte fórmula de cálculo nos processos de reajustes das permissionárias:

$$\mathrm{CST_{DRP}} = \sum_{1}^{p}\left[\mathrm{MUST_{FP-p}} \times \left(\mathrm{TUST_{FP-RB_p}} + \mathrm{TUST_{FP-\ FR_p}}\right) + \mathrm{MUST_{P-p}} \times \left(\mathrm{TUST_{P-RB_p}} + \mathrm{TUST_{P-FR_p}}\right)\right] (9)$$

onde:
CST_{DRP}: custo de uso do sistema de transmissão na DRP;
$MUST_{FP-p}$: montante de uso do sistema de transmissão contratado no horário Fora de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, em MW;
$MUST_{P-p}$: montante de uso do sistema de transmissão contratado no horário de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, em MW;
$TUST_{FP-RBp}$: tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica no ponto de conexão p vigente na DRP, em R$/MW;
$TUST_{FP-FRp}$: tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste, em R$/MW;
$TUST_{P-RBp}$: tarifa no horário de Ponta para Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste, em R$/MW;
$TUST_{P-FRp}$: tarifa no horário de Ponta para Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão; e
p: pontos de conexão contratados conforme CUST.

59. Os MUSTs contratados são aqueles relativos ao "período de referência" e as TUSTs às homologadas anualmente pela ANEEL por ponto de conexão.

60. Havendo parcelas de ajuste de fronteira, desde que passível de repasse às tarifas da permissionária, o mesmo será incorporado ao custo de uso do sistema de transmissão (CST_{DRP}), para fins de definição da cobertura tarifária final.

3.6.3. CUSTOS RELATIVOS À CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

61. Os custos relativos à conexão referem-se à utilização das DITs de uso exclusivo que não integram a rede básica. Essas instalações são disponibilizadas diretamente às permissionárias pelas transmissoras, quando a permissionária está conectada na Rede Básica, mediante celebração do contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCT).

62. Os custos de conexão reconhecidos na DRP, quando contratados pela permissionária, corresponderão aos homologados pela ANEEL, atualizados para a data do reajuste tarifário pelo índice de preço definido no respectivo contrato de concessão de transmissão de energia elétrica.

63. Havendo parcela de ajuste de conexão homologada, esse valor, desde que passível de repasse às tarifas da permissionária, será atualizado para a data do reajuste em processamento e incorporado ao custo de conexão anual, para fins de definição da cobertura tarifária anual.

3.6.4. CUSTOS RELATIVOS À CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÂO

64. Os custos relativos à rede de distribuição referem-se à utilização das instalações de conexão pertencentes à outra distribuidora. Essas instalações são disponibilizadas diretamente às permissionárias por outras distribuidoras, mediante celebração do contrato de conexão às instalações de distribuição (CCD).

65. Os custos de conexão reconhecidos na DRP, quando contratados pela permissionária, corresponderão aos estabelecidos no CCD, atualizados para a data do reajuste tarifário pelo índice de preço definido no respectivo contrato de conexão.

3.7. ENCARGOS SETORIAIS

66. Os encargos setoriais, instituídos por Lei, são custos não gerenciáveis suportados pelas permissionárias de distribuição, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico financeiro contratual.

67. Os encargos setoriais integrantes da Parcela A da permissionária são: (i) a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; (ii) o Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; (iii) a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; (iv) o encargo de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE; (v) a contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS; (vi) a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH; e (vii) os Encargos de Serviços do Sistema - ESS e Encargo de Energia de Reserva – ERR.

3.7.1. CDE

68. A cobertura tarifária relativa à quota de custeio da CDE, na DRP, será calculada pela multiplicação do mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência, pelo custo da CDE, em R$/MWh, homologado para o ano em curso, conforme fórmula a seguir:

$$CDE_{DRP} = CU_{CDE} \times M_{total} \quad (10)$$

onde:
CDE_{DRP}: Quota de custeio da CDE, em R$, na DRP;

CU_{CDE}: Custo da CDE, em R$/MWh, homologado pela ANEEL por meio de Resolução específica para o ano em curso; e
M_{total}: Mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência.

69. A quota anual de custeio da CDE, a ser paga a partir mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, será fixada na Resolução Homologatória do reajuste da permissionária igual ao valor da cobertura tarifária considerada na definição de suas tarifas.

3.7.2. PROINFA

70. A cobertura tarifária relativa à quota de custeio do PROINFA, na DRP, será calculada pela multiplicação do mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência, descontado do montante das unidades consumidores classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda, pelo custo do PROINFA em R$/MWh, homologado pela ANEEL para o ano em curso, conforme fórmula a seguir:

$$PROINFA_{DRP} = CU_{PROINFA} \times M_{total - Baixa\ Renda} \quad (11)$$

onde:
$PROINFA_{DRP}$: Quota de custeio no PROINFA, em R$, na DRP;
$CU_{PROINFA}$: custo do PROINFA, em R$/MWh, homologado pela ANEEL por meio de Resolução para o ano em curso; e
$M_{total - Baixa\ Renda}$: mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência, descontado da energia para atendimento das unidades consumidoras classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda.

71. A quota anual de custeio do PROINFA, a ser paga a partir do segundo mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, será fixada na Resolução Homologatória do reajuste da permissionária igual ao valor da cobertura tarifária considerada na definição de suas tarifas.

3.7.3. TFSEE

72. A cobertura tarifária relativa à contribuição da TFSEE, na DRP, a ser paga a partir do mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, corresponderá ao valor definido em Despacho específico da ANEEL.

3.7.4. P&D e PEE

73. A cobertura tarifária relativa aos encargos de P&D e PEE, na "Data do Reajuste em Processamento", corresponderá a 1,0 % (um por cento) da Receita Operacional Líquida regulatória, obtida pelo somatório da receita anual de cobertura estabelecida no processo de reajuste, incluída os componentes financeiros, deduzidos os valores econômicos e financeiros relativos aos encargos setoriais CDE, P&D e PEE.

3.7.5. ONS

74. A cobertura tarifária relativa à contribuição ao Operador Nacional do Sistema, na DRP, corresponderá à contribuição anual estabelecida para a permissionária, vigente na data do reajuste em processamento, estabelecida após aprovação do orçamento anual do Operador Nacional do Sistema pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

3.7.6. CFURH

75. Para as permissionárias com Geração Própria, quando cabível a cobrança do encargo, a cobertura tarifária relativa ao encargo setorial CFURH, na DRP, corresponderá a 6,75% do montante de energia elétrica gerada de cada central hidrelétrica, em MWh, multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência - TAR, em R$/MWh, vigente na data do reajuste, conforme fórmula a seguir:

$$CFURH_{DRP} = CU_{CFURH} \times M_{total} \quad (12)$$

3.7.7. ESS e EER

76. A cobertura tarifária relativa ao ESS e EER corresponderá ao somatório das previsões anuais definidas pela SRE, com base em informações fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, conforme Submódulo 5.4 do PRORET.

3.8. VALOR DA PARCELA "B" NA DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO

77. O Valor da Parcela "B" (VPB_1), considerando as condições vigentes na DRP, será calculado da seguinte forma:

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IVI - X) \quad (13)$$

onde:
VPB_0: O Valor da Parcela "B" na DRA;
IVI : número índice obtido pela divisão do IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.
X: Valor do Fator X a ser subtraído do IPCA, ou IVI, com objetivo de compartilhar com os usuários e consumidores da distribuidora os ganhos potenciais de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período.

78. O Valor da Parcela "B" (VPB_0) na DRA, considerando-se as condições vigentes na DRA e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA - VPA_0 \quad (14)$$

onde:
RA: Receita Anual na DRA, e
VPA_0: Valor da Parcela "A", nas condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA).

79. O valor do Fator X a ser aplicado nos Reajustes Tarifários Anuais será obtido conforme metodologia de cálculo estabelecida no Submódulo 8.1 – Revisão Tarifária Periódica do Módulo 8 – Permissionárias ou conforme tratamento estabelecido no processo de regularização da permissionária, quando se tratar de reajuste tarifário anterior à primeira revisão tarifária.

80. Caso o IPCA do último mês do Período de Referência não tenha sido divulgado oficialmente pela FGV ou pelo IBGE, até o 10º (décimo) dia anterior à DRP, será considerado para aquele mês a projeção mais recente do respectivo índice (média mensal), informada no Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do Brasil (Focus), disponível para consulta na internet (www.bcb.gov.br).

3.9. COMPONENTES FINANCEIROS

81. Os componentes financeiros serão apurados anualmente e acrescentados ou subtraídos das tarifas finais pagas pelos consumidores para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste tarifário em processamento.

82. Ressalta-se que, para as permissionárias, não há previsão legal para a realização de ajustes compensatórios posteriores relativos à variação de valores dos itens da Parcela A entre as datas de realização dos processos tarifários, a exemplo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens de Parcela A – CVA, estabelecida para as concessionárias de distribuição.

83. Os Componentes Financeiros passíveis de serem considerados no processo de reajuste serão calculados conforme procedimentos descritos a seguir:

3.9.1. NEUTRALIDADE DOS ENCARGOS SETORIAIS

84. O financeiro de Neutralidade dos Encargos Setoriais refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores de cobertura tarifária contemplados no processo tarifário anterior.

85. A apuração do componente financeiro de neutralidade dos encargos setoriais se dará para os encargos setoriais CCC, CDE, PROINFA, TFSEE, CFURH, ESS/ERR e ONS, conforme equação abaixo:

$$Neutralidade\ do\ Encargo\ Setorial_{\ i} = \sum_{j=1}^{12} \left(Cobertura\ Tarifária_{i,j} - Valor\ \ Faturado_{\ i,j}\right) \times \frac{IVI_1}{IVI_{\ j-1}} \quad (15)$$

onde:
Cobertura Tarifária i, j: valor da cobertura tarifária considerado no último processo tarifário para o mês j do período de referência do encargo setorial i;
Valor Faturado i,j : valor faturado para o encargo setorial i no Período de Referência;
IV_1: Número Índice do IPCA do mês anterior à data do reajuste tarifário em processamento; e
IV_{t-1}: Número Índice do IPCA do mês anterior ao mês j.

3.9.2. CUSTOS COM PIS/COFINS

86. O financeiro de compensação dos custos com PIS/COFINS refere-se às despesas de PIS/COFINS incidentes nas faturas de despesas com Compra de Energia e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição, não contempladas na cobertura tarifária econômica, que são repassadas às tarifas finais como componente financeiro.

87. As despesas de PIS/COFINS serão apuradas com base nas faturas encaminhadas pelas permissionárias, no período de referência, e corrigidas mensalmente pelo IPCA.

3.9.3. REPASSE DAS COMPENSAÇÕES POR DESCONTINUIDADE

88. Refere-se às compensações recebidas da(s) supridora(s) por descumprimento de metas de continuidade no suprimento no período de referência. Os valores de descontinuidade são calculados conforme metodologia estabelecida no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo, devendo serem atualizados pelo IPCA e revertidos em sua totalidade para a modicidade tarifária, mediante componente financeiro negativo.

4.ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – IRT

89. O Índice Reajuste Tarifário – IRT, considerando os Componentes Financeiros acrescentados ou subtraídos das tarifas, para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes, será obtido conforme a equação a seguir:

$$\mathrm{IRT_{Total}} = \frac{\mathrm{VPA_1} + \mathrm{VPB_0 x (IVI \pm X)}}{\mathrm{RA}} + \mathrm{IRT_{FIN}} \quad (16)$$

Onde:
IRT Total = Índice de Reajuste Tarifário Anual Total.
VPA_1 = Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP), calculado conforme Seção 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7 deste Submódulo;
VPB_0 = Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (DRA), calculado conforme Seção 3.8 deste Submódulo;
IVI = Índice de variação da inflação (IPCA), calculado conforme contrato de permissão;
X = Fator X, calculado conforme Parágrafo 78 da Seção 3.8, deste Submódulo;
RA = Receita de Referência na Data do Reajuste Anterior (DRA), calculado conforme Seção 3.2, deste Submódulo; e
IRT Fin = Índice de Reajuste Tarifário Anual Financeiro.

90. O Índice Reajuste Tarifário Anual Financeiro será calculado pela divisão entre o somatório dos Componentes Financeiros apurados para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes e a Receita Anual – RA, ajustada pela razão da variação de mercado (rm), se positiva, conforme equação a seguir:

$$IRT_{FIN} = \frac{\sum Componentes\ Financeiros\ \ (R\$)}{RA_0 * (1 + r_m)} \quad (17)$$

onde:
rm= MWhreajuste/revisão atual / MWhreajuste/revisão ano anterior (limite mínimo igual a zero)
RA = Receita de Referência na Data do Reajuste Anterior (DRA), calculado conforme procedimento de cálculo estabelecido na Seção 3.2, deste Submódulo.

5.RECÁLCULO DE REAJUSTE/REVISÃO DE ANOS ANTERIORES

91. A utilização de dados estimados de qualquer natureza nos cálculos tarifários, por si só, não ensejará recálculos posteriores, salvo quando expressamente indicado pela ANEEL nos documentos oficiais – Nota Técnica, Relatório/Voto ou Resolução – que motivaram e informaram a decisão colegiada referente ao processo de reajuste ou revisão tarifária.

92. O recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores poderá ocorrer em decorrência de provimento de Pedido de Reconsideração interposto tempestivamente pela permissionária ou por iniciativa da ANEEL.

93. Para fins de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores por iniciativa da ANEEL, a Agência procederá conforme estabelecido nos arts. 53 e 54 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, a saber:

i. deve anular o ato administrativo quando houver vício de legalidade;

ii. pode revogar o ato administrativo por motivo de conveniência ou oportunidade; e

iii. tem o direito de rever o ato administrativo, adotando qualquer medida que o corrija ou impugne, observado o prazo de decadência de cinco anos.

94. Os efeitos tarifários decorrentes de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores serão considerados a partir do primeiro reajuste ou revisão tarifária seguinte à respectiva decisão que tenha determinado o recálculo.

95. O valor do componente financeiro resultante do recálculo de reajuste/revisão de ano anterior corresponderá, exceto quando envolver correções do mercado de referência, à diferença entre a receita anual obtida após o procedimento de recálculo do respectivo reajuste ou revisão tarifária e a receita anual originalmente calculada, cujo resultado deverá ser atualizado em base anual pela variação de mercado e IGPM até o mês do reajuste/revisão em processamento.

96. Quando o recálculo de reajuste/revisão de ano anterior envolver correções do respectivo mercado de referência, o valor do componente financeiro corresponderá às diferenças entre as tarifas resultantes do recálculo e as tarifas originalmente homologadas, aplicadas ao mercado de referência do reajuste/revisão em processamento, cujo resultado deverá ser atualizado em base anual pela variação do IPCA até o mês do reajuste/revisão em processamento. Neste caso, deve-se apurar o correspondente ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica.

97. Quando se tratar de recálculo de revisão tarifária envolvendo alteração do Valor da Parcela B (VPB) e sem correções do respectivo mercado de referência, a diferença percentual entre o VPB recalculado e o VPB original deve ser aplicada ao VPB_0 (Valor da Parcela B na DRA – Data de Referência Anterior) do reajuste tarifário em processamento, de modo a representar o ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica.

6. DISPOSIÇÕES GERAIS

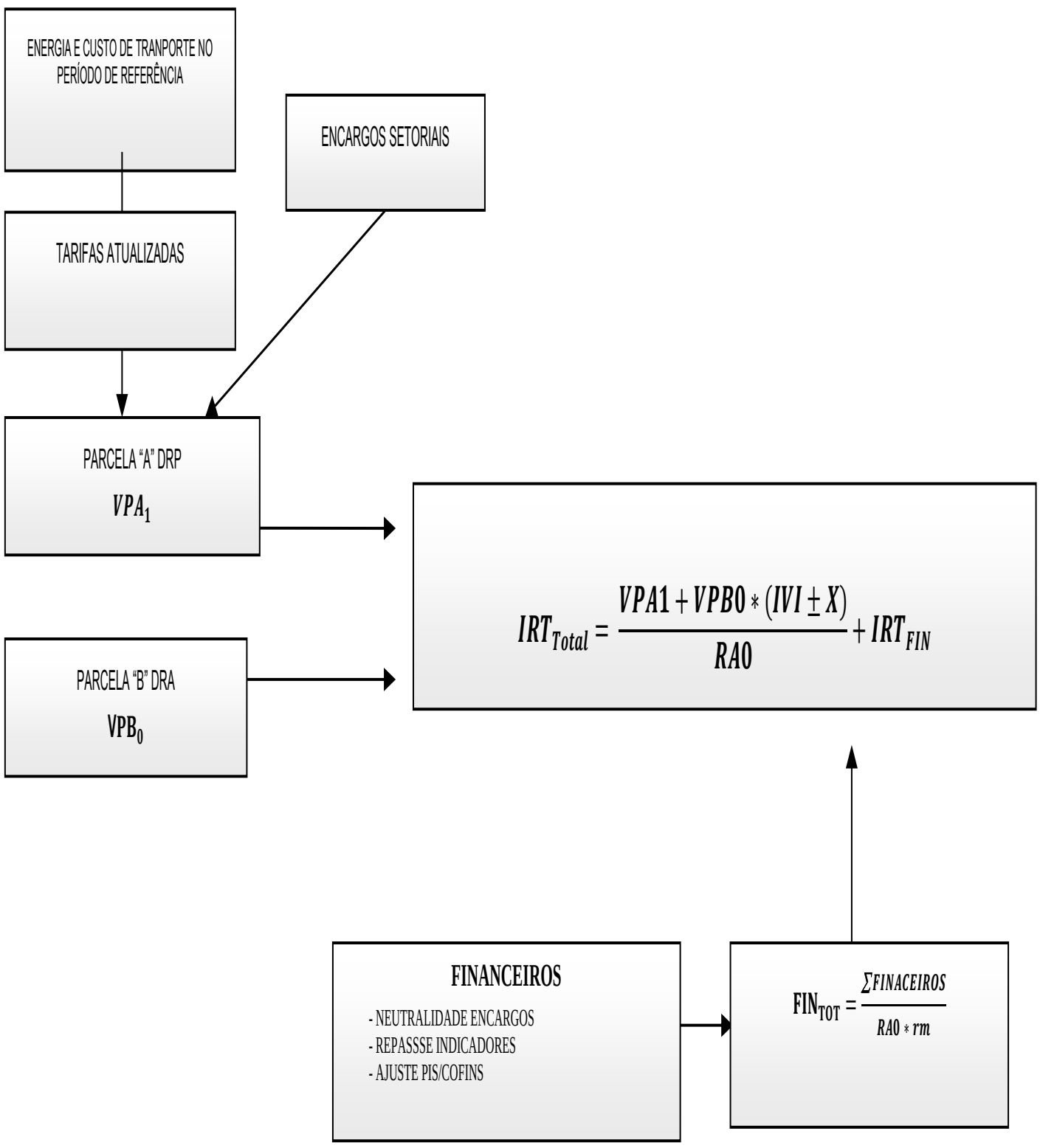
98. Estando a permissionária, na data do reajuste em processamento (DRP), inadimplente com suas obrigações intrassetoriais, não serão reajustados seus níveis de tarifas, conforme vedação prevista no art. 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Neste caso, somente poderão ser praticadas as novas tarifas homologadas, resultantes do processo tarifário em processamento, quando comprovado o adimplemento da permissionária, sendo autorizada sua aplicação por meio de Despacho específico da Superintendência de Gestão Tarifária - SGT.

99. Conforme a Lei nº 9.784/1999, é de dez dias o prazo para interposição de recurso administrativo, contado a partir da ciência ou divulgação oficial da decisão sobre o reajuste/revisão tarifária.

100. O recurso ou qualquer questionamento sobre os cálculos tarifários de anos anteriores quando apresentado fora do prazo recursal não poderá ser conhecido.

7. FLUXOGRAMA DE CÁLCULO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

Figura 1 – Fluxograma de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual



ANEXO LVII

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.3

ESTRUTURA TARIFÁRIA

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da Estrutura Tarifária para as permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões e reajustes tarifários de permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

4. Aplicam-se na estrutura tarifária das permissionárias as mesmas definições, condições e obrigações dispostas nos itens 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, e 13 do Submódulo 7.1; e itens 5, 6, 7 e 8 do Submódulo 7.3, ambos do PRORET.

5. As tarifas para as centrais geradoras do subgrupo A2, conectadas em tensão igual a 138 kV ou 88 kV são nominais e obtidas conforme o disposto na Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009 e no Submódulo 7.4 do PRORET.

6. Na adoção do Processo Simplificado de cálculo das Tarifas de Referência, aplicam-se os Postos Tarifários Ponta, Intermediário e Fora de Ponta da supridora principal nos processos tarifários da permissionária e no faturamento dos consumidores da permissionária.

7. Na adoção do Processo Específico de cálculo das Tarifas de Referência, a permissionária deverá solicitar a definição dos Postos Tarifários, nos termos do art. 59 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, ou o que vier a sucedê-lo.

4. TARIFAS DE APLICAÇÃO

8. O cálculo da TUSD e TE de Aplicação subdivide-se em três etapas: definição das Tarifas de Referência; definição da TUSD e TE base econômica; e da TUSD e TE base financeira.

I. Tarifas de referência: corresponde àquelas que determinam a relatividade de tarifas entre as diversas modalidades e subgrupos tarifários;

II. Base econômica: corresponde à TUSD e TE, sem incidência de qualquer benefício tarifário, a ser utilizada para obtenção da Receita Anual ou Receita Requerida Econômica da permissionária; e

III. Base financeira: corresponde à TUSD e TE base econômica adicionada dos componentes tarifários financeiros para aplicação aos usuários do sistema de distribuição, denominada TUSD e TE de Aplicação.

9. A TUSD de Aplicação será o somatório da TUSD base econômica com a TUSD base financeira.

10. A TE de Aplicação será o somatório da TE base econômica com a TE base financeira.

4.1. TARIFAS DE REFERÊNCIA

4.1.1. PROCESSO SIMPLIFICADO

11. No processo de revisão tarifária as tarifas de referência das componentes tarifárias da TUSD serão as tarifas base econômica da supridora principal. Nos processos de reajustes tarifários as tarifas de referência são as tarifas base econômica da própria permissionária apurada no processo tarifário anterior.

12. De forma a adequar a estrutura tarifária, no processo de revisão tarifária, tanto a permissionária quanto os consumidores podem propor alterações, com análise substantiva comprovando ser mais adequado e oportuno ao interesse público do que a utilização das tarifas base econômica da principal supridora, nos seguintes parâmetros de construção da tarifa de uso:

I. Utilização de relação ponta/fora ponta para as modalidades tarifárias Azul e Verde diversa daquela resultante da aplicação das tarifas base econômica da principal supridora; e

II. Fator de carga do cruzamento das retas tarifárias.

13. A flexibilização de que trata o parágrafo anterior deve impactar diretamente apenas os acessantes do subgrupo tarifário objeto da adequação.

14. Para as componentes tarifárias Perdas Não Técnicas e as que compõe a função de custo TUSD ENCARGOS aplicam-se os itens 6.3 e 7 do Submódulo 7.2 do PRORET.

15. Caso a supridora principal seja outra permissionária, utilizar-se-á as tarifas base econômica da concessionária definida como supridora principal da outra permissionária.

16. Caso não exista na supridora principal determinado componente tarifário da TUSD TRANSPORTE que exista na permissionária, a respectiva tarifa de referência será definida como igual a outra componente tarifária com característica equivalente da TUSD TRANSPORTE.

4.1.2. PROCESSO ESPECÍFICO

17. A permissionária poderá solicitar à ANEEL definição das tarifas de referência no processo de revisão tarifária periódica conforme o Submódulo 7.2 do PRORET, desde que apresente todas as informações necessárias para cálculo, de acordo com os Módulos 2 e 6 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, nos prazos estabelecidos pelo Submódulo 10.1 do PRORET.

18. Entre as informações encaminhadas para a ANEEL na solicitação que trata o parágrafo anterior, a permissionária poderá solicitar flexibilização dos parâmetros da estrutura tarifária, conforme item 10 do Submódulo 7.1.

19. A não observância dos prazos ou a falta de informações necessárias para definição das tarifas de referência implicará na aplicação do processo simplificado de construção das tarifas de referência.

20. As tarifas de referência das componentes tarifárias da TE possuem valor unitário, em R$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, independente do processo ser específico ou simplificado.

4.2. TARIFAS BASE ECONÔMICA

21. A TUSD e TE base econômica correspondem ao produto das tarifas de referência por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

22. O fator multiplicativo por componente tarifário será apurado pela razão entre o custo regulatório e a receita de referência, deduzindo do custo regulatório a receita referente a unidades consumidoras do subgrupo A1, centrais geradoras e distribuidoras, conforme itens 6, 7 e 8 do Submódulo 7.3 do PRORET.

23. A receita de referência corresponde ao produto das tarifas de referência pelo mercado de referência, por componente tarifário.

4.3. TARIFAS BASE FINANCEIRA

24. A TUSD e a TE base financeira correspondem ao produto das tarifas base econômica por um fator multiplicativo, para cada componente tarifário.

25. O fator multiplicativo por componente de custo tarifário base financeira é obtido por meio dos custos financeiros estabelecidos, na receita econômica e no mercado de referência.

26. Os componentes tarifários financeiros poderão ser apurados pelos mesmos critérios de definição: i) das Tarifas de Referência; ii) do componente de custo tarifário perdas não-técnicas; ou iii) pelo critério percentual.

5. DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

27. Na apuração do Encargo de Uso dos Sistemas de Distribuição devido pela permissionária, quando não for possível a definição do mercado de demanda e energia por posto tarifário, estes serão estimados por meio de parâmetros regulatórios.

28. A ANEEL poderá propor período de transição, com duração máxima até a próxima revisão tarifária periódica, em virtude de impactos tarifários significativos aos usuários do sistema de distribuição provenientes da alteração de definição das Tarifas de Referência da TUSD TRANSPORTE.

29. A aplicação do disposto no parágrafo 12 poderá ocorrer no próximo processo de reajuste tarifário das permissionárias que tiveram a segunda revisão tarifária homologada até 45 dias após a publicação da versão 2.1 do PRORET 8.3.

ANEXO LVIII

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.4

REAJUSTE E REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos a serem utilizados nos Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Periódica das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

3. CÁLCULO DA RECEITA REQUERIDA, ENCARGO DE RESPONSABILIDADE DA DISTRIBUIDORA E ESTRUTURA TARIFÁRIA

3. Nos reajustes e revisões periódicas a **Receita Requerida** será definida pela Aneel com base no pleito realizado pela Permissionária, na legislação setorial, nos custos vigentes de encargos, transmissão e aquisição de energia, e nos limites de receita definidos neste Submódulo.

4. A Permissionária deverá encaminhar o pleito com a sua proposta de Receita Requerida para os doze meses subsequentes à data do processo tarifário.

5. O pleito deverá ser encaminhado com antecedência mínima de 30 dias (trinta dias) da data de processamento do reajuste ou revisão.

6. O não envio do pleito dentro do prazo mínimo ou padrão estabelecido implicará a concordância com os valores de parcela B encaminhados no último processo tarifário. Nesse caso, o reajuste tarifário será realizado alterando-se somente os valores de Parcela A, conforme estimativa a ser realizada pela ANEEL.

7. O pleito deve ser acompanhado de um relatório fundamentando os valores pleiteados, que deve descrever de forma clara e detalhada a necessidade de receita vinculando-a com a previsão de custos para os próximos doze meses.

8. A receita pleiteada deve estar segmentada de acordo com os componentes usados na Estrutura Tarifária, conforme Submódulo 8.3.

9. No pleito para os componentes de Encargos Setoriais, Transporte e Aquisição de Energia a permissionária deverá considerar sempre os valores e tarifas homologados pela Aneel na data do reajuste ou revisão em processamento. Caso se verifique que os valores estejam incompatíveis com os custos vigentes aprovados pela ANEEL, serão utilizados os valores estimados pela ANEEL, conforme Submódulo 8.2 do PRORET.

10. A Permissionária encaminhará pleito de perdas de energia, separados em perdas técnicas e não técnicas, que deverá ser compatível com o módulo 8.3 do PRORET e com o realizado no mercado dos últimos 12 meses. Caso não seja encaminhada esta informação, a ANEEL utilizará o percentual do último processo tarifário.

11. A Permissionária deverá dar publicidade ao pleito a todos seus consumidores, e, havendo contestação por parte de qualquer consumidor acerca dos valores encaminhados, deverá informar à ANEEL.

12. Caso a Permissionária não encaminhe pleitos de Encargos Setoriais, Transporte e Aquisição de Energia, os valores relativos a esses itens serão definidos pela ANEEL conforme Submódulo 8.2 do PRORET.

13. O componente de distribuição deve refletir a necessidade de receita da permissionária para cobrir os custos com operação e manutenção, administrativos e comerciais, além de investimentos e composição de reservas, quando cabível, e outros itens que a Permissionária julgar necessários, conforme descrito na documentação encaminhada junto com o pleito.

14. Caso existam sobras financeiras decorrentes do exercício anterior que serão utilizadas para cobertura de custos e ou sobras previstas para o exercício seguinte, estas devem ser explicitadas e justificadas na documentação encaminhada.

15. A ANEEL poderá acrescentar ou subtrair receitas extraordinárias à receita requerida pleiteada como itens componentes financeiros, tais como receitas de bandeiras tarifárias, custos não previstos anteriormente de compra de energia, transmissão e encargos setoriais.

16. A **Receita Requeria Validada** corresponderá à Receita Requerida pleiteada, considerados os ajustes previstos neste Submódulo.

17. Conjuntamente com o relatório deve ser encaminhada uma cópia digital do Ato de deliberação da Assembleia que aprovou os valores pleiteados ou, caso haja delegação do Estatuto Social aos gestores da cooperativa, documento contendo a assinatura dos responsáveis pelo encaminhamento do pleito.

18. O componente de distribuição da Receita Requerida, denominado Parcela B, ficará limitado aos valores da tabela abaixo.

Tabela 1: Teto de Parcela B definido para os Pleitos Encaminhados em 2017

Permissionária	Parcela B teto (R$)
CEDRAP	**11.266.327,35**
CEDRI	**7.984.960,90**
CEJAMA	**7.921.595,41**
CEPRAG	**17.397.216,25**
CERAÇÁ	**16.264.141,82**
CERAL ANITÁPOLIS	**3.758.264,75**
CERAL DIS	**3.663.370,15**
CERBRANORTE	**24.025.087,94**
CERCOS	**3.350.745,38**
CEREJ	**16.583.138,68**
CERES	**6.602.621,79**
CERGAL	**14.825.098,37**
CERGAPA	**5.915.969,76**
CERGRAL	**6.145.314,88**
CERILUZ	**26.368.882,65**
CERIM	**10.188.891,56**
CERIPA	**31.490.307,46**
CERIS	**6.270.375,05**
CERMC	**3.648.666,16**
Permissionária	**Parcela B teto (R$)**
CERMISSÕES	**38.818.907,13**
CERMOFUL	**19.791.860,96**
CERNHE	**5.755.133,73**
CERPALO	**13.201.149,86**
CERPRO	**6.652.646,51**

CERRP	**9.713.044,07**
CERSUL	**25.286.434,03**
CERTAJA	**32.778.802,95**
CERTEL	**64.269.511,13**
CERTREL	**10.547.087,38**
CETRIL	**26.071.878,16**
COOPERA	**42.726.814,17**
COOPERCOCAL	**13.960.521,60**
COOPERLUZ	**21.965.551,68**
COOPERMILA	**1.900.904,87**
COORSEL	**12.088.877,66**
COPREL	**81.531.755,33**
CRELUZ-D	**32.004.142,37**
CRERAL	**15.621.973,58**

19. Os valores apresentados na tabela 2 serão atualizados anualmente pela variação do IPCA e pelo crescimento do mercado de baixa tensão. Na apuração do crescimento de mercado serão considerados os dados mais recentes disponíveis. A ANEEL deverá publicar os valores no mês de janeiro de cada ano.

20. Em cada processo tarifário a última Parcela B Teto publicada pela ANEEL será atualizada pelo IPCA da data-base considerada no cálculo dos valores publicados até o mês anterior ao do reajuste ou da revisão tarifária.

21. Os valores apresentados na tabela 2 foram calculados sob a premissa de que os valores pleiteados pela Permissionária não impactam os usuários de rede que não são atendidos pela Permissionária. Caso essa premissa não seja válida, a ANEEL deverá revisar esses valores.

22. As tarifas aplicadas aos usuários da rede serão calculadas a partir da Receita Requerida e metodologia de estrutura tarifária definida pela ANEEL, conforme Submódulo 8.3 do PRORET.

23. Os dados de consumo de energia e potência faturados considerados no cálculo das tarifas serão aqueles encaminhados pela Permissionária através do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

24. Para fins de cálculo do Encargo de Responsabilidade das Distribuidoras, serão considerados os parâmetros encaminhados pelas Permissionários no processo de revisão tarifária, exceto o Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), que corresponderá ao WACC real aplicado às concessionárias isentas de impostos de renda, conforme Submódulo 2.4 do PRORET.

ANEXO LIX

Módulo 8: Permissionárias de Distribuição

Submódulo 8.5

SUBVENÇÃO PARA COOPERATIVAS COM REDUZIDA DENSIDADE DE CARGA

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da subvenção, a ser considerada nos valores de CDE, para compensar o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, conforme estabelecido na Lei nº 13.360/2016.

2. ABRANGÊNCIA

2. O mecanismo de definição da subvenção aplica-se nos processos de revisão tarifária periódica da principal concessionária supridora de cada cooperativa de eletrificação rural, concessionária ou permissionária, e seus efeitos em todas as revisões e reajustes tarifários destes.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. A definição da subvenção e densidade de carga ocorrerá nos processos tarifários da principal concessionária supridora de cada cooperativa, e constará na Resolução Homologatória do resultado deste processo.

4. Caso a cooperativa não envie os dados necessários para a definição da subvenção, esta será definida como zero. Se as informações forem enviadas em momento posterior, a Aneel poderá definir os valores em outro ato, sem direito a efeitos retroativos. A mesma regra se aplica caso sejam regularizadas novas cooperativas como permissionária ou concessionária.

5. Os valores de subvenção serão aplicados nos reajustes ou revisões das cooperativas que se sucederem a sua definição, sempre com efeitos prospectivos.

6. Se o mercado da cooperativa for superior a 500 GWh/ano, o valor da subvenção final será reduzido na proporção do mercado que exceder os 500 GWh/ano em relação ao mercado total da cooperativa.

7. Para fazer jus à subvenção a cooperativa deve adquirir, pelo menos, parte da energia para o atendimento de seu mercado de alguma distribuidora supridora.

4. DENSIDADE DE CARGA

8. A densidade de carga da concessionária será medida pelo resultado da divisão do mercado TUSD MWh no período de referência, 12 meses que antecedem o processo de revisão tarifária, excluído o mercado de suprimento a outras distribuidoras, dividido pelo total de km de rede.

9. Para se medir a densidade da cooperativa, será utilizado o mercado TUSD MWh da mesma, no período de referência da revisão da principal supridora, dividido pelos km de rede de distribuição da cooperativa.

10. A subvenção visa compensar as cooperativas pela sua reduzida densidade de carga e, portanto, em situações onde a densidade da cooperativa seja maior ou igual ao da supridora, a mesma não fará jus à subvenção.

5. VALOR DA SUBVENÇÃO

11. O cálculo da subvenção para compensar a reduzida densidade de carga é feito em duas etapas.

a) Primeiro, define-se o adicional de receita requerida que precisaria ser somado à receita da principal concessionária supridora em um processo de revisão tarifária.

b) Em seguida, deve-se subtrair o adicional de faturamento que a supridora teria, caso atendesse os consumidores da cooperativa.

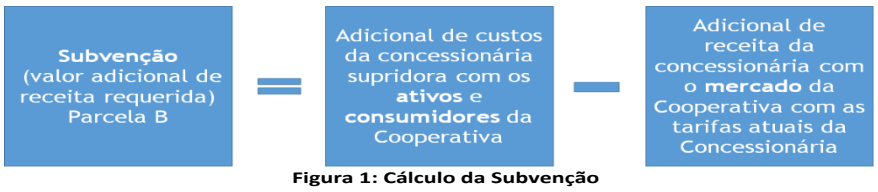


Figura 1: Cálculo da Subvenção

12. O valor da subvenção acima será atualizado nos processos tarifários da principal concessionária supridora, pelo **IPCA**, e as cooperativas receberão os novos valores somente após o próprio processo tarifário, sem ajuste entre as datas do último processo da supridora e da cooperativa.

13. A subvenção será um componente financeiro, redutor da Parcela B da cooperativa. A Cooperativa receberá igual valor por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

5.1. DEFINIÇÃO DO ADICIONAL DE RECEITA REQUERIDA

14. Na definição do adicional de receita requerida, faz-se necessário dividir a valoração da Parcela B em duas partes: Custo Anual dos Ativos (CAA) e Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM).

5.1.1. CUSTO ANUAL DOS ATIVOS

15. A definição do CAA é feita a partir dos valores dos ativos da cooperativa. Essa valoração segue metodologias distintas se a Cooperativa é classificada como concessionária ou permissionária.

16. Para as cooperativas permissionárias, a valoração dos ativos segue a regra do Submódulo 8.1 do PRORET, ou seja, serão utilizados a quantidade de ativos e a depreciação contábil acumulada, enviados pela permissionária através de Laudo de Ativos, com data-base no último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária da principal concessionária supridora. Exclusivamente para os ativos de Subestações em 69 kV e 138 kV, será utilizado o Banco de Preços de Referência ANEEL, aplicado no segmento de transmissão de energia elétrica e aprovado pela Resolução Homologatória nº 758/2009, e alterações supervenientes.

17. O laudo de ativos deverá ser protocolado na ANEEL no prazo de 120 dias antes da data da revisão tarifária da principal concessionária supridora.

18. Ressalta-se que todas as obrigações do Laudo de Ativos contidas no Submódulo 8.1 do PRORET também se aplicam a este procedimento, excetuando-se a data-base, que passa a ter como referência a revisão da supridora.

19. Para as cooperativas concessionárias, serão utilizados os ativos avaliados e fiscalizados considerados no processo de revisão tarifária desta, conforme o Submódulo 2.3 do PRORET.

20. Caso a data de revisão da cooperativa concessionária não coincida com o mês e ano da data de revisão da supridora, mas sejam conhecidos os valores da revisão posterior a esta, serão estimados os valores dos ativos da cooperativa na data da supridora. Para isso, será considerada a variação dos valores e quantidades de ativos, de forma linear, entre revisão anterior e a nova, multiplicados pela relação dada pela quantidade de meses entre a atual revisão tarifária da supridora e a revisão da cooperativa imediatamente anterior a esta e a quantidade de meses entre revisões da cooperativa.

21. No caso anterior, se não forem conhecidos os novos valores de ativos da cooperativa concessionária, serão agregados aos ativos da última revisão da suprida a quantidade de ativos e depreciação da cooperativa não considerados até aquele processo, valorados pelas regras do Submódulo 8.1 do PRORET.

22. Com os valores dos ativos definidos, estes serão adicionados aos respectivos valores de parâmetro de revisão de CAPEX da supridora, assim como o total de km de rede serão adicionados ao OPEX. Assim, os cálculos relativos aos valores de Remuneração do Capital (RC), de Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e de Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) seguem a metodologia da proposta para as concessionárias de distribuição, ou seja, o que está definido nos Submódulos 2.3 e 2.4 do PRORET.

5.1.2. CUSTO DE ADMINISTRAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

23. O Custo de Administração, Operação e Manutenção incorpora os Custos Operacionais (CO) e Receitas Irrecuperáveis (RI).

24. Para o cálculo do adicional de Custos Operacionais serão considerados a extensão de rede de distribuição e quantidade de unidades consumidoras da cooperativa, ponderados pelos mesmos pesos definidos nos Submódulos 2.2 e 2.2A do PRORET, relativos à atualização dos Custos Operacionais da concessionária supridora, conforme equação a seguir:

$$\Delta Opex_{ef} = \frac{1}{u \cdot \theta_{ref}} \left(\sum_{j=1}^{m} v_j y_j + \varphi \right) \quad (1)$$

onde:
$Opex_{ef}$: custo eficiente estimado para a concessionária;
y_j: produto "j" da cooperativa;
v_j: "peso" atribuído ao produto "j";
u: "peso" atribuído ao insumo "i";
m: total de produtos;
φ : "fator de escala" da empresa; e
θ_{ref}: referência de eficiência.

25. Os produtos utilizados y_j^t correspondem às dimensões: extensão de rede, segmentada em rede subterrânea, rede de distribuição e rede de alta tensão, e número de consumidores. Os parâmetros v_j, u e φ são obtidos do estudo de benchmarking realizado pela ANEEL, e estão apresentados no Anexo III do Submódulo 2.2 do PRORET.

26. A referência de eficiência θ_{ref} será a mesma adotada para a concessionária supridora na atualização dos seus Custos Operacionais regulatórios.

27. O custo eficiente estimado da cooperativa será atualizado pelo índice inflacionário dos custos eficientes da supridora (entre o cálculo da eficiência e a data de revisão) de forma a se identificar o valor incremental que representaria a adição dos ativos da cooperativa. Esse valor será adicionado ao valor original de Custos Operacionais da supridora para fins do cálculo da subvenção.

28.Os valores de Receitas Irrecuperáveis corresponderão ao novo valor resultante da adição de ativos (extensão de rede) e unidades consumidoras da cooperativa, incluídos na variação de mercado e unidades consumidoras da supridora.

29. Com o novo valor de Parcela B da supridora definido, faz-se a subtração deste e a Parcela B original da revisão da supridora, resultando no adicional de receita requerida.

5.2. ADICIONAL DE RECEITA FATURADA

30. Para se definir a contrapartida do atendimento ao mercado, qual seja, a receita potencial que a supridora arrecadaria caso atendesse tal mercado, serão adotados os critérios a seguir.

31. Consoante ao processo tarifário, será adotada como estimativa de mercado, o realizado pela cooperativa nos 12 meses anteriores ao processo de revisão da supridora. Neste ponto, serão utilizados os montantes declarados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

32. A receita final será o resultado da multiplicação do mercado da cooperativa pelas tarifas de Fio B, base econômica, da supridora.

6. REDUÇÃO DOS DESCONTOS NAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E TRANSMISSÃO E NAS TARIFAS DE ENERGIA

33. Assim que for definida a subvenção, inicia-se o movimento de retirada de descontos, tanto no transporte de energia (uso dos sistemas de distribuição e transmissão), quanto na compra de energia (tarifas de energia).

34. Os descontos tarifários serão retirados a cada processo tarifário no limite do impacto tarifário de 10% do efeito médio final a ser percebido pelos consumidores. Caso o processo resulte em valores superiores a 10%, sem alteração dos descontos, não haverá redução, tampouco serão dados novos descontos para atingir o limite.

35. Inicia-se a retirada dos descontos por meio da redução daqueles referentes aos descontos no transporte de energia. Se os descontos no transporte chegar a zero e ainda não for atingido o efeito médio de 10%, deverão ser reduzidos os descontos nos custos de energia seguindo a seguinte regra:

a) Caso o novo desconto médio de energia seja menor que o menor desconto por níveis tarifários ou supridora, todos os níveis passarão a utilizar este.

b) Caso o novo desconto médio de energia seja maior que o menor desconto, o menor desconto fica inalterado e os demais convergem, proporcionalmente, para o menor desconto possível.

ANEXO LX

Módulo 9: Concessionárias de Transmissão

Submódulo 9.1

REVISÃO PERIÓDICA DAS RECEITAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização das Revisões Periódicas (RTP) das receitas dos seguintes agentes de serviço público de transmissão de energia elétrica, doravante designados **transmissoras**:

I – Concessionárias de transmissão que firmaram termo aditivo para prorrogação de seus contratos de concessão nos termos da Lei nº 12.783/2013;

II – Concessionárias de transmissão que firmaram novos contratos de concessão em virtude da segregação de atividades de transmissão e distribuição disciplinada na Lei nº 10.848/2004; e

III – Agentes equiparados às concessionárias de transmissão nos termos da Lei nº 12.111/2009.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se às transmissoras com revisão periódica sobre toda a base de ativos, conforme os termos do Contrato de Concessão ou da Portaria com designação de equiparação das instalações de transmissão.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. A revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas das transmissoras será compreendida pelo cálculo do reposicionamento tarifário – RT, definido conforme fórmula a seguir:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida – Outras Receitas}}{\text{Receita Vigente}} \quad (1)$$

4. A Receita Requerida será obtida mediante a soma das parcelas de receitas reposicionadas, conforme o caso, de modo a considerar os custos operacionais eficientes, a remuneração dos investimentos prudentes e a quota de reintegração regulatória.

5. As Outras Receitas serão apuradas conforme item 8 desse Submódulo.

6. A Receita Vigente será obtida pela soma das parcelas de receita correspondentes ao ano anterior à data da revisão.

7.A RAP da transmissora será composta de acordo com a fórmula a seguir:

$$RAP = \sum RAP_i + PA \quad (2)$$

sendo:

$$RAPi = CAA + CAOM + ET \quad (3)$$

Onde:
RAPi: Parcelas da RAP aplicáveis a cada transmissora;
CAA: Custo Anual dos Ativos, descrito conforme os itens 4, 6 e 7 deste Submódulo;
CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção, descritos conforme o item 5 deste Submódulo;
ET: Encargos Setoriais e Tributos aplicáveis; e
PA: Parcela de ajuste.

8. A partir da publicação da Resolução Homologatória do resultado da revisão periódica de cada transmissora ficam revogadas as parcelas de RAP publicadas nas Resoluções Autorizativas para as instalações de transmissão que tenham sido objeto da presente revisão.

9. As parcelas da RAP aplicáveis a cada transmissora que passam por processo de revisão são as seguintes:

I – R1: Parcelas da RAP concernentes aos ativos abrangidos pela Lei nº 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME nº 120/2016, e pela REN nº 762/2017, ou o que vier a sucedê-la, sob incorporação na base blindada de ativos. Essa parcela de receita aplica-se às concessionárias prorrogadas nos termos da Lei.

II – R2: Parcelas da RAP associadas apenas ao custeio das despesas de operação e manutenção das instalações de transmissão autorizadas às concessionárias prorrogadas que foram objeto de indenização, nos termos da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012.

III – R3: Parcelas da RAP referentes às instalações de transmissão em operação comercial e que já foram objeto de reavaliação em ciclos de revisão anteriores, classificadas como Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão, sob incorporação na base blindada de ativos. A parcela de receita R3 aplica-se às concessionárias desverticalizadas ou agentes equiparados.

IV – R4: Parcelas da RAP referentes às instalações de transmissão autorizadas pela ANEEL que entraram em operação comercial no presente ciclo de revisão (entre as datas-bases das revisões anterior e a atual), classificadas como Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão, sob incorporação na base incremental de ativos.

10. Não cabe reposicionamento das receitas referente às parcelas da RAP cujos contratos de concessão não prevejam sua revisão. Sob essas receitas aplicam-se as correções e atualizações contratualmente estabelecidas.

4. METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DA TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL

11. Denomina-se ano aplicação (ano_A): ano em que será aplicada a taxa regulatória de remuneração do capital aos processos de revisão de receita.

12. Denomina-se ano de referência (ano_t): ano em relação ao qual são dimensionadas as janelas definidas para os parâmetros.

4.1. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO

13. A remuneração do capital próprio adota o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model), definido conforme a seguinte equação:

$$r_p = r_f + \beta . (r_m - r_f) + r_B \quad (4)$$

onde:
r_p: taxa de remuneração do capital próprio;
r_f: taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense;
β: beta do setor regulado;
r_m: taxa de retorno do mercado estadunidense; e
r_B: prêmio de risco-país.

14. O modelo é adaptado pela utilização de título brasileiro:

$$r_p = r_{NTN\text{-}b} + \beta . (r_m - r_f) \quad (5)$$

onde:
r_P: remuneração do capital próprio;
r_{TB}: remuneração do título público brasileiro;
β: beta do setor regulado; e
$(r_m - r_f)$: Prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença entre o r_m (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a r_f (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense).

15. Remuneração do título público brasileiro:

a. Amostra: NTN-B (Notas do Tesouro Nacional indexadas ao Índice de Preços ao Consumidor – IPCA), cujos dados estão disponíveis no sítio eletrônico do Tesouro Direto;

b. Janela: últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano_{t-9} a dezembro do ano_t; e

c. Cálculo: média das taxas de compra e venda diária de cada série e média final de todas as séries.

16. Beta:

a. Amostra: empresas do setor de energia elétrica estadunidense, membros do Edison Electric Institute – EEI (conforme EEI Stock Index), que atuam no segmento de transmissão e distribuição de energia elétrica, com ao menos 50% dos ativos dedicados a essas atividades (proporção medida preferencialmente pelo ativo imobilizado em serviço bruto), e Índice Standard & Poor's 500 (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. A data de referência para a seleção da amostra é o último ano para o qual os dados contábeis do ativo estejam disponíveis;

b. Janela: últimos cinco anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de outubro do ano_{t-5} a setembro do ano_t, períodos para os quais existem dados trimestrais da estrutura de capital das empresas;

c. Séries: retornos totais semanais, capitalização de mercado e dívida líquida trimestrais;

d. Cálculo: o cálculo do beta médio envolve os seguintes passos:

i. cálculo do beta alavancado para a amostra de empresas de energia elétrica estadunidenses;

ii. desalavancagem dos betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de imposto de renda dos Estados Unidos da América – EUA, obtendo-se o beta associado ao risco do negócio;

iii. ponderação pela participação dos ativos de transmissão ou distribuição nos ativos totais;

iv. cálculo da média ponderada dos betas desalavancados; e

v. realavancagem do beta desalavancado médio do setor, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

17. Prêmio de risco do mercado estadunidense:

a. Amostra/séries: retornos totais anuais do Índice Standard & Poor's 500 e rendimento anual do título do governo americano com vencimento em dez anos;

b. Janela: iniciada em dezembro de 1928 até dezembro do ano_t; e

c. Cálculo: pela média da diferença entre o rendimento anual histórico do índice Standard & Poor's 500 (S&P500) e o rendimento médio anual do título do Tesouro Americano com vencimento de dez anos.

4.2. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DE TERCEIROS

18. A remuneração do capital de terceiros é formada por dois componentes extraídos de debêntures emitidas por empresas do setor elétrico: rentabilidade e custo de emissão das debêntures emitidas por empresas do setor elétrico.

$$r_T = r_{Deb} + ce_{Deb} \quad (6)$$

onde:
r_{Deb}: rentabilidade das debêntures;
ce_{Deb}: custo de emissão das debêntures.

19. Rentabilidade das debêntures:

a. Amostra: debêntures emitidas por empresas de transmissão ou transmissão e geração (verticalizadas, desde que possua participação significativa em transmissão), não incentivadas, atreladas a IPCA ou Certificado de Depósito Interbancário – CDI;

b. Janela: últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano_{t-9} a dezembro do ano_t;

c. Cálculo:

i.consideram-se as informações na data da emissão de todas as debêntures disponíveis no banco de dados da Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais – ANBIMA, obedecendo o critério de seleção da amostra; e

ii.calcula-se a média da rentabilidade em valores reais, sendo a conversão daquelas atreladas ao CDI realizada por meio das curvas de estrutura a termo das taxas de juros – [DI x Pré] e [DI x IPCA] - obtidas no sítio eletrônico da bolsa de valores - B3 - e inflação implícita resultante, no momento da emissão.

20. Custo de emissão das debêntures:

a. Amostra: debêntures emitidas por empresas de transmissão ou transmissão e geração (verticalizadas, desde que possua participação significativa em transmissão), atreladas a IPCA ou CDI, que possuam dados disponíveis;

b. Janela: últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano_{t-9} a dezembro do ano_t; e

c. Cálculo: considera-se os dados de valor, custo, e juros reais da emissão, cujos dados são obtidos nos prospectos definitivos disponíveis para cada emissão. A conversão dos valores nominais é realizada por meio das curvas de estrutura a termo das taxas de juros – [DI x Pré] e [DI x IPCA] - obtidas no sítio eletrônico da bolsa de valores - B3 - e inflação implícita resultante, considerando o momento da emissão, obtendo-se valor anual.

4.3. ESTRUTURA DE CAPITAL REGULATÓRIA

21. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiros.

22. Para a determinação da participação do capital de terceiros na estrutura de capital regulatória partiu-se da relação Dívida Líquida sobre EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) regulatório equivalente a **3 (três)**.

23. O EBITDA regulatório é formado pela remuneração de capital e da quota de reintegração regulatória média.

24. Por meio de equação simultânea chega-se à proporção máxima de endividamento possível em função da restrição colocada.

25. A partir dessa metodologia, obtém-se a proporção do capital de terceiros (D/V) na estrutura de capital regulatória. A proporção do capital próprio é extraída pela diferença (cem por cento menos percentual de capital de terceiros).

4.4. TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL - HISTÓRICO

26. Para o cálculo da taxa de regulatória de remuneração do capital a ser aplicada, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC).

27. Considerando que os valores já estão em termos reais e o efeito do benefício tributário dos impostos, pode-se expressar o cálculo pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_P + (D/V) \cdot r_d \cdot (1 - T) \quad (7)$$

onde:
r_{WACC}: taxa regulatória de remuneração do capital média ponderada, após impostos, em termos reais;
r_P: remuneração do capital próprio real;
r_d: remuneração do capital de terceiros real;
P: percentagem de capital próprio;
D: percentagem de capital de terceiros;
V: soma do capital próprio e de terceiros; e
T: alíquota tributária.

4.5. TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL - APLICAÇÃO

28. Considerando a metodologia descrita nos itens anteriores, são calculadas cinco taxas **r_{WACC}** para os cinco anos anteriores (ano_{t-4} a ano_t) ao ano de aplicação (ano_A).

29.A partir dos componentes das taxas **r_{WACC}** históricas calculadas após aplicação da metodologia, a taxa regulatória de remuneração de capital para aplicação no ano_A é obtida da seguinte forma:

a. Remuneração do capital próprio: obtida pela média da remuneração do capital próprio dos cinco anos anteriores ao ano de aplicação;

b. Remuneração do capital de terceiros: referente à remuneração obtida no ano anterior ao ano de aplicação; e

c. Estrutura de capital regulatória: participação do capital de terceiros equivalente àquela obtida no ano anterior ao ano de aplicação.

30. A taxa regulatória de remuneração do capital para aplicação, que forma a receita final, considera a alíquota de imposto (T) igual a **34%** (regra geral), bem como a proporção de capital de terceiros na estrutura de capital regulatória, obtendo-se a taxa em temos reais antes de impostos. Assim a taxa a ser aplicada no ano_A é a que se segue abaixo:

$$rWACC_{pré} = \frac{[r_{wacc}]}{(1 - T)} \quad (8)$$

31.Para as obrigações especiais e recursos da RGR não se aplica esse item e tais valores são deduzidos cálculo para tratamento específico.

4.6. RESULTADOS

32. Os valores para aplicação nos anos de 2018 a 2020 (conforme o caso), são os seguintes:

	Ano de Aplicação		
	2018	**2019**	**2020**
Remuneração de Capital Próprio			
Taxa Livre de Risco	6,40%	6,12%	5,83%
Beta Alavancado	0,5335	0,4749	0,4240
Prêmio de Risco de Mercado	6,38%	6,43%	6,46%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	3,41%	3,06%	2,74%
Remuneração real depois de impostos	9,80%	9,17%	8,57%
Remuneração de Capital de Terceiros			
Debêntures	6,92%	6,71%	6,21%
Custo de emissão	0,35%	0,40%	0,37%
Remuneração real antes de impostos	7,27%	7,11%	6,58%
Impostos	34,00%	34,00%	34,00%
Remuneração real depois de impostos	4,80%	4,69%	4,34%
Estrutura de Capital			
% Capital Próprio	58,25%	60,39%	61,97%
% Capital de Terceiros	41,75%	39,61%	38,03%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada			
Real, depois de impostos	7,71%	7,40%	6,96%
Real, antes de impostos	11,69%	11,21%	10,55%

4.7. ATUALIZAÇÂO

33. A taxa regulatória de remuneração de capital será definitiva (até a próxima revisão) para os processos de revisão de receita que ocorrerem no respectivo ano de aplicação.

34. Para as autorizações de reforços e melhorias que ocorrerem nos períodos entre revisões deverá ser aplicada a taxa regulatória de remuneração de capital vigente no respectivo ano da autorização. Nesse caso, a taxa será provisória até o próximo processo de revisão de receita, quando será aplicada a taxa definitiva.

35. A taxa regulatória de remuneração de capital será atualizada anualmente por meio de despacho emitido até o final do mês de fevereiro de cada ano de aplicação.

4.8. REMUNERAÇÃO DOS RECURSOS DA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR

36. Será deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobras, do mês referente à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa à taxa regulatória de remuneração do capital (WACC).

37. O saldo dos investimentos realizados a partir de financiamento com recursos da RGR será remunerado pelo custo efetivo dos empréstimos, em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da RAP, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário são corrigidos pela inflação, quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

38. A taxa regulatória de remuneração dos recursos da RGR será obtida a partir da soma do custo da RGR acrescido da taxa de administração média. Assim, extrai-se uma taxa nominal que será deflacionada pela inflação implícita obtida por meio das taxas referenciais da B3 [DI x Pré] e [DI x IPCA], do último dia útil do ano de referência, para o prazo de cinco anos (1.826 dias), de acordo do a seguinte fórmula:

$$\mathrm{TRC_{RGR}} = \left[\left(\frac{1+\mathrm{C_{RGR}}}{\frac{\left(1+\mathrm{DI_{PRÉ}}\right)}{\left(1+\mathrm{DI_{IPCA}}\right)}}\right)\right] - 1 \qquad (9)$$

Onde:
TRC_{RGR}: Taxa Regulatória de Remuneração dos Recursos da Reserva Global de Reversão;
C_{RGR}: Custo RGR Nominal, formado pela soma do custo dos recursos RGR com a taxa de administração média, antes de impostos;
$DI_{Pré}$: Taxa referencial DI x Pré do último dia útil do ano base para o prazo de cinco anos (1.826 dias);
DI_{IPCA}: Taxa referencial DI x IPCA do último dia útil do ano base para o prazo de cinco anos (1.826 dias).

4.9.REMUNERAÇÃO SOBRE OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

39. A remuneração sobre Obrigações Especiais - $\mathrm{RC_{OE}}$ - será calculada conforme equação abaixo:

$$\mathrm{RC_{OE}} = \left(\frac{\mathrm{PRN+PRP}}{(1-\mathrm{t})}\right) \times 0{,}5 \times \mathrm{P} \times \frac{\mathrm{CAOM}}{\mathrm{CAOM+CAA-RC_{OE}}} \times \mathrm{OES_b} \qquad (10)$$

onde:
RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;
PRN: Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro, conforme valores encontrados no ano histórico de referência (ano_t), mais recente em relação ao ano de aplicação(ano_A);
PRP: Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+ Br, com janela formada pelos últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano_{t-9} a dezembro do ano_t;
t: Impostos e Contribuições sobre a Renda;
P: Participação do Capital Próprio no Capital Total, conforme valores encontrados no ano histórico de referência (ano_t), que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação (ano_A);
CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;
CAA: Custo Anual dos Ativos; e
OES_b: Obrigações Especiais Brutas.

40. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - $\mathrm{RC_{OE}}$ - será calculada conforme a taxa regulatória de remuneração de capital, a qual será atualizada anualmente por meio de despacho emitido até o final do mês de fevereiro de cada ano de aplicação.

5. CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES

5.1. ABORDAGEM GERAL

41. Os custos operacionais, para fins de revisão tarifária, correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de transmissão de energia elétrica.

42. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e regulamentação, assegurando uma prestação de serviço adequada e que os ativos manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda a sua vida útil.

43. Na definição dos custos operacionais regulatórios foram observados os custos praticados pelas transmissoras no período de 2013 a 2016.

5.2. MODELO ADOTADO

44. A identificação do nível eficiente de custos é obtida pela comparação entre as transmissoras por meio de um processo de benchmarking, levando em consideração os atributos de cada concessionária, conforme descrito nas Notas Técnicas nº 204/2018-SRM/ANEEL e nº 12/2019-SRM/ANEEL.

5.3. VARIÁVEIS

45. Para o insumo, foi considerara a despesa operacional das transmissoras, composta pelas contas de pessoal, materiais, serviços de terceiros, seguros, tributos e outros, referente ao período de 2013 a 2016.

46. As fontes de informação foram os dados contábeis do Balanço Mensal Padronizado – BMP para os anos de 2015 e 2016 e do Relatório de Informações Trimestrais – RIT para o período de 2013 e 2014:

a. 2013-2014:
a.1. Pessoal: RIT - RP 615.2 (Despesas Operacionais - Transmissão) ou RP 615.E (Despesas operacionais - Atividade Exclusiva). NG 01 (Pessoal) e 02 (Administradores), com exceção das despesas com Déficit ou Superávit Atuarial e Programa de Aposentadoria / Demissão Voluntária;
a.2. Materiais: RIT - RP 615.2 (Despesas Operacionais - Transmissão) ou RP 615.E (Despesas operacionais - Atividade Exclusiva). NG 11 (Materiais);
a.3. Serviços de Terceiros: RIT - RP 615.2 (Despesas Operacionais - Transmissão) ou RP 615.E (Despesas operacionais - Atividade Exclusiva). NG 21 (Serviços de Terceiros);
a.4. Outros: RIT - RP 615.2 (Despesas Operacionais - Transmissão) ou RP 615.E (Despesas operacionais - Atividade Exclusiva). NGs 92 (Seguros), 93 (Tributos) e 99 (Outros), sendo que para esta última foram considerados os itens 19.1 a 19.5, 19.11 e 19.12, conforme detalhamento do RP;
b. 2015-2016:

b.1. Pessoal: BMP (abertura da conta 6105.2: Gastos Operacionais - Transmissão). Contas 6105.2.XX01 a 6105.2.XX03, 6105.2.XX06 a 6105.2.XX08, 6105.2.XX10 e 6105.2.XX99, onde XX assume os valores 05, 06, 25 e 26;
b.2. Materiais: BMP (abertura da conta 6105.2: Gastos Operacionais - Transmissão). Contas 6105.2.XX01, 6105.2.XX10, 6105.2XX99, onde XX assume os valores 07 e 27;
b.3. Serviços de Terceiros: BMP (abertura da conta 6105.2: Gastos Operacionais - Transmissão). Contas 6105.2.XX01, e 6105.2XX10, onde XX assume os valores 08 e 28; e
b.4. Outros: BMP (abertura da conta 6105.2: Gastos Operacionais - Transmissão). Contas 6105.2.XX01, 6105.2.XX02, 6105.2.XX10, 6105.2.XX99, onde XX assume os valores 10, 16, 19, 30, 36 e 39. Especificamente para Outros foram consideras também 6105.2.XX03 e 6105.2.XX04.

47. As variáveis de produto consideradas para o modelo de custos operacionais eficientes são apresentadas na Tabela 1 e têm como fonte o Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET, exceto para a variável qualidade, calculada a partir de dados de indisponibilidade das instalações de transmissão, coletados no Sistema de Apuração da Transmissão – SARTRA, sob gestão do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Tabela 1: Variáveis

Variáveis	Descrição
Extensão de Rede, em quilômetros, com tensão inferior a 230 kV	Considera extensão total das redes com tensão inferior a 230 kV e ajuste para circuito duplo.
Extensão de Rede, em quilômetros, com tensão igual ou superior a 230 kV	Considera extensão total das redes com tensão igual ou superior a 230 kV e ajuste para circuito duplo.
Potência aparente total, em MVA, de equipamentos de subestação	Soma das potências de transformadores e conversoras (MVA).
Potência reativa total, em Mvar, de equipamentos de subestação	Soma das potências de reatores, banco de capacitores série e em derivação, compensadores síncronos e estáticos e bancos de filtros (Mvar).
Equipamentos de subestação com tensão inferior a 230 kV	Soma das unidades de equipamentos principais com tensão inferior a 230 kV e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos.
Equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV	Soma das unidades de equipamentos principais e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos.
Módulos de manobra com tensão inferior a 230 kV	Soma das unidades modulares de manobra com tensão inferior a 230 kV (entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos).
Módulos de manobra com tensão igual ou superior a 230 kV	Soma das unidades modulares de manobra com tensão igual ou superior a 230 kV (entradas de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos).
Qualidade	Média do tempo total em que as instalações de transmissão de cada empresa estiveram indisponíveis no período de 2013 a 2016.

5.4. RESULTADO

48. A partir dos parâmetros acima definidos e da metodologia descrita nas Notas Técnicas nº 204/2018-SRM/ANEEL e nº 12/2019-SRM/ANEEL, os custos operacionais regulatórios considerados eficientes foram calculados e estão dispostos na Tabela , com preços referentes a junho de 2018.

Tabela 2 – Custos Operacionais Regulatórios (R$ X 1000)

EMPRESA	O&M Regulatório Eficiente
CTEEP CC 059/2001	619.620,87
CEMIG-GT CC 006/1997	207.039,34
CEEE-GT CC 055/2001	311.396,60
CELG G&T CC 063/2001	53.325,15
COPEL-GT CC 060/2001	125.035,68
CHESF CC 061/2001	777.597,76
FURNAS CC 062/2001	939.762,72
ELETROSUL CC 057/2001	269.409,58
ELETRONORTE CC 058/2001	460.469,44

5.5. APLICAÇÃO

49. Ao longo dos ciclos tarifários compreendidos entre 1º de julho de 2018 e 30 de junho de 2023 será adotada uma trajetória entre os custos operacionais regulatórios que compõem atualmente as Receitas Anuais Permitidas – RAP vinculadas aos contratos de concessão objeto de revisão em 1º de julho de 2018 e os custos operacionais regulatórios considerados eficientes, discriminados na Tabela 2.

50. Os custos operacionais regulatórios a serem reconhecidos para cada contrato entre 1º de julho de 2018 e 30 de junho de 2023 estão discriminados na Tabela 3, com preços referentes a junho de 2018.

Tabela 3 - Custos operacionais regulatórios a serem reconhecidos para cada contrato entre 1º de julho de 2018 e 30 de junho de 2023 (R$ X 1000)

Empresa	Jul/2018 a Jun/2019	Jul/2019 a Jun/2020	Jul/2020 a Jun/2021	Jul/2021 a Jun/2022	Jul/2022 a Jun/2023
CTEEP – CC 059/2001	723.551,30	697.568,69	671.586,09	645.603,48	619.620,87
CEMIG-GT – CC 006/1997	219.512,17	216.393,96	213.275,75	210.157,55	207.039,34
CEEE-GT – CC 055/2001	272.370,59	282.127,09	291.883,59	301.640,10	311.396,60
CELG G&T – CC 063/2001	31.869,46	37.233,39	42.597,31	47.961,23	53.325,15
COPEL-GT – CC 060/2001	163.051,03	153.547,19	144.043,35	134.539,52	125.035,68
CHESF – CC 061/2001	746.621,78	754.365,77	762.109,77	769.853,76	777.597,76
FURNAS – CC 062/2001	901.253,48	910.880,79	920.508,10	930.135,41	939.762,72
ELETROSUL – CC 057/2001	508.994,25	449.098,08	389.201,91	329.305,75	269.409,58
ELETRONORTE – CC 058/2001	412.533,57	424.517,54	436.501,51	448.485,48	460.469,44
Total	**3.979.757,63**	**3.925.732,51**	**3.871.707,39**	**3.817.682,26**	**3.763.657,14**

51. Os valores constantes da Tabela 2 e da Tabela correspondem aos custos operacionais associados às instalações de transmissão vinculadas aos contratos de concessão nela discriminados e que estavam em operação comercial até 30 de junho de 2016, denominados de $CAOM_{base}$.

52. Os custos operacionais associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data-base da revisão, denominados de $CAOM_{ad}$, serão calculados a partir da multiplicação dos pesos atribuídos pelo modelo DEA a cada um dos produtos discriminados na Tabela 1, com exceção do produto “qualidade”, pela respectiva variação de cada produto ocorrida nesse período, conforme formulação a seguir.

$$CAOM_{ad} = \frac{1}{\theta_{ref}} \sum_{j=1}^{m} V_j \Delta y_j \qquad (11)$$

Onde:
$CAOM_{ad}$: custos operacionais associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data-base da revisão;
Δy_j: variação do produto “j” da empresa no período entre 1º de julho de 2016 e a data-base da revisão, excluído o produto “qualidade”;
V_j: custo unitário atribuído ao produto “j” em R$. Conforme a representação do problema programação linear descrito no Apêndice C da Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL deriva-se que a relação entre as variáveis de solução do problema “vj/u" pode ser interpretada como o custo unitário em R$/unidade do produto “j” para cada observação;
m: total de produtos, excluído o produto “qualidade;
θ_{ref}: mediana dos resultados de eficiência obtidos pelo modelo DEA, utilizado para normalizar as eficiências estimadas para cada empresa, no valor de 74,59%.

53. A variação dos produtos discriminados na Tabela 2, entre 1º de julho de 2016 e a data-base da revisão, decorrente de instalações de transmissão que tenham sido retiradas de operação comercial, deverá ser considerada no cálculo do $CAOM_{ad}$.

54. Os pesos atribuídos pelo DEA a cada produto para cada concessionária estão discriminados no Anexo III.

55. Os custos operacionais totais de cada concessionária, denominados $CAOM_t$, consistirão na soma dos custos operacionais associados às instalações de transmissão sob sua responsabilidade que estavam em operação comercial até 30 de junho de 2016 com os custos operacionais associados às instalações de transmissão que tenham entrado em operação comercial entre 1º de julho de 2016 e a data-base da revisão, conforme formulação a seguir:

$$CAOM_t = CAOM_{base} + CAOM_{ad} \quad (12)$$

56. Os $CAOM_t$ serão atualizados monetariamente pelo índice previsto em cada contrato de concessão até a data da revisão tarifária periódica, conforme formulação a seguir:

$$CAOM_{t\ atualizado} = CAOM_t \times \frac{IPCA^{t'}}{IPCA^{t}} \quad (13)$$

Onde:
$CAOM_{t\ atualizado}$: custos operacionais totais atualizados associados ao contrato de concessão;
$CAOM_t$: custos operacionais totais associados ao contrato de concessão;
$IPCA^{t'}$: número índice do IPCA do mês de maio do ano da data de revisão; e
$IPCA^{t}$: número índice do IPCA do mês anterior à data de referência do $CAOM_t$.

57. Nos casos de revisão tarifária em que não houver a atualização do estudo de benchmarking:

I. Para contratos que já passaram por processo revisional, será a adotada a relação percentual entre custos operacionais e custo de reposição dos ativos obtida no último processo de revisão periódica realizado; e

II. Para contratos que ainda não tenham passado por processo revisional será a adotada a relação percentual entre custos operacionais e custo de reposição dos ativos obtida no processo de estabelecimento inicial de receita, acrescido o percentual de 1,30% sobre o novo custo operacional definido, de modo a cobrir os custos com seguros.

6. BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

6.1. COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

58. A **Base de Remuneração Regulatória (BRR)** é composta pelos valores dos seguintes itens:

I - Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), compreendendo os seguintes grupos de contas de ativos:

i)Terrenos;
ii)Edificações, obras civis e benfeitorias;
iii)Máquinas e equipamentos;
II – Intangíveis;
III – Almoxarifado em Operação; e
IV – Obrigações especiais.

59. A **Base de Anuidade Regulatória (BAR)**, que é composta pelos seguintes grupos de contas, não será considerada na BRR:

I – Terrenos – Administração;
II – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;
III – Máquinas e equipamentos – Administração;
IV – Veículos;
V – Móveis e Utensílios; e
VI – Aluguéis.

60. Para a definição da Base de Anuidade Regulatória, são considerados os grupos de contas listados na Tabela 3, ou aquelas que venham a substituí-las por meio do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE:

Tabela 3: Relação de Grupos de Contas para definição da BAR

Grupo de Contas	Atividade	Descrição	Grupo de Ativos
AIS	Transmissão	Rede Básica - Veículos	Veículos
AIS	Transmissão	Rede Básica - Móveis e Utensílios	Aluguéis
AIS	Transmissão	DIT - Veículos	Veículos
AIS	Transmissão	DIT - Móveis e Utensílios	Aluguéis
AIS	Administração	Adm. Central - Terrenos	Aluguéis
AIS	Administração	Adm. Central - Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	Aluguéis
AIS	Administração	Adm. Central - Máquinas e Equipamentos	Aluguéis
AIS	Administração	Adm. Central - Veículos	Veículos
AIS	Administração	Adm. Central - Móveis e Utensílios	Aluguéis
Intangível	Transmissão	Rede Básica - Softwares	Sistemas
Intangível	Transmissão	Rede Básica - Outros	Aluguéis
Intangível	Transmissão	DIT - Softwares	Sistemas
Intangível	Transmissão	DIT - Outros	Aluguéis
Intangível	Administração	Adm. Central - Servidões	Aluguéis
Intangível	Administração	Adm. Central - Softwares	Sistemas
Intangível	Administração	Adm. Central - Outros	Aluguéis
Gastos Op.	Transmissão	Arrendamentos (Leasing)	Aluguéis
Gastos Op.	Transmissão	Aluguéis em Geral	Aluguéis
Gastos Op.	Transmissão	Créditos de Tributos Recuperáveis	Aluguéis

6.2. CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

61. Para a avaliação dos ativos das transmissoras vinculados ao serviço público de transmissão de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração na RTP, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

a) A base de remuneração aprovada na revisão periódica anterior deve ser “blindada”. Entende-se como **Base Blindada** os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, associados aos ativos em operação, excluindo-se as movimentações ocorridas (baixas e depreciação) e as respectivas atualizações, além dos valores para as contas de Almoxarifado de Operações. As disposições aqui referidas à Base Blindada aplicam-se às parcelas R1 e R3;

b) Também compõem a **Base Blindada** as instalações de transmissão autorizadas às concessionárias prorrogadas que foram objeto de indenização, nos termos da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012, correspondentes às parcelas de receita R2. No entanto, não será atribuído qualquer valor às instalações indenizadas, sendo definidos os valores bruto e líquido iguais a zero. A depreciação acumulada apurada para esses bens também não deve ser computada para o cálculo da receita requerida da concessionária;

c) As inclusões entre as datas-bases das revisões anterior e atual, desde que em operação e autorizadas por Resolução específica da ANEEL, compõem a **Base Incremental** e são avaliadas utilizando-se a metodologia definida neste Submódulo. As disposições referentes à Base Incremental aplicam-se às parcelas R4;

d) Os valores finais da avaliação são obtidos a partir da soma dos valores atualizados da base de remuneração blindada (itens a e b) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases das revisões anterior e atual - Base Incremental (item c);

e) Considera-se como data-base do relatório de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês do processo de revisão atual; e

f) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do índice contratual, entre a data-base do relatório de avaliação e a data da revisão periódica atual.

6.2.1 Tratamento da Base Blindada

62. Para a avaliação dos ativos que compõem a Base Blindada, devem ser adotados, nesta sequência, os seguintes procedimentos:

a) Devem ser expurgadas da Base Blindada as baixas ocorridas entre as datas-bases das revisões anterior e atual;

b) Devem ser expurgadas da base Blindada os valores considerados nos processos de revisão anteriores associados aos itens de Almoxarifado de Operação;

c) Não devem ser considerados na Base Blindada os ativos que compõem a BAR;

d) Após a exclusão das baixas e dos ativos que compõem a BAR, os valores remanescentes de cada bem da Base Blindada devem ser atualizados pela variação do índice contratual;

e) O valor monetário referente às Obrigações Especiais da Base Blindada será obtido atualizando-se o valor aprovado na revisão anterior pela variação do índice contratual. Nenhum valor deverá ser deduzido das Obrigações Especiais a título de baixas efetuadas na Base Blindada;

f) Deve ser considerado o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-bases das revisões anterior e atual, obtendo-se o valor da base de remuneração blindada atualizada e depreciada;

g) Os Índices de Aproveitamentos – IA referentes aos bens e terrenos da Base Blindada deverão ser revistos, considerando eventuais expansões ocorridas no presente ciclo.

6.2.2 Tratamento da Base Incremental

63. Para a avaliação dos ativos que tenham sido adicionados ao patrimônio, desde que em operação e autorizados por Resolução da ANEEL, devem ser adotados, nesta sequência, os seguintes procedimentos:

a)As inclusões entre as datas-bases das revisões anterior e atual serão avaliadas utilizando-se a metodologia definida neste Submódulo;

b) Não devem ser considerados na Base Incremental os ativos que compõem a BAR; e

c) Deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre a data de entrada de operação e a data-base da revisão atual, obtendo-se o valor da base de remuneração depreciada.

64. As transmissoras cujo primeiro processo de revisão da receita anual permitida ocorrerá entre 1º de julho de 2018 e 30 de junho de 2023 terão toda sua base de ativos valorada com as mesmas regras aplicáveis à Base Incremental.

6.3. MANUTENÇÃO DA BASE

65. A base de remuneração é regulatória e sua avaliação, homologada pela ANEEL, deverá ser registrada contabilmente no Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, sem atualização em relação à data-base da revisão tarifária, bem como seus efeitos nas Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica – Obrigações Especiais, até o segundo mês subsequente à aprovação pela Diretoria Colegiada da ANEEL.

6.4. CRITÉRIOS PARA INCLUSÃO DE ATIVOS NA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

66. Os reforços ou melhorias em instalações existentes, ou novas instalações desde que formalmente indicadas pelo planejamento setorial, somente poderão ser executadas e, consequentemente, reconhecidas na base de remuneração das transmissoras mediante Resolução da ANEEL.

67. Os reforços ou melhorias executadas sem respaldo em Resolução da ANEEL ou executadas em desconformidade com a Resolução Autorizativa não devem compor a base de remuneração das transmissoras passível de revisão, observando o seguinte:

a) Deverão constar de relatórios separados, com as devidas justificativas, obedecendo rigorosamente ao formato estabelecido nos Relatórios de Avaliação e de Conciliação Físico-Contábil; e

b) Esses bens devem ser registrados no ativo imobilizado, no entanto, deverão ser registrados, concomitantemente, no sistema extrapatrimonial até que tenha situação regularizada por meio de processo autorizativo da ANEEL, desde que haja interesse do planejamento setorial.

68. O parágrafo anterior não se aplica exclusivamente para as melhorias em instalações de transmissão não alcançadas pela Resolução Normativa nº 643, de 2014, ou o que vier a sucedê-la, cuja necessidade foi indicada pelo planejamento setorial em data anterior a 31 de dezembro de 2012, mas que somente efetivaram sua integração ao Sistema Interligado Nacional após 1º de janeiro de 2013. Para essas obras os relatórios aplicáveis devem destaca-las, de modo a serem avaliadas tecnicamente conforme os critérios de elegibilidade vigentes, desde que assegurado que não foram incluídas nos laudos de avaliação homologados pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 589, de 2013, ou o que vier a sucedê-la,.

69. Os ativos de transmissão de energia elétrica são classificados em **elegíveis** e **não elegíveis**, sendo que todos devem ser avaliados, observando o seguinte:

a) Os ativos vinculados à concessão são elegíveis quando efetivamente utilizados no serviço público de transmissão de energia elétrica.

b) Os ativos vinculados à concessão são não elegíveis quando não utilizados na atividade concedida ou utilizados em atividades não vinculadas ao serviço público de transmissão de energia elétrica, tais como bens cedidos/ocupados por grêmios, clubes, fundações, entre outros; bens desocupados/desativados; e bens cedidos a terceiros. Esses ativos também não são considerados na BAR.

70. Para aplicação dos critérios de elegibilidade, para fins de inclusão na base de remuneração, faz-se necessária uma análise qualificada do uso, função e/ou atribuição do ativo, na prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica.

71. A relação dos ativos inventariados classificados como não elegíveis deve ser apresentada à ANEEL contendo as devidas justificativas. Esses bens e/ou instalações devem ser avaliados e um relatório deve ser apresentado em separado.

6.5. PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO

72. Para avaliação da Base Incremental das transmissoras, utiliza-se o Método do **Valor Novo de Reposição (VNR)**, conforme definidos neste Submódulo.

73. O **Método do Valor Novo de Reposição (VNR)** estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, considerando todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

74. Para a valoração dos ativos, a aplicação do Método do Valor Novo de Reposição utilizará, necessariamente nesta ordem:

a) Banco de Preços de Referência ANEEL;

b) Valor contábil fiscalizado e atualizado pelo índice contratualmente estabelecido.

75. O Banco de Preços Referenciais da ANEEL representa os custos médios regulatórios, por unidade modular, conforme regulamento da ANEEL.

76. Não se aplica o Banco de Preços Referenciais da ANEEL, quando:

a) O item a ser valorado não estiver representado no Banco de Preços Referenciais da ANEEL;

b) Não houver preços referenciais para itens correspondentes, semelhantes ou análogos ao item a ser valorado no Banco de Preços Referenciais da ANEEL.

77. As características técnicas assumidas para os reforços/melhorias nos processos de autorização deverão ser respeitadas quando da revisão periódica.

78. Para a completa definição da Base de Remuneração é necessário estabelecer os seguintes valores:

a) **Valor Novo de Reposição (VNR):** corresponde ao valor individual do bem, valorado, a preços atuais, nos termos estabelecidos neste Submódulo.

b) **Valor de Mercado em Uso (VMU):** É definido como o Valor Novo de Reposição – VNR deduzido da parcela de depreciação, a qual deve respeitar os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade.

c) **Base de Remuneração Bruta (BRRb):** É definido como o Valor novo de Reposição do conjunto de bens e instalações da transmissora que integram o Ativo Imobilizado em Serviço e Intangível, deduzido do índice de aproveitamento integral, do valor bruto de obrigações especiais e dos ativos totalmente depreciados.

d) **Base de Remuneração Líquida (BRRl):** É definido como o Valor de Mercado em Uso do conjunto de bens e instalações da transmissora que integram o Ativo Imobilizado em Serviço e Intangível, deduzido do valor líquido de obrigações especiais, do índice de aproveitamento depreciado e adicionado o valor do almoxarifado em operação.

79. Para os casos excepcionais de valoração de terrenos na Base Incremental pelo valor contábil fiscalizado e atualizado, será aplicado um percentual nos grupos de ativos Terrenos, Edificações e Obras Civis e Benfeitorias que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de transmissão de energia elétrica, definindo-se assim o índice de aproveitamento para esses Ativos.

80. O Índice de Aproveitamento de terrenos e edificações é aplicado sobre o Valor Novo de Reposição – VNR, definindo-se o Índice de Aproveitamento Integral – IAI. Sobre o Valor de Mercado em Uso – VMU será definido o Índice de Aproveitamento Depreciado – IAD.

81. Para aplicação do Índice de Aproveitamento, faz-se necessária uma análise qualificada do uso, função e/ou atribuição do ativo, na prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica.

82. Ainda para os casos excepcionais tratados nos parágrafos anteriores, os imóveis que não possuem documentação de titularidade de propriedade definitiva em nome da transmissora podem ser incluídos na base de remuneração, desde que sejam respeitados os seguintes critérios:

a) Ser um imóvel elegível (imóvel operacional);

b) Estar registrado na contabilidade;

c) Apresentar documentação que comprove a aquisição; e

d) Apresentar documentação que comprove que a titularidade de propriedade se encontra em processo de regularização (protocolo em cartório ou similar).

83. Deve ser apresentada a relação em separado dos imóveis elegíveis que não possuem documentação de titularidade de propriedade definitiva, incluindo informações detalhadas sobre a situação atual, e quanto à adequação de cada um dos critérios referidos, bem como a destinação de uso de cada um dos imóveis.

84. Os imóveis que não atenderem aos critérios acima não serão incluídos na base de remuneração regulatória.

85. A transmissora pode, a seu exclusivo critério, encaminhar formalmente, para apreciação da ANEEL, requerimento para inclusão na base de remuneração regulatória de imóvel eventualmente excluído, nos termos acima mencionados, que deverá ser devidamente justificada e documentada.

6.5.1 Determinação do Valor Novo de Reposição – VNR

86. Para valoração da Base Incremental serão consideradas as unidades modulares de subestação ou linhas de transmissão autorizadas, desde que em operação comercial entre as datas-bases das revisões anterior e atual, e sua avaliação deverá ser apresentada pela concessionária no formato definido no presente Submódulo.

87. Os valores resultantes do processo de avaliação da Base Incremental poderão sofrer ajustes pela fiscalização da ANEEL.

88. Se a concessionária não encaminhar a avaliação da Base Incremental, nos termos definidos neste Submódulo e no prazo estabelecido pela ANEEL, ou caso o relatório de avaliação apresentado pela concessionária não seja aprovado, em virtude de qualidade técnica insuficiente ou não conformidades apontadas na fiscalização, caberá à ANEEL arbitrar a base de remuneração a ser considerada no processo de revisão em curso, não constituindo tal fato a dispensa da concessionária em apresentar o relatório posteriormente.

89. O Valor Novo de Reposição do conjunto de bens e instalações da transmissora que integram o Ativo Imobilizado em Serviço e Intangível será dado pela soma da Base Blindada atualizada, deduzidas das baixas e bens totalmente depreciados, e o resultado da aplicação do Banco de Preços Referenciais da ANEEL sobre a Base Incremental.

90. Os relatórios de avaliação deverão ser protocolados na ANEEL, em até **120 dias** antes da data da revisão periódica da concessionária.

91. O relatório de avaliação da Base Incremental está apresentado no Anexo I.

6.5.2 Juros Sobre Obras em Andamento – JOA

92. O JOA é definido regulatoriamente e calculado considerando-se a taxa regulatória de remuneração do capital (WACC) real após impostos, aplicando-se a fórmula a seguir.

$$JOA = \sum_{i=1}^{N} \left((1+r)^{N+1-i/12} - 1 \right) * di \quad (14)$$

Onde:
JOA: juros sobre obras em andamento em percentual (%);
N: número de meses, de acordo com o tipo de obra;
r: taxa regulatória de remuneração do capital - WACC; e
di: desembolso mensal em percentual (%) distribuído de acordo com o fluxo financeiro.

93. O percentual obtido para o JOA será acrescido ao Valor Novo de Reposição do ativo.

94. O prazo de construção regulatório (em meses) foi obtido dos cronogramas para construção das instalações de transmissão de energia elétrica autorizadas pela ANEEL entre 2008 e 2017 e totalizou 22 meses para obras em subestação e 24 meses em linhas de transmissão.

95. Considerou-se um fluxo financeiro de 40% desembolso distribuído linearmente ao longo dos primeiros 2/3 dos prazos médios de construção e 60% ao longo da segunda e última metade dos prazos médios de construção.

96. A taxa regulatória de remuneração de capital (WACC) deverá considerar o valor regulatório vigente.

6.6. ALMOXARIFADO EM OPERAÇÃO

97. O almoxarifado de operação, vinculado à operação e manutenção de máquinas, instalações e equipamentos necessários à prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, é considerado para compor a base de remuneração.

98. Deve integrar a base de remuneração os saldos médios dos últimos 12 (doze) meses das seguintes subcontas previstas no MCSE, excluindo valores referentes a eventuais Unidades de Adição e Retirada – UAR existentes:

1107.1 – Matéria Prima e Insumos para produção de Energia Elétrica;
1107.2 – Material (exceto os saldos das subcontas: 1107.2.04 – Destinado à alienação; 1107.2.03 – Emprestado; e 1107.2.06 – Resíduos e sucatas);
1107.3 – Compras em curso;
1107.4 – Adiantamentos a fornecedores;
1107.7 – (-) Provisão para Redução ao Valor Recuperável.

6.7. DEMAIS PROCEDIMENTOS

6.7.1. Depreciação

99. Para a determinação do Valor de Mercado em Uso – VMU deve ser utilizado o Método da Linha Reta para o cálculo da depreciação, considerando-se o percentual de depreciação acumulada registrada na contabilidade para cada bem do ativo considerado. Não se admite a utilização de quaisquer outros critérios de depreciação. O Método da Linha Reta consiste em aplicar taxas constantes de depreciação durante o tempo de vida útil estimado para o bem. Pela regra geral, o valor da depreciação é dado pela razão entre o custo base de aquisição do bem e os anos estimados de sua vida útil. A taxa de depreciação é obtida pelo inverso dos anos estimados para a vida útil do bem, multiplicado por 100% (para base percentual). Ambos os cálculos são definidos para a base anual.

100. Os critérios e procedimentos contábeis, as taxas de depreciação e os percentuais de depreciação acumulada de cada bem não podem ser modificados em relação ao registro contábil, exceto por determinação da ANEEL, quando da constatação de imperfeições na contabilidade.

101. As situações relativas às reformas gerais de ativos devem ser conduzidas conforme critérios estabelecidos no MCSE e no MCPSE.

102. O Valor de Mercado em Uso para a composição da Base de Remuneração será obrigatoriamente igual a zero quando o bem estiver totalmente depreciado, conforme identificado no respectivo registro contábil.

103. Uma vez que cada bem deverá ser depreciado com seu respectivo percentual de depreciação acumulada, de acordo com os registros contábeis, fica vedado qualquer tipo de equalização que leve em consideração percentuais acumulados de depreciação contábil por conta ou grupo de contas contábeis.

104. Em nenhuma hipótese a depreciação acumulada apurada para os bens indenizados nos termos da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012, deve afetar o cálculo da receita requerida da concessionária.

105. Para efeito de depreciação, são utilizadas as taxas anuais de depreciação para os ativos de uso e características semelhantes, no âmbito da transmissão de energia elétrica, de acordo com o MCPSE.

106. O percentual de depreciação acumulada por bem, com base nas informações contábeis, deverão constar do relatório de conciliação físico-contábil, tanto para Base Blindada como para a Base Incremental.

107. Se constatadas imperfeições nos cálculos de depreciação dos bens, a ANEEL deverá recalcular a depreciação acumulada desses ativos para efeito de avaliação com base no MCPSE.

6.7.2. Baixas

108. As informações de baixas na Base Blindada devem ser informadas no relatório de conciliação físico-contábil, nos termos desse Submódulo.

109.Se constatada a retirada de operação de equipamento cuja baixa não foi efetuada na contabilidade da concessionária, a fiscalização da ANEEL deverá proceder à baixa do ativo no relatório de conciliação.

6.7.3. Obrigações Especiais

110. As Obrigações Especiais são recursos relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados às concessões. As Obrigações Especiais não são passivos onerosos ou créditos do acionista. São atualizadas com os mesmos critérios e índices utilizados para corrigir os bens registrados no Ativo Imobilizado dos agentes.

111. As obrigações especiais devem compor a base de remuneração regulatória como redutoras do ativo imobilizado em serviço.

112. Para fins de revisão, a depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais não é computada no cálculo da receita requerida da concessionária.

113. As obrigações especiais deverão ser controladas, a partir de 1º de janeiro de 2018, pela data de aquisição, ou seja, os registros serão controlados separadamente quanto à sua amortização, de forma a permitir a identificação do saldo totalmente amortizado, que não deve reduzir o ativo imobilizado em serviço. O saldo existente em dezembro de 2017 deverá ser controlado separadamente até sua completa amortização.

114. Para determinação do valor atualizado das Obrigações Especiais a ser considerado como parcela redutora na base de remuneração, deverá ser aplicada a variação verificada entre o Valor Novo de Reposição total e o Valor Original Contábil não depreciado da conta “Máquinas e Equipamentos”, sobre o saldo das Obrigações Especiais.

115. As quotas de depreciação dos bens constituídos com recursos de Obrigações Especiais, independentemente da sua data de formação, deverão ter seus efeitos anulados no resultado contábil. A quota de reintegração calculada sobre o valor do bem adquirido com recurso de Obrigação Especial deverá ser movimentada, em conformidade com o MCSE, de forma que o efeito desta despesa seja anulado no resultado do exercício. Para a apuração do valor da reintegração, deverá ser utilizada a taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos de Obrigações Especiais.

116. Como forma de demonstração dos valores de Obrigações Especiais, as concessionárias deverão, no Relatório de Avaliação, incluir o Demonstrativo de Obrigações Especiais, o qual deverá mostrar os valores Brutos e Líquidos de Obrigações Especiais. Para tanto, o percentual Acumulado da Amortização Contábil deverá ser mantido para a Amortização das Obrigações Especiais Avaliadas.

6.8. RELATÓRIO DE CONCILIAÇÃO FÍSICO-CONTÁBIL

117. A conciliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, contratada pela concessionária, a qual produzirá um relatório técnico que estará sujeito à validação mediante fiscalização da Agência. A concessionária responde solidariamente, na esfera administrativa ou judicial, por qualquer erro ou dano decorrente das informações fornecidas, inclusive aquelas necessárias à correta aplicação do Bancos de Preços.

118. O relatório de conciliação físico-contábil está apresentado no Anexo II.

119. As avaliações dos ativos também serão realizadas considerando os resultados da fiscalização, com o objetivo de verificar as características e as condições operacionais dos ativos.

120. A conciliação físico-contábil deverá apurar o percentual acumulado de depreciação, por bem, que deve ser aplicado sobre o Valor Novo de Reposição para obtenção do Valor de Mercado em Uso de cada bem.

121. A conciliação físico-contábil deve ser procedida em conjunto pela empresa avaliadora e a concessionária, a partir dos dados cadastrados no sistema georreferenciado e os respectivos registros contábeis, observando a existência de bens que se encontram em fase de unitização e cadastramento, tendo em vista o prazo de 60 dias estabelecido no MCSE para transferência do Ativo Imobilizado em Curso – AIC para o Ativo Imobilizado em Serviço.

122. Os registros contábeis utilizados para a conciliação físico-contábil devem, necessariamente, estar na mesma data-base dos trabalhos de avaliação.

123. As sobras físicas apuradas no processo de conciliação físico-contábil devem ser avaliadas e identificadas no Relatório de Conciliação e poderão ser aceitas após a regularização via processo de autorização de reforços, além da sua comprovação e contabilização.

124. As sobras físicas devem ser depreciadas considerando a idade da formação do bem. Caso não haja documentação que comprove a data da entrada do bem em serviço, a concessionária deve considerar a data de capitalização da ODI/Conta, em que está localizada o bem.

125. As sobras contábeis não devem ser avaliadas.

126. Ao validar a Base de Remuneração, não serão validadas as sobras físicas. Caberá à concessionária proceder aos ajustes das sobras e faltas na contabilidade, conforme estabelece o MCSE, os quais deverão permanecer à disposição da fiscalização da ANEEL por um período não inferior a 60 (sessenta) meses. Deverá, ainda, regularizar a situação do bem, por meio do processo de autorização de reforços, cuja eventual inclusão dependerá de validação da ANEEL e indicação do planejamento setorial.

127. Os relatórios de conciliação físico-contábil deverão ser protocolados na ANEEL, em até **120 dias** antes da data da revisão periódica da concessionária.

6.9. CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS - CAIMI

128. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI - refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

129. O CAIMI será calculado, conforme equação a seguir:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (15)$$

onde:
CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;
CAL: Custo Anual de Aluguéis;
CAV: Custo Anual de Veículos; e
CAI: Custo Anual de Sistema de Informática.

130. O Custo Anual de Aluguéis (CAL) é calculado em conformidade com a equação a seguir:

$$CAL = BAR_a * \left[\frac{rWACC_{pré}}{1 - \frac{1}{(1+rWACC_{pré})^{VU_a}}} \right] \quad (16)$$

onde:
CAL: Custo Anual de Aluguéis;
BAR_a: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo; e
VU_a: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, sendo 89% referente ao TUC “230.01 – Equipamento Geral – Móveis e Utensílios” e 11% referente ao TUC “215.09 – Edificação – Outras”; e
$rWACC_{pré}$: Taxa regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos.

131. O Custo Anual de Veículos (CAV) é calculado em conformidade com a equação a seguir:

$$CAV = BAR_v * \left[\frac{rWACC_{pré}}{1 - \frac{1}{(1+rWACC_{pré})^{VU_v}}} \right] \quad (17)$$

onde:
CAV: Custo Anual de Veículos;
BARv: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos;
VU_a: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, referente ao TUC “615.01 – Veículos”; e
$rWACC_{pré}$: Taxa regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos.

132. O Custo Anual de sistemas de Informática (CAI) é calculado em conformidade com a equação a seguir:

$$CAI = BAR_i * \left[\frac{rWACC_{pré}}{1 - \frac{1}{(1+rWACC_{pré})^{VU_i}}} \right] \quad (18)$$

onde:
CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;
BARv: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática;
VU_i: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, sendo 70% referente ao TUC “535 - Software” e 30% referente ao TUC “235 – Equipamento Geral de Informática”; e
$rWACC_{pré}$: Taxa regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos.

133. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a BRR. Esses ativos são equivalentes a 0,82% (zero vírgula oitenta e dois por cento) do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) e envolvem os seguintes grupos de ativos: (i) aluguéis; (ii) veículos e (iii) sistemas (hardware e software).

134. Para a segregação adotou-se a média verificada de todas as empresas, sendo que a segregação da base de anuidade regulatória por grupos é feita conforme as proporções definidas na Tabela 4:

Tabela 4: Segregação da BAR nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (BAR_a)	84,75%
Veículos (BAR_v)	7,66%
Sistemas (BAR_i)	7,59%

135. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) pode ser então decomposta nos grupos acima definidos:

$$BAR = BAR_a + BAR_v + BAR_i \quad (19)$$

onde:
BAR_a: Montante da base de anuidade regulatória referentes aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo;
BAR_v: Montante da base de anuidade regulatória referentes aos investimentos em veículos; e
BAR_i: Montante da base de anuidade regulatória referentes aos investimentos em sistemas de informática.

7. CUSTO ANUAL DOS ATIVOS

136. A remuneração do capital é composta pelo retorno do capital (depreciação) e o retorno sobre o capital (rentabilidade). Para fins de revisão periódica da receita anual permitida das transmissoras, a remuneração do capital será anualizada no período tarifário, por meio das seguintes expressões:

$$CAA = \left(\sum_{i=1}^{n} \frac{RC_i + QRR_i}{(1+rWACC_{pré})}\right) \cdot \left(\frac{rWACC_{pré}}{1-(1+rWACC_{pré})^{-n}}\right) + CAIMI \quad (20)$$

$$RC_i = (BRRl_{i-1}) \cdot r_{WACC_{pré}} \quad (21)$$

$$QRR_i = BRRb_{i-1} \cdot \delta \quad (22)$$

Onde:
CAA: Custo Anual dos Ativos;
RC_i: remuneração de capital no ano i;
QRR_i: Quota de Reintegração Regulatória no ano i;
CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;
$rWACC_{pré}$: Taxa Regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos;
$BRRb_{i-1}$: Base de remuneração regulatória bruta no ano i-1;
$BRRl_{i-1}$: Base de remuneração regulatória líquida no ano i-1;
n: Número de anos do próximo período tarifário; e
δ: Taxa média de depreciação das instalações.

137. O valor residual dos ativos, que corresponderá à base de remuneração líquida, ao final de cada ano subtraindo-se as depreciações e desmobilizações.

8. TRATAMENTO DE INVESTIMENTOS EM MELHORIAS DE PEQUENO PORTE

138. A estimativa dos investimentos anuais para as melhorias de pequeno porte, referidas nos Item 5.1.3 e 5.1.4 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-los, a serem realizadas em instalações de transmissão, será calculada por meio das seguintes expressões:

$$Inv_{mel}\ (\%) = 0{,}000336 \times \left[\frac{\text{Base Líquida}}{AIS}\right]^{-1{,}047133} \quad [23]$$

$$Inv_{mel}\ (R\$) = Inv_{mel}\ (\%)\ x\ AIS \quad [24]$$

Onde:
Inv_{mel}: investimentos anuais em melhorias de pequeno porte;
AIS: Ativo Imobilizado em Serviço dado pelo Valor Novo de Reposição – VNR associado aos ativos, correspondente ao valor individual do bem a preços atuais; e
Base Líquida: VNR deduzido da parcela de depreciação, do valor líquido de obrigações especiais e do índice de aproveitamento depreciado.

139. Os investimentos em melhorias serão calculados apenas às instalações de transmissão sujeitas ao processo de revisão periódica da RAP prevista nos contratos de concessão.

140. Os valores dos investimentos anuais resultantes das fórmulas paramétricas estabelecerão, em conjunto das demais metodologias, a anuidade que vigorará pelos próximos anos do ciclo.

141. Anualmente, a anuidade resultante dos investimentos em melhorias de pequeno porte será objeto de atualização monetária, pelo índice contratual aplicável. Ao fim do ciclo de RAP, a anuidade será revisitada, considerando os montantes realizados pelas concessionárias no ciclo anterior, além das demais metodologias vigentes.

142. Para a revisão dos montantes realizados no ciclo de RAP anterior, serão consideradas as informações encaminhadas no relatório de avaliação da Base de Remuneração das concessionárias, devendo ser incluídos nas informações os respectivos números de cadastro no Plano de Modernização das Instalações.

9. OUTRAS RECEITAS

143. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida, no momento da revisão, as receitas obtidas pela concessionária mediante a exploração de outras atividades (Outras Receitas – OR). Portanto, as Outras Receitas corresponderão à soma das receitas presumidas de cada serviço, onde esta deve levar em conta uma análise dos contratos vigentes da empresa.

144. Os critérios adotados partem de uma avaliação “ex-ante”, em que se definem os ganhos presumidos do prestador do serviço pela realização das atividades aqui consideradas, assim como os critérios de compartilhamento desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço público regulado, visando contribuir para a modicidade tarifária.

145. Para cada fonte de receita adicional a seguir identificada, deverá ser avaliada a projeção de receitas para o próximo ciclo (receita presumida), atualizadas pelo índice contratual à data da revisão, desconsiderando-se os encargos e tributos correspondentes (receita líquida).

146. As outras receitas podem ser classificadas em função do tipo de atividade, conforme a seguir:

a) Atividades complementares: são aquelas cujas despesas não são claramente identificadas e já estão cobertas pela receita advinda da atividade regulada. Enquadram-se nesse subgrupo os contratos de compartilhamento de infraestrutura e sistemas de comunicação; e

b) Atividades atípicas: são aquelas às quais se impõem critérios de administração e gestão que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados. Destacam-se nessa categoria receitas advindas da prestação de serviços a terceiros (operação e manutenção, consultoria e engenharia).

9.1. RECEITAS DE ATIVIDADES COMPLEMENTARES

9.1.1. Compartilhamento de Infraestrutura

147. Para essa atividade, toda a receita auferida (líquida) com contratos de compartilhamento de infraestrutura com prestadores de serviço público – CCI’s, excetuando-se custos adicionais comprovados, será destinada à modicidade tarifária, haja vista o Contrato de Concessão estabelecer a obrigatoriedade da concessionária em compartilhar instalações já remuneradas pela RAP.

148. As receitas com contratos de compartilhamento podem ser classificadas em: (i) custos de implantação, cujos valores serão destinados à modicidade tarifária uma única vez, no primeiro processo de revisão de receitas anuais permitidas subsequente à aprovação desse Submódulo, diluídos no ciclo tarifário; (ii) taxas de conservação, as quais considera-se a receita auferida anualmente; e (iii) outros.

9.1.2. Sistema de Comunicação

149. Visando o compartilhamento das receitas decorrentes dessas atividades com os usuários do serviço público regulado, será adotada uma divisão equânime do lucro líquido, ou seja, um percentual de 50% (cinquenta por cento) será atribuído à concessionária, com fins de se estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço regulado.

150. Por se tratar de atividades complementares ao serviço de transmissão, o percentual da receita que seria atribuído às despesas também será integralmente revertido à modicidade tarifária, considerando que estas já foram incluídas na receita da atividade regulada.

151. Para apuração do lucro líquido a ser compartilhado, será considerado como despesas incorridas na prestação do serviço o percentual de 50% (cinquenta por cento) da receita líquida.

152. Ou seja, um percentual de 75% será destinado à modicidade tarifária, enquanto o percentual de 25% será atribuído à concessionária.

9.2. RECEITAS DE ATIVIDADES ATÍPICAS

153. Com fins de se estimular a eficiência na prestação do serviço, será adotada uma divisão equânime do lucro líquido, ou seja, um percentual de 50% (cinquenta por cento) será atribuído à concessionária, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço regulado.

154. Por serem atividades atípicas, apenas a parcela do lucro líquido será revertida à modicidade tarifária. Para apuração do lucro líquido serão estimadas as despesas decorrentes de cada uma das atividades, calculadas como percentual da receita.

9.2.1. Serviços de Consultoria

155. Para apuração do lucro líquido a ser compartilhado, será considerado como despesas incorridas na prestação do serviço o percentual de 40% (quarenta por cento) da receita líquida. Ou seja, um percentual de 30% será destinado à modicidade tarifária, enquanto o percentual de 70% será atribuído à concessionária.

9.2.2. Serviços de Operação e Manutenção

156. Para apuração do lucro líquido a ser compartilhado, será considerado como despesas incorridas na prestação do serviço o percentual de 80% (oitenta por cento) da receita líquida. Ou seja, um percentual de 10% será destinado à modicidade tarifária, enquanto o percentual de 90% será atribuído à concessionária.

9.2.3. Serviços de Engenharia

157. Para apuração do lucro líquido a ser compartilhado, será considerado como despesas incorridas na prestação do serviço o percentual de 80% (oitenta por cento) da receita líquida. Ou seja, um percentual de 10% será destinado à modicidade tarifária, enquanto o percentual de 90% será atribuído à concessionária.

9.2.4. Comercialização de Direitos de Propriedade e Produtos de P&D

158. Para a atividade de comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, o compartilhamento das receitas depende do percentual destinado às instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte (N), Nordeste (NE) e Centro-Oeste (CO):

a) Para as empresas localizadas nas regiões N, NE ou CO que destinarem pelo menos 60% (sessenta por cento) do valor do projeto a instituições de pesquisa sediadas nessas regiões, o compartilhamento das receitas é de 70% (setenta por cento) para apropriação pela empresa e de 30% (trinta por cento) para a modicidade tarifária. O mesmo compartilhamento se aplica às empresas das demais regiões que destinarem pelo menos 25% (vinte e cinco por cento) do valor do projeto a instituições de pesquisa sediadas no N, NE e CO;

b) Caso não sejam comprovadas tais destinações para as regiões N, NE ou CO, o compartilhamento é de 50% (cinquenta por cento) para apropriação pela empresa e de 50% (cinquenta por cento) para a modicidade tarifária.

10. RECEITAS POR ANÁLISE DE PROJETO E COMISSIONAMENTO DE OBRAS DE ACESSANTE

159. As receitas advindas da verificação de conformidade das especificações e dos projetos das instalações implantadas por acessante, bem como as advindas da participação do comissionamento destas instalações, serão destinadas integralmente para a concessionária de transmissão a título de ressarcimento pela realização destes serviços, desde que constem no respectivo Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão – CCT ou Contrato de Compartilhamento de Instalações de Transmissão – CCI, conforme os valores máximos previstos na regulamentação vigente.

Anexo I: Relatório de Avaliação - Base Incremental (parcela de receita R4)

	CAMPOS	DESCRIÇÃO
1	Código Módulo SIGET	6 (seis) dígitos. Caso o código tenha menos do que 6 (seis) dígitos, inserir quantidade de zeros à esquerda para completar 6 (seis) dígitos Informar o código 999999 para as unidades modulares em operação no ciclo atual que não tenham sido objeto de avaliação da ANEEL
2	Código Receita SIGET	6 (seis) dígitos. Caso o código tenha menos do que 6 (seis) dígitos, inserir quantidade de zeros à esquerda para completar 6 (seis) dígitos Informar o código 999999 para as unidades modulares em operação no ciclo atual que não tenham sido objeto de avaliação da ANEEL
3	Nome da subestação ou linha de transmissão	Conforme identificação do Módulo SIGET
4	Descrição do Módulo	De acordo com SIGET
5	Classificação	RB, RBF, DIT, IEG, ICG
6	Grupo Equipamento	De acordo com SIGET
7	Tipo de uso	Apenas para DITs: compartilhado ou exclusivo
8	Contrato da Concessionária	xxxx/aaaa (4 dígitos com número do ato + "/" + 4 dígitos para identificar o ano)
9	Tipo Receita	RBSE, RPC, RBNI, RCDM, RMEL, RMELP
10	Ato da RAP	Resolução Autorizativa ou Homologatória
11	Operação Comercial	dd/mm/aa
12	Tipo de Módulo	Linha de Transmissão; Subestação – Módulo de Manobra, Subestação – Módulo de Infraestrutura, Subestação – Módulo de Equipamento
13	Tipo de Usuário	G, D ou C
14	Tensão do Módulo	kV
15	Tensão Secundária	kV, se houver
16	Arranjo da SE	BS, BPT, BD4, BD, AN, DJM
17	Potência	MVA ou MVA, se houver
18	Tipo de Circuito	Apenas para LTs: CS, CD, D1, D2
19	Tipo de Cabo	Apenas para LTs
20	Extensão da linha	Apenas para LTs: km
21	Valor do Banco de Preços ANEEL	R$
22	Outras observações	Informar qualquer excepcionalidade, caso haja, por módulo

Anexo II: Relatório de conciliação Físico-Contábil

II. A: Formulário aplicável à Base Blindada (parcelas de receita R1 ou R3).

		CAMPOS	DESCRIÇÃO
Informações Contábeis	1	Conta Contábil	Conforme Elenco de Contas, seguindo MCSE
	2	Número Patrimônio	Código atribuído pela concessionária
	3	Digito Incorporação	Código atribuído pela concessionária
	4	ODI (Ordem de Imobilização)	Código atribuído pela concessionária
	5	TI (Tipo de Instalação)	Seguir MCPSE
	6	CM (Centro Modular)	Seguir MCPSE
	7	TUC (Tipo de Unidade de Cadastro)	Seguir MCPSE
	8	Denominação do TUC	Seguir MCPSE
	9	A1	Seguir MCPSE
	10	A2	Seguir MCPSE
	11	A3	Seguir MCPSE
	12	A4	Seguir MCPSE
	13	A5	Seguir MCPSE
	14	A6	Seguir MCPSE
	15	Ato Autorizativo (Resolução Autorizativa, Resolução Homologatório, Contrato de Concessão)	xxxx/aaaa (4 dígitos com número do ato + "/" + 4 dígitos para identificar o ano)
	16	Código Módulo SIGET	6 (seis) dígitos. Caso o código tenha menos do que 6 (seis) dígitos, inserir quantidade de zeros à esquerda para completar 6 (seis) dígitos
	17	IdUC	Código atribuído pela concessionária
	18	UAR	Código atribuído pela concessionária
	19	Taxa Anual de Depreciação (%)	Taxa vigente (%) (Resolução Normativa 674, de 11/8/2015, ou o que vier a sucedê-la)
	20	Descrição Contábil do Bem	Conforme Sistema da Empresa, capaz de identificar o bem
	21	Quantidade	Informar quantidade avaliada

		CAMPOS	DESCRIÇÃO
	22	Unidade de Medida	Considerar as unidades previstas no MCPSE
	23	Datas de energização/Capitalização (transferência do AIC para o AIS).	(dd/mm/aa)
	24	Valor Original Contábil (R$)	Valor efetivamente contabilizado
	25	Depreciação Acumulada (R$)	R$
	26	% Depreciação Acumulada	%
	27	Valor Residual Contábil (R$)	R$
Baixa	28	ODD (Ordem de desativação)	Código atribuído pela concessionária
	29	Data da baixa	(dd/mm/aa)
Informações da Base	30	Descrição Técnica do Bem	Conforma Sistema da Empresa, capaz de identificar o bem
	31	Classe de Tensão	kV
	32	Reserva Técnica	S/N
	33	Nome da subestação ou linha de transmissão	Conforme identificação do Módulo SIGET
	34	Nível de tensão da subestação ou linha de transmissão	kV
	35	ODI Engenharia	Conforma Sistema da Empresa
Infor	36	Código do Material	Conforma Sistema da Empresa
	37	Descrição do Código do Material	Conforma Sistema da Empresa, capaz de identificar o material
Resultado da Avaliação	38	Valor Novo de Reposição - VNR (R$)	R$
	39	% do Índice de Aproveitamento	%
	40	Valor do Índice De não Aproveitamento Integral – INA (R$)	R$
	41	VNR Menos INA (R$)	R$
	42	% Depreciação Acumulada	%
	43	Depreciação Acumulada – DA (R$)	R$
	44	Valor de Mercado em Uso - VMU (R$)	R$
	45	Valor do INA Depreciado (R$)	R$
	46	Valor da Base de Remuneração - VBR (R$)	R$
Formação do Valor Novo de Reposição	47	Valor de Fabrica (VF) do VNR (R$)	Valor do equipamento principal e impostos não recuperáveis
	48	COM Unitário do VNR (%)	%
	49	COM Unitário do VNR (R$)	R$
	50	Valor VF + COM (Unitário) do VNR (R$)	R$
	51	Referência Banco de Preços	
	52	Quantidade 1	Informar quantidade avaliada
	53	Unidade de Medida 1	Informar unidade de medida (m, kg, pc, m2, etc)
	54	Fator de conversão (Kg/m)	Preencher apenas para os condutores cuja unidade da linha 47 seja kg
	55	Quantidade 2	Informar quantidade em metros (m) para os condutores e repetir a quantidade da linha 46 para os demais bens
	56	Unidade de Medida 2	Repetir os dados da linha 47 para todos os bens, exceto para condutores cuja unidade a ser informada deve ser em metros (m)
	57	Total do VF do VNR (R$)	R$
	58	Total de COM do VNR (R$)	R$
	59	Total de VF mais COM do VNR (R$)	R$
	60	Custos Adicionais do VNR (%)	%
	61	CA sem JOA do VNR (R$)	R$
	62	JOA do VNR (%)	%
	63	JOA do VNR (R$)	R$
Informações Auxiliares	64	Banco de Preço (BP) ou Valor Contábil Atualizado (V)	Informar se foi utilizado banco de preços (BP) ou se utilizado o Valor Contábil Atualizado (V)
	65	Índice Utilizado Para Atualização	Fórmula ou índice utilizado
	66	Índice na Data-Base	Nº índice resultante na data-base do relatório
	67	Índice na Data de Aquisição	Nº índice resultante na data de incorporação do bem
	68	Fator de Atualização	
	69	Doação	S/N
	70	Incorporação de Rede	S/N
	71	PLPT	S/N
	72	Status Processo de Regularização	S/N
	73	Identificador de Linha no Quadro 5	
	74	Identificador de Linha no Quadro 7	
	75	Status de Elegibilidade	S/N
	76	Status de Conciliação	Conciliado (CO), Sobra Física (SF) ou Sobra Contábil (SC)
	77	Controle de Abertura Contábil	
	78	Controle Numeração Física	

II. B: Formulário aplicável à Base Incremental (parcela de receita R4)

		CAMPOS	DESCRIÇÃO
Informações Contábeis	1	Conta Contábil	Conforme Elenco de Contas, seguindo MCSE
	2	Número Patrimônio	Código atribuído pela concessionária
	3	Digito Incorporação	Código atribuído pela concessionária
	4	ODI (Ordem de Imobilização)	Código atribuído pela concessionária
	5	TI (Tipo de Instalação)	Seguir MCPSE
	6	CM (Centro Modular)	Seguir MCPSE
	7	TUC (Tipo de Unidade de Cadastro)	Seguir MCPSE
	8	Denominação do TUC	Seguir MCPSE
	9	A1	Seguir MCPSE
	10	A2	Seguir MCPSE
	11	A3	Seguir MCPSE
	12	A4	Seguir MCPSE
	13	A5	Seguir MCPSE
	14	A6	Seguir MCPSE
	15	Ato Autorizativo (Resolução Autorizativa, Resolução Homologatória, Contrato de Concessão)	xxxx/aaaa (4 dígitos com número do ato + "/" + 4 dígitos para identificar o ano)
	16	Código Módulo SIGET	6 (seis) dígitos. Caso o código tenha menos do que 6 (seis) dígitos, inserir quantidade de zeros à esquerda para completar 6 (seis) dígitos Informar o código 999999 para as unidades modulares em operação no ciclo atual que não tenham sido objeto de avaliação da ANEEL
	17	IdUC	Código atribuído pela concessionária
	18	UAR	Código atribuído pela concessionária
	19	Taxa Anual de Depreciação (%)	Taxa vigente (%) (Resolução Normativa 674, de 11/8/2015, ou o que vier a sucedê-la)
	20	Descrição Contábil do Bem	Conforme Sistema da Empresa, capaz de identificar o bem
	21	Quantidade	Informar quantidade avaliada

		CAMPOS	DESCRIÇÃO
	22	Unidade de Medida	Considerar as unidades previstas no MCPSE
	23	Datas de energização/Capitalização (transferência do AIC para o AIS).	(dd/mm/aa)
	24	Valor Original Contábil (R$)	Valor efetivamente contabilizado
	25	Depreciação Acumulada (R$)	R$
	26	% Depreciação Acumulada	%
	27	Valor Residual Contábil (R$)	R$
Baixa	28	ODD (Ordem de desativação)	Código atribuído pela concessionária
	29	Data da baixa	(dd/mm/aa)
Informações da Base	30	Descrição Técnica do Bem	Conforma Sistema da Empresa, capaz de identificar o bem
	31	Classe de Tensão	kV
	32	Reserva Técnica	S/N
	33	Nome da subestação ou linha de transmissão	Conforme identificação do Módulo SIGET
	34	Nível de tensão da subestação ou linha de transmissão	kV
	35	ODI Engenharia	Conforma Sistema da Empresa
Infor	36	Código do Material	Conforma Sistema da Empresa
	37	Descrição do Código do Material	Conforma Sistema da Empresa, capaz de identificar o material
Informações Auxiliares	38	Doação	S/N
	39	Incorporação de Rede	S/N
	40	PLPT	S/N
	41	Status Processo de Regularização	S/N
	42	Identificador de Linha no Quadro 5	
	43	Identificador de Linha no Quadro 7	
	44	Status de Elegibilidade	S/N
	45	Status de Conciliação	Conciliado (CO), Sobra Física (SF) ou Sobra Contábil (SC)
	46	Controle de Abertura Contábil	
	47	Controle Numeração Física	

II. C: Formulário aplicável à Base de ativos indenizada (parcelas de receita R2):

		CAMPOS	DESCRIÇÃO
Informações Contábeis	1	Conta Contábil	Conforme Elenco de Contas, seguindo MCSE
	2	Número Patrimônio	Código atribuído pela concessionária
	3	Digito Incorporação	Código atribuído pela concessionária
	4	ODI (Ordem de Imobilização)	Código atribuído pela concessionária
	5	TI (Tipo de Instalação)	Seguir MCPSE
	6	CM (Centro Modular)	Seguir MCPSE
	7	TUC (Tipo de Unidade de Cadastro)	Seguir MCPSE
	8	Denominação do TUC	Seguir MCPSE
	9	A1	Seguir MCPSE
	10	A2	Seguir MCPSE
	11	A3	Seguir MCPSE
	12	A4	Seguir MCPSE
	13	A5	Seguir MCPSE
	14	A6	Seguir MCPSE
	15	Ato Autorizativo (Resolução Autorizativa, Resolução Homologatório, Contrato de Concessão)	xxxx/aaaa (4 dígitos com número do ato + "/" + 4 dígitos para identificar o ano)
	16	Código Módulo SIGET	6 (seis) dígitos. Caso o código tenha menos do que 6 (seis) dígitos, inserir quantidade de zeros à esquerda para completar 6 (seis) dígitos
	17	IdUC	Código atribuído pela concessionária
	18	UAR	Código atribuído pela concessionária
	19	Taxa Anual de Depreciação (%)	Taxa vigente (%) (Resolução Normativa 674, de 11/8/2015, ou o que vier a sucedê-la)
	20	Descrição Contábil do Bem	Conforme Sistema da Empresa, capaz de identificar o bem
	21	Quantidade	Informar quantidade avaliada
	22	Unidade de Medida	Considerar as unidades previstas no MCPSE
	23	Datas de energização/Capitalização (transferência do AIC para o AIS).	(dd/mm/aa)
	24	Valor Original Contábil (R$)	Valor efetivamente contabilizado
	25	Depreciação Acumulada (R$)	R$
	26	% Depreciação Acumulada	%
	27	Valor Residual Contábil (R$)	R$
Baixa	28	ODD (Ordem de desativação)	Código atribuído pela concessionária
	29	Data da baixa	(dd/mm/aa)
Informações da Base	30	Descrição Técnica do Bem	Conforma Sistema da Empresa, capaz de identificar o bem
	31	Classe de Tensão	kV
	32	Reserva Técnica	S/N
	33	Nome da subestação ou linha de transmissão	Conforme identificação do Módulo SIGET
	34	Nível de tensão da subestação ou linha de transmissão	kV
	35	ODI Engenharia	Conforma Sistema da Empresa
Infor	36	Código do Material	Conforma Sistema da Empresa
	37	Descrição do Código do Material	Conforma Sistema da Empresa, capaz de identificar o material
Informações Auxiliares	38	Banco de Preço (BP) ou Valor Contábil Atualizado (V)	Informar se foi utilizado banco de preços (BP) ou se utilizado o Valor Contábil Atualizado (V)
	39	Índice Utilizado Para Atualização	Fórmula ou índice utilizado
	40	Índice na Data-Base	Nº índice resultante na data-base do relatório
	41	Índice na Data de Aquisição	Nº índice resultante na data de incorporação do bem
	42	Fator de Atualização	
	43	Doação	S/N
	44	Incorporação de Rede	S/N
	45	PLPT	S/N
	46	Status Processo de Regularização	S/N
	47	Identificador de Linha no Quadro 5	
	48	Identificador de Linha no Quadro 7	
	49	Status de Elegibilidade	S/N
	50	Status de Conciliação	Conciliado (CO), Sobra Física (SF) ou Sobra Contábil (SC)
	51	Controle de Abertura Contábil	
	52	Controle Numeração Física	

Anexo III: Custo Unitário de cada produto por concessionária

Empresa	km	km	Po	Po	(U	(U	(M	(M	Te
CTEEP CC 059/2001	1.875,00	2.500,00	1.955,79	1.055,27	240.606,15	320.808,20	56.250,00	75.000,00	513,96
CEMIG-GT CC 006/1997	1.875,00	2.500,00	800,00	400,00	387.806,93	517.075,91	56.250,00	75.000,00	827,03
CEEE-GT CC 055/2001	1.875,00	2.500,00	800,00	400,00	387.806,93	517.075,91	56.250,00	75.000,00	827,03
CELG G&T CC 063/2001	6.177,04	8.236,05	800,00	400,00	15.000,00	75.000,00	15.000,00	75.000,00	0,00
COPEL-GT CC 060/2001	1.875,00	2.500,00	800,00	400,00	387.806,93	517.075,91	56.250,00	75.000,00	827,03
CHESF CC 061/2001	1.875,00	2.500,00	800,00	400,00	387.806,93	517.075,91	56.250,00	75.000,00	827,03
FURNAS CC 062/2001	1.875,00	2.500,00	2.000,00	4.000,00	64.807,94	303.457,35	6.069,15	30.345,73	0,00
ELETROSUL CC 057/2001	6.375,00	8.500,00	2.000,00	1.000,00	33.136,13	165.680,63	56.250,00	75.000,00	311,61
ELETRONORTE CC 058/2001	1.875,00	2.500,00	800,00	400,00	420.041,41	560.055,21	11.201,10	56.005,52	667,14

Referência de preço: junho de 2018.

ANEXO LXI

Módulo 9: Concessionárias de Transmissão

Submódulo 9.2

REVISÃO PERIÓDICA DAS RECEITAS DAS CONCESSIONÁRIAS LICITADAS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização das Revisões Periódicas (RTP) das receitas relativas às concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica decorrentes de licitação, na modalidade de leilão público, doravante designadas **transmissoras licitadas**.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se às revisões periódicas das Receitas Anuais Permitidas das transmissoras licitadas.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. A abordagem adotada pela ANEEL para a implementação da revisão periódica de transmissoras licitadas busca definir parâmetros regulatórios, sem a consideração dos custos reais da empresa, seja de investimentos ou de despesas operacionais.

4. A revisão periódica decorre do contrato de concessão e pode observar os seguintes aspectos:

a) Custo de capital de terceiros: aplicável às empresas com cláusula específica de revisão nesse item;

b) Custos operacionais: aplicável às empresas com cláusula específica de revisão nesse item;

c) Novas Instalações: aplicável a todas as empresas que possuem autorização da ANEEL para implantação de reforços e/ou melhorias, nos termos da regulamentação vigente; e

d) Outras receitas: aplicável a todas as empresas.

5. As transmissoras licitadas segregam-se em três tipos, a depender da data de assinatura dos Contratos de Concessão:

Tabela 1: Tipos de Contratos de Transmissão

Data do Contrato de Concessão	Até 31/12/2006	2007	01/01/2008 em diante
Revisão Periódica da Receita Anual Permitida aplicável à receita ofertada em leilão	Não há cláusula contratual	Custo de capital de terceiros.	(i) Custo de capital de terceiros; (ii) Custos operacionais.
Revisão Periódica da Receita Anual Permitida aplicável às receitas autorizadas pela ANEEL	Sim	Sim	Sim
Revisão Periódica da Receita Anual Permitida aplicável a Outras Receitas	Sim	Sim	Sim

6. Para as transmissoras licitadas cujos contratos foram assinados a partir de 2007, a data de revisão e sua periodicidade estão estabelecidos na Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão.

7. Para transmissoras licitadas cujos contratos foram celebrados até 31/12/2006, a data-base da próxima revisão periódica será definida em 1º de julho de 2019, com periodicidade de 5 anos.

8. A revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas das transmissoras licitadas será compreendida pelo cálculo do reposicionamento tarifário – RT, definido conforme fórmula a seguir:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita vigente}} \quad (1)$$

9. A Receita Requerida será obtida mediante a soma das parcelas de receitas reposicionadas, conforme o caso, de modo a considerar, quando aplicável: (i) a revisão sobre o custo de capital de terceiros e custos operacionais sobre as receitas advindas de processo licitatório; e (ii) a revisão sobre as receitas advindas do processo de autorização de reforços/melhorias, nos termos na regulamentação vigente.

10. As Outras Receitas serão apuradas conforme item 57 desse Submódulo.

11. A Receita Vigente será obtida pela soma das parcelas de receita correspondentes ao ano anterior à data da revisão.

3.1. CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS

12. A Revisão Periódica será efetuada por meio de um modelo de simulação de receita que utilizará como dados de entrada a Receita Anual Permitida e os parâmetros descritos no item seguinte, de acordo com os procedimentos a seguir:

I – determinação do montante regulatório de capital de terceiros ainda a ser amortizado, no ano da revisão;

II – atualização dos parâmetros financeiros para cálculo do custo de capital de terceiros, conforme a equação (1) deste Procedimento;

III – cálculo da Receita Revisada, em termos reais, considerando o perfil de receita e a data de referência de preços estabelecidos no contrato de concessão;

IV – cálculo do valor atualizado da Receita Revisada, com data de referência de preços atualizada para o segundo mês anterior à data da revisão.

13. O modelo de simulação de receita, específico para o cálculo da Revisão Periódica, utilizará os seguintes parâmetros regulatórios:

I – custo de capital próprio;

II – estrutura ótima de capital;

III – taxa de depreciação regulatória média das instalações de transmissão;

IV – custos de operação e manutenção, definidos em termos percentuais;

V – impostos sobre a renda, nos termos da legislação vigente;

VI – encargos setoriais, nos termos da legislação vigente;

VII – custo de capital de terceiros, calculado de acordo equação (1) deste Procedimento.

14. Os parâmetros regulatórios a que se referem os incisos de I a III do parágrafo anterior serão fixados no contrato de concessão e permanecerão constantes durante sua vigência.

15. O algoritmo do modelo de simulação de receita será parte integrante de cada contrato de concessão.

16. O custo de capital de terceiros (r_d) será atualizado de acordo com a fórmula a seguir:

$$r_d = \propto \cdot (TJLP + s_1) + (1 - \propto) \cdot (TRM + s_2) \quad (2)$$

Onde:

TJLP: Média dos últimos 60 meses da Taxa de Juros de Longo Prazo deflacionada pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, também calculado a partir da média dos últimos 60 meses até o segundo mês anterior à data da revisão, conforme equações a seguir:

$$TJLPmédio = \frac{1}{n} . \sum_{i=1}^{n} \left\{ \left(\prod_{k=i-11}^{i} (1 + TJLPk) \right) - 1 \right\} \quad (3)$$

$$IPCAmédio = \frac{1}{n} . \sum_{i=1}^{n} \left\{ \left(\prod_{k=i-11}^{i} (1 + IPCAk) \right) - 1 \right\} \quad (4)$$

Sendo:
TJLPk: TJLP em base mensal para o mês k;
IPCAk: IPCA em base mensal para o mês k;
n: número de meses.
TRM: Taxa Referencial de Mercado definida no contrato de concessão;
$\propto$: constante, de valor entre 0 e 1, fixada no contrato de concessão e mantida inalterada durante sua vigência. Nos contratos em que não for definida a constante $\propto$, seu valor será igual a 0,80; e
s1 e s2: Prêmios adicionais de risco estabelecidos no contrato de concessão e mantidos constantes durante sua vigência. Aplicar-se-á deflacionamento, pelo IPCAmédio, dos parâmetros s1 e s2 que estiverem definidos em termos nominais no contrato.

3.2. CUSTOS OPERACIONAIS

17. A revisão da receita inicial em função de "ganhos de eficiência empresarial" deve-se dar em função dos custos de operação e manutenção, ou simplesmente, custos operacionais, reconhecidos na RAP.

18. Os ganhos de eficiência empresarial são entendidos como ganhos de produtividade e decorrem, de forma geral, de ganhos de eficiência técnica, ganhos de escala e ganhos de evolução tecnológica. Os ganhos de produtividade a serem repassados aos consumidores, no momento da revisão periódica, são os ganhos advindos de evolução tecnológica.

19. Os passos da revisão podem ser assim descritos:

I – Identifica-se a parcela da RAP correspondente aos custos operacionais regulatórios da transmissora, de acordo com a equação abaixo e os parâmetros constantes no contrato de concessão ou da última revisão periódica:

$$COM(t) = \theta . I \quad (5)$$

onde:
COM(t): Custo operacional regulatório na data da revisão;
θ: Percentual de custo considerado no contrato de concessão ou na última revisão periódica; e
I: Montante regulatório de capital, correspondente à RAP ofertada no leilão, calculado a partir do modelo de simulação de receita.

II – Para o cálculo acima deverá ser utilizado o mesmo modelo computacional que definiu a RAP teto do leilão, considerando a RAP da proposta vencedora do leilão;

III – Sobre o montante de custo operacional regulatório aplica-se o percentual de redução dos custos operacionais decorrente de ganhos advindos de evolução tecnológica, denominado de ganhos de produtividade anual, referente ao período de 5 (cinco) anos. O custo operacional resultante será dado pela fórmula:

$$COM'(t) = COM(t) . (1 - \rho)^n \quad (6)$$

Onde:

COM'(t): Custo operacional regulatório resultante da revisão, após a consideração dos ganhos de produtividade;
ρ: Percentual de ganhos de produtividade anual; e
n: Número de anos considerado (igual a 5 anos).

IV – Para a definição do percentual de ganhos de produtividade anual, a ANEEL realizará um estudo periodicamente, que ficará vigente por um período de 5 anos. Para as empresas que tiverem sua revisão periódica dentro desse período, adota-se o valor vigente.

20. O percentual de ganhos de produtividade anual é apresentado no Anexo I deste Submódulo e será único para todas as empresas. Isto, porque, os impactos sobre os custos das empresas de um setor advindos de evolução tecnológica são, em geral, únicos para todas as empresas, ou seja, será avaliada a evolução tecnológica do setor como um todo.

21. A revisão decorrente dos custos operacionais deverá ocorrer a cada 5 (cinco) anos, conforme data contratual, durante todo o período de concessão.

3.3. INSTALAÇÕES AUTORIZADAS

22. As parcelas da RAP aplicáveis a cada transmissora que passam por processo de revisão são as seguintes:

I – R3 – Parcelas da RAP referentes às instalações de transmissão em operação comercial e que já foram objeto de reavaliação em ciclos de revisão anteriores, classificadas como Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão, sob incorporação na base blindada de ativos.

II – R4 – Parcelas da RAP referentes às instalações de transmissão autorizadas pela ANEEL que entraram em operação comercial no presente ciclo de revisão (entre as datas-bases das revisões anterior e a atual), classificadas como Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão, sob incorporação na base incremental de ativos.

23. Não cabe reposicionamento das receitas referente às parcelas da RAP cujos contratos de concessão não prevejam sua revisão. Sob essas receitas aplicam-se as correções e atualizações contratualmente estabelecidas.

24. A partir da publicação da Resolução Homologatória do resultado da revisão periódica de cada transmissora ficam revogadas parcelas de RAP publicadas nas Resoluções Autorizativas para as instalações de transmissão que tenham sido objeto da presente revisão.

3.3.1. Custo de Capital Associado às Autorizações

25. O custo de capital (WACC) deverá considerar o valor regulatório vigente, nos termos do Submódulo 9.1.

3.3.2. Definição do Valor Novo de Reposição – VNR

26. Os reforços ou melhorias em instalações existentes, ou novas instalações desde que formalmente indicadas pelo planejamento setorial, somente poderão ser executadas e, consequentemente, reconhecidas na base de remuneração das transmissoras mediante Resolução da ANEEL.

27. Os reforços ou melhorias executadas sem respaldo em Resolução da ANEEL ou executadas em desconformidade com a Resolução Autorizativa não comporão a base de remuneração das transmissoras passível de revisão, observando o seguinte:

a) Deverão constar de relatórios separados, com as devidas justificativas, obedecendo rigorosamente ao formato estabelecido nos Relatórios de Avaliação e de Conciliação Físico-Contábil; e

b) Esses bens devem ser registrados no ativo imobilizado, no entanto, deverão ser registrados, concomitantemente, no sistema extrapatrimonial até que tenha situação regularizada por meio de processo autorizativo da ANEEL, desde que haja interesse do planejamento setorial.

28. Para a avaliação dos ativos que serão objeto de revisão, visando à definição da Base de Remuneração, serão adotados, os seguintes procedimentos:

a) A Base de Remuneração referente aos reforços/melhorias aprovada na revisão periódica anterior deve ser "blindada". Entende-se como **Base Blindada** os valores aprovados a partir do Banco de Preços Referenciais da ANEEL, associados aos ativos em operação, excluindo-se as movimentações ocorridas (baixas). As disposições referentes à Base Blindada aplicam-se às parcelas R3;

b) As inclusões entre as datas-bases das revisões anterior e atual, desde que em operação até **150 dias** antes da data-base da revisão periódica da concessionária, e autorizadas por Resolução específica da ANEEL, compõem a **Base Incremental** e são avaliadas utilizando-se a metodologia definida neste Submódulo. As disposições referentes à Base Incremental aplicam-se às parcelas R4;

c) Os valores finais da avaliação são obtidos a partir da soma dos valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases das revisões anterior e atual - Base Incremental (item b);

d) Considera-se como data-base do relatório de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão atual.

e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do índice contratual, entre a data-base do relatório de avaliação e a data da revisão periódica atual.

29. Os ativos de transmissão de energia elétrica são classificados em **elegíveis** e **não elegíveis**, sendo que todos devem ser avaliados, observando o seguinte:

a) Os ativos vinculados à concessão são elegíveis quando efetivamente utilizados no serviço público de transmissão de energia elétrica.

b) Os ativos vinculados à concessão são não elegíveis quando não utilizados na atividade concedida ou utilizados em atividades não vinculadas ao serviço público de transmissão de energia elétrica, tais como bens cedidos/ocupados por grêmios, clubes, fundações, entre outros; bens desocupados/desativados; e bens cedidos a terceiros. Esses ativos também não são considerados na BAR.

30. Para aplicação dos critérios de elegibilidade, para fins de inclusão na base de remuneração, faz-se necessária uma análise qualificada do uso, função e/ou atribuição do ativo, na prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica.

31. A relação dos ativos inventariados classificados como não elegíveis deve ser apresentada à ANEEL contendo as devidas justificativas. Esses bens e/ou instalações devem ser avaliados e um relatório deve ser apresentado em separado.

32. Para avaliação da Base Incremental das transmissoras licitadas, utiliza-se o Método do **Valor Novo de Reposição (VNR)**, que estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, considerando todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

33. Para a valoração dos ativos, a aplicação do Método do Valor Novo de Reposição utilizará, necessariamente nesta ordem:

a) Banco de Preços de Referência ANEEL;

b) Valor contábil fiscalizado e atualizado pelo índice contratualmente estabelecido.

34. O Banco de Preços Referenciais representa os custos médios regulatórios, por unidade modular, conforme regulamento da ANEEL, e será aplicado às unidades modulares de subestação ou linhas de transmissão autorizadas, desde que em operação comercial entre as datas-bases das revisões anterior e atual e sua avaliação deverá ser apresentada pela concessionária no formato definido no presente Submódulo.

35. Não se aplica o Banco de Preços Referenciais da ANEEL, quando:

a) O item a ser valorado não estiver representado no Banco de Preços Referenciais da ANEEL;

b) Não houver preços referenciais para itens correspondentes, semelhantes ou análogos ao item a ser valorado no Banco de Preços Referenciais da ANEEL.

36. As características técnicas assumidas para os reforços/melhorias nos processos de autorização deverão ser respeitadas quando da revisão periódica.

37. O relatório de avaliação da Base Incremental é apresentado no Anexo II e deverá ser protocolado na ANEEL em até **120 dias** antes da data da revisão periódica da concessionária.

38. Os valores resultantes do processo de avaliação da Base Incremental poderão sofrer ajustes pela fiscalização da ANEEL.

39. Para os casos excepcionais de valoração da Base Incremental pelo valor contábil fiscalizado e atualizado, será aplicado um percentual nos grupos de ativos Terrenos, Edificações e Obras Civis e Benfeitorias que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de transmissão de energia elétrica, definindo-se assim o índice de aproveitamento para esses Ativos.

40. O Índice de Aproveitamento de terrenos e edificações é aplicado sobre o Valor Novo de Reposição – VNR, definindo-se o Índice de Aproveitamento Integral – IAI. Sobre o Valor de Mercado em Uso – VMU será definido o Índice de Aproveitamento Depreciado – IAD.

41. Para aplicação do Índice de Aproveitamento, faz-se necessária uma análise qualificada do uso, função e/ou atribuição do ativo, na prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica.

3.3.3. Juros Sobre Obras em Andamento – JOA

42. O JOA é definido regulatoriamente e calculado considerando-se o WACC real após impostos, aplicando-se a fórmula a seguir.

$$JOA = \sum_{i=1}^{N} \left((1+r)^{N+1-i/12} - 1 \right) * di \quad (7)$$

Onde:
JOA: juros sobre obras em andamento em percentual (%);
N: número de meses, de acordo com o tipo de obra;
r: custo médio ponderado de capital anual (WACC); e
d_i: desembolso mensal em percentual (%) distribuído de acordo com o fluxo financeiro.

43. O percentual obtido para o JOA será acrescido ao Valor Novo de Reposição do ativo.

44. O prazo de construção regulatório (em meses) foi obtido dos cronogramas para construção das instalações de transmissão de energia elétrica autorizadas pela ANEEL entre 2008 e 2017 e totalizou 22 meses para obras em subestação e 24 meses em linhas de transmissão.

45. Considerou-se um fluxo financeiro de 40% desembolso distribuído linearmente ao longo dos primeiros 2/3 dos prazos médios de construção e 60% ao longo do último 1/3 dos prazos médios de construção.

46. O custo de capital (WACC) deverá considerar o valor regulatório vigente, nos termos do Submódulo 9.1.

3.3.4. Relatório de Conciliação Físico-Contábil

47. A conciliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, contratada pela concessionária, a qual produzirá um relatório técnico que estará sujeito à validação mediante fiscalização da Agência. A concessionária responde solidariamente, na esfera administrativa ou judicial, por qualquer erro ou dano decorrente das informações fornecidas, inclusive aquelas necessárias à correta aplicação do Bancos de Preços.

48. O relatório de conciliação físico-contábil está apresentado no Anexo III.

49. As avaliações dos ativos também serão realizadas considerando os resultados da fiscalização, com o objetivo de verificar as características e as condições operacionais dos ativos.

50. A conciliação físico-contábil deve ser procedida em conjunto pela empresa avaliadora e a concessionária, a partir dos dados cadastrados no sistema georreferenciado e os respectivos registros contábeis, observando a existência de bens que se encontram em fase de unitização e cadastramento, tendo em vista o prazo de 60 dias estabelecido no MCSE para transferência do Ativo Imobilizado em Curso – AIC para o Ativo Imobilizado em Serviço.

51. Os registros contábeis utilizados para a conciliação físico-contábil devem, necessariamente, estar na mesma data-base dos trabalhos de avaliação.

52. Os relatórios de conciliação físico-contábil deverão ser protocolados na ANEEL, em até **120 dias** antes da data da revisão periódica da concessionária.

3.3.5. Custo Anual dos Ativos

53. A remuneração do capital é composta pelo retorno do capital (depreciação) e o retorno sobre o capital (rentabilidade). Para a receita associada às instalações autorizadas, a remuneração do capital será dada por meio de uma anuidade atribuída à unidade modular durante toda sua vida útil.

54. Para tanto, calcula-se o Custo Anual dos Ativos (CAA) mediante a anuidade, que levará em consideração o total de capital, a taxa de retorno e a taxa média de depreciação regulatória, através da seguinte expressão:

$$CAA = \sum_{i=1}^{N_{MC}} \left[\frac{1}{(1-T)} * \left(\frac{BRL_i * r_{wacc}}{1-(1+r_{wacc})^{-VU_r}} - \frac{BRB_i * T}{VU} \right) \right] \quad (8)$$

Onde:
CAA: Custo Anual dos Ativos das novas instalações autorizadas;
BRL_i: Base de Remuneração Líquida do módulo construtivo i, que considera amortização no período entre as datas-bases das revisões ou, no caso de primeira revisão, entre operação comercial e a data-base da revisão;
N_{MC}: Número de módulos construtivos;
r_{wacc}: taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda;
VU_r: vida útil remanescente, calculada a partir da taxa média de depreciação regulatória do módulo construtivo, considerando a data-base da revisão tarifária;
T: alíquota tributária marginal efetiva;
BRBi: Base de Remuneração Regulatória do módulo construtivo i; e
VU: vida útil regulatória do módulo construtivo.

55.Para o cálculo da taxa média de depreciação regulatória das unidades modulares, utiliza-se a taxa anual média de depreciação ponderada pelo custo relativo (TMD) e os valores individuais das taxas de depreciação dos componentes da unidade modular, obedecendo-se as taxas anuais de depreciação dos principais equipamentos de transmissão de energia elétrica, conforme estabelecido no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE). Portanto, calcula-se a TMD através da fórmula abaixo:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^{n} TD_i \cdot C_i}{\sum_{i=1}^{n} C_i} \quad (9)$$

onde:
TMD: taxa anual média de depreciação da instalação de transmissão de energia elétrica, correspondente ao módulo construtivo, ponderada por capital;
TD_i: taxa anual de depreciação do componente “i” do módulo construtivo;
C_i: custo do componente “i” do módulo construtivo; e
n: número de componentes do módulo construtivo.

56.Para revisão tarifária de unidades modulares associadas à ICG, deverá ser mantida a metodologia de fluxo de caixa descontado adotada no processo de autorização dos reforços/melhorias, de modo que investimento regulatório seja recuperado num prazo de concessão reduzido.

3.3.6.Custos Operacionais Eficientes

57.Os critérios a serem adotados para avaliação e consideração dos custos operacionais eficientes associados às instalações autorizadas serão aqueles aprovados nos termos do Submódulo 9.1 do PRORET.

4.OUTRAS RECEITAS

58.A receita auferida com outras atividades deverá ter parte destinada a contribuir para a modicidade das tarifas do serviço público de transmissão, a qual será considerada nos reajustes e revisões.

59.Para efeito de modicidade tarifária, deverão ser deduzidas da receita associada aos contratos de concessão licitados as receitas obtidas pela exploração de outras atividades (Outras Receitas – OR).

60.Os critérios a serem adotados para avaliação e consideração das receitas decorrentes de outras atividades serão aqueles aprovados nos termos do Submódulo 9.1 do PRORET.

5. RECEITAS POR ANÁLISE DE PROJETO E COMISSIONAMENTO DE OBRAS DE ACESSANTE

61. As receitas advindas da verificação de conformidade das especificações e dos projetos das instalações implantadas por acessante, bem como as advindas da participação do comissionamento destas instalações, serão destinadas integralmente para a concessionária de transmissão a título de ressarcimento pela realização destes serviços, desde que constem no respectivo Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão – CCT ou Contrato de Compartilhamento de Instalações de Transmissão – CCI, conforme os valores máximos previstos na regulamentação vigente.

Anexo I: Ganhos de Produtividade Anual dos Custos Operacionais

Período de Aplicação	Ganho Anual (%)
Jul/2015 – Jun/2020	0,0%

Anexo II: Relatório de Avaliação - Base Incremental (parcela de receita R4)

	CAMPOS	DESCRIÇÃO
1	Código Módulo SIGET	6 (seis) dígitos. Caso o código tenha menos do que 6 (seis) dígitos, inserir quantidade de zeros à esquerda para completar 6 (seis) dígitos Informar o código 999999 para as unidades modulares em operação no ciclo atual que não tenham sido objeto de avaliação da ANEEL
2	Código Receita SIGET	6 (seis) dígitos. Caso o código tenha menos do que 6 (seis) dígitos, inserir quantidade de zeros à esquerda para completar 6 (seis) dígitos Informar o código 999999 para as unidades modulares em operação no ciclo atual que não tenham sido objeto de avaliação da ANEEL
3	Nome da subestação ou linha de transmissão	Conforme identificação do Módulo SIGET

	CAMPOS	DESCRIÇÃO
4	Descrição do Módulo	De acordo com SIGET
5	Classificação	RB, RBF, DIT, IEG, ICG
6	Grupo Equipamento	De acordo com SIGET
7	Tipo de uso	Apenas para DITs: compartilhado ou exclusivo
8	Contrato da Concessionária	xxxx/aaaa (4 dígitos com número do ato + "/" + 4 dígitos para identificar o ano)
9	Tipo Receita	RBSE, RPC, RBNI, RCDM, RMEL, RMELP
10	Ato da RAP	Resolução Autorizativa ou Homologatória
11	Operação Comercial	dd/mm/aa
12	Tipo de Módulo	Linha de Transmissão; Subestação – Módulo de Manobra, Subestação – Módulo de Infraestrutura, Subestação – Módulo de Equipamento
13	Tipo de Usuário	G, D ou C
14	Tensão do Módulo	kV
15	Tensão Secundária	kV, se houver
16	Arranjo da SE	BS, BPT, BD4, BD, AN, DJM
17	Potência	MVA ou MVA, se houver
18	Tipo de Circuito	Apenas para LTs: CS, CD, D1, D2
19	Tipo de Cabo	Apenas para LTs
20	Extensão da linha	Apenas para LTs: km
21	Valor do Banco de Preços ANEEL	R$
22	Outras observações	Informar qualquer excepcionalidade, caso haja, por módulo

Anexo III: Relatório de Conciliação Físico-Contábil

Formulário aplicável às Bases Blindada e Incremental (parcelas de receita R3 e R4)

		CAMPOS	DESCRIÇÃO
Informações Contábeis	1	Conta Contábil	Conforme Elenco de Contas, seguindo MCSE
	2	Número Patrimônio	Código atribuído pela concessionária
	3	Digito Incorporação	Código atribuído pela concessionária
	4	ODI (Ordem de Imobilização)	Código atribuído pela concessionária
	5	TI (Tipo de Instalação)	Seguir MCPSE
	6	CM (Centro Modular)	Seguir MCPSE
	7	TUC (Tipo de Unidade de Cadastro)	Seguir MCPSE
	8	Denominação do TUC	Seguir MCPSE
	9	A1	Seguir MCPSE
	10	A2	Seguir MCPSE
	11	A3	Seguir MCPSE
	12	A4	Seguir MCPSE
	13	A5	Seguir MCPSE
	14	A6	Seguir MCPSE
	15	Ato Autorizativo (Resolução Autorizativa, Resolução Homologatória, Contrato de Concessão)	xxxx/aaaa (4 dígitos com número do ato + "/" + 4 dígitos para identificar o ano)
	16	Código Módulo SIGET	6 (seis) dígitos. Caso o código tenha menos do que 6 (seis) dígitos, inserir quantidade de zeros à esquerda para completar 6 (seis) dígitos Informar o código 999999 para as unidades modulares em operação no ciclo atual que não tenham sido objeto de avaliação da ANEEL
	17	IdUC	Código atribuído pela concessionária
	18	UAR	Código atribuído pela concessionária
	19	Taxa Anual de Depreciação (%)	Taxa vigente (%) (Resolução Normativa 674, de 11/8/2015, ou o que vier a sucedê-la)
	20	Descrição Contábil do Bem	Conforme Sistema da Empresa, capaz de identificar o bem
	21	Quantidade	Informar quantidade avaliada
	22	Unidade de Medida	Considerar as unidades previstas no MCPSE
	23	Datas de energização/Capitalização (transferência do AIC para o AIS).	(dd/mm/aa)
	24	Valor Original Contábil (R$)	Valor efetivamente contabilizado
	25	Depreciação Acumulada (R$)	R$
	26	% Depreciação Acumulada	%
	27	Valor Residual Contábil (R$)	R$
Baixa	28	ODD (Ordem de desativação)	Código atribuído pela concessionária
	29	Data da baixa	(dd/mm/aa)
Informações da Base	30	Descrição Técnica do Bem	Conforma Sistema da Empresa, capaz de identificar o bem
	31	Classe de Tensão	kV
	32	Reserva Técnica	S/N
	33	Nome da subestação ou linha de transmissão	Conforme identificação do Módulo SIGET
	34	Nível de tensão da subestação ou linha de transmissão	kV
	35	ODI Engenharia	Conforma Sistema da Empresa
Infor	36	Código do Material	Conforma Sistema da Empresa
	37	Descrição do Código do Material	Conforma Sistema da Empresa, capaz de identificar o material
Informações Auxiliares	38	Doação	S/N
	39	Incorporação de Rede	S/N
	40	PLPT	S/N
	41	Status Processo de Regularização	S/N
	42	Identificador de Linha no Quadro 5	
	43	Identificador de Linha no Quadro 7	
	44	Status de Elegibilidade	S/N
	45	Status de Conciliação	Conciliado (CO), Sobra Física (SF) ou Sobra Contábil (SC)
	46	Controle de Abertura Contábil	
	47	Controle Numeração Física	

ANEXO LXII

Módulo 9: Concessionárias de Transmissão

Submódulo 9.3

REAJUSTE ANUAL DAS RECEITAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais a serem utilizados no Reajuste Anual das Receitas Anuais Permitidas (RAPs) das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica pela disponibilização das instalações associadas à prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste submódulo aplicam-se a todos os reajustes anuais das RAPs das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

3. ASPECTOS GERAIS

3. Os contratos das concessionárias de transmissão estabelecem as regras de reajuste das respectivas RAPs.

4. O reajuste da RAP é calculado anualmente considerando o Índice de Variação da Inflação – IVI, definido no contrato da concessionária de transmissão, podendo ser adotado o Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV, ou o Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, conforme pré-estabelecido.

5. As RAPs estabelecidas no reajuste e aprovadas pela Diretoria da ANEEL são divulgadas por meio de ato emitido pela ANEEL e possuem validade no período de 1º de julho de um ano a 30 de junho do ano subsequente.

6. Estão previstos nos contratos a inclusão ou não na RAP dos montantes necessários à cobertura das contribuições sociais recuperáveis, relativas ao Programa de Integração Social – PIS, ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – Pasep e à Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins, devendo ser observada esta característica no momento do reajuste.

4. DEFINIÇÕES

7. Para este Submódulo, são adotados os seguintes termos e conceitos:

Tabela 1 – Termos e Conceitos

Informação	Unidade	Definição
Ano i	---	Ano em curso.
Ano i-1	---	Ano anterior ao ano em curso
Ano i+1	---	Ano posterior ao ano em curso.
Ano i-2	---	Dois anos anteriores ao ano em curso
AVC	---	Aviso de Crédito, emitido pelo ONS.
Ciclo i	---	Compreende o período de 1º de julho do ano i a 30 de junho do ano i+1.
Ciclo i-1	---	Compreende o período de 1º de julho do ano i-1 a 30 de junho do ano i.
Ciclo i-2	---	Compreende o período de 1º de julho do ano i-2 a 30 de junho do ano i-1.
FGV	---	Fundação Getúlio Vargas
IBGE	---	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IGP-M	---	Índice Geral de Preços - Mercado, divulgado pela FGV.
IPCA	---	Índice de Preços ao Consumidor Amplo, divulgado pelo IBGE.
IVI	%	Índice de Variação da Inflação, definido no contrato de concessão ou no ato que formaliza a equiparação descrita no § 7º do art. 17 da Lei nº 9.074/1995.
Operação Comercial Definitiva	---	Situação na qual a operação comercial de uma instalação de transmissão ocorre inexistindo pendências.
Operação Comercial Provisória	---	Situação precária na qual a operação comercial de uma instalação de transmissão é permitida por não haver pendências impeditivas próprias, apesar de existirem pendências impeditivas de terceiros e/ou pendências próprias não impeditivas.
SIGET	---	Sistema de Gestão da Transmissão – ferramenta computacional de apoio à gestão dos sistemas de transmissão de energia elétrica, gerido pela ANEEL.
TLD	---	Termo de Liberação Definitivo, documento emitido pelo ONS autorizando a concessionária de transmissão a iniciar a partir da data especificada a operação comercial definitiva das instalações de transmissão discriminadas
TLP	---	Termo de Liberação Parcial, documento emitido pelo ONS autorizando a concessionária de transmissão a iniciar a partir da data especificada a operação comercial provisória das instalações de transmissão discriminadas
Rede Básica	---	Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN com tensão igual ou superior à 230 kV conforme Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004, ou o que vier a sucedê-la.
Demais Instalações de Transmissão – DIT	---	São instalações de transmissão que não integram a Rede Básica conforme Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004, ou o que vier a sucedê-la.
TUST-FR	R$/kW. mês	Tarifa de uso do sistema de transmissão destinada a custear as instalações classificadas como rede básica de fronteira e DIT de uso compartilhado.
TUST-RB	R$/kW. mês	Tarifas de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações da rede básica.

5. PROCEDIMENTOS PARA REAJUSTE DA RAP

5.1. REFERÊNCIA DE PREÇOS E ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA DA RAP

8. A referência de preços dos valores da RAP, estabelecidos no reajuste e divulgados por ato emitido pela ANEEL, é **junho** do ano em curso (ano i).

9. A atualização monetária de valores no reajuste, para junho do ano i, é realizada multiplicando-se o valor a ser atualizado pelo resultado da razão entre o número índice de maio do ano i e o número índice do mês anterior à data de referência do valor a ser atualizado. O número índice utilizado poderá ser o IGP-M ou o IPCA, conforme previamente definido no contrato de concessão ou ato de equiparação.

5.2. OPERAÇÃO COMERCIAL DE INSTALAÇÕES SOB RESPONSABILIDADE DE CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO

10. As concessionárias de transmissão terão direito à RAP relativa às instalações de transmissão sob sua responsabilidade (autorizadas ou licitadas) a partir da data de entrada em operação comercial.

11. A operação comercial se caracteriza pela emissão, por parte do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, de Termo de Liberação Parcial – TLP, quando não há pendências impeditivas próprias, ou Termo de Liberação Definitiva – TLD, quando não há pendências.

12. Além da emissão do TLD ou TLP é necessário que a concessionária de transmissão informe a situação da instalação de transmissão, conforme prazo estabelecido no Submódulo 10.4 do PRORET.

5.3. REAJUSTE DA RAP DE INSTALAÇÕES EM OPERAÇÃO COMERCIAL

13. As RAPs de instalações autorizadas, licitadas ou equiparadas, em operação comercial, serão reajustadas considerando o Índice de Variação da Inflação (IVI) que consta nos respectivos contratos de concessão ou ato de equiparação (IGP-M ou IPCA).

14. As instalações de transmissão autorizadas, licitadas ou equiparadas que estavam em operação comercial no ciclo i-1 e continuam em operação comercial no ciclo i terão suas receitas atualizadas para junho do ano i.

15. As instalações de transmissão autorizadas ou licitadas previstas que entraram em operação comercial durante o ciclo i-1 e estejam em operação comercial no ciclo i terão suas receitas atualizadas para junho do ano i.

5.4. REAJUSTE DA RAP DE INSTALAÇÕES COM OPERAÇÃO COMERCIAL PREVISTA

16. Os valores das RAPs de instalações de transmissão autorizadas ou licitadas previstas para entrarem em operação comercial durante o ciclo i serão atualizados para junho do ano i, considerando o IVI que consta nos respectivos contratos de concessão (IGP-M ou IPCA).

5.5. ESTABELECIMENTO DE RAP PARA INSTALAÇÕES EM OPERAÇÃO COMERCIAL QUE FORAM AUTORIZADAS SEM ESTABELECIMENTO DE RECEITA

17. São os casos de instalações de transmissão autorizadas sem estabelecimento prévio de receita, em operação comercial, cujo ato emitido pela ANEEL determine que a RAP seja estabelecida no reajuste subsequente à entrada em operação comercial.

18. A Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT estabelecerá a RAP dessas instalações calculada conforme Submódulo 9.7 do PRORET e com valor retroativo à data de entrada em operação comercial.

19. O valor retroativo da RAP será calculado conforme descrito no item 6.3.

5.6. REDUÇÃO DA RAP A PARTIR DO 16º ANO DE OPERAÇÃO COMERCIAL

20. Há contratos de instalações licitadas que preveem uma redução de 50% (cinquenta por cento) da RAP a partir do 16º (décimo sexto) ano de operação comercial.

21. Para esses contratos e cuja data de início do 16º (décimo sexto) ano de operação comercial ocorra ao longo do ciclo i, será calculada uma RAP equivalente a ser recebida pela concessionária durante o ciclo i.

22. Essa RAP equivalente será calculada considerando os valores pro rata das parcelas de RAP sem redução de 1º julho do ciclo i até a data de fim do 15º ano de operação comercial das instalações, e os valores pro rata das parcelas de RAP com redução de 50% (cinquenta por cento) a partir da data de início do 16º ano de operação comercial das instalações até 30 de junho do ciclo i+1.

5.7. RECEBIMENTO DA RAP REFERENTE À DIT DE USO EXCLUSIVO DE CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

23. O recebimento efetivo da RAP referente às DITs não integrantes da Rede Básica e de uso exclusivo de concessionárias de distribuição e eventuais PAs relacionadas a este tipo de instalação, serão concatenados com o reajuste ou revisão das tarifas da distribuidora usuária.

24. Esses valores concatenados serão homologados pela ANEEL, atualizados pelo IVI que consta no contrato de concessão da transmissora, e publicados na resolução que homologará o resultado do reajuste ou revisão das tarifas da distribuidora usuária da DIT exclusiva.

5.8. PIS/PASEP E COFINS

25. As concessionárias de transmissão devem informar à ANEEL e ao ONS as alíquotas do PIS/Pasep e da Cofins em que estão enquadradas, conforme prazo estabelecido no Submódulo 10.4 do PRORET.

6. PROCEDIMENTOS PARA CÁLCULO DA PARCELA DE AJUSTE – PA

6.1. DEFINIÇÃO E ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA DA PA

26. A Parcela de Ajuste – PA reflete as diferenças entre os duodécimos da RAP, estabelecida pela ANEEL, e os valores dos Avisos de Crédito – AVC, emitidos pelo ONS. A PA é calculada pela ANEEL ao final do ciclo i-1 e considerada no ciclo i.

27. As diferenças citadas são calculadas e atualizadas até junho do ano i, na forma estabelecida no contrato de concessão ou ato de equiparação. O somatório de todas as diferenças mensais, atualizadas, constitui a PA.

28. Nos casos em que o contrato de concessão não prevê a forma de atualização da PA, as diferenças mensais serão somadas e o total será multiplicado pelo resultado da razão entre o número índice de maio do ano i e o número índice do mês de maio do ano da data de referência do valor a ser atualizado. O número índice utilizado poderá ser o IGP-M ou o IPCA, conforme previamente definido no contrato de concessão ou ato de equiparação.

29. A PA é dividida para fins do reajuste em: PA Apuração, PA Revisão, PA PIS/Cofins, PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia, PA PVI, PA Qualidade em DIT, PA Melhorias e PA Outros Ajustes.

6.2. PA APURAÇÃO

30. A PA Apuração é o valor que compensa as diferenças oriundas do déficit ou superávit de arrecadação que ocorre na contabilização realizada pelo ONS. São consideradas as diferenças ocorridas nos meses de junho do ano i-1 (último mês do ciclo i-2) a maio do ano i (penúltimo mês do ciclo i-1), podendo-se, eventualmente, considerar diferenças anteriores a esse período.

31. No mês de junho do ano i calculam-se, para cada concessionária de transmissão, as diferenças mensais entre:

i) o valor de um duodécimo da RAP vigente no mês de prestação do serviço, conforme estabelecido pela ANEEL; e

ii) o que consta no AVC (conforme informado pelo ONS no prazo constante do Submódulo 10.4 do PRORET). Essas diferenças mensais atualizadas e somadas compõem a PA Apuração, a ser aplicada na vigência do ciclo i.

32. Caso uma nova instalação tenha entrado em operação comercial no ciclo i-1, considera-se para o cálculo da PA Apuração, referente a esta instalação, a RAP total a partir da data de sua entrada em operação comercial.

33. No mês em que a instalação entrou em operação comercial (provisória ou definitiva), o valor a ser considerado no cálculo da PA Apuração da concessionária de transmissão é calculado pro rata dia.

6.3. PA INSTALAÇÕES AUTORIZADAS SEM RAP PRÉVIA

34. A PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia reflete o pagamento retroativo das RAPs das instalações descritas no item 5.5 quando o ato autorizativo não estabelece previamente o valor da RAP.

35. No cálculo da PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia é considerado o período que abrange o dia da entrada em operação comercial (provisória ou definitiva), informada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, conforme prazo estabelecido no Submódulo 10.4 do PRORET, até junho do ano i (junho do ciclo i-1).

36. Atribui-se o valor de um duodécimo da RAP das instalações para cada mês em operação comercial. A soma desses valores atualizados para junho do ano i compõe a PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia.

37. No mês em que a instalação entrou em operação comercial (provisória ou definitiva), o valor a ser considerado no cálculo da PA Instalações Autorizadas sem RAP Prévia da concessionária de transmissão é calculado pro rata dia.

6.4. PA MELHORIA

38. A PA Melhoria reflete o pagamento retroativo das parcelas de RAP referentes às melhorias sem RAP prévia realizadas pela transmissora e reconhecidas pela ANEEL.

39. No cálculo da PA Melhoria é considerado o período que abrange a data da conclusão da melhoria, informada pela Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – SCT, conforme prazo estabelecido no Submódulo 10.4 do PRORET, até 30 de junho do ano i (junho do ciclo i-1).

40. Atribui-se o valor de um duodécimo da parcela de RAP associada às melhorias para cada mês após sua conclusão. A soma desses valores atualizados para junho do ano i compõe a PA Melhoria.

41. No mês em que a melhoria foi concluída, o valor a ser considerado no cálculo da PA Melhoria é calculado pro rata dia.

6.5. PA REVISÃO

42. Caso a revisão periódica gere diferença que deva ser compensada em forma de PA durante o ciclo i, o valor dessa diferença será atualizado até junho do ano i e incluído na PA da concessionária de transmissão sob a denominação de PA Revisão.

43. Se essa diferença for decorrente do disposto nas Regras da Transmissão, publicada pela Resolução Normativa nº 905, de 8 de dezembro de 2020, ou o que vier a sucedê-la, ela deverá ser compensada nos ciclos seguintes até da revisão da RAP subsequente. O valor da primeira parcela dessa diferença é atualizado para referência do ciclo i e incluído na PA Revisão. As demais parcelas serão atualizadas a cada reajuste tarifário.

6.6. A PVI

44. Por meio da PA PVI é acrescentado à RAP de concessionárias de transmissão o adicional de receita referente ao incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, tendo como referência a receita da Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI.

45. O valor a ser acrescentado à RAP é informado pela Superintendência de Regulação da Transmissão – SRT, conforme prazo estabelecido no Submódulo 10.4 do PRORET, com base em informações encaminhadas pelo ONS.

6.7. PA QUALIDADE EM DIT

46. A PA Qualidade DIT é o valor que deve ser descontado das concessionárias de transmissão devido à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em DIT conforme disposto nos Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

47. O valor a ser descontado da RAP é informado pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD, conforme prazo estabelecido no Submódulo 10.4 do PRORET.

6.8. PA OUTROS AJUSTES

48. São casos especiais não enquadrados nos itens 6.2 a 6.7, mas que devem ser tratados no âmbito da PA.

ANEXO LXIII

Módulo 9: Concessionárias de Transmissão

Submódulo 9.7

IMPLEMENTAÇÃO DE MELHORIAS E REFORÇOS EM INSTALAÇÕES SOB RESPONSABILIDADE DE CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos para a implementação de melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica e as metodologias aplicáveis no cálculo da parcela adicional de Receita Anual Permitida – RAP.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica quando da implementação de melhorias e reforços em instalações integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN.

3. PROCESSO DE IMPLEMENTAÇÃO DE MELHORIAS

3. As melhorias a serem realizadas em instalações sob responsabilidade de concessionárias de transmissão constam no "Plano de Modernização de Instalações", elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e no documento "Consolidação de Obras", publicado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, conforme Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-la.

4. Com base na "Consolidação de Obras", a ANEEL conduz os processos de implementação das melhorias, que resultam na emissão de Resolução com estabelecimento prévio de receita adicional. Para as melhorias constantes do "Plano de Modernização de Instalações", eventual receita adicional será estabelecida no processo de revisão de Receita Anual Permitida – RAP.

4. PROCESSO DE AUTORIZAÇÃO DE REFORÇOS

5. Os reforços a serem realizados em instalações sob responsabilidade de concessionárias de transmissão constam no documento "Consolidação de Obras", publicado pelo Ministério de Minas e Energia – MME.

6. Com base nesse documento, a ANEEL conduz os processos de autorização de reforços, que resultam na emissão de Resolução Autorizativa à concessionária responsável pelas respectivas instalações, com receita adicional estabelecida previamente ou à época do reajuste anual subsequente, conforme estabelece as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-la.

5. ENVIO DE INFORMAÇÕES

7. A ANEEL poderá solicitar às transmissoras responsáveis informações necessárias aos processos de implementação de melhorias e reforços, com prazo para envio estabelecido no Ofício de solicitação.

8. O envio das informações não gera direito a ressarcimento de custos.

9. As informações devem conter o seguinte detalhamento:

a) Informações gerais do empreendimento conforme modelo do Anexo I;
b) Ficha técnica de cada subestação relacionada ao empreendimento contendo as características básicas dos módulos e equipamentos associados ao empreendimento conforme modelo do Anexo II, quando aplicável;

c) Ficha técnica de cada linha de transmissão relacionada ao empreendimento conforme modelo do Anexo III, quando aplicável;

d) Descrição detalhada do empreendimento destacando todos os pontos necessários ao processo de autorização;

- Em caso de repotenciação de equipamentos, as características dos equipamentos existentes e previstos descrevendo as principais atividades a serem executadas;

- Em caso de remanejamento ou substituição de equipamentos, a origem e o destino do equipamento, seu número de série e se haverá aproveitamento de infraestrutura (bases, pórticos etc.);

- Em caso de recapacitação ou reconstrução de linha de transmissão ou barramento de subestação, as características atuais e futuras da linha de transmissão ou do barramento e a justificativa técnica da opção pela recapacitação ou reconstrução, descrevendo as atividades a serem executadas e os materiais necessários.

e) No caso de seccionamento de linhas de transmissão, indicar:

- Nome e características do circuito a ser seccionado, especificando número do circuito, comprimento, tensão de operação, tipo de cabo condutor e para-raios etc.;

- Nome e localização da subestação seccionadora;

- Comprimento de linha a ser construído entre o ponto de seccionamento e a subestação seccionadora;

- Distância entre o ponto de seccionamento e cada uma das subestações das extremidades do circuito seccionado.

f) Diagrama Unifilar Atualizado destacando os tipos das instalações: Futuras; Existentes; a Executar ou a Retirar, com identificação do empreendimento em questão;

g) Planta de Localização e de Arranjo Físico de Equipamentos (atual e nova configuração);

h) Cronograma de execução do empreendimento, conforme modelo do Anexo IV;

i) Orçamento de equipamentos conforme os modelos dos Anexos de V a VIII;

- Para orçamento de recapacitação ou repotenciação, remanejamento e/ou substituição, discriminar os custos por atividade, sempre informando o custo unitário e o total dos itens com transporte (km), movimentação de óleo isolante (L), tratamentos especiais para equipamentos, desmontagem e montagem, retensionamento de cabos e condutores e para-raios, suspensão de torres, substituição de cadeia de isoladores etc.;

10. O descumprimento do prazo e/ou do padrão estabelecidos constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa, conforme estabelece a Resolução Normativa n° 846, de 11 de junho de 2019, ou o que vier a sucedê-la.

11. Os projetos e especificações dos equipamentos são de responsabilidade da transmissora e devem ser elaborados em conformidade com os Procedimentos de Rede, normas técnicas e legislação vigente à época da prestação de informações.

12. As informações não prestadas pela transmissora durante os processos de implementação de melhorias ou reforços que implicarem acréscimo no valor da parcela adicional de RAP associada ao empreendimento serão avaliadas na revisão periódica subsequente à sua entrada em operação comercial.

6. ADICIONAL DE RECEITA ANUAL PERMITIDA – RAP

13. A parcela adicional de RAP associada aos reforços e às melhorias referidas no Item 5.1.2 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-lo, é calculada com base em parâmetros regulatórios e em custos-padrão. No caso de melhorias será avaliado se a receita atual já contempla a parcela associada ao empreendimento ou se há necessidade de estabelecimento de parcela adicional de receita.

14. Os custos-padrão estão estabelecidos no Banco de Preços de Referência ANEEL, homologado pela Resolução Homologatória n.º 758, de 6 de janeiro de 2009, e alterações supervenientes.

15. Nos períodos entre revisões, as receitas associadas aos reforços e às melhorias referidas no Item 5.1 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-lo, têm caráter provisório, sendo redefinidas no processo de revisão subsequente ao ciclo de entrada em operação comercial do empreendimento, com efeitos retroativos ao ciclo de entrada em operação comercial do reforço ou melhoria. A eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da transmissora em parcelas iguais até a revisão periódica da RAP subsequente.

16. Para os equipamentos, materiais e serviços que não estejam contemplados no Banco de Preços de Referência ANEEL, podem ser adotados valores obtidos por meio de consulta a fabricantes e fornecedores, realizados em aquisições anteriores, ou declarados pela própria empresa, desde que acompanhado da justificativa e fundamentação necessária.

17. Quando adotados valores não contemplados no Banco de Preços de Referência ANEEL, a parcela adicional de RAP poderá sofrer alteração em virtude de fiscalização a ser realizada sobre os custos praticados pela transmissora para a implementação de melhorias ou reforços.

18. Em casos de recapacitação de linha de transmissão ou adequação de módulo de manobra classificada como reforço, não é atribuído adicional de Operação e Manutenção – O&M, visto que a concessionária já é remunerada para operar e manter as instalações existentes.

19. O Custo de Referência ANEEL associa um Módulo de Infraestrutura de Manobra – MIM a cada novo módulo de manobra como complemento ao módulo de infraestrutura geral da subestação, considerando que ele é dimensionado para comportar apenas as instalações existentes. Assim, o adicional de RAP referente ao MIM visa remunerar os investimentos em infraestrutura adicional.

20. O adicional de receita associado à complementação de infraestrutura de subestações licitadas, quando necessário, será estabelecido observando-se a infraestrutura especificada no edital do leilão.

21. Em se tratando de equipamento substituído sem possibilidade de reutilização, a receita a ele associada será cancelada na data de retirada de operação.

22. Em se tratando de equipamento substituído com possibilidade de reutilização, será estabelecida parcela de RAP para sua manutenção pela concessionária responsável enquanto fora de operação.

23. Em se tratando de substituição de equipamento transferido sem ônus à concessionária de transmissão, serão avaliadas as razões da substituição e o eventual desconto de parcela de RAP relativa ao percentual de vida útil remanescente para a composição da receita do equipamento substituto.

24. No caso de substituição de equipamento classificada como melhoria, o adicional de RAP será estabelecido considerando as novas instalações implementadas, a vida útil remanescente do equipamento substituído, calculada a partir da taxa de depreciação estabelecida no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, e a RAP vinculada ao equipamento substituído.

25. Caso o equipamento substituído tenha sido indenizado, a exemplo do estabelecido na Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013, as parcelas de receita referentes à amortização e à remuneração do investimento para o equipamento substituto serão calculadas com base no VNR descontado de parcela correspondente ao percentual de vida útil remanescente do equipamento substituído, considerando-se a vida útil calculada a partir da taxa de depreciação estabelecida no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE.

26. A concessionária deverá informar anualmente à ANEEL o montante auferido com a alienação de bens de valor contábil residual, a ser considerado no estabelecimento da receita à época do reajuste anual de receitas.

7. SECCIONAMENTO DE LINHA DE TRANSMISSÃO

27. Conforme disposto na Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-las, deve ser estabelecida parcela adicional de RAP destinada a cobrir os custos de referência para operação e manutenção de instalações transferidas sem ônus à transmissora devido ao seccionamento de linha de transmissão sob sua responsabilidade quando a obra for executada por outras transmissoras, centrais geradoras, unidades consumidoras ou importadores e/ou exportadores de energia.

28. A transmissora responsável pela linha seccionada deve encaminhar à ANEEL o instrumento de transferência não onerosa das instalações. Após o recebimento deste documento, a ANEEL emitirá Resolução Autorizativa estabelecendo a parcela adicional de receita associada à operação e manutenção das instalações transferidas, definida com base no Banco de Preços de Referência ANEEL e no percentual de O&M vigente.

29. No caso de seccionamento realizado por meio de licitação, previsto no Item 6.9 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-la, também será estabelecido adicional de RAP para a transmissora responsável pela linha seccionada a fim de cobrir os custos das atividades de comissionamento e verificação da conformidade de especificações e projetos. Nesta situação, juntamente com o instrumento de transferência, a transmissora deve encaminhar à ANEEL a relação dos custos incorridos com estas atividades. Neste caso, o adicional de receita é estabelecido conforme Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-la, e pago à transmissora em até dois ciclos tarifários da transmissão.

8. ACOMPANHAMENTO DA EXECUÇÃO DE EMPREENDIMENTOS

30. Após a publicação de Resolução Autorizativa a transmissora deve atualizar mensalmente a situação de implantação do empreendimento conforme solicitação da ANEEL para fins de cadastro no Sistema de Gestão de Transmissão – SIGET.

31. A situação de implantação do empreendimento é utilizada para fins de fiscalização pela ANEEL e não implica alteração das características e prazos estabelecidos na Resolução.

9. RECEBIMENTO DE PARCELA ADICIONAL DA RAP

32. A receita estabelecida nas Resoluções associada aos reforços e às melhorias referidas no Item 5.1.2 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-lo, é devida à transmissora a partir da data da entrada em operação comercial do empreendimento.

33. Nos períodos entre revisões, as receitas associadas às melhorias referidas no Item 5.1.2 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-los, têm caráter provisório, sendo redefinidas no processo de revisão subsequente à entrada em operação comercial do empreendimento, com efeitos retroativos à data de entrada em operação comercial do reforço ou melhoria. A eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da transmissora em parcelas iguais até a revisão periódica da RAP subsequente.

34. Serão consideradas no reajuste de RAP das transmissoras as receitas associadas às instalações em operação comercial cujas informações sobre conclusão forem atualizadas no SIGET pela concessionária até 10 de maio do ano do reajuste.

35. As receitas associadas aos reforços sem estabelecimento prévio de receita que entraram em operacional comercial até 30 de abril de cada ano informadas à ANEEL até 10 de maio serão consideradas no reajuste subsequente de RAP das transmissoras.

36. Os investimentos associados às melhorias referidas nos Item 5.1.3 e 5.1.4 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-los serão calculados apenas para melhorias em instalações de transmissão sujeitas ao processo de revisão periódica da RAP prevista no contrato de concessão, e suas receitas associadas serão estabelecidas no processo de revisão periódica de RAP prévio à sua implantação.

37. No ciclo tarifário de transmissão no qual se inicia o direito ao recebimento da receita, o adicional de RAP é calculado proporcionalmente ao tempo (*pro-rata-tempore*) de operação comercial do reforço ou melhoria referida no Item 5.1.2 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-lo.

38. O valor do adicional de RAP é reajustado anualmente pelo índice estabelecido no contrato de concessão da transmissora até a data de referência de preços do ciclo tarifário. Assim, o valor devido à transmissora em cada ciclo tarifário é referenciado à data dos preços do último reajuste da RAP das transmissoras.

10. METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DO ADICIONAL DE RAP

39. O adicional de RAP associado aos reforços autorizados, dado pela receita bruta, corresponde à receita líquida acrescida dos encargos setoriais e tributos conforme a equação a seguir:

$$R_B = \frac{R_L}{(100\% - PIS/COFINS - TFSEE - P\&D - RGR)} \quad (1)$$

onde:
R_L: receita líquida anual;
R_B: receita bruta anual;
PIS/COFINS: percentual relativo aos tributos PIS/PASEP e COFINS;
TFSEE: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica;
P&D: percentual referente ao encargo de Pesquisa e Desenvolvimento; e
RGR: percentual referente ao encargo de Reserva Global de Reversão.

40. A receita líquida anual - R_L corresponde ao Custo Anual dos Ativos - CAA acrescido das despesas com Operação e Manutenção – COM, conforme a equação a seguir:

$$R_L = CAA + COM \quad (2)$$

onde:
R_L: receita líquida anual;
CAA: Custo Anual dos Ativos; e
COM: Custo de Operação e Manutenção.

41. O Custo de Operação e Manutenção – COM é obtido pela aplicação do percentual de O&M sobre o valor de referência do investimento, conforme a equação a seguir:

$$COM = INV \cdot O\&M \quad (3)$$

onde:
COM: Custo de Operação e Manutenção;
INV: valor de referência do investimento; e
O&M: percentual regulatório relativo aos custos de operação e manutenção.

42. Em se tratando de transferência sem ônus à transmissora de instalações implementadas por terceiro, o CAA é nulo e R_L resume-se à equação a seguir:

$$R_L = COM \quad (4)$$

onde:
R_L: receita líquida anual; e
COM: Custo de Operação e Manutenção.

43. Neste caso, quando se tratar de instalações a serem incorporadas à Rede Básica, a transmissora, além de parcela adicional de RAP para operação e manutenção das instalações transferidas, também faz jus a parcela adicional de RAP para verificação de conformidades de especificações e de projetos - R_C, conforme disposto na Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, publicada pela Resolução Normativa n.º 905/2020, ou o que vier a sucedê-la. Nesses termos, R_C é dado pela equação (5) e R_L é expressa pela equação (6), sendo aplicável por até dois ciclos tarifários:

$$R_C \leq 1{,}5\% \cdot INV \quad (5)$$

$$R_L = R_C + COM \quad (6)$$

onde:
R_C: receita para verificação de conformidades de especificações e de projetos;
INV: valor de referência do investimento, neste caso correspondente ao orçamento constante do contrato de concessão;
R_L: receita líquida anual; e
COM: Custo de Operação e Manutenção

44. O cálculo do CAA varia com o perfil da receita da transmissora, que pode ser plano ou decrescente ao longo da vida útil regulatória da Unidade Modular – UM, de acordo com cada contrato de concessão.

45. As planilhas de cálculo do adicional de RAP contendo as metodologias descritas neste documento estão disponíveis no site da ANEEL, junto à Resolução Autorizativa.

10.1. PERFIL PLANO

46. Em caso de perfil plano, o Custo Anual dos Ativos Elétricos – CAAE é calculado segundo a equação a seguir:

$$CAA = \frac{INV \cdot r_{wacc}}{(1-T)} \cdot \left(\frac{1}{1-(1+r_{wacc})^{-1/\delta}} - \frac{T}{r_{wacc} \cdot 1/\delta} \right) \quad (7)$$

onde:
CAA: Custo Anual dos Ativos;
INV: valor regulatório de investimento. Para os casos de substituição classificados como melhoria em que o equipamento substituído foi indenizado, a exemplo do estabelecido na Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013, será descontada parcela relativa ao percentual correspondente à vida útil remanescente do equipamento substituído, considerando-se a vida útil calculada a partir da taxa de depreciação estabelecida no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE;
r_{wacc}: taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda;
δ: taxa média de depreciação regulatória da UM; e
T: alíquota tributária marginal efetiva.

10.2. PERFIL DECRESCENTE

47. Em caso de perfil decrescente, o Custo Anual dos Ativos – CAA é calculado segundo a equação a seguir:

$$CAA = \left(\sum_{i=1}^{n} \frac{RBC_i + QRR_i}{(1+r_{wacc})^i} \right) \cdot \left(\frac{r_{wacc}}{1-(1+r_{wacc})^{-n}} \right) \quad (8)$$

onde:
CAA: Custo Anual dos Ativos;
RBC_i: Remuneração Bruta de Capital no ano i;
QRR_i: Quota de Reintegração Regulatória no ano i;

r_{wacc}: taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda; e
n: número de anos entre a entrada em operação comercial e a revisão subsequente.

48. Apesar de a metodologia considerar perfil decrescente para as anuidades, no período entre revisões a RAP permanece constante. Para que isto ocorra, é anualizado o somatório dos valores presentes da remuneração em cada ano que antecede a revisão periódica de receitas posterior à entrada em operação das instalações.

49. A quota de reintegração regulatória – QRR (parcela correspondente à depreciação) é dada pela taxa média de depreciação regulatória multiplicada pelo valor regulatório do investimento, conforme equação a seguir:

$$QRR_i = INV\ \delta \qquad (9)$$

onde:
QRR_i: Quota de Reintegração Regulatória no ano i;
INV: valor regulatório de investimento. Para os casos de substituição classificados como melhoria em que o equipamento substituído foi indenizado, a exemplo do estabelecido na Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013, será descontada parcela relativa ao percentual correspondente à vida útil remanescente do equipamento substituído, considerando-se a vida útil calculada a partir da taxa de depreciação estabelecida no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE; e
δ: taxa média de depreciação regulatória da UM.

50. A Remuneração Bruta do Capital - RBC resulta da aplicação da Alíquota Tributária Efetiva - T à Remuneração Líquida de Capital – RLC nos termos apresentados na equação a seguir:

$$RBC_i = \frac{RLC_i}{(1-T)} \qquad (10)$$

onde:
RBC_i: Remuneração Bruta de Capital no ano i;
RLC_i: Remuneração Líquida de Capital no ano i; e
T: Alíquota Tributária Efetiva.

51. A RLC é o resultado da aplicação da taxa de remuneração sobre o investimento não amortizado, caracterizado pelo valor regulatório do investimento subtraído da depreciação acumulada. A RLC a cada ano é obtida pela equação a seguir:

$$RLC_i = (INV - Da_i).\ R_{wacc} \qquad (11)$$

onde:
RLC_i: Remuneração Líquida do Capital no ano i;
INV: valor regulatório de investimento;
DA_i: Depreciação Acumulada no ano i; e
r_{wacc}: taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda.

11. PARÂMETROS REGULATÓRIOS PARA CÁLCULO DE ADICIONAL DE RAP

52. O percentual de custos de operação e manutenção – O&M, utilizado no cálculo do COM, é de 2,0%. Os demais parâmetros regulatórios associadas ao cálculo de adicional de RAP, tais como custo médio ponderado de capital, alíquotas tributárias etc. são estabelecidos nas revisões periódicas de receitas de transmissão.

11.1. TAXA MÉDIA DE DEPRECIAÇÃO REGULATÓRIA

53. As taxas médias de depreciação regulatórias das unidades modulares consideram os valores individuais das taxas de depreciação dos componentes da unidade modular ponderados pelos seus custos relativos, conforme a equação a seguir:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^{n} TD_i \cdot C_i}{\sum_{i=1}^{n} C_i} \qquad (12)$$

onde:
TMD: Taxa anual Média de Depreciação ponderada pelo capital;
TDi: taxa anual de depreciação do componente “i” da UM;
Ci: custo do componente “i” da UM; e
n: número de componentes da UM.

54. A taxa anual de depreciação - TD, constante durante a vida útil regulatória, corresponde ao inverso da estimativa de vida útil em anos. As taxas anuais de depreciação constam do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), aprovado pela Resolução Normativa n.º 674, de 11 de agosto de 2015, o que vier a sucedê-la.

11.2. ENCARGOS SETORIAIS E TRIBUTOS

55. A Tabela 1 apresenta os encargos setoriais considerados no cálculo do adicional de RAP, a taxa estabelecida na legislação e o respectivo amparo legal.

Tabela 1 – Encargos Setoriais considerados no cálculo do adicional de RAP

Encargo		Taxa	Amparo Legal
RGR	Reserva Global de Reversão	**0,0 ou 2,6%**	Lei n.º 5.655, de 20 de maio de 1971 Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996 Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998 Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica	**0,4%**	Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996 Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento	**1,0%**	Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000

56. Além dos encargos setoriais, a depender do contrato de concessão, poderão compor o adicional de RAP os valores relativos às contribuições PIS/PASEP e COFINS, estabelecidos na Lei n.º 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e na Lei n.º 10.833, de 29 de dezembro de 2003, com o correspondente tratamento tarifário na Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

57. Em atendimento ao disposto no inciso III do art. 4º da Portaria n.º 274, de 19 de agosto de 2013, o adicional de RAP é estabelecido considerando o impacto positivo da aplicação do REIDI, instituído pela Lei n.º 11.488, de 15 de junho de 2007, nas aquisições e importações de bens e serviços pelas concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

58. Para a consideração do impacto da habilitação ao REIDI, são aplicados sobre os valores de investimento considerados no cálculo da RAP os fatores redutores referentes à desoneração do PIS/PASEP e da COFINS conforme estabelecido na Resolução Homologatória n.º 1.706, de 8 de abril de 2014, e alterações supervenientes.

59. A Tabela 2 apresenta as alíquotas de PIS/PASEP e COFINS, quando aplicáveis, utilizadas no cálculo do adicional de RAP considerando o regime de tributação da transmissora.

Tabela 2 – Alíquotas referentes ao PIS/PASEP e à COFINS

Tributo		Regime Cumulativo	Regime Não Cumulativo
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social	COFINS	3,00%	7,60%
Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público	PIS/PASEP	0,65%	1,65%
PIS/COFINS – Nominal		**3,65%**	**9,25%**

ANEXO I – INFORMAÇÕES GERAIS DO EMPREENDIMENTO

Contrato de Concessão nº __/___ Data de assinatura do Contrato de Concessão: __ /__ /____

INFORMAÇÕES GERAIS

Empreendimento

Descrição detalhada do empreendimento

Requer habilitação ao REIDI? ☐ Sim ☐ Não

ANEXO II – FICHA TÉCNICA DE SUBESTAÇÃO

SUBESTAÇÃO

Nome: Cidade: UF:

Área total (m²): Área Ocupada (m²):

Localização: ☐ Urbana ☐ Rural Tipo de Instalação: ☐ Convencional ☐ Compacta ☐ Isolada a SF6

Coordenadas Geográficas:

1. Equipamentos

1.1 Transformação

☐ Não se aplica

Tipo do Equipamento: ☐ Monofásico ☐ Trifásico

Identificador do Equipamento: ☐ Principal ☐ Reserva

☐ Comutador de Carga sob Tensão Potência (MVA): Resfriamento:

Tensão Primária (kV): Tensão Secundária (kV): Tensão Terciária (kV):

1.2 Controle de Reativo

☐ Não se aplica

Tipo do Equipamento: ☐ Monofásico ☐ Trifásico

Identificador do Equipamento: ☐ Principal ☐ Reserva

Tensão (kV): Comp. Capacitiva (Mvar): Comp. Indutiva (Mvar):

2. Módulos de Manobra

☐ Não se aplica

Tipo do Módulo de Manobra:

Situação do Módulo de Manobra: ☐ Novo ☐ Existente Arranjo:

Módulo Principal Associado: Tensão (kV):

Quantidade de disjuntores: Quantidade de chaves seccionadoras:

Quantidade de TC: Quantidade de TP: Quantidade de Para-raios:

Obs: As quantidades referem-se à configuração final do módulo após a obra.

ANEXO III – FICHA TÉCNICA DE LINHA DE TRANSMISSÃO

LINHA DE TRANSMISSÃO

Nome:

Extensão da Linha (km): Quantidade de torres: Nível de Tensão (kV):

Subestação de Origem: Subestação de Destino:

Unidade(s) Federativa(s) por onde passa(m) a Linha de Transmissão:

Tipo de Corrente: ☐ Contínua ☐ Alternada

Tipo do Circuito: ☐ Simples ☐ Duplo - lançamento do 1º circuito ☐ Duplo - lançamento do 2º circuito ☐ Duplo

Tipo de Fundação: ☐ Grelha ☐ Concreto

Configuração Cadeia de Isoladores: Tipo(s) de Estrutura:

Cabo Condutor:

Tipo: Seção: Nº de condutores por fase:

Cabo Pararraios Convencional:

Tipo: Seção: Nº de condutores por fase:

Cabo Para-raios Óptico: ☐ Não se aplica

Número de fibras:

Seccionamento de linha: ☐ Não se aplica

Distância em relação à subestação <*nome subestação de origem*> (km):

Distância em relação à subestação <*nome subestação de destino*> (km):

Observações:

ANEXO IV – CRONOGRAMA DE EXECUÇÃO DO EMPREENDIMENTO

CRONOGRAMA DE EXECUÇÃO DO EMPREENDIMENTO			
Etapas da Obra	Previsão (meses)		Não se aplica
	Início (1)	Duração (2)	
1 Projeto Básico			☐
2 Assinatura de Contratos			☐
2.1 Estudos, projetos, construção			☐
2.2 Contrato de Conexão de Transmissão CCT			☐
2.3 Contrato de Compartilhamento de Instalação CCI			☐
2.4 Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão			☐
3 Declaração de Utilidade Pública - DUP			☐
3.1 Solicitação			☐
3.2 Obtenção			☐
4 Licenciamento Ambiental			☐
4.1 Termo de Referência TR			☐
4.2 EIA/RIMA ou RAS			☐
4.3 Licença Prévia LP			☐
4.4 Licença de Instalação LI			☐
4.5 Autorização de Supressão Vegetal ASV			☐
4.6 Licença de Operação LO			☐
5 Projeto Executivo			☐
6 Aquisição de Equipamentos e Materiais			☐
6.1 Pedido de Compra			☐
6.2 Estruturas			☐
6.3 Cabos e Condutores			☐
6.4 Equipamentos Principais (TR e CR)			☐
6.5 Demais Equipamentos (Dj, Secc, TC, TP, PR)			☐
6.6 Painel de Proteção, controle e automação			☐
7 Obras Civis			☐
7.1 Canteiro de Obras			☐
7.2 Fundações			☐
8 Montagem			☐
8.1 Estruturas			☐
8.2 Cabos e Condutores			☐
8.3 Equipamentos Principais			☐
8.4 Demais Equipamentos			☐
8.5 Painel de Proteção, controle e automação			☐
9 Comissionamento			☐
10 Operação Comercial			☐

(1) A partir da publicação da Resolução Autorizativa

(2) A partir do início da execução do marco

ANEXO V – ORÇAMENTO DE LINHA DE TRANSMISSÃO

ORÇAMENTO DE LINHA DE TRANSMISSÃO				Data de Referência: 00/0000
<*Nome da Linha de Transmissão*>		Extensão (km):		
Descrição	**Quant.**	**Unid.**	**Preço Unit.**	**Subtotal**
Terrenos e servidões		m^2		0,00
Aquisição de materiais				
Estruturas		kg		0,00
Fundações		kg		0,00
Estaiamento		unid.		0,00
Cabo condutor		kg		0,00
Cabo pararraios convencional		kg		0,00
Cabo pararraios óptico		km		0,00
Cabo para fins estruturais		vb		0,00
Isoladores		unid		0,00
Haste Âncora		unid		0,00
Conjunto suspensão do condutor		unid.		0,00
Conjunto ancoragem do condutor		unid.		0,00
Conjunto jumper do condutor		unid.		0,00
Conjunto suspensão do pararraios convencional		unid.		0,00
Conjunto ancoragem do pararraios convencional		unid.		0,00
Amortecedores do condutor		unid		0,00
Amortecedores do pararraios convencional		unid.		0,00
Aterramento		vb		0,00
Outros (Especificar)		...		0,00
Total				0,00
Inspeção				0,00
Canteiro de Obras				0,00
Construção				
Concretagem de fundação		m^3		0,00
Construção de acessos		vb/km		0,00
Escavação para execução de fundações		m^3		0,00
Instalação do aterramento		vb/km		0,00
Instalação de cabo condutor		-		0,00
Instalação de cabo pararraios convencional		-		0,00
Instalação de cabo pararraios óptico		-		0,00
Instalação de hastes de âncora		-		0,00
Limpeza de faixa		m^2		0,00
Montagem de estruturas		-		0,00
Montagem de fundações		-		0,00
Topografia		vb/km		0,00
Geologia/Sondagem		vb/km		0,00
Outros (Especificar)		...		0,00
Subtotal				0,00
Estudos e projeto básico (R$)				0,00
Projeto executivo (R$)				0,00
Custos ambientais (R$)				0,00
Administração local (R$)				0,00
Administração central (R$)				0,00
Eventuais (R$)				0,00
Custo total da linha				0,00
Custo total/km				0,00

ANEXO VI – ORÇAMENTO DE SUBESTAÇÃO - MÓDULO DE INFRAESTRUTURA

ORÇAMENTO DE SUBESTAÇÃO - MÓDULO DE INFRAESTRUTURA				Data de Referência: 00/0000
Subestação:	Arranjo:			Tensão (kV):
Obra:				
Descrição	**Quant.**	**Unid.**	**Preço Unit.**	**Total**
Terreno		m²	0,00	0,00
Cercas / Muros		m	0,00	0,00
Terraplenagem		m³	0,00	0,00
Drenagem		m²	0,00	0,00
Grama		m²	0,00	0,00
Embritamento		m³	0,00	0,00
Arruamento		m²	0,00	0,00
Iluminação do pátio		unid.	0,00	0,00
Malha de terra e cabos para-ráios		m²	0,00	0,00
Canaletas principais		m	0,00	0,00
Sistema comunicação e telecomunicação		unid.	0,00	0,00
Sistema de proteção contra incêndio		unid.	0,00	0,00
Reservatório elevado tipo Taça		m³	0,00	0,00
Poço tubular profundo		m	0,00	0,00
Transformador de potencial para Barramento		unid.	0,00	0,00
Suporte - TP - (1 unid./equip.)		kg	0,00	0,00
Obras civis - TP - Concreto Estrutural		m³	0,00	0,00
Casa de Comando		m²	0,00	0,00
Casa de Bombas		m²	0,00	0,00
Casa do Gerador Diesel		m²	0,00	0,00
Guarita		m²	0,00	0,00
Trafo S.A. 500 kVA 13,8 kV/380-220 V		unid.	0,00	0,00
Trafo Iluminação 75 kVA 460/380-220 V		unid.	0,00	0,00
Retificadores 200 A		unid.	0,00	0,00
Banco de Baterias de 125 Vcc 500 Ah		unid.	0,00	0,00
Gerador Diesel 225 kVA 480 V		unid.	0,00	0,00
Quadros de S.A.		unid.	0,00	0,00
Cubículos 15 kV 800 A 20 kA		unid.	0,00	0,00
Cabos de 15 kV		m	0,00	0,00
Cabos de Potência 1KV		m	0,00	0,00
Cabos de Ccontrole		m	0,00	0,00
Edificação Industrial		m²	0,00	0,00
Concreto Estrutural		m³	0,00	0,00
Painéis de SPCS dos serviços auxiliares CA / CC		unid.	0,00	0,00
Painel de SPCS dos cubículos dos serviços auxiliares		unid.	0,00	0,00
Outros (Especificar)		...	0,00	0,00
Subtotal				R$ 0,00
Canteiro de Obras (R$)				R$ 0,00
Comissionamento (R$)				R$ 0,00
Engenharia (R$)				R$ 0,00
Administração Local (R$)				R$ 0,00
Eventuais (R$)				R$ 0,00
Custo indireto (R$)				R$ 0,00
Custo total				R$ 0,00

ANEXO VII – ORÇAMENTO DE SUBESTAÇÃO - MÓDULO DE MANOBRA

ORÇAMENTO DE SUBESTAÇÃO - MÓDULO DE MANOBRA				Data de Referência: 00/0000
Subestação:	Arranjo:			Tensão (kV):
Obra:				
Descrição	**Quant.**	**Unid.**	**Preço Unit.**	**Total**
Disjuntor		unid.	0,00	0,00
Chave seccionadora c/ LT		unid.	0,00	0,00
Chave seccionadora s/ LT		unid.	0,00	0,00
Transformador de potencial capacitivo		unid.	0,00	0,00
Transformador de corrente		unid.	0,00	0,00
Pára-raios		unid.	0,00	0,00
Sistema de comunicação e telecomunicações		unid.	0,00	0,00
Cabo nú / Tubo		kg	0,00	0,00
Conectores / Espaçadores		unid.	0,00	0,00
Conector suporte de barramento deslizante		unid.	0,00	0,00
Conector tubo-chapa de expansão		unid.	0,00	0,00
Conector derivação tubo - 2 cabos		unid.	0,00	0,00
Espaçador 2 cabos		unid.	0,00	0,00
Cabos de controle e potência EL		m	0,00	0,00
1 Pórtico (2 colunas + 1 Viga)		kg	0,00	0,00
Suporte - Chave seccionadora c/ LT (6 unid./equip.)		kg	0,00	0,00
Suporte - Chave seccionadora s/ LT (6 unid./equip.)		kg	0,00	0,00
Suporte - Transformador de potencial (1 unid./equip.)		kg	0,00	0,00
Suporte - Transformador de corrente (1 unid./equip.)		kg	0,00	0,00
Suporte - Pára-raios (1 unid./equip.)		kg	0,00	0,00
Suporte - Coluna isolador pedestal (1 unid./equip.)		kg	0,00	0,00
Cadeia completa ancoragem (dupla)		cj	0,00	0,00
Cadeia completa suspensão (dupla)		cj	0,00	0,00
Coluna isolador de pedestal		unid.	0,00	0,00
Base - Disjuntor		m³	0,00	0,00
Base - Chave seccionadora c/ LT		m³	0,00	0,00
Base - Chave seccionadora s/ LT		m³	0,00	0,00
Base - Transformador de potencial capacitivo		m³	0,00	0,00
Base - Transformador de corrente		m³	0,00	0,00
Base - Pára-raios		m³	0,00	0,00
Base - 1 Pórtico (2 colunas + 1 Viga)		m³	0,00	0,00
Base - Coluna isolador de pedestal		m³	0,00	0,00
Painel 1 Proteção Principal (Unitária e Retaguarda)		unid.	0,00	0,00
Painel 1 Proteção Unitária		unid.	0,00	0,00
Painel 1 Unidade Controle		unid.	0,00	0,00
Painel 2 Proteção Alternada (Unitária e Retaguarda)		unid.	0,00	0,00
Painel 2 Proteção Retaguarda		unid.	0,00	0,00
Painel 2 Proteção Barra - Unidade de Bay		unid.	0,00	0,00
Painel 2 Unidade de falha de disjuntor		unid.	0,00	0,00
Painel 2 RDP		unid.	0,00	0,00
Painel Único Proteção Unitária		unid.	0,00	0,00
Painel Único Proteção Retaguarda		unid.	0,00	0,00
Painel Único Unidade de Proteção e Controle		unid.	0,00	0,00
Outros (Especificar)			0,00	0,00
Montagem Eletromecânica			0,00	0,00
Subtotal				R$ 0,00
Canteiro de Obras (R$)				0,00
Comissionamento (R$)				0,00
Engenharia (R$)				0,00
Administração Local (R$)				0,00
Eventuais (R$)				0,00
Custo indireto (R$)				0,00
Custo total				R$ 0,00

ANEXO VIII – ORÇAMENTO DE SUBESTAÇÃO - EQUIPAMENTO

ORÇAMENTO DE SUBESTAÇÃO - EQUIPAMENTO				Data de Referência: 00/0000
Subestação:				
Descrição do Equipamento:				
Descrição	**Quant.**	**Unid.**	**Preço Unit.**	**Total**
<Nome do equipamento>		unid.	0,00	0,00
Cubículos de Fech. Delta 13,8 kV		unid.	0,00	0,00
Sistema de proteção contra incêndio		unid.	0,00	0,00
Trafo de aterramento 13,8 kV		unid.	0,00	0,00
Resistor de aterramento		unid.	0,00	0,00
Cabo Nu / Tubo		kg	0,00	0,00
Tubo diâmetro 8"		kg	0,00	0,00
Conectores/Espaçadores		unid.	0,00	0,00
Coluna isolador de pedestal (Alta)		unid.	0,00	0,00
Coluna isolador de pedestal (Baixa)		unid.	0,00	0,00
Base - Equipamento		m³	0,00	0,00
Base - Parede corta-fogo		m³	0,00	0,00
Base - Cubículos de Fech. Delta 13,8 kV		m³	0,00	0,00
Base - Coluna isolador de pedestal		m³	0,00	0,00
Caixa separadora de óleo		m³	0,00	0,00
Outros (especificar)			0,00	0,00
Montagem Eletromecânica			0,00	0,00
Subtotal				R$ 0,00
Canteiro de Obras (R$)				0,00
Comissionamento (R$)				0,00
Engenharia (R$)				0,00
Administração Local (R$)				0,00
Eventuais (R$)				0,00
Custo indireto (R$)				0,00
Custo total				R$ 0,00

ANEXO LXIV

Módulo 9: Concessionárias de Transmissão

Submódulo 9.8

Metodologia de cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para o cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todos os leilões de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil a serem realizados durante a vigência do regulamento.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. A metodologia utilizada para o cálculo do preço teto da RAP nos leilões de transmissão pode ser decomposto em três partes: (I) Entrada de Dados, (II) Fluxo de Caixa do Projeto e (III) Estimativa da RAP.

a) Entrada de Dados são os parâmetros exógenos ao modelo necessários para elaboração do fluxo de caixa do projeto que se deseje definir a RAP:

i. Investimento Inicial: contempla os desembolsos de capital efetuados na construção da linha de transmissão, tais como: módulos de infraestrutura de manobras, módulos de entrada de linhas, módulos de ligação de barras, módulos de conexão do reator de linha, reatores de linha, módulos de conexão do capacitor série, capacitores série, entre outros. Os valores estimados para cada ativo são provenientes da base de dados de Custos de Referência da ANEEL. Esses valores sofrem uma redução advinda do Fator REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – que suspende a exigência das contribuições do PIS e COFINS no caso da compra de máquinas, aparelhos, materiais de construção, equipamentos e serviços destinados a obras de infraestrutura, que componham o ativo imobilizado do projeto. Esse valor é definido na ocasião do edital de licitação.

ii. Custo de Capital Próprio (Kp): consiste na estimativa do custo de oportunidade dos sócios do empreendimento. O Kp varia no tempo em função de alterações em seus componentes: prêmio de risco do negócio e taxas de juros até o vencimento (YTM) dos títulos públicos brasileiros NTN-B.

4. A fórmula abaixo representa a forma de cálculo considerada para obtenção do capital próprio em termos reais:

$$Kp = \text{NTN-B} + \text{Prêmio de Risco do Negócio} \quad (1)$$

Onde:
NTN-B – 3º quartil (75º percentil) dos valores correspondentes às médias, para cada dia de uma janela de 12 meses, ponderadas por valor emitido, das taxas de juros de todas as séries de taxas com vencimento superior a 5 anos do Título Público brasileiro indexado ao IPCA.
Prêmio de Risco do Negócio – Definido pelo produto de βa(i) x (PRM), com:
βa(i) – beta alavancado para a estrutura de capital do setor elétrico prevista para o ano i;
PRM – prêmio de risco do mercado.

5. Para o cálculo do beta alavancado, faz-se uso da seguinte fórmula:

$$\beta_a(i) = \beta_d \, x \, [1 + \frac{\%CT(i)}{\%CP(i)} \, x \, (1 - IR)] \quad (2)$$

Onde:
βa - Beta alavancado para estrutura de capital do projeto para o ano i;
βd - Beta desalavancado do setor;
%CT(i) - Percentual da estrutura de capital referente à capital de terceiros para o ano i;
%CP(i) - Percentual da estrutura de capital referente à capital próprio para o ano i;
IR - Alíquota efetiva de imposto de renda de pessoa jurídica mais contribuição social sobre o lucro líquido, equivalendo a 34% no Brasil.

6. O valor βd utilizado no cálculo é o valor de beta do setor elétrico desalavancado, conforme informado na tabela 1. Esta tabela também apresenta o valor do prêmio de risco de mercado (PRM), determinado pela diferença entre a taxa de risco de mercado e a taxa livre de risco.

Parâmetros para cálculo do Capital Próprio	
Beta do setor elétrico desalavancado	0,4316
Prêmio de risco de mercado (*PRM)*	7,56%

Tabela 1- Parâmetros para o cálculo do custo do capital próprio.

7. Destaca-se que os valores apresentados na tabela 1 correspondem aos vigentes em 30/09/2014, utilizados para o cálculo do custo do capital próprio. Estes valores são fixados e não são realizadas atualizações conjunturais.

8. O custo da NTN-B será calculado com base na composição da dívida emitida e nas taxas de juros implícitas nas cotações do mercado secundário. Os dados de composição da dívida serão os divulgados pela Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais – ANBIMA para fins de composição do Índice de Mercado ANBIMA (IMA-B), com a remoção dos títulos públicos que representem menos de 2% do valor emitido.

9. Abaixo são elencados os passos para o cálculo da taxa da NTN-B referência para o cálculo do capital próprio:

1) Obtenção da série histórica diária de taxas até o vencimento (YTM) de todas as NTN-Bs com prazo de vencimento superior a 5 anos emitidas pelo Tesouro Nacional;

2) Quantificação da ponderação de cada título com base na quantidade de títulos emitidos e preço de mercado utilizados no cálculo do índice IMA-B da ANBIMA;

3) Cálculo da taxa até o vencimento (YTM) diária, ponderado pelo financeiro em circulação, para o histórico de 1 ano;

4) Obtenção do valor equivalente ao 75º percentil da série histórica calculada no item anterior.

I. Custo do Capital de Terceiros (Kd): consiste na estimativa do custo de captação de dívida para o projeto. Esse parâmetro será equivalente ao retorno da média das taxas das séries de debêntures até o vencimento (YTM), cotadas em termos de juros reais.

10. Abaixo são elencados os passos para o cálculo do retorno da média das taxas das séries de debêntures, que equivalerão ao custo do capital de terceiros, os quais deverão ser atualizados na ocasião da definição da RAP teto:

1) Obtenção da série histórica diária de taxas até o vencimento (YTM) de todas as séries de debêntures cotadas em termos de juros reais com precificação na ANBIMA e que fazem parte do setor elétrico brasileiro.

2) Cálculo da média da taxa até o vencimento (YTM) diária para o histórico de 1 ano;

3) Obtenção do valor equivalente a 75º percentil da série histórica calculada no item anterior.

i. Estrutura de Capital: composta pelas variáveis %CP (percentual de capital próprio) e %CT (percentual de capital de terceiros). O %CP é encontrado pela diferença entre 100% e o %CT.

ii. Percentual de capital de terceiros (%CT): consiste na participação estimada de endividamento sobre o total de recursos necessários ao projeto, a ser encontrado a partir do cálculo da média do quociente entre dívida líquida e a soma da dívida líquida com o valor de mercado das ações emitidas pelas empresas de capital aberto do segmento de transmissão, conforme fórmula abaixo:

$$\%CT = \frac{Dívida\ Líquida}{Dívida\ Líquida + Valor\ de\ mercado\ das\ ações\ emitidas} \quad (3)$$

O percentual de capital de terceiros não poderá ser inferior a 30% ou superior a 45%, considerando a informação mais recente até a data de definição dos demais parâmetros do cálculo da receita para o leilão.

i. Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, na sigla em inglês): modelo que reflete o custo médio das diferentes alternativas de financiamento disponíveis para o investimento. Neste modelo, o Kp é ponderado pelo percentual de capital próprio e o Kd é ponderado pelo percentual de capital de terceiros, e descontado do benefício tributário. O WACC pode ser obtido pela formulação:

$$WACC(i) = \%CP(i)\ X\ kp(i) + \%CT\ X\ kd\ (1 - IR) \quad (4)$$

Onde:
Kp(i) - Custo do capital próprio em termos nominais no ano i;
Kd - Custo do capital de terceiros em termos nominais;
%CT - Percentual da estrutura de capital referente à capital de terceiros;
%CP(i)- Percentual da estrutura de capital referente à capital próprio no ano i;
IR - Alíquota efetiva de imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre o lucro líquido, equivalendo a 34% no Brasil.

$$WACC\ real = \left(\frac{1 + Wacc\ nominal}{1 + inflação}\right) - 1 \quad (5)$$

i. O&M Anual (Percentual do Investimento): consiste em uma estimativa das despesas anuais em O&M em relação ao investimento inicial efetuado no projeto. Esse percentual é calculado com base no histórico de projetos similares, informação obtida no banco de dados da ANEEL. Esse valor é definido na ocasião do edital de licitação.

ii. O&M Anual (Valor Monetário Equivalente): consiste no valor em moeda corrente estimado em termos reais dos gastos de O&M no decorrer da vida do projeto. É calculado pelo produto do O&M Anual (Percentual do Investimento) e do valor do Investimento Inicial no projeto.

iii. Taxa de Depreciação (Sobre o Investimento Depreciável): consiste no percentual de depreciação média dos ativos permanentes investidos no projeto. Considerando a baixa variabilidade no tempo de depreciação específica dos ativos em relação à sua média, optou-se pelo uso da taxa de depreciação média apurada para o projeto para o cálculo da deposição anual dos ativos, sendo essa tratada como constante no decorrer da projeção. Esse valor é definido na ocasião do edital de licitação.

iv. Número de Anos da Depreciação: consiste no número médio de anos da depreciação do ativo imobilizado, sendo esse calculado aplicando-se o inverso multiplicativo da taxa de depreciação média.

v. Encargos Setoriais: consiste no somatório de impostos setoriais incidentes sobre a receita bruta de transmissão, incluindo: Cofins, PIS e Finsocial, gastos em Pesquisa e Desenvolvimento, taxa de fiscalização e CPMF. Tais percentuais são mantidos fixos no decorrer da vida do projeto e multiplicados pela receita bruta de transmissão para obtenção do valor monetário estimado em termos reais das despesas com encargos setoriais no fluxo de caixa do projeto.

vi. Cofins, PIS e Finsocial: Valor estimado para pagamento de Cofins, PIS e Finsocial.

vii. Taxa de Fiscalização: encargo incidente sobre a receita bruta de transmissão. Esse valor é considerado constante no decorrer de toda a vida do projeto.

viii. Pesquisa & Desenvolvimento: consiste do percentual da receita bruta de transmissão (1%) que deve ser despendido com projetos de pesquisa e desenvolvimento da empresa. Esse valor é considerado constante no decorrer de toda a vida do projeto.

ix. Contribuição Social: alíquota de contribuição social incidente sobre o lucro tributável, definida em 9% e mantida constante em todos os projetos.

x. IR Normal: alíquota de imposto de renda normal incidente sobre o lucro tributável, definida em 15% e mantida constante em todos os projetos.

xi. IR Adicional: alíquota de imposto de renda adicional incidente sobre a parcela de lucro tributável que exceder R$ 240 mil, definida em 10% e mantida constante em todos os projetos.

xii. Prazo de Construção (meses): consiste no prazo de construção estimado para o projeto. Impacta diretamente na distribuição do investimento inicial nos anos que precedem o início da operação e na data do início da operação.

xiii. Ano de Desembolso e Valor do Desembolso: informação da distribuição no tempo do investimento inicial, ou seja, o cronograma esperado de desembolsos na construção do projeto. Nos modelos analisados foi observado que a distribuição do percentual do investimento inicial pode variar de projeto para projeto em função de suas especificidades.

xiv. Geração de Receita: consiste no percentual de utilização da linha de transmissão no ano. Em particular, no 1º ano de operação do projeto, pode ser inferior a 100%, para o caso dos projetos com operação em apenas parte do ano. Nos demais anos – do 2º ano em diante – esse percentual é mantido fixo em 100%.

a) Fluxo de Caixa do Projeto – consiste da projeção do fluxo de caixa do empreendimento que se pretende definir a RAP. O modelo de fluxo de caixa utilizado é do tipo Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCFF, na sigla em inglês), o qual contempla como resultado final o fluxo de caixa gerado pela operação da empresa, deduzido dos reinvestimentos necessários para sua manutenção. Tal modelo não desmembra ou diferencia as parcelas que são devidas aos detentores de capital próprio e terceiros e utiliza para desconto a valor presente o WACC. Tem como variáveis de entrada os dados descritos em (a) e como variável de saída o Valor Presente Líquido - VPL do empreendimento. Os elementos que compõe o fluxo de caixa do projeto são:

i. Receita Bruta de Transmissão: estimada em termos reais, é considerada constante no decorrer da vida do projeto após o início de sua operação. Seu cálculo é efetuado pelo produto da RAP e da Geração da Receita.

ii. Encargos setoriais: somatório das estimativas do: Cofins, PIS e Finsocial; Taxa de Fiscalização, Pesquisa e Desenvolvimento e RGR. Os valores individuais dos encargos são função do produto dos percentuais definidos nos parâmetros de Entradas de Dados e da Receita Bruta de Transmissão referente a cada ano.

iii. Despesas Operacionais: soma das despesas O&M anual e Depreciação. A conta O&M anual é estimada pelo produto do O&M Anual (Valor Monetário Equivalente) e Geração de Receita, ambas provenientes da Entrada de Dados. A conta Depreciação é estimada pelo produto de três fatores: a Taxa de Depreciação, o Investimento Inicial e a Geração de Receita. Esses três fatores são encontrados na Entrada de Dados. No caso do prazo da concessão do projeto ser superior ao Número de Anos da Depreciação, a Depreciação será nula nos anos que excederem o Número de Anos da Depreciação.

iv. Receita Líquida: consiste de um subtotal intermediário do fluxo de caixa. Equivale à Receita Bruta de Transmissão subtraída dos Encargos Sociais e Despesas Operacionais.

v. Impostos e Tributos: consiste no somatório das despesas com Contribuição Social, IR Normal e IR Adicional, que, por sua vez foram estimadas pelo produto dos percentuais registrados na Entrada de Dados e a Receita Líquida. No caso da IR Adicional, é necessário subtrair R$ 240 mil da Receita Líquida antes que seja efetuada a multiplicação pelo percentual correspondente (10%).

vi. Resultado Líquido: consiste de um subtotal intermediário do fluxo de caixa. Equivale à Receita Líquida subtraída dos Impostos e Tributos.

vii. Desembolso: consiste no desembolso de capital efetuado no projeto e é calculado pelo produto do Investimento Inicial e o Valor de Desembolso específico para o Ano de Desembolso, ambas informações obtidas na Entrada de Dados.

viii. Depreciação: consiste no retorno do valor da Depreciação que foi abatida como despesa operacional, pelo fato dessa não constituir-se em saída efetiva de caixa.

ix. Fluxo de Caixa Operacional Livre da Firma: consiste no Resultado Líquido abatido do Desembolso de Capital e acrescido da Depreciação.

x. VPL: os valores do Fluxo de Caixa Operacional Livre são descontados a valor presente pelos diferentes WACC definidos para cada ano até a data zero – início do ano quando os investimentos no projeto começam a ser efetuados.

b) Estimativa da RAP – No modelo do fluxo de caixa do projeto descrito em (b) a Receita Bruta de Transmissão consiste no produto entre a "Geração da Receita" – descrita em (a – item xx) – e da "Receita Máxima Permitida". A estimativa da RAP, após o preenchimento das informações requeridas em (a) e da estruturação do fluxo de caixa do projeto descrita em (b), consiste primeiramente do "convite" de um valor inicial para estimativa da "Receita Máxima Permitida", possibilitando o cálculo do VPL do projeto. Na sequência – utilizando métodos numéricos – o valor da "Receita Máxima Permitida" é redefinido por simulação, de forma que o VPL do projeto se torne nulo. Dessa forma – com o VPL nulo – a rentabilidade estimada para o projeto seria idêntica ao WACC e, por conseguinte, o investidor (sócio) no empreendimento estaria tendo como remuneração exatamente o custo de capital próprio (Kp) estimado em (a). Em resumo, a definição da RAP será obtida pela determinação do valor da "Receita Máxima Permitida" que permite a obtenção de VPL nulo para o projeto analisado.

ANEXO LXV

Submódulo 10.1

REVISÕES TARIFÁRIAS DE DISTRIBUIDORAS

1. OBJETIVO

1. Definir a organização geral e os prazos para a execução dos processos relativos ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (3CRTP).

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica a serem realizadas ao longo do 3CRTP, compreendido entre janeiro de 2011 e dezembro de 2014.

3. ASPECTOS GERAIS

3.1. RITO DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

3. A concessionária deverá protocolar as informações iniciais de revisão tarifária na ANEEL com antecedência mínima de 21 (vinte e uma) semanas da data de revisão tarifária definida no contrato de concessão.

4. As informações mínimas a serem protocoladas pelas concessionárias estão descritas na Seção 3.3 deste Submódulo, cabendo à ANEEL, quando necessário, formalizar a requisição de dados adicionais.

5. O rito do processo de revisão tarifária observará as etapas previstas na tabela a seguir.

Tabela 1: Etapas do Processo de Revisão Tarifária

Evento	Nº. de semanas antes da data de Revisão Tarifária (RTP)	Quantidade aproximada de dias após o evento anterior	Quantidade aproximada de dias acumulados após o pleito
1. Encaminhamento das informações iniciais da revisão tarifária pela concessionária.	21	0	0
2. Apresentação no sítio da ANEEL na *internet*, na forma de audiência pública, da proposta de revisão tarifária elaborada pela ANEEL, dando início ao período de contribuições para todos os interessados.	13 a 14	49	49
3. Promoção, pela ANEEL, de reunião presencial da audiência pública na área de concessão da distribuidora, quando aprovada pela Diretoria Colegiada.	8 a 9	35	84
4. Publicação no DOU, pela ANEEL, do resultado da revisão tarifária periódica.	0 a 2	49	133
5. Data da Revisão Tarifária (RTP)	0	14	147

6. Na contribuição à Audiência Pública a concessionária deverá atualizar parte dos dados encaminhados em função das informações iniciais até o mês anterior à data final das contribuições à Audiência, conforme previsto na seção 3.3.

3.2. REUNIÕES AO LONGO DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

7. A definição do quantitativo e momento de reuniões presenciais entre representantes da concessionária, dos consumidores e da ANEEL visa dar maior disciplina ao processo, trazendo elementos necessários e suficientes à adequada realização do processo de revisão tarifária.

8. A ANEEL convidará a concessionária e os representantes dos consumidores para reuniões distintas que tratam:

i.Da discussão da proposta a ser encaminhada ao Diretor-Relator para posterior submissão à audiência pública; e

ii.Da discussão da proposta final a ser encaminhada ao Diretor-Relator, após avaliação das contribuições trazidas na audiência pública.

9. Além dos conselhos de consumidores, que serão convidados para as reuniões, também será facultado às associações do setor elétrico legalmente investidas da defesa dos consumidores participarem das reuniões, desde que tempestivamente oficiem a ANEEL do interesse em participar do processo de revisão tarifária, para que possam ser identificadas e convidadas.

10. Fica facultado à concessionária e aos representantes dos consumidores pleitearem as seguintes reuniões, cuja oportunidade e conveniência serão avaliadas pela ANEEL:

i.Apresentação das informações iniciais da revisão tarifária (compete apenas às concessionárias);

ii.Apresentação das contribuições à Audiência Pública; e

iii.Reunião com o Diretor-Relator para eventuais esclarecimentos e/ou questionamentos, a ser realizada entre a reunião técnica indicada no inciso “ii” do parágrafo 8 deste documento, até a segunda-feira da semana anterior à da Reunião Pública da Diretoria da ANEEL programada para homologação da revisão tarifária periódica.

11. Sem prejuízo das reuniões estabelecidas nos parágrafos anteriores, a concessionária e os representantes dos consumidores poderão ser convocados para reuniões extraordinárias para esclarecimentos de pontos específicos das informações iniciais e/ou das contribuições à audiência pública, bem como particularidades da revisão tarifária específica.

3.3. INFORMAÇÕES A SEREM ENCAMINHADAS PELA CONCESSIONÁRIA

12. Nas informações iniciais do processo de revisão tarifária, a concessionária deve proceder ao cálculo dos componentes financeiros do período de referência (ano-teste realizado), dos itens de Parcela A, além de oferecer as informações necessárias para que a ANEEL proceda ao cálculo da Parcela B.

13. A concessionária deverá encaminhar à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD e Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, as informações mínimas citadas na tabela a seguir.

Tabela 2: Dados a Serem Encaminhados pela Concessionária

ITEM	DESCRIÇÃO	PROCEDIMENTO	ENVIAR	QUANDO
1	Receita Verificada	Submódulo 2.1	SGT	Inf. Iniciais/AP
2	Mercado de Referência	Submódulo 2.1	SGT	Inf. Iniciais/AP
3	Parcela A			
3.1	Custos de Energia Elétrica	Submódulo 3.2/Reajuste	SGT	Inf. Iniciais/AP
3.2	Custos de Transporte de Energia Elétrica	Submódulo 3.3/Reajuste	SGT	Inf. Iniciais/AP
3.3	Encargos Setoriais	Submódulo 3.4/Reajuste	SGT	Inf. Iniciais/AP
4	Informações para o cálculo da Parcela B	Atualizado na *Internet*	SGT	Inf. Iniciais/AP
5	Dados necessários ao cálculo do nível regulatório de Perdas Não Técnicas	Submódulo 2.6	SGT	Inf. Iniciais/AP
6	Dados para subsidiar o cálculo das Perdas na Distribuição e Perdas Técnicas	Seção 6.2 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-la	SRD	170 dias antes da Revisão Tarifária (RTP)
7	Histórico de outras receitas - de outras atividades empresariais e inerentes ao serviço de distribuição	Submódulo 2.7	SGT	Inf. Iniciais/AP
8	Dados necessários ao cálculo do Fator X	Submódulo 2.5	SGT	Inf. Iniciais/AP
9	Caracterização de Carga e do Sistema Elétrico	Seção 2.1 e 6.2 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-las	SRD	170 dias antes da RTP
10	ICMS e PIS/COFINS	Alíquota Média	SGT	Inf. Iniciais
11	Componentes Financeiros	Módulo 4/Reajuste	SGT/SFF	Inf. Iniciais/AP
12	Laudo de Avaliação de Ativos	Submódulo 2.3	SFF	120 dias antes da RTP
13	Dados para cálculo do custo marginal (médio)	Seção 6.2 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-la	SRD	170 dias antes da RTP
14	Proposta de estrutura tarifária	Módulo 7	SGT/SRD	170 dias antes da RTP

14. Os Módulos e Submódulos citados na tabela anterior são relativos ao PRORET, exceto quando fazem referência aos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

15. As informações cujo encaminhamento está assinalado como “Inf. Iniciais/AP” devem ser encaminhadas nos dados iniciais e atualizadas quando da contribuição à Audiência Pública específica de cada concessionária. A sigla “RTP” se refere à data da Revisão Tarifária prevista no Contrato de Concessão relativa ao 3CRTP.

16. Os módulos e submódulos mencionados na tabela anterior dizem respeito ao regramento atinente a cada uma das metodologias e deverão ser observados quando do encaminhamento das informações necessárias ao cálculo da revisão tarifária. Com o intuito de facilitar e padronizar o envio das informações, no entanto, será definido e disponibilizado, na página da ANEEL na *Internet*, o documento padrão das informações iniciais, com as respectivas instruções de preenchimento.

17. O envio de informações pela concessionária deverá ser feito via sistema duto da ANEEL, por meio do qual a concessionária deverá habilitar os responsáveis pelo envio dos dados.

18. Caberá à concessionária contextualizar as informações iniciais, detalhando as premissas utilizadas, apresentando os memoriais de cálculo que evidenciem a conformidade dos cálculos aos módulos e submódulos do PRORET e, quando couber, elaborar relatórios gerenciais apresentando particularidades do processo específico da concessionária que deveriam ser levados em consideração na revisão tarifária.

19. Caso entenda necessário, a concessionária deverá comunicar quais informações encaminhadas julga serem confidenciais, com a devida fundamentação, cabendo à ANEEL, em conformidade com a legislação vigente e normas internas, decidir sobre a confidencialidade das mesmas.

20. Sempre que julgar pertinente, a ANEEL poderá solicitar informações adicionais para a correta instrução do processo de revisão tarifária, devendo fixar prazo para a resposta.

21. O não encaminhamento das informações nos prazos estipulados, além de sujeitar a concessionária às sanções administrativas cabíveis, ensejará a arbitragem dos valores por parte da ANEEL.

3.4. CRONOGRAMA REFERENCIAL DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

22. O quadro a seguir apresenta o cronograma referencial do processo de revisão tarifária periódica, incluindo tanto as etapas relativas ao público externo quanto a troca de informações entre as Superintendências da ANEEL com vistas ao cumprimento dos prazos definidos.

Tabela 3: Cronograma Referencial do Processo de Revisão Tarifária Periódica

Nº. Semana	Qtde. aprox. dias desde o início do processo	Qtde. aprox. dias até RTP	Principais marcos da RTP (público externo)	Outros marcos e prazos (público interno)
0	0	147	Concessionária envia as Informações Iniciais da Revisão Tarifária	SRM informa contratos energia. SRT informa estimativa dos custos com transporte. SRC informa subsídio baixa renda.
1	7	140	SGT encaminha ofício convocando reuniões para discutir a proposta a ser submetida à AP	SGT encaminha mercado de referência para a SRD e tarifas de referência.

Nº. Semana	Qtde. aprox. dias desde o início do processo	Qtde. aprox. dias até RTP	Principais marcos da RTP (público externo)	Outros marcos e prazos (público interno)
2	14	133		SRD informa o cálculo preliminar de perdas e TUSDg
3	21	126		
4	**27**	**120**	**Concessionária protocola Laudo de Avaliação**	
4	28	119	SGT encaminha proposta AP, sem remuneração e depreciação, para concessionárias e representantes dos consumidores.	
5	35	112	Reuniões da SGT com a concessionária e com os representantes de consumidores para discutir proposta AP	SFF informa Base de Remuneração sem fiscalização
6	42	105		SGT conclui proposta para AP e encaminha processo para o Diretor Relator
7	49	98	Reunião Diretoria – AP	
12	84	63	Realização AP – presencial, quando aprovada pela Diretoria Colegiada; Concessionária atualiza as informações iniciais.	SGT encaminha as contribuições da AP para as áreas competentes
13	91	56	SGT encaminha ofício convocando reuniões para discutir a proposta final	
14	98	49		SGT encaminha à SRD o mercado de referência; SRT atualiza as estimativas de custos com transporte[1]; SRM atualiza contratos energia; SRC atualiza dados subsídio baixa renda; SFE informa dados para cálculo do déficit PLpT.
15	105	42		Demais Superintendências finalizam a análise das contribuições da AP; SRD envia valor final das perdas, tarifas de referência e TUSDg; SFF disponibiliza Base de Remuneração definitiva.
16	112	35	SGT encaminha planilha com proposta consolidada para concessionária e representantes dos consumidores.	
17	119	28	Reuniões da SGT com a concessionária e com os representantes de consumidores e desses com o Diretor Relator para discutir proposta consolidada.	
18	126	21		SGT conclui proposta final e encaminha processo para o Diretor Relator
19	133	14	Reunião de diretoria - REH / DOU	
20	140	7		
21	147	0	Data da Revisão Tarifária Periódica	

23. A ANEEL poderá alterar seus prazos para formulação das propostas a serem submetidas à Audiência Pública e Final. Nesses casos, as etapas sucessivas passam a contar a partir da data de disponibilização das respectivas propostas, preservados os prazos de manifestação de distribuidoras e consumidores, conforme cronograma referencial. O período de contribuições da Audiência Pública não poderá ser inferior a 21 dias.

3.5. PRINCIPAIS RESPONSABILIDADES DAS CONCESSIONÁRIAS

24. É de responsabilidade das concessionárias de distribuição:

i. Enviar as informações iniciais da revisão tarifária, constantes da Seção 3.3, de acordo com a padronização definida pela ANEEL e nos prazos estipulados;

ii. Participar das reuniões previstas na Seção 3.2;

iii. Participar da audiência pública presencial, apresentando suas contribuições à proposta de revisão tarifária. A distribuidora deverá apresentar simulação do impacto tarifário do reconhecimento de suas contribuições;

iv. Atualizar as informações inicialmente encaminhadas; e

v. Esclarecer e complementar informações, quando solicitado pela ANEEL, dentro dos prazos que forem estipulados.

ANEXO LXVI

Submódulo 10.2

REAJUSTE TARIFÁRIO DE CONCESSIONÁRIA E PERMISSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

1. OBJETIVO

1. Definir a ordem e as condições para realização do processo de Reajuste Tarifário Anual (RTA) das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todos os processos de reajuste tarifário anual de concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

3. ORDEM E CONDIÇÕES DE REALIZAÇÃO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

3.1. PRAZOS PROCESSUAIS DO REAJUSTE TARIFÁRIO

3. A distribuidora deverá efetuar detalhada conferência dos dados de faturamento registrados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, ou no sistema que vier a sucedê-lo, também consolidados e disponibilizados mensalmente pela SGT, a partir do primeiro mês do Período de Referência do respectivo processo tarifário, de modo que sejam regularizadas eventuais inconsistências até o quadragésimo quinto dia anterior à data do reajuste (D-45).

4. As Informações Básicas para o cálculo tarifário deverão ser encaminhadas pelas distribuidoras entre o quadragésimo quinto e o trigésimo dia anterior à data do reajuste (D-45 a D-30), mediante Ofício protocolado na ANEEL e/ou por meio de mensagem oficial eletrônica, conforme as condições estabelecidas na Seção 3.4 deste Submódulo.

5. A apresentação das Informações Básicas para o cálculo tarifário não exime a distribuidora da responsabilidade de fornecer, nos prazos indicados, outras informações, planilhas e documentos pertinentes ao cálculo tarifário, que venham a ser requeridos pela ANEEL, de modo a não prejudicar a análise e o trâmite do processo.

6. As Unidades Organizacionais da ANEEL (UOrgs) envolvidas com os processos tarifários deverão encaminhar à Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) as informações de sua competência, descritas na Seção 3.4 deste Submódulo, até o vigésimo quinto dia anterior à data do reajuste (D-25).

7. Por envolver procedimento previsto em contrato de concessão/permissão bilateral, as planilhas prévias do reajuste tarifário, mesmo contendo dados preliminares sujeitos a alterações até a data da homologação do resultado final do processo, serão encaminhadas à distribuidora no vigésimo quinto dia anterior à data do reajuste (D-25), de modo a assegurar o efetivo acompanhamento dos cálculos e o exercício do contraditório e da ampla defesa.

8. A Memória de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual (RTA) e a Planilha de Abertura Tarifária (PCAT), depois da homologação do resultado final do reajuste pela Diretoria da ANEEL, até o segundo dia posterior à data da reunião pública (RP+2), ficarão disponíveis para conhecimento da sociedade no sítio da ANEEL na *internet*.

9. Em resumo, o rito do processo de reajuste tarifário observará as etapas previstas na tabela a seguir. Os prazos são contados a partir da data do reajuste (D) ou da data da reunião pública da Diretoria da ANEEL (RP).

Tabela 1: Etapas do Processo de Reajuste Tarifário Anual

Evento	Nº de dias
1. Conferência e regularização, pela distribuidora, dos dados de faturamento no SAMP.	Até D-45
2. Envio à SGT, pela distribuidora, das Informações Básicas para o cálculo tarifário.	Entre D-45 e D-30
3. Envio à SGT, pelas demais UOrgs da ANEEL, de informações relativas ao reajuste tarifário	Até D-25
4. Envio à distribuidora, pela SGT, das planilhas prévias relativas ao reajuste tarifário	Até D-25
5. Publicação no DOU do resultado do reajuste tarifário, mediante a fixação do Índice Médio de Reajuste Tarifário Anual (IRT) e dos novos valores das tarifas.	Até D-1
6. Disponibilização da Memória de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual (RTA) no sítio da ANEEL na *internet*.	RP+2

10. Fica facultada à Concessionária ou Permissionária a apresentação da proposta de reajuste tarifário entre o trigésimo e o vigésimo quinto dia anterior ao reajuste (D-30 a D-25), tendo em vista o disposto nos §§ 1ºe 2º do art. 15 da Lei nº 9.427/1996.

3.2. RESPONSABILIDADES DAS CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

11. É responsabilidade da distribuidora:

i. Manter estreito acompanhamento dos dados de faturamento registrados no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, regularizando tempestivamente eventuais inconsistências, de modo a não prejudicar a análise e o trâmite do processo de reajuste tarifário.

ii. Encaminhar à ANEEL as Informações Básicas para o cálculo tarifário, previstas na Seção 3.4 deste Submódulo, de acordo com o cronograma estabelecido.

iii. Esclarecer e complementar informações, quando solicitado pela ANEEL.

3.3. REUNIÕES TÉCNICAS ACERCA DO PROCESSO DE REAJUSTE TARIFÁRIO

12. A definição do quantitativo e momento de reuniões presenciais entre representantes da ANEEL e da distribuidora visa dar maior disciplina ao processo, trazendo elementos necessários e suficientes à adequada realização do processo de reajuste tarifário.

13. A ANEEL convidará a distribuidora para reunião com as áreas técnicas, a ser realizada entre o quadragésimo quinto e o trigésimo dia anterior à data do reajuste (D-45 a D-30), com o objetivo preliminar de apresentar ou esclarecer pontos específicos do reajuste tarifário anual.

14. Não havendo dúvidas, questionamentos prévios sobre o processo de reajuste tarifário ou pontos relevantes que precisem ser discutidos em reunião presencial, é facultada à distribuidora a dispensa da realização da reunião técnica prevista no parágrafo anterior. Neste caso, as diligências serão realizadas preferencialmente por mensagens eletrônicas, que poderão ser anexadas ao respectivo processo de reajuste tarifário.

15. Fica facultado à distribuidora pleitear reunião com o Diretor-Relator do processo de reajuste tarifário, ou com qualquer outro Diretor da ANEEL, para apresentar eventuais esclarecimentos e/ou questionamentos, até a semana anterior à da Reunião Pública da Diretoria programada para homologação do reajuste tarifário.

16. Sem prejuízo das reuniões previstas nesta Seção 3.3, a distribuidora poderá ser convocada para reuniões extraordinárias para prestar novas informações ou esclarecer pontos específicos relativos ao seu processo de reajuste tarifário.

3.4. INFORMAÇÕES BÁSICAS PARA O CÁLCULO TARIFÁRIO

3.4.1. INFORMAÇÕES BÁSICAS A SEREM ENCAMINHADAS PELA CONCESSIONÁRIA/PERMISSIONÁRIA

17. A fim de subsidiar a análise técnica e o cálculo do reajuste tarifário, a distribuidora deverá encaminhar à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT e à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF as informações indicadas na tabela abaixo, podendo a ANEEL, quando necessário, formalizar a requisição de dados adicionais.

Tabela 2: Informações Básicas para o cálculo tarifário

ITEM	DESCRIÇÃO	PROCEDIMENTO		ENVIAR PARA	QUANDO
		CONCESSIONÁRIA	PERMISSIONÁRIA		
1	Mercado de Referência, correspondente aos montantes de demanda e energia faturados no Período de Referência.	Atualização no SAMP	Atualização no SAMP	SGT	Até 45 dias antes do RTA
2	Cópia dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, respectivos Aditivos, e faturas mensais, correspondentes ao Período de Referência (quando acessante).			SGT	Até 30 dias antes do RTA
3	Informações e justificativas acerca de Componentes Financeiros	Módulo 4	Submódulo 8.2	SGT	Até 30 dias antes do RTA
3.1	Informações para o cálculo da CVA.	Módulo 4	Não se aplica	SGT	Até 30 dias antes do RTA
3.2	Informações para a fiscalização das garantias financeiras de CCEARs e do Saldo a Compensar da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.	Módulo 4	Não se aplica	SFF	Até 30 dias antes do RTA

18. A distribuidora poderá atualizar no SAMP as informações do Mercado de Referência, correspondente aos montantes de demanda e energia faturados no Período de Referência, devido à substituição de valores estimados pelos dados efetivamente realizados, até o trigésimo dia anterior à data do reajuste (D-30).

19. Os valores relativos aos custos da Parcela A (encargos setoriais, aquisição e transmissão de energia) serão calculados pela ANEEL de acordo com a legislação vigente e nos termos do contrato de concessão/permissão. Portanto, os dados da Parcela A não constituem informações básicas a serem fornecidas pela distribuidora, exceto as informações relacionadas ao CUSD, que poderão ser encaminhadas por meio eletrônico.

20. O valor da Parcela B também será calculado de acordo com a metodologia estipulada no contrato de concessão/permissão, sendo utilizados os parâmetros definidos na última revisão tarifária da concessionária ou permissionária.

21. Em relação aos componentes financeiros, deverá a distribuidora protocolar Ofício junto à ANEEL, até o trigésimo dia anterior à data do reajuste (D-30), para apresentar o detalhamento das premissas utilizadas, os valores estimados e respectivas memórias de cálculo e, quando couber, indicar eventuais particularidades dos componentes financeiros que devam ser levadas em consideração na análise técnica pertinente ao reajuste tarifário.

22. O saldo da Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA será apurado a partir de dados obtidos diretamente pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, que procederá à análise das informações, realizará os ajustes cabíveis e considerará os respectivos resultados no processo de reajuste tarifário. A ANEEL encaminhará à Distribuidora, para análise, as planilhas preliminares do cálculo da CVA nos prazos estabelecidos no parágrafo 7.

23. Depois da deliberação do processo de reajuste pela Diretoria da ANEEL, as informações utilizadas no cálculo da CVA serão submetidas à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF para fins de fiscalização e validação no prazo de até cento e oitenta dias. O resultado do procedimento de fiscalização, com a aprovação ou a retificação do saldo da CVA deverá ser comunicado à SGT para a conclusão da instrução do processo de reajuste tarifário. Os valores correspondentes aos ajustes apontados pela SFF serão incorporados no processo tarifário subsequente da distribuidora, devidamente atualizados pela taxa SELIC.

3.4.2. INFORMAÇÕES BÁSICAS A SEREM ENCAMINHADAS PELAS UNIDADES ORGANIZACIONAIS DA ANEEL

24. A fim de fundamentar o cálculo do reajuste tarifário, as Unidades Organizacionais da ANEEL envolvidas no processo tarifário deverão encaminhar à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT as informações de sua competência, até o vigésimo quinto dia anterior à data do reajuste (D-25).

Tabela 3: Informações Básicas provenientes das UOrgs

ITEM	DESCRIÇÃO	ORIGEM	ENVIAR PARA	QUANDO
1	Garantias Financeiras de CCEAR.	SFF	SGT	Até 25 dias antes do RTA
2	Saldo a compensar da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.	SFF	SGT	Até 25 dias antes do RTA

3	Informações dos Contratos bilaterais de energia.	SRM	SGT	Até 25 dias antes do RTA
3.1	Números do Processo e do Ofício/Despacho de aprovação do Contrato.	SRM	SGT	Até 25 dias antes do RTA
3.1	Preços de repasse a serem considerados na data do reajuste tarifário em processamento, bem como os respectivos preços de repasse definitivos referentes ao cálculo tarifário anterior.	SRM	SGT	Até 25 dias antes do RTA
3.2	Período de suprimento e montantes de energia contratados e devidamente autorizados pela ANEEL para os anos anterior, corrente e subsequente.	SRM	SGT	Até 25 dias antes do RTA
3.3	Regra de cálculo do limite de repasse dos preços contratuais para as tarifas de fornecimento.	SRM	SGT	Até 25 dias antes do RTA

3.5. CRONOGRAMA REFERENCIAL DO PROCESSO DE REAJUSTE TARIFÁRIO

25. O quadro a seguir apresenta o cronograma referencial do processo de reajuste tarifário anual, incluindo tanto as etapas relativas ao público externo quanto à troca de informações entre as Superintendências da ANEEL.

-Tabela 4: Cronograma Referencial do Processo de Reajuste Tarifário Anual

Qtde. aprox. dias depois do início do processo	Qtde. aprox. dias antes do RTA	Principais marcos da RTA (público externo)	Outros marcos e prazos (público interno)
0-15	45-30	Informações Básicas da distribuidora	
0-15	45-30	Reunião Técnica com a distribuidora	
20	25		Informações das UOrgs da ANEEL envolvidas no processo de reajuste tarifário
Após 20	Até 25º dia anterior ao RTA	Envio à distribuidora de versões preliminares das planilhas de cálculo relativas ao RTA	
33	12	Envio à distribuidora e ao conselho de consumidores de versões finais das planilhas de cálculo relativas ao RTA.	Finalização da Nota Técnica. Processo encaminhado para o Diretor Relator.
40	5	Reunião Pública da Diretoria - REH / DOU	
42	3	Disponibilização na internet da Memória de Cálculo e da PCAT do RTA	
45	0	Data do Reajuste Tarifário Anual	

ANEXO LXVII

Submódulo 10.3

REVISÕES TARIFÁRIAS DE PERMISSIONÁRIAS

1. OBJETIVO

1. Definir a organização geral e os prazos para a execução dos processos relativos ao Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (1CRTP-P), inclusive das cooperativas não regularizadas como permissionárias.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias periódicas de permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, a serem realizadas ao longo do 1CRTP-P, compreendido entre janeiro de 2012 e dezembro de 2015.

3. ASPECTOS GERAIS

3.1. RITO DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

3. A permissionária deverá protocolar as informações iniciais de revisão tarifária na ANEEL com antecedência mínima de 14 (catorze) semanas da data de revisão tarifária definida no contrato de permissão.

4. As informações mínimas a serem protocoladas pelas permissionárias estão descritas na Seção 3.3 deste Submódulo, cabendo à ANEEL, quando necessário, formalizar a requisição de dados adicionais.

5. O rito do processo de revisão tarifária observará as etapas previstas na tabela a seguir.

Tabela 1: Etapas do Processo de Revisão Tarifária

Evento	Nº. de semanas antes da data de Revisão Tarifária (RTP)	Quantidade aproximada de dias após o evento anterior	Quantidade aproximada de dias acumulados após o pleito
1. Encaminhamento das informações iniciais da revisão tarifária pela permissionária.	14	0	0
2. Apresentação, na página da ANEEL na *Internet*, na forma de audiência pública por intercâmbio documental, da proposta de revisão tarifária, dando início ao período de contribuições para todos os interessados.	7-10	28	28
3. Publicação no DOU, pela ANEEL, do resultado da revisão tarifária periódica.	0-2	56	84
4. Data da Revisão Tarifária (RTP)	0	14	98

6. Na contribuição à Consulta Pública, a permissionária deverá atualizar parte dos dados encaminhados em função das informações iniciais até a data final das contribuições à Consulta Pública, conforme previsto na Seção 3.3 deste Submódulo.

3.2. REUNIÕES AO LONGO DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

7. A definição do quantitativo e momento de reuniões presenciais entre representantes da permissionária e da ANEEL visa a dar maior disciplina ao processo, trazendo elementos necessários e suficientes à adequada realização do processo de revisão tarifária.

8. A ANEEL convidará a permissionária para reunião que tratará:

i. Da discussão da proposta final a ser encaminhada ao Diretor-Relator, após avaliação das contribuições recebidas na audiência pública.

9. Fica facultado à permissionária pleitear as seguintes reuniões, cuja oportunidade e conveniência serão avaliadas pela ANEEL:

i. Apresentação das contribuições à Consulta Pública; e

ii. Reunião com o Diretor-Relator para eventuais esclarecimentos e/ou questionamentos, a ser realizada entre a reunião indicada no inciso “i” do parágrafo 8 deste Submódulo, até a segunda-feira da semana anterior à da Reunião Pública da Diretoria da ANEEL programada para homologação da revisão tarifária periódica.

10. Sem prejuízo das reuniões estabelecidas nos parágrafos anteriores, a permissionária poderá ser convocada para reuniões extraordinárias para esclarecimento de pontos específicos das informações iniciais e/ou das contribuições à Consulta Pública, bem como particularidades da revisão tarifária específica.

3.3. INFORMAÇÕES A SEREM ENCAMINHADAS PELA PERMISSIONÁRIA

11. Nas informações iniciais do processo de revisão tarifária, a permissionária deve proceder ao cálculo dos componentes financeiros do período de referência (ano-teste realizado), dos itens de Parcela A, além de oferecer as informações necessárias para que a ANEEL proceda ao cálculo da Parcela B.

12. A permissionária deverá encaminhar à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD e Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, as informações mínimas citadas na tabela a seguir.

Tabela 2: Dados a Serem Encaminhados pela Permissionária

ITEM	DESCRIÇÃO	PROCEDIMENTO	ENVIAR	QUANDO
1	Receita Verificada e Mercado de Referência	Submódulo 8.1	SGT	Inf. Iniciais/AP
2	Informações para o cálculo da Parcela A	Módulo 3		
3	Informações para o cálculo da Parcela B	Atualizado na *Internet*	SGT	Inf. Iniciais/AP
4	Dados para subsidiar o cálculo das Perdas na Distribuição e Perdas Técnicas	Módulo 6 do PRODIST, ou o que vier a	SRD	112 dias antes da RTP

ITEM	DESCRIÇÃO	PROCEDIMENTO	ENVIAR	QUANDO
		sucedê-lo		
5	Histórico de outras receitas	Submódulo 8.1	SGT	Inf. Iniciais/AP
6	ICMS e PIS/Cofins	Alíquota Média	SGT	Inf. Iniciais
7	Componentes Financeiros	Módulo 4	SGT/SFF	Inf. Iniciais/AP
8	Laudo de Ativos	Submódulo 8.1	SGT/SFF	77 dias antes da RTP

13. Os módulos e submódulos citados na tabela anterior são relativos ao PRORET, exceto quando fazem referência aos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

14. As informações, cujo encaminhamento está assinalado como “Inf. Iniciais/AP”, devem ser encaminhadas nos dados iniciais e atualizadas quando da contribuição à Audiência Pública específica de cada permissionária. A sigla “RTP” se refere à data da Revisão Tarifária relativa ao 1CRTP-P, prevista no Contrato de Permissão.

15. Os módulos e submódulos mencionados na tabela anterior dizem respeito ao regramento atinente a cada uma das metodologias, e deverão ser observados quando do encaminhamento das informações necessárias ao cálculo da revisão tarifária. Com o intuito de facilitar e padronizar o envio das informações, será definido e disponibilizado, na página da ANEEL na *Internet*, o documento padrão das informações iniciais, com as respectivas instruções de preenchimento.

16. O envio de informações pela permissionária deverá ser feito via sistema duto da ANEEL, por meio do qual a permissionária deverá habilitar os responsáveis pelo envio dos dados.

17. Caberá à permissionária contextualizar as informações iniciais, detalhando as premissas utilizadas, apresentando os memoriais de cálculo que evidenciem a conformidade dos cálculos aos módulos e submódulos do PRORET e, quando couber, elaborar relatórios gerenciais apresentando particularidades do processo específico da permissionária que deveriam ser levados em consideração na revisão tarifária.

18. Caso necessário, a permissionária deverá comunicar quais informações encaminhadas julga serem confidenciais, com a devida fundamentação, cabendo à ANEEL, em conformidade com a legislação vigente e normas internas, decidir sobre a confidencialidade das informações.

19. Sempre que julgar pertinente, a ANEEL poderá solicitar informações adicionais para a correta instrução do processo de revisão tarifária, devendo fixar prazo para a resposta.

20. O não encaminhamento das informações nos prazos estipulados ensejará a arbitragem dos valores por parte da ANEEL, além de sujeitar a permissionária às sanções administrativas cabíveis.

3.4. CRONOGRAMA REFERENCIAL DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

21. A tabela a seguir apresenta o cronograma referencial do processo de revisão tarifária periódica, incluindo tanto as etapas relativas ao público externo quanto a troca de informações entre as Superintendências da ANEEL, com vistas ao cumprimento dos prazos definidos.

Tabela 3: Cronograma Referencial do Processo de Revisão Tarifária Periódica

Nº. Semana	Qtde. aprox. dias desde o início do processo	Qtde. aprox. dias até RTP	Principais marcos da RTP (público externo)	Outros marcos e prazos (público interno)
0	0	98	Permissionária envia as Informações Iniciais da Revisão Tarifária	SRM informa contratos energia. SRT informa estimativa dos custos com transporte. SRC informa subsídio baixa renda.
1	7	91		SRD informa o cálculo preliminar de perdas
2	14	84	SRE encaminha proposta AP para permissionárias.	
3	21	77		SGT conclui proposta para AP e encaminha processo para o Diretor Relator
4	28	70	Reunião Diretoria – AP	
7	49	49	Fim da AP documental; Permissionária atualiza as informações iniciais.	SGT encaminha as contribuições da AP para as áreas competentes
8	56	42		SGT encaminha à SRD o mercado de referência; SRT atualiza as estimativas de custos com transporte; SRM atualiza contratos energia; SRD atualiza dados subsídio baixa renda;
8	56	42		Demais Superintendências finalizam a análise das contribuições da AP; SRD envia valor final das perdas; SFF informa dados da base de remuneração.
9	63	35	SGT encaminha planilha com proposta consolidada para permissionária.	
10	70	28	Reuniões da SGT com a permissionária e desses com o Diretor Relator para discutir proposta consolidada.	
11	77	21		SGT conclui proposta final e encaminha processo para o Diretor Relator
12	84	14	Reunião de diretoria - REH	

Nº. Semana	Qtde. aprox. dias desde o início do processo	Qtde. aprox. dias até RTP	Principais marcos da RTP (público externo)	Outros marcos e prazos (público interno)
			/ DOU	
13	91	7		
14	98	0	Data da Revisão Tarifária Periódica	

22. A ANEEL poderá alterar seus prazos para formulação das propostas a serem submetidas à Consulta Pública e Final. Nesses casos, as etapas sucessivas passam a contar a partir da data de disponibilização das respectivas propostas, preservados os prazos de manifestação da permissionária, conforme cronograma referencial. O período de contribuições da Consulta Pública não poderá ser inferior a 14 dias.

23. As cooperativas ainda não regularizadas como permissionárias não serão necessariamente regularizadas na data de aniversário de alteração tarifária prevista em contrato, podendo o primeiro reajuste tarifário ocorrer após 12 meses da data de assinatura do contrato de permissão.

3.5. PRINCIPAIS RESPONSABILIDADES DAS PERMISSIONÁRIAS

24. É de responsabilidade das permissionárias de distribuição:

i. Enviar as informações iniciais da revisão tarifária, constantes da Seção 3.3, de acordo com a padronização definida pela ANEEL e nos prazos estipulados;

ii. Participar das reuniões previstas na Seção 3.2;

iii. Participar da Consulta Pública documental, apresentando suas contribuições à proposta de revisão tarifária. A permissionária deverá apresentar simulação do impacto tarifário do reconhecimento de suas contribuições;

iv. Atualizar as informações inicialmente encaminhadas; e

v. Esclarecer e complementar informações, quando solicitado pela ANEEL, dentro dos prazos que forem estipulados.

ANEXO LXVIII

Submódulo 10.4

REAJUSTES DAS RECEITAS DE TRANSMISSORAS

1. OBJETIVO

1. Definir a organização geral e os prazos para a execução dos processos relativos aos reajustes anuais das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todos os reajustes anuais de Receitas Anuais Permitidas – RAP das concessionárias do serviço público de transmissão de energia elétrica.

3. INFORMAÇÕES PARA O PROCESSO DE REAJUSTE ANUAL DA RAP

3.1. INFORMAÇÕES A SEREM ENCAMINHADAS PELAS CONCESSIONÁRIAS E OUTROS AGENTES

3. Na Tabela 1, estão listadas as informações necessárias que devem ser encaminhadas à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL para o reajuste da RAP das concessionárias de transmissão.

Tabela 1: Informações periódicas e responsáveis pela disponibilização à SGT/ANEEL

Item	Informações Periódicas	Responsável	Prazo	Forma de disponibilização
1	Apuração mensal das receitas arrecadadas via TUST-RB e TUST-FR pagas/devidas às concessionárias de transmissão ou equiparadas para o período de junho do ano i-1 a maio do ano i, referente ao cálculo da parcela de ajuste de apuração.	ONS	Até 05 de junho	Correspondência
2	Regime de tributação do PIS/Pasep e da Cofins.	Concessionárias de transmissão	Até 30 de janeiro e sempre que houver alteração.	Correspondência
3	Situação das instalações de transmissão associadas aos empreendimentos autorizados e licitados sob responsabilidade da transmissora.	Concessionárias de transmissão	Até 31 de maio.	SIGET

4. As informações básicas, descritas na Tabela 1 deste Submódulo, deverão ser encaminhadas oficialmente por meio de ofício e/ou comunicação eletrônica pelas concessionárias de acordo com a padronização definida pela ANEEL e nos prazos estipulados.

5. Quando necessário, a ANEEL poderá solicitar informações não relacionadas na Tabela 1, especificando a data limite e a forma de disponibilização.

3.2. INFORMAÇÕES A SEREM ENCAMINHADAS PELAS UNIDADES ORGANIZACIONAIS DA ANEEL

6. A Tabela 2 apresenta as informações que devem ser à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL pelas demais Unidades Organizacionais da ANEEL.

Tabela 2: Informações periódicas e responsáveis pela disponibilização à SGT/ANEEL

Item	Informações Periódicas	Responsável	Prazo	Forma de disponibilização
1	Detalhamento dos reforços e melhorias autorizados sem estabelecimento prévio de receita que devem ser considerados no cálculo do reajuste da RAP em processamento.	SCT/ANEEL	Até 31 de maio	SIGET
2	Data de entrada em operação comercial provisória e/ou definitiva de novas instalações autorizadas e/ou licitadas que tiveram a entrada em operação comercial reconhecida ao longo do ciclo i-1.	SFE/ANEEL	Contínuo	SIGET
3	RAP de instalações licitadas e/ou autorizadas previstas para entrarem em operação comercial durante o ciclo i.	SCT/ANEEL	Até 30 de abril	SIGET
4	Compensações decorrentes da violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão em DIT ocorridas ao longo do ano i.	SRD/ANEEL	Até 10 de maio	Memorando

ANEXO LXIX

Submódulo 10.6

INFORMAÇÕES PERIÓDICAS DA DISTRIBUIÇÃO

1. OBJETIVO

Definir a forma e periodicidade das informações a serem encaminhadas à ANEEL, no âmbito da distribuição de energia elétrica, pelas Distribuidoras (concessionárias e permissionárias), pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

2. ABRANGÊNCIA

Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, à CCEE e ao ONS.

3. CRITÉRIOS GERAIS

As informações encaminhadas de forma recorrente, assim consideradas com periodicidade mensal, são utilizadas para subsidiar as atividades de regulação, possibilitando maior eficácia e segurança na atualização, captação, análise, divulgação, administração e controle.

As informações solicitadas podem ser utilizadas para fins de publicidade e auditoria social da informação, respeitadas as definições do presente Submódulo e restrições da Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011.

As informações solicitadas neste Submódulo independem de comunicação por meio de correspondência.

As informações do tipo decimal deverão ser fornecidas com 2 (duas) casas decimais depois da vírgula, sempre de modo arredondado, seguindo a ABNT NBR 5891: 2014 - Regras de arredondamento na numeração decimal, da Associação Brasileira de Normas Técnicas, ou versões posteriores.

As informações detalhadas no presente Submódulo devem ser encaminhadas de forma periódica por meio do Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico – SIASE, ou outro sistema indicado pela ANEEL, até o último dia do mês subsequente ao mês de referência.

Devem ser encaminhadas as informações de todos usuários dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, mesmo que não faturados.

4. INFORMAÇÕES ENCAMINHADAS PELAS DISTRIBUIDORAS

As informações encaminhadas pelas distribuidoras constituirão o Cadastro Nacional da Distribuição - CND, devendo ser entregues em formato específico definido pela ANEEL, resultantes do processo de medição e faturamento dos usuários dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, agregadas por tipo de variável, tal como Tabela 1.

Tabela 1 – Tipos de Variáveis

Tipo de Variável	Descrição
Classificação	Variáveis de classificação do usuário, por meio de codificação taxativa
Data	Variáveis de data relacionadas ao usuário e fatura
Localização e Identificação	Variáveis que possam caracterizar os usuários de forma inequívoca
Demanda	Valores relacionados à demanda de potência
Energia	Valores relacionados à energia elétrica ativa
Microgeração e Minigeração Distribuída	Dados de unidades de Microgeração e Minigeração Distribuída, não incluídas nas informações do tipo Energia
Subsídios	Valores relacionados aos Subsídios previstos em normas.
Receitas	Valores relacionados às Receitas das faturas
Tributos	Tributos aplicados às faturas
Reativos	Informações de Energia e Demanda Reativa

As informações com formato de classificador devem ser encaminhadas seguindo a lista taxativa enumerada na coluna “especificação” de cada Tabela, no formato inteiro.

AÇÕES DE CLASSIFICAÇÃO

As informações de classificação da informação devem ser encaminhadas conforme especificações da Tabela 2.

Tabela 2 – Informações de Classificação

Nº	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
1	TipoFaturamento	1 – Faturamento; 2 – Cancelamento; 3 – Refaturamento tipo 1; 4 – Refaturamento tipo 2.		Classificador	
2	DescricaoClasse	1 – Residencial; 2 – Industrial; 3 – Comercial; 4 – Rural; 5 – Serviço Público; 6 – Poder Público; 7 – Iluminação Pública; 8 – Consumo Próprio; 9 – Não se aplica.		Classificador	Conforme Resolução Normativa - REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la.
3	DescricaoSubclasse	A lista taxativa é apresentada na Tabela 3.		Classificador	Conforme REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la.

Nº	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
4	OpcaoCompraEn	1 – Cativo; 2 – Livre; 3 – Parcialmente Livre; 4 – Consumidor Especial; 5 – Parcialmente Especial; 6 – Comunhão; 7 – Suprimento; 8 – Distribuidora.		Classificador	
5	CodigoSubgrupoTarifario	1 – A0; 2 – A1; 3 – A2; 4 – A3; 5 – A3a; 6 – A4; 7 – A4a; 8 – A4b; 9 – A4c; 10 – AS; 11 – B1; 12 – B2; 13 – B3; 14 – B4a; 15 – B4b; 16 – BT1 Geração (Tipo 1); 17 – BT2 Geração (Tipo 2);		Classificador	Conforme REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la. Itens 16 e 17 conforme parágrafo 12 do Submódulo 7.4 do PRORET.
6	ModalidadeTarifaria	1 – Convencional Monômia; 2 – Convencional Binômia; 3 – Horária Azul; 4 – Horária Azul APE; 5 – Horária Verde; 6 – Horária Verde APE; 7 – Horária Branca; 8 – Pré-pagamento; 9 – Geração; 10 – Distribuição.		Classificador	Conforme parágrafo 12 do Submódulo 7.1 do PRORET.
7	TipoConsFat	1 – Normal, consumo acima do custo de disponibilidade; 2 – Custo de Disponibilidade 30 KWh – MONOFÁSICO; 3 – Custo de Disponibilidade 50 kWh – BIFÁSICO; e 4 – Custo de Disponibilidade 100 kWh – TRIFÁSICO.		Classificador	Utilizado para identificar faturas dentro dos limites do custo de disponibilidade. Conforme artigo 98 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-lo.

De forma complementar à Tabela 2, a lista taxativa das Subclasses é apresentada na Tabela 3, juntamente com o correspondente código aplicado.

Tabela 3 – Informações para Subclasse

Código	Classe	Subclasse
3.1	Residencial	Residencial
3.2		Residencial baixa renda
3.3		Residencial baixa renda indígena
3.4		Residencial baixa renda quilombola
3.5		Residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social – BPC
3.6		Residencial baixa renda multifamiliar
3.7	Comercial	Comercial
3.8		Serviços de transporte, exceto tração elétrica
3.9		Serviços de comunicações e telecomunicações
3.10		Associação e entidades filantrópicas
3.11		Templos religiosos
3.12		Administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações
3.13		Iluminação em rodovias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração em rodovias
3.14		Semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito
3.15		Outros serviços e outras atividades
3.16	Rural	Agropecuária rural
3.17		Agropecuária urbana
3.18		Residencial rural
3.19		Cooperativa de eletrificação rural
3.20		Agroindustrial
3.21		Serviço público de irrigação rural
3.22		Escola agrotécnica
3.23		Aquicultura
3.24	Poder público	Federal

Código	Classe	Subclasse
3.25		Estadual ou Distrital
3.26		Municipal
3.27	Serviço público	Tração elétrica
3.28		Água, esgoto e saneamento
3.29	Consumo próprio	Estação de recarga de veículos elétricos
3.30		Outras atividades
3.31	Industrial	Não se aplica
3.32	Iluminação pública	Não se aplica

Os postos tarifários serão informados como variáveis independentes.

O Subgrupo Tarifário A0 refere-se ao suprimento de energia de outra distribuidora atendido diretamente por instalações pertencentes à Rede Básica.

Para fins do presente Submódulo, considera-se faturamento uma nota fiscal emitida, e refaturamento uma nota fiscal reemitida.

Devem ser classificados como refaturamento tipo 1:

a) Refaturamento feito por iniciativa da empresa, antes do registro da reclamação do usuário;
b) Refaturamento devido à determinação judicial ou órgãos de defesa do consumidor;
c) Refaturamento decorrente unicamente da prestação de serviço de cobrança de valores de convênio com terceiros, exceto CIP (Contribuição de Iluminação Pública);
d) Refaturamento decorrentes de impedimentos de acesso para fins de leitura, de que trata o art. 87 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, ou o que vier a sucedê-la;
e) Refaturamentos provenientes da aplicação do art. 86 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, ou o que vier a sucedê-lo (leituras plurimensais rurais), por motivos atribuíveis exclusivamente ao consumidor e que este tenha sido devidamente notificado;
f) Emissão de segunda via de fatura;
g) Alteração de data de vencimento;
h) Ajustes de valores de faturas já pagas e arrecadadas;
i) Troca de titularidade para efeito de cobrança ou mudança de cadastro, a pedido do consumidor, desde que não haja alteração de consumo; e
j) Revisão de faturamento de consumo irregular.

Devem ser classificados como refaturamento tipo 2 os refaturamentos não elencados no parágrafo anterior.

4.2. INFORMAÇÕES DE DATA

As informações de data devem estar no formato DD/MM/AAAA, conforme especificações da Tabela 4.

Tabela 4 – Informações de Data

Nº	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
8	DataEmissaoFatura	Data de emissão da fatura		Data	Conforme Módulo 11 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo
9	DataVencimento	Data de vencimento da fatura		Data	Conforme Módulo 11 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo
10	DataLeituraAtual	Data em que foi realizada a leitura da fatura		Data	
11	DataLeituraAnterior	Data em que foi realizada a leitura da fatura anterior à atual		Data	
12	DataligacaoUc	Data da ligação da unidade consumidora		Data	
13	DataEncerramentoContrato	Data do encerramento da relação contratual		Data	
14	DataConcBenTarifario	Data em que o benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE foi concedido.		Data	
15	DataRevisaoCadastral	Data de revisão cadastral do benefício tarifário		Data	
16	DataAtualizacaoMultifamiliar	Data em que foi realizada a última atualização das informações da família no caso de unidade consumidora da subclasse baixa renda multifamiliar		Data	
17	MesReferencia	Mês de Referência da Fatura		Data	Conforme Módulo 11 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo. Informar o primeiro dia do mês (01)

4.3. INFORMAÇÕES DE LOCALIZAÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DO USUÁRIO

As informações de Localização e Identificação têm o objetivo de identificar de forma unívoca o usuário, e devem ser especificadas conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Informações da Localização e Identificação do Usuário

Nº	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
18	CodUsuario	Código da unidade consumidora, gerador ou distribuidora		Caractere	Código informado na fatura.
19	NomeCliente	Nome do cliente		Caractere	

20	TipoPessoa	1 – Pessoa Física; 2 – Pessoa Jurídica.		Classificador	Definir 1 - Pessoa Jurídica cadastrado com CNPJ; e 2 - Pessoa Física cadastrada com outro documento diverso do CNPJ.
21	NumCpfCnpj	CPF (Cadastro de Pessoa Física) ou CNPJ (Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica) a depender da variável TipoPessoa		Inteiro	11 dígitos para CPF e 14 dígitos para CNPJ
22	NumRani	RANI (Registro Administrativo de Nascimento Indígena)		Inteiro	
23	Endereco	Endereço da unidade consumidora		Caractere	Formato: nome do logradouro (ex. rua ou avenida), número da residência, complemento (ex. número de apartamento), bairro.
24	NumCep	Número do Código de Endereçamento Postal da Unidade Consumidora		Inteiro	
25	LocalizacaoUc	1 – Urbano; 2 – Não Urbano.		Classificador	Módulo 6 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo.
26	CodigoIbge	Código IBGE do município		Inteiro	Lista dos municípios brasileiros associados a um código composto de 7 dígitos, sendo os dois primeiros referentes ao código do estado, divulgado pelo do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.
27	CodigoFatura	Código da Fatura		Caractere	
28	CodigoCnae	Código CNAE 2.0 Classe e CNAE 2.2		Caractere	Conforme lista dos Códigos Nacionais de Atividades Econômicas – CNAE do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE
29	NumNis	Número do NIS, Número de Identificação Social.		Inteiro	Usado para cadastro na TSEE. Permite a identificação do trabalhador nos diversos cadastros, bem como do cidadão brasileiro beneficiário de Programas Sociais e/ou que se enquadre nas condições estabelecidas pelas Políticas Públicas de Governo Federal, Estadual ou Municipal.
30	CodigoFamilia	Código da Família no Cadastro Único se beneficiária da Tarifa Social		Inteiro	
31	Cooperado	1 – Unidade Consumidora Cooperada; 2 – Unidade Consumidora não Cooperada.		Classificador	Informar se a Unidade Consumidora é Cooperada da Cooperativa detentora da concessão/permissão.
32	NumNb	Número do Benefício – NB no cadastro do Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social		Inteiro	
33	CodMedidor	Código de Medidor		Caractere	

Quando não aplicável a Classificação Nacional de Atividades Econômicas – CNAE ao usuário, informar sequência de “0”, seguindo a estrutura aplicável do código CNAE.

4.4. INFORMAÇÕES DE DEMANDA

As informações de Demanda devem ser encaminhadas conforme especificado na Tabela 6.

Tabela 6 – Informações de Demanda

Nº	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
34	DemAtivaContratPonta	Demanda Ativa contratada no posto tarifário Ponta	kW	Decimal	
35	DemAtivaContratForaPonta	Demanda Ativa contratada no posto tarifário Fora de Ponta	kW	Decimal	
36	DemAtivaContratNaoSeAplica	Demanda Ativa Contratada nos casos em que não se aplica posto tarifário	kW	Decimal	
37	DemAtivaRegPonta	Demanda Ativa Registrada no posto tarifário Ponta	kW	Decimal	
38	DemAtivaRegForaPonta	Demanda Ativa Registrada no posto tarifário Fora de Ponta	kW	Decimal	
39	DemAtivaRegNaoSeAplica	Demanda Ativa Registrada nos casos em que não se aplica posto tarifário	kW	Decimal	
40	DemAtivaFatPonta	Demanda Ativa Faturada no posto tarifário Ponta	kW	Decimal	
41	DemAtivaFatForaPonta	Demanda Ativa Faturada no posto tarifário Fora de Ponta	kW	Decimal	
42	DemAtivaFatNãoSeAplica	Demanda Ativa Faturada nos casos em que não se aplica posto tarifário	kW	Decimal	
43	DemAtivaUltPonta	Demanda Ativa de Ultrapassagem Faturada no posto tarifário Ponta	kW	Decimal	
44	DemAtivaUltForaPonta	Demanda Ativa de Ultrapassagem Faturada no posto tarifário Fora de Ponta	kW	Decimal	
45	DemAtivaUltNaoSeAplica	Demanda Ativa de Ultrapassagem Faturada nos casos em que não se aplica posto tarifário	kW	Decimal	
46	DemAtivaCompPonta	Demanda Ativa Complementar Faturada no posto tarifário Ponta	kW	Decimal	
47	DemAtivaCompForaPonta	Demanda Ativa Complementar Faturada no posto tarifário Fora de Ponta	kW	Decimal	
48	DemAtivaCompNaoSeAplica	Demanda Ativa Complementar Faturada nos casos em que não se aplica posto tarifário	kW	Decimal	
49	RCPonta	Reserva de Capacidade Faturada no posto tarifário Ponta	kW	Decimal	
50	RCForaPonta	Reserva de Capacidade Faturada no posto tarifário Fora de Ponta	kW	Decimal	
51	RCNãoSeAplica	Reserva de Capacidade Faturada nos casos em que não se aplica posto tarifário	kW	Decimal	

Para variáveis relacionadas à reserva de capacidade, aplica-se fator de multiplicação no valor de demanda, calculado como a razão entre a fatura, conforme disposto no art. 52 da Resolução Normativa nº 506/2012, ou o que vier a sucedê-lo, e a fatura fictícia calculada como acesso permanente. Para o cálculo do fator, desconsiderar os tributos.

4.5. INFORMAÇÕES DE ENERGIA

As informações de Energia referentes aos consumidores cativos, consumidores livres, parcialmente livres, especiais, parcialmente especiais, suprimento e distribuidoras devem ser encaminhadas conforme especificações da Tabela 7.

Para fins do presente Submódulo considera-se período reservado o disposto no artigo 53-L da Resolução Normativa – REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-lo.

Tabela 7 – Informações de Energia

Nº	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
52	ConsAtivoMedTEPonta	Consumo Ativo Medido associado à TE no posto tarifário Ponta	kWh	Decimal	
53	ConsAtivoMedTEForaPonta	Consumo Ativo Medido associado à TE no posto tarifário Fora de Ponta	kWh	Decimal	
54	ConsAtivoMedTEInterm	Consumo Ativo Medido associado à TE no posto tarifário Intermediário	kWh	Decimal	
55	ConsAtivoMedTENaoSeAplica	Consumo Ativo Medido associado à TE quando não se aplica posto tarifário	kWh	Decimal	
56	ConsAtivoMedTEPontaRes	Consumo Ativo Medido associado à TE no posto tarifário Ponta e período Reservado	kWh	Decimal	Conforme artigo 53-L da REN nº 414/2010, ou o que vier

					a sucedê-lo
57	ConsAtivoMedTEForaPontaRes	Consumo Ativo Medido associado à TE no posto tarifário Fora de Ponta e período Reservado	kWh	Decimal	Conforme artigo 53-L da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-lo
58	ConsAtivoMedTENaoSeAplicaRes	Consumo Ativo Medido associado à TE no período Reservado quando não se aplica posto tarifário	kWh	Decimal	Conforme artigo 53-L da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-lo
59	ConsAtivoFatTEPonta	Consumo Ativo Faturado associado à TE no posto tarifário Ponta	kWh	Decimal	
60	ConsAtivoFatTEForaPonta	Consumo Ativo Faturado associado à TE no posto tarifário Fora de Ponta	kWh	Decimal	
61	ConsAtivoFatTEInterm	Consumo Ativo Faturado associado à TE no posto tarifário Intermediário	kWh	Decimal	
62	ConsAtivoFatTENaoseAplica	Consumo Ativo Faturado associado à TE quando não se aplica posto tarifário	kWh	Decimal	
63	ConsAtivoFatTEPontaRes	Consumo Ativo Faturado associado à TE no posto tarifário Ponta e período Reservado	kWh	Decimal	Conforme artigo 53-L da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-lo
64	ConsAtivoFatTEForaPontaRes	Consumo Ativo Faturado associado à TE no posto tarifário Fora de Ponta e período Reservado	kWh	Decimal	Conforme artigo 53-L da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-lo
65	ConsAtivoFatTENaoseAplicaRes	Consumo Ativo Faturado associado à TE no período Reservado quando não se aplica posto tarifário	kWh	Decimal	Conforme artigo 53-L da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-lo
66	ConsAtivoFatTusdPonta	Energia ativa faturada associada à TUSD no posto tarifário Ponta	kWh	Decimal	
67	ConsAtivoFatTusdForaPonta	Energia ativa faturada associada a TUSD no posto tarifário Fora de Ponta	kWh	Decimal	
68	ConsAtivoFatTusdInterm	Energia ativa faturada associado a TUSD no posto tarifário Intermediário	kWh	Decimal	
69	ConsAtivoFatTusdNaoSeAplica	Energia ativa faturada associado a TUSD quando não se aplica posto tarifário	kWh	Decimal	
70	ConsAtivoFatTusdPontaRes	Energia ativa faturada associada à TUSD no posto tarifário Ponta e período Reservado	kWh	Decimal	Conforme artigo 53-L da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-lo
71	ConsAtivoFatTusdForaPontaRes	Energia ativa faturada associada a TUSD no posto tarifário Fora de Ponta e período Reservado	kWh	Decimal	Conforme artigo 53-L da REN nº

					414/2010, ou o que vier a sucedê-lo
72	ConsAtivoFatTusdNaoSeAplicaRes	Energia ativa faturada associado a TUSD no período Reservado quando não se aplica posto tarifário	kWh	Decimal	Conforme artigo 53-L da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-lo

* TE – Tarifa de Energia
** TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

A Tabela 7 se aplica a usuários de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, ou o que vier a sucedê-la. A complementação das informações para consumidores que participam do Sistema de Compensação de Energia Elétrica está relacionada na Tabela 8.

4.6. INFORMAÇÕES DE MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As informações de microgeração e minigeração distribuída, incluindo consumidores que participam do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, ou o que vier a sucedê-la, devem respeitar as especificações que constam da Tabela 8.

Tabela 8 – Informações de Microgeração e Minigeração Distribuída.

Nº	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
73	ModalidadeGD	1 – Geração na própria UC; 2 – Condomínio (empreendimento com múltiplas unidades consumidoras); 3 – Autoconsumo remoto; 4 – Geração compartilhada.		Classificador	Conforme art. 6º, da REN nº 482/2012, ou o que vier a sucedê-lo.
74	SaldoAnteriorCreditos	Saldo anterior de créditos	kWh	Decimal	Conforme art. 7º, inciso XIV, b da REN nº 482/2012, ou o que vier a sucedê-lo.
75	EnElAtivaInjPonta	Energia elétrica ativa injetada no posto tarifário Ponta	kWh	Decimal	Conforme art. 7º, inciso XIV, d da REN nº 482/2012, ou o que vier a sucedê-lo.
76	EnElAtivaInjForaPonta	Energia elétrica ativa injetada no posto tarifário Fora de Ponta	kWh	Decimal	Conforme art. 7º, inciso XIV, d da REN nº 482/2012, ou o que vier a sucedê-lo.
77	EnElAtivaInjIntermediário	Energia elétrica ativa injetada no posto tarifário Intermediário	kWh	Decimal	Conforme art. 7º, inciso XIV, d da REN nº 482/2012, ou o que vier a sucedê-lo.
78	EnElAtivaInjReservado	Energia elétrica ativa injetada no período Reservado	kWh	Decimal	Conforme art. 7º, inciso XIV, d da REN nº 482/2012, ou o que vier a sucedê-lo.
79	EnElAtivaInjNaoSeAplica	Energia elétrica ativa injetada quando não se aplica posto tarifário	kWh	Decimal	Conforme art. 7º, inciso XIV, d da REN nº 482/2012, ou o que vier a sucedê-lo.
80	TotalCredExpCicloFat	Total de créditos expirados no ciclo de faturamento	kWh	Decimal	Conforme art. 7º, inciso XIV, g da REN nº

					482/2012, ou o que vier a sucedê-lo.
81	SaldoAtualizadoCreditos	Saldo atualizado de créditos, referentes ao final do mês de referência	kWh	Decimal	Conforme art. 7º, inciso XIV, h da REN nº 482/2012, ou o que vier a sucedê-lo.
82	Creditosutilizados	Créditos utilizados no mês de referência da fatura	kWh	Decimal	

4.7. INFORMAÇÕES DE SUBSÍDIOS

As informações de Subsídios devem ser encaminhadas conforme especificações da Tabela 9.

Tabela 9 – Informações de Subsídios

N°	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
83	SubsCARFI	Subsídio associado ao consumo de fonte incentivada	R$	Decimal	REN nº 77/2204, ou o que vier a sucedê-la; Decreto nº 7.891/2013, art. 1º, inciso I
84	SubsGERFI	Subsídio à fonte incentivada na modalidade Geração	R$	Decimal	REN nº 77/2204, ou o que vier a sucedê-la; Decreto nº 7.891/2013, art. 1º, inciso I
85	SubsDist	Subsídio à modalidade Distribuição	R$	Decimal	Decreto nº 7.891/2013, art. 1º, inciso III
86	SubsAguaEsgoto	Subsídio à Classe de Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento	R$	Decimal	Decreto nº 7.891/2013, art. 1º, inciso IV
87	SubsRural	Subsídio à Classe Rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação	R$	Decimal	Decreto nº 7.891/2013, art. 1º, inciso V, VI e VII.
88	SubsIrrigacao	Subsídio à Irrigação e aquicultura, no período Reservado	R$	Decimal	REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la; Decreto nº 7.891/2013, art. 1º, inciso II.
89	SubsBaixaRenda	Subsídio à Classe Residencial Baixa Renda	R$	Decimal	REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la

4.8. INFORMAÇÕES DE RECEITA

As informações de Receitas, sem a incidência de Tributos, devem ser encaminhadas conforme especificações da Tabela 10.

Tabela 10 – Informações de Receita

N°	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
90	ReceitaTusdKwPonta	Receita de aplicação da TUSD no posto tarifário Ponta	R$	Decimal	
91	ReceitaTusdKwForaPonta	Receita de aplicação da TUSD no posto tarifário Fora de Ponta	R$	Decimal	
92	ReceitaTusdKwNaoSeAplica	Receita de aplicação da TUSD quando não se aplica posto tarifário	R$	Decimal	
93	ReceitaTusdMWhPonta	Receita de aplicação da TUSD (MWh) no posto tarifário Ponta	R$	Decimal	
94	ReceitaTusdMWhForaPonta	Receita de aplicação da TUSD (MWh) no posto tarifário Fora de Ponta	R$	Decimal	
95	ReceitaTusdMWhNaoSeAplica	Receita de aplicação da TUSD (MWh) quando não se aplica posto tarifário	R$	Decimal	
96	ReceitaTusdMWhIntermediario	Receita de aplicação da TUSD (MWh) no posto tarifário Intermediário	R$	Decimal	
97	ReceitaTusdMWhPontaRes	Receita de aplicação da TUSD (MWh) no posto Ponta e período Reservado	R$	Decimal	
98	ReceitaTusdMWhForaPontaRes	Receita de aplicação da TUSD (MWh) no posto Fora de Ponta e período Reservado	R$	Decimal	
99	ReceitaTusdMWhNaoSeAplicaRes	Receita de aplicação da TUSD (MWh) no período Reservado quando não se aplica posto tarifário	R$	Decimal	
100	ReceitaTePonta	Receita de aplicação da TE no posto tarifário Ponta	R$	Decimal	
101	ReceitaTeForaPonta	Receita de aplicação da TE no posto tarifário Fora de Ponta	R$	Decimal	
102	ReceitaTeNaoSeAplica	Receita de aplicação da TE quando não se aplica posto tarifário	R$	Decimal	
103	ReceitaTeIntermediario	Receita de aplicação da TE no posto Intermediário	R$	Decimal	
104	ReceitaTePontaRes	Receita de aplicação da TE no posto Ponta e período Reservado	R$	Decimal	
105	ReceitaTeForaPontaRes	Receita de aplicação da TE no posto Fora de Ponta e período Reservado	R$	Decimal	
106	ReceitaTeNaoSeAplicaRes	Receita de aplicação da TE no período Reservado quando não se aplica posto tarifário	R$	Decimal	
107	ReceitaBandeiras	Receita com Bandeiras Tarifárias	R$	Decimal	Conforme Submódulo 6.8 do PRORET
108	ReceitaUltDemAtiva	Receita de Ultrapassagem de Demanda Ativa	R$	Decimal	
109	Multa	Multa aplicada a Unidade Consumidora	R$	Decimal	
110	Juros	Juros aplicado a Unidade Consumidora	R$	Decimal	
111	EncargosConexao	Encargos de Conexão às Instalações de Distribuição	R$	Decimal	
112	ValorCompensacao	Valores relacionados à compensação de qualidade do serviço, do produto e comercial	R$	Decimal	Conforme REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la; Módulo 8 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo

113	MultaEncerramento	Multa por encerramento antecipado dos contratos	R$	Decimal	Conforme REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la
114	ServicosCobraveis	Valores relacionados a serviços cobráveis	R$	Decimal	Conforme REN nº 414/2010
115	ERE	Valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "f_R", no período de faturamento	R$	Decimal	Conforme art. 96 e 97 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-los
116	DRE	Valor, por posto tarifário "p", correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "f_R" no período de faturamento	R$	Decimal	Conforme art. 96 e 97 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-los
117	ValorTotalFatura	Valor Total da Fatura	R$	Decimal	

* TE – Tarifa de Energia
** TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

4.9. INFORMAÇÕES DE TRIBUTOS

Os tributos devem ser informados respeitando as especificações que constam da Tabela 11.

Tabela 11 – Informações da Tributos

N°	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
118	ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, que consta da fatura de energia	R$	Decimal	
119	PIS	Programa de Integração Social - PIS	R$	Decimal	
120	COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	R$	Decimal	
121	BaseCalculoICMS	Base de Cálculo do ICMS	R$	Decimal	
122	BaseCalculoPISCOFINS	Base de Cálculo do PIS COFINS	R$	Decimal	
123	CIP	Contribuição para o custeio da Iluminação Pública - CIP	R$	Decimal	

4.10. INFORMAÇÕES DE REATIVOS

As informações de Reativos devem ser encaminhadas conforme especificações da Tabela 12.

Tabela 12 – Informações de Reativo

N°	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
124	ConsReativoPonta	Consumo Reativo no posto tarifário Ponta	kvarh	Decimal	
125	ConsReativoForaPonta	Consumo Reativo no posto tarifário Fora de Ponta	kvarh	Decimal	
126	ConsReativoIntermediario	Consumo Reativo no posto tarifário Intermediário	kvarh	Decimal	
127	ConsReativoNaoSeAplica	Consumo Reativo quando não se aplica posto tarifário	kvarh	Decimal	
128	DemReativaPonta	Demanda Reativa no posto tarifário Ponta	kvar	Decimal	

5.INFORMAÇÕES ENCAMINHADAS PELA CCEE

No presente tópico são detalhadas as informações encaminhadas mensalmente pela CCEE à ANEEL, referentes à contabilização do mês e recontabilizações com efeitos nos meses anteriores, devidamente certificadas, conforme Tabela 14.

Tabela 14 – Dados CCEE

Nº	Informação	Especificação	Tipo	Acrônimo

1	Ajustes na Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo (por perfil de agente credor) Tabela CCEE_ AJUSTES	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Código do perfil do agente.	Inteiro	CD_PERF_AGEN
		Nome do ajuste.	Caractere	NM_NOME_AJUSTE
		Valor do rateio do desligamento sem sucessão.	Decimal	VL_RATEIO_DESL_SEM_SUC
		Valor do ajuste.	Decimal	VL_AJUSTES
2	Registros de Contratos, com Modulação (por perfil de agente) Tabela CCEE_CONTRATOS_MENSAL	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Código do contrato.	Caractere	CD_CNTR
		Código do perfil do agente comprador.	Inteiro	CD_PERF_AGCOMP
		Código do perfil do agente vendedor.	Inteiro	CD_PERF_AGVEND
		Data de competência.	Data	COMPETENCIA
		Quantidade Modulada do Contrato.	Decimal	QT_CQ
3	Registros de Contratos Regulados Tabela CCEE_LISTA_CONTRATOS	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Código do contrato.	Caractere	CD_CNTR
		Tipo do contrato.	Inteiro	TP_CNTR
		Número sequencial do leilão.	Inteiro	NU_SEQL_LEIL
		Nome do leilão.	Caractere	NM_LEIL
		Número do tipo de leilão.	Inteiro	NU_TIPO_LEIL
		Número sequencial do produto.	Inteiro	NU_SEQL_PROD
		Nome do produto.	Caractere	NM_PROD
		Data do leilão.	Data	DT_LEIL
		Data de início do suprimento.	Data	DT_INIO_SPMT
		Data de fim do suprimento.	Data	DT_FIM_SPMT
		Código do perfil do agente vendedor.	Inteiro	CD_PERF_AGVEND
		Código da classe do agente vendedor.	Caractere	CD_CSSE_VEND
		Código do perfil do agente comprador.	Inteiro	CD_PERF_AGCOMP
		Código da classe do agente comprador.	Caractere	CD_CSSE_COMP
		Número da parcela da usina.	Inteiro	NU_PARC_USIN
		Nome da usina.	Caractere	NM_RESD
		Código do submercado de origem.	Caractere	CD_SMER_ORIG
		Código do submercado de destino.	Caractere	CD_SMER_DEST
		Indicador do contrato de exportação.	Caractere	IC_CNTR_EXPT
		Indicador do contrato de exportação validado.	Caractere	IC_CNTR_EXPT_VLDD
		Tipo de modalidade de energia contratada.	Inteiro	TP_MDLD_ENER_CNTR
		Código de referência do contrato.	Caractere	CD_REFN_CNTR
		Número de sequência de referência do contrato ACR.	Caractere	NU_SEQL_CNTR_REFN_ACR
		Data e Hora Inicial	Caractere	DT_H_INI
		Data e Hora Final	Caractere	DT_H_FIM
4	Contratação do ACR, conforme Sistema de Informações do Setor Elétrico Tabela CCEE_RESULTADOS_SISE	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Código do perfil do agente.	Inteiro	CD_PERF_AGEN
		Data de competência.	Data	COMPETENCIA
		Valor da compensação do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).	Decimal	VL_COMPENSACAO_MRE
		Valor do total mensal do resultado no Mercado de Curto Prazo.	Decimal	VL_TM_MCP
		Valor total de ajustes de exposições financeiras.	Decimal	VL_TAJ_EF
		Valor total de encargos consolidado.	Decimal	VL_ENCARGOS
		Valor total de ajustes referentes ao alívio retroativo.	Decimal	VL_TAJ_AR
		Valor do efeito da contratação por disponibilidade.	Decimal	VL_ECD

		Valor do efeito do CCGF (Contrato de Cota de Garantia Física) para cada perfil de agente.	Decimal	VL_ECCGF
		Valor do efeito do CCEN (Contrato de Cota de Energia Nuclear) para o perfil de agente.	Decimal	VL_ECCEN
		Valor de ajuste resultante da (s) recontabilização (s) realizadas para o agente e mês de execução.	Decimal	VL_AJU_RECON
		Valor de ajuste decorrente do MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) *ex post*.	Decimal	VL_MCSD_XP
		Valor do resultado preliminar.	Decimal	VL_RES_PRE
		Valor do resultado final.	Decimal	VL_RESULTADO
		Valor do ajuste do rateio da inadimplência dos agentes desligados sem sucessão.	Decimal	VL_AJU_INAD_DSS
		Valor do excedente da conta Coner (Conta de Energia de Reserva).	Decimal	VL_RES_EXCD_ER
		Valor do efeito de contratação de usina apta.	Decimal	VL_ECQA
		Valor do efeito de Itaipu.	Decimal	VL_EC_IT
		Valor do efeito do descolamento entre PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) e CMO (Custo Marginal de Operação).	Decimal	VL_E_DESC
		Valor do efeito do repasse do risco hidrológico do ACR (Ambiente de Contratação Regulada).	Decimal	VL_ERRH
5	Sobrecontratação das Distribuidoras Tabela CCEE_SOBRECONTRATACAO	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Data de competência.	Data	COMPETENCIA
		Código do perfil do agente.	Inteiro	CD_PERF_AGEN
		Quantidade total da garantia física do agente.	Decimal	QT_TGFIS
		Quantidade de geração total do agente.	Decimal	QT_TGG
		Quantidade da consolidação do resultado do MRE.	Decimal	QT_MRE
		Quantidade do consumo de geração total do agente.	Decimal	QT_TGGC
		Quantidade do consumo total do agente.	Decimal	QT_TRC
		Quantidade da posição contratual líquida.	Decimal	QT_PCL
		Quantidade dos contratos de venda total (MWh).	Decimal	QT_CQ_VENDA
		Quantidade dos contratos de compra total (MWh).	Decimal	QT_CQ_COMPRA
		Quantidade do balanço energético do agente.	Decimal	QT_NET
		Valor total de ajustes referentes ao excedente financeiro.	Decimal	VL_TAJ_EF_GER
		Valor de ajuste das exposições financeiras remanescentes de CCEAR (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado).	Decimal	VL_AJ_EF_CCEAR_REM
		Quantidade de ajuste referente à sobra de recurso alocada ao comprador de CCEAR.	Decimal	QT_AJ_SR_CCEAR
		Valor de ajuste das exposições financeiras de CCEAR.	Decimal	VL_AJ_EF_CCEAR
		Valor de exposição negativa remanescente de CCEAR.	Decimal	VL_EF_CCEAR_N_REM
6	Perdas do Sistema Interligado Nacional Tabela CCEE_PERDAS	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Mês e ano de referência.	Data	MM_ANO_REFN
		Quantidade total do consumo da rede básica por período de comercialização.	Decimal	QT_TOT_C
		Quantidade total de geração participante do rateio de perdas por período de comercialização.	Decimal	QT_TOT_GP
		Quantidade total de geração da rede básica por período de comercialização.	Decimal	QT_TOT_G
		Quantidade total de consumo participante do rateio de perdas por período de comercialização.	Decimal	QT_TOT_CP
		Percentual do fator de perdas da rede básica a ser aplicado aos pontos de consumo, ou a	Decimal	FT_XP_CLF

		suas parcelas, que participam do rateio de perdas.		
		Percentual do fator de perdas da rede básica a ser associado à parcela de usina.	Decimal	FT_XP_GLF
		Nome do evento	Caractere	NM_EVCT
		Nome do Patamar	Caractere	NM_TIPO_PATM
		Código da Semana	Caractere	CD_SMAN
		Data e Hora	Caractere	DT_HR
		Hora	Caractere	DT_HR_TZ
7	Geração da Itaipu Binacional Tabelas CCEE_ITAIPU e CCEE_ITAIPU_F_PDI_GF	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Mês e ano de referência.	Data	MM_ANO_REFN
		Quantidade de medição bruta em operação comercial.	Decimal	QT_MBU
		Quantidade de perdas de geração no período de comercialização.	Decimal	QT_PERDAS_G
		Quantidade de medição de geração não ajustada que participa da rede básica.	Decimal	QT_MED_G_PRB
		Percentual do fator de ajuste da garantia física em função da média das perdas internas.	Decimal	FT_F_PDI_GF
		Nome do Evento	Caractere	NM_EVCT
		Código do Agente	Caractere	CD_AGEN
		Nome Razão Social	Caractere	NM_RZOA_SOCI
		Sigla do Agente	Caractere	SG_AGEN
		CNPJ	Caractere	CD_CNPJ
		Sigla do Perfil de Agente	Caractere	SG_PERF_AGEN
		Código do Perfil de Agente	Caractere	CD_PERF_AGEN
		Número sequencial da parcela do ativo	Caractere	NU_SEQL_PARC_ATIV
		Nome	Caractere	NM_RESD
		Código do Ativo	Caractere	CD_ATIV
		Nome do Ativo	Caractere	NM_RESD_ATIV
		Tipo do Ativo	Caractere	TP_ATIV
		Código do Submercado	Caractere	CD_SMER
		Nome do Submercado	Caractere	NM_SMER
		Nome Patamar	Caractere	NM_TIPO_PATM
		Código da Semana	Caractere	CD_SMAN
		Data e Hora	Caractere	DT_HR
		Hora	Caractere	DT_HR_TZ
		Perdas do Consumo da Geração no período de comercialização	Decimal	QT_PERDAS_CG
		Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina	Decimal	FT_F_PDI
		Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina	Decimal	QT_MED_CG
		Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Mês ano de referência	Caractere	MM_ANO_REFN
		Ano anterior	Caractere	AA_ANTE
8	Rateio de Cotas de Garantia Física (usina x distribuidora) Tabela CCEE_F_CCGF	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Data de competência.	Data	COMPETENCIA
		Código do perfil do agente.	Inteiro	CD_PERF_AGEN
		Código do perfil do agente cotista.	Inteiro	CD_PERF_AGEN_COTS
		Número da parcela da usina.	Inteiro	NU_PARC_USIN
		Nome da usina.	Caractere	NM_RESD
		Percentual do fator de rateio de cotas de garantia	Decimal	FT_F_CCGF

		física para cada perfil de agente cotista.		
9	Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto com o objetivo de determinar os efeitos do CCEAR por disponibilidade Tabela CCEE_RFUC	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Data de competência.	Data	COMPETENCIA
		Código do perfil do agente.	Inteiro	CD_PERF_AGEN
		Número da parcela da usina.	Inteiro	NU_PARC_USIN
		Nome da usina.	Caractere	NM_RESD
		Número sequencial do produto.	Inteiro	NU_SEQL_PROD
		Número sequencial do leilão.	Inteiro	NU_SEQL_LEIL
		Nome do leilão.	Caractere	NM_LEIL
		Valor do resultado final da usina associado ao comprador do produto.	Decimal	VL_RFUC_PROD
10	Encargo de Serviço do Sistema Tabela CCEE_ESS	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Código do perfil do agente.	Inteiro	CD_PERF_AGEN
		Data de competência.	Data	COMPETENCIA
		Valor do encargo.	Decimal	VL_ENCARGOS
		Valor total de alívio retroativo referente ao pagamento de encargos do perfil de agente.	Decimal	VL_TAR_ENC
11	Encargo de Energia de Reserva Tabela CCEE_EER	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Código do perfil do agente.	Inteiro	CD_PERF_AGEN
		Data de competência.	Data	COMPETENCIA
		Valor do encargo da energia de reserva a ser pago por cada perfil de agente.	Decimal	VL_EER_C
		Valor de encargos calculado em processamentos anteriores.	Decimal	VL_PLMN_ENCG_CALD
		Sigla do Perfil de Agente	Caractere	SG_PERF_AGEN
		Ajuste	Decimal	AJUSTE
12	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits Tabela CCEE_MCSD	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Mês de Processamento	Data	MM_CTBZ
		Código do contrato cedente.	Caractere	CD_CNTR_CDEN
		Código do contrato cessionário.	Caractere	CD_CNTR_CESS
		Código do perfil de agente cedente.	Inteiro	CD_AGCDEN
		Código do perfil de agente cessionário.	Inteiro	CD_AGCESS
		Código do perfil de agente vendedor.	Inteiro	CD_AGVEND
		Número sequencial do leilão.	Inteiro	NU_SEQL_LEIL
		Nome do leilão.	Caractere	NM_LEIL
		Número sequencial do produto.	Inteiro	NU_SEQL_PROD
		Código do submercado.	Caractere	CD_SMER
		Quantidade total das cessões passadas de CCEAR sazonalizadas.	Decimal	QT_QTP_SAZ
		Quantidade total das cessões atuais de CCEAR sazonalizadas.	Decimal	QT_QTA_SAZ
		Valor do preço do CCEAR atualizado ajustado.	Decimal	QT_APFAT_CCEAR
		Valor do preço do CCEAR atualizado.	Decimal	VL_PFAT_CCEAR
		Valor a liquidar da quantidade total das cessões passadas de CCEAR.	Decimal	VL_FQTP_CCEAR
		Valor a liquidar da quantidade total das cessões atuais de CCEAR.	Decimal	VL_FQTA_CCEAR
		Valor a liquidar total das cessões (Passadas e Atuais) de CCEAR.	Decimal	VL_FAT_CCEAR
13	Receita de venda das usinas cotistas	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Data de competência.	Data	COMPETENCIA

	Tabela CCEE_RRV_CCGF	Código do perfil do agente.	Inteiro	CD_PERF_AGEN
		Número da parcela da usina.	Inteiro	NU_PARC_USIN
		Nome da usina.	Caractere	NM_RESD
		Valor da receita de venda.	Decimal	VL_RVM
		Valor do ajuste do contrato de cota de garantia física.	Decimal	VL_AJUSTES_CCGF
14	Receita das usinas nucleares Tabela CCEE_CCEN	Código do evento.	Caractere	CD_EVCT
		Mês e ano de referência.	Data	MM_ANO_REFN
		Código do perfil do agente.	Inteiro	CD_PERF_AGEN
		Valor da receita de venda mensal associada ao CCEN (Contratos de Cotas de Energia Nuclear).	Decimal	VL_RVM_CCEN

6 INFORMAÇÕES ENCAMINHADAS PELO ONS

No presente tópico são detalhadas as informações encaminhadas mensalmente pelo ONS à ANEEL, referentes às informações das distribuidoras.

O ONS deve enviar à ANEEL os dados presentes no Relatório de Aviso de Débito (AVD) listados na Tabela 15, segregados por distribuidora e competência.

N°	Informação	Especificação	Unidade	Tipo	Observação
1	Número AVD	Numeração única de cada AVD		Inteiro	
2	Agente	Sigla do Agente		Caractere	
3	Código	Código do Agente		Inteiro	
4	Mês	Competência do AVD		DD/MM/AAAA	
5	EUST RB Ponta	Encargo de uso do sistema de transmissão – Ponta		Decimal	
6	EUST RB Ponta (Adicional)	Encargo de uso do sistema de transmissão – Ponta (faturamento de meses anteriores)		Decimal	
7	PIU RB Ponta	Parcela de ineficiência por ultrapassagem de Rede Básica – Ponta		Decimal	
8	ADCEUST RB Ponta	Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão – Ponta		Decimal	
9	EUST Flexível RB Ponta	Encargo de uso do sistema de transmissão de modalidade flexível – Ponta		Decimal	
10	Redução Onerosa RB Ponta	Encargos devidos à redução do montante contratado de forma onerosa – Ponta		Decimal	
11	EUST RB Fora Ponta	Encargo de uso do sistema de transmissão – Fora ponta		Decimal	
12	EUST RB Fora Ponta (Adicional)	Encargo de uso do sistema de transmissão – Fora ponta (faturamento de meses anteriores)		Decimal	
13	PIU RB Fora Ponta	Parcela de ineficiência por ultrapassagem de Rede Básica – Fora ponta		Decimal	
14	ADCEUST RB Fora Ponta	Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão – Fora ponta		Decimal	
15	EUST Flexível RB Fora Ponta	Encargo de uso do sistema de transmissão flexível – Fora ponta		Decimal	
16	Redução Onerosa RB Fora Ponta	Encargos devidos à redução do montante contratado de		Decimal	

		forma onerosa – Fora ponta			
17	EUST RF Ponta	Encargo de uso do sistema de transmissão fronteira – Ponta		Decimal	
18	EUST RF Ponta (Adicional)	Encargo de uso do sistema de transmissão fronteira – Ponta (faturamento de meses anteriores)		Decimal	
19	PIU RBF Ponta	Parcela de ineficiência por ultrapassagem de Rede Básica fronteira – Ponta		Decimal	
20	ADCEUST RF Ponta	Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão fronteira – Ponta		Decimal	
21	EUST Flexível RBF Ponta	Encargo de uso do sistema de transmissão flexível de fronteira – Ponta		Decimal	
22	Redução Onerosa RF Ponta	Encargos devidos à redução do montante contratado de forma onerosa de Rede Básica fronteira – Ponta		Decimal	
23	EUST RF Fora Ponta	Encargo de uso do sistema de transmissão fronteira – Fora ponta		Decimal	
24	EUST RF Fora Ponta (Adicional)	Encargo de uso do sistema de transmissão fronteira – Fora ponta (faturamento de meses anteriores)		Decimal	
25	PIU RBF Fora Ponta	Parcela de ineficiência por ultrapassagem de Rede Básica fronteira – Fora ponta		Decimal	
26	ADCEUST RF Fora Ponta	Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão fronteira – Fora ponta		Decimal	
27	EUST Flexível RBF Fora Ponta	Encargo de uso do sistema de transmissão flexível de fronteira – Fora ponta		Decimal	
28	Redução Onerosa RF Fora Ponta	Encargos devidos à redução do montante contratado de forma onerosa de Rede Básica fronteira – Fora ponta		Decimal	
29	Parcela de Ajuste de Fronteira	Parcela de Ajuste – PA do ciclo tarifário anterior referente à fronteira		Decimal	
30	Ad.Ressarc. Sobrecarga–RBF	Adicional de ressarcimento financeiro por Sobrecarga – Rede Básica fronteira		Decimal	
31	Parcela Variável RF	Parcela Variável – Rede Básica fronteira		Decimal	
32	Parcela Itaipu	Parcela da receita referente à Itaipu		Decimal	
33	Total de TUSDg–T	Encargos associados às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição		Decimal	
34	Total de TUSDg–ONS	Receita associada à TUSDg atribuída ao ONS		Decimal	
35	PIS – Parcela Ineficiência Sobrecontratação	Parcela Ineficiência Sobrecontratação		Decimal	
36	Parcela Variável RB	Parcela Variável – Rede Básica		Decimal	
37	Total de EUST RB	Total do encargo de uso do sistema de transmissão – Nodal		Decimal	
38	Total de Encargos de Uso RBF	Total do encargo de uso do sistema de transmissão – Fronteira		Decimal	
39	Total de EUST	Total do encargo de uso do sistema de transmissão		Decimal	
40	PIS/PASEP e COFINS			Decimal	
41	Total de EUST c/ PIS/COFINS	Total do encargo de uso do sistema de transmissão com tributos		Decimal	

7 DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

As informações de que tratam o presente Submódulo devem ser encaminhadas até 31/01/2019, de forma retroativa, referente ao período de competência de janeiro de 2018 a dezembro de 2018.

As informações de que tratam o presente Submódulo devem ser encaminhadas até 31/07/2019, de forma retroativa, referente ao período de competência de janeiro de 2016 a dezembro de 2017.

ANEXO LXX

Submódulo 11.1

DISTRIBUIDORAS COM MERCADO PRÓPRIO INFERIOR A 700 GWH/ANO

1. OBJETIVO

1. Estabelecer as condições gerais de suprimento de energia elétrica a agentes de distribuição com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano, no Sistema Interligado Nacional.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano, no Sistema Interligado Nacional.

3. Suprimento de Energia Elétrica, Agente Supridor e Agente Suprido são termos adotados na relação de compra e venda de energia elétrica entre agentes de distribuição do SIN, mediante tarifa regulada.

3. AGENTE DE DISTRIBUIÇÃO COM MERCADO PRÓPRIO INFERIOR A 700 GWh/ano

4. A classificação da concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica como agente de distribuição com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano será realizada anualmente pela ANEEL, com base na avaliação do respectivo mercado próprio do ano anterior.

5. A avaliação será realizada no mês de abril, passando a vigorar a partir do ano subsequente à publicação em Despacho do Superintendente de Gestão Tarifária da ANEEL.

6. O mercado próprio corresponderá ao mercado faturado do agente de distribuição que consta do banco de dados Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP, da ANEEL, ou outro que vier a substituí-lo.

6.a.Com a reclassificação da concessionária ou permissionária, esta poderá retornar à condição de agente de distribuição com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano suprido com tarifa regulada do seu último agente supridor, respeitados os contratos para compra de energia vigentes e os prazos para a contratação do suprimento regulado definidos no item 6.1 deste Submódulo.

7. O agente de distribuição com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano, no atendimento total ou parcial do mercado próprio, poderá adquirir energia elétrica:

I. Nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR;
II. De geração distribuída - GD;
III. Do atual agente supridor, com tarifa regulada; e/ou
IV. Em licitação pública por ele promovida.

7.a. É obrigação e responsabilidade de as distribuidoras com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano avaliarem e assumirem, no momento da contratação de energia, além do preço do produto, o risco associado a cada uma das alternativas de contratação de que trata o item 7.

7.b. A obrigação, presente nos Contrato de Concessão, de obter energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo, dentre as alternativas de contratação elencadas no item 7, será aferida com a aplicação do limite de repasse do preço do contrato pela ANEEL nos processos tarifários.

8. O agente de distribuição que optar pelas contratações de que tratam os itens I, II ou IV, para atendimento integral ou parcial do seu mercado, deverá tornar-se agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

4. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS LEILÕES DO ACR

9. O agente de distribuição que optar pela aquisição de energia elétrica nos leilões do ACR deve firmar Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR registrado pela CCEE.

10. A contratação e o repasse, às tarifas dos consumidores finais, do custo da aquisição de energia elétrica serão realizados nos termos do Decreto nº 5.163, de 2004, regulamentações específicas e do PRORET.

5. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE GD

11. O agente de distribuição que optar pela aquisição de energia elétrica de GD deverá firmar Contrato de Compra e Venda de Energia – CCVE.

12. A contratação e o repasse, às tarifas dos consumidores finais, do custo da aquisição de energia elétrica serão realizados nos termos da Resolução Normativa nº 167, de 2005, ou o que vier a sucedê-la, e do PRORET.

6. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO ATUAL AGENTE SUPRIDOR

13. O agente de distribuição que optar pela aquisição de energia elétrica do atual agente supridor deverá firmar Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor - CCESUP, homologado pela ANEEL. Caso o agente não seja integralmente suprido, o referido contrato também deverá ser registrado na CCEE.

14. O agente suprido com mais de um agente supridor poderá escolher de qual adquirir energia ou o quanto adquirir de cada um, respeitadas as condições e prazos de contratação definidos no item 6.2.

15. A contratação e o repasse, às tarifas dos consumidores finais, do custo da aquisição de energia elétrica serão realizados nos termos do PRORET.

6.1. CONDIÇÕES CONTRATUAIS

16. O CCESUP deverá dispor, no mínimo, sobre as seguintes condições:

I. Que a Tarifa de Energia - TE será homologada pela ANEEL;
II. Que, a cada ano civil, até o dia 15 de outubro, o agente suprido deverá informar para o agente supridor, os montantes de energia contratados para os próximos cinco anos e os montantes mensais do ano subsequente;
III. Que os montantes contratados deverão observar a limitação do mercado próprio do agente suprido a 700 GWh/ano, adicionadas as perdas de energia nos sistemas de distribuição e transmissão;
IV. Que a migração de consumidor do mercado do agente suprido para o Ambiente de Contratação Livre - ACL ensejará a possibilidade de redução dos montantes contratados do CCESUP;
V. Que a declaração quanto à redução ou aumento acima de 10% do montante anual contratado, suspensão, rescisão ou resilição do contrato será formalizada pelo agente suprido com antecedência mínima de 12 meses, ou em prazo inferior, a critério do agente supridor;
VI. Que os montantes contratados serão reduzidos à razão de 1/5 ao ano, com o encerramento integral e compulsório do CCESUP em cinco anos, a partir do ano subsequente ao início da vigência da reclassificação;
VII. Que o agente suprido que optar pela suspensão, rescisão ou resilição do CCESUP, deverá formalizar ao Agente Supridor, com antecedência mínima de cinco anos, ou em prazo inferior, a critério deste, a decisão de voltar a adquirir energia mediante tarifa regulada, integralmente ou parcialmente;
VIII. Que o faturamento do Agente Suprido será realizado em três parcelas iguais, mediante a emissão de um ou mais faturas, cujos vencimentos ocorrerão nos dias 25 e 15 do mês subsequente ao mês do suprimento considerado e dia 05 do mês seguinte;
IX. Que será concedido prazo de 180 (cento e oitenta) dias para que o Agente Supridor implemente a forma de faturamento contida no inciso VIII, contado a partir da publicação dessa alteração; e
X. Que será facultada a cobrança de multa de 2% (dois por cento) e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês calculados *pro rata die* no caso de atraso no pagamento da fatura.

17. A data de declaração dos montantes contratados pelo agente suprido, de que trata o inciso II, poderá ser antecipada, a pedido do agente supridor, em função das datas de declaração da necessidade de compra nos leilões do ACR, de energia existente ou nova.

18. O prazo de que trata o inciso VII também se aplica à obrigatoriedade de o Agente Supridor atender à solicitação de aumento do suprimento após uma redução do montante anual contrato superior a 10%, exceto no caso previsto no inciso IV, e à solicitação de suprimento com tarifa regulada pelo retorno à condição de agente de distribuição com mercado próprio inferior a 700 GWh/ano.

6.2. CONDIÇÕES DE FATURAMENTO

19. No caso de o agente suprido adquirir energia elétrica exclusivamente do agente supridor, o faturamento mensal será realizado pela aplicação da TE vigente ao consumo de energia medido no mês de competência, descontados os montantes vinculados a:

I. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA;
II. contratos celebrados com outros agentes de consumidores livres ou especiais conectados ao sistema de distribuição do agente suprido; e
III. A geração própria destinada, na sua totalidade, ao atendimento do mercado do agente suprido.

20. Os montantes devem ser discriminados na fatura de energia.

21. Em cada ano civil, será apurado o montante de energia correspondente à diferença, em módulo, entre o montante de energia anual faturada e o montante de energia anual contratada, aplicando-se as seguintes regras e procedimentos:

I. O montante de energia fora da faixa de tolerância de 90% a 110% da energia anual contratada será distribuído nos doze meses do ano, proporcionalmente à energia faturada em cada mês;
II. Os montantes de energia distribuídos conforme inciso I serão valorados por duas vezes a TE vigente no mês de competência;
III. O faturamento do montante de energia fora da faixa de tolerância deverá ocorrer até 31 de março do ano subsequente, incidindo a remuneração pela Taxa Selic, do mês subsequente à competência até o mês anterior ao faturamento, conforme fórmula de cálculo definida no Submódulo 4.4. do PRORET, e pode ser pago pelo agente suprido em doze parcelas mensais iguais;
IV. O custo da energia fora da faixa de tolerância não será repassado às tarifas dos consumidores do agente suprido;
V. O agente supridor deverá contabilizar separadamente a receita proveniente do faturamento da energia fora da faixa de tolerância, a qual será deduzida da sua receita requerida nos reajustes e revisões tarifárias, por meio de componente financeiro definido no Submódulo 4.4 do PRORET;
VI. Caso o montante de energia anual contratada não seja informado até a data referida no parágrafo 16, item "II", deste submódulo, será considerado, para fins de faturamento, um montante de energia fora da faixa de tolerância igual a 20% do montante de energia anual faturada, devendo ser observado o disposto nos itens I a V deste parágrafo.

22. Este dispositivo não se aplica ao agente suprido submetido às regras e procedimentos de comercialização da CCEE e às regras de repasse, às tarifas dos consumidores finais, dos custos de sobrecontratação de energia, de que trata o Submódulo 4.3 do PRORET.

7. AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM LICITAÇÃO PÚBLICA PROMOVIDA PELO AGENTE SUPRIDO

23. O agente de distribuição que optar pela aquisição de energia elétrica em licitação pública por ele promovida, deve firmar CCVE, aprovado pela ANEEL e registrado na CCEE.

24. A contratação e o repasse, às tarifas dos consumidores finais, do custo da aquisição de energia elétrica serão realizados nos termos do PRORET.

25. A ANEEL autorizará o repasse, às tarifas dos consumidores finais, do preço da energia elétrica adquirida em licitação pública, até o limite da TE do respectivo agente supridor, vigente na data de realização da licitação.

26. O montante de energia contratado em licitação pública deve observar a limite do mercado próprio do agente suprido a 700 GWh/ano, adicionadas as perdas de energia nos sistemas de distribuição e transmissão.

27. No caso de não haver agente supridor, o limite de repasse será o valor médio da energia comercializada no último leilão A-1, atualizado pelo IPCA para o ano de realização da licitação.

28. Na licitação pública para aquisição de energia elétrica, o agente de distribuição deve garantir publicidade, transparência e igualdade de condições na competição e no acesso aos interessados, observando os seguintes requisitos mínimos:

I. Explicitar as condições de contratação;
II. Publicar o edital da licitação com ampla divulgação, por meio da internet e de, no mínimo, um jornal impresso que tenha circulação nacional;
III. Disponibilizar no site do agente de distribuição na Internet as informações sobre o processo licitatório, devendo permanecer acessíveis até a data da emissão do ato correspondente à análise, para fins de aprovação do contrato, prevista na Regulamentação da ANEEL.
IV. Obedecer ao prazo de, no mínimo, 5 dias entre o início do período de acesso ao Edital de Leilão e a abertura das inscrições aos interessados;
V. Obedecer ao prazo de, no mínimo, 20 dias entre o início do período de acesso ao Edital de Leilão e a entrega da documentação de habilitação pelos interessados em participar do certame;
VI. Obedecer ao prazo de, no mínimo, 30 dias entre o início do período de acesso ao Edital de Leilão e a realização do certame; e
VII. Caso seja exigido cadastramento prévio para acesso ao Edital de Leilão, obedecer ao prazo de, no mínimo, 3 dias úteis entre a publicação do Aviso do Edital e abertura do período para a realização do cadastro do interessado.

8. CONTRATOS DE CONEXÃO E DE USO

29. O agente suprido que optar pela aquisição de energia elétrica, para atendimento total ou parcial do mercado próprio, de acordo com qualquer uma das modalidades definidas no item 4, deverá firmar, além dos contratos indicados nos capítulos 4, 5, 6 e 7, os seguintes:

I. Contrato de Conexão às instalações de Distribuição – CCD e/ou Contrato de Conexão às instalações de Transmissão – CCT; e
II. Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD e/ou Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST.

30. Os contratos devem observar as condições gerais de contratação e faturamento de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão de energia elétrica definidas em regulamentação específica.

9. DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

31. O agente supridor poderá reduzir os montantes contratados por meio de CCEARs de energia existente, equiparando-se ao disposto no inciso I, do art. 29, do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de:

I. Suspensão, rescisão ou resilição do CCESUP celebrado com Agente Suprido na modalidade tarifa regulada; e
II. Redução do montante de energia elétrica associado ao CCESUP celebrado com agente suprido na modalidade tarifa regulada.

32. (Revogado)

33. O contrato de compra e venda de energia com agente de geração, mediante tarifa regulada, continuará válido somente até o fim da sua vigência, não podendo ser renovado ou prorrogado.

34. (Revogado).

35. O agente suprido que não celebrar o CCESUP e/ou não aderir à CCEE a partir da sua reclassificação, terá o volume de energia registrado para atendimento à sua carga faturado pelo agente supridor por duas vezes a TE vigente.

36. O período de apuração previsto no item 6.2. deverá considerar, apenas para o ano da assinatura dos novos CCESUP, os montantes de energia a partir do mês da assinatura até o fim do ano civil.

37. O prazo de 12 meses para redução ou aumento acima de 10% do montante anual contratado, previsto no inciso V do parágrafo 16, não deverá ser observado no montante contratado para o ano de 2015.
38. O agente suprido não atendido integralmente pelo agente supridor deverá ter sua carga modelada integralmente na CCEE.

ANEXO LXXI

Submódulo 11.2

ALOCAÇÃO DE COTAS DE GARANTIA FÍSICA DAS USINAS ENQUADRADAS NA LEI Nº 12.783/2013

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os critérios e procedimentos para a alocação de cotas de garantia física e de potência das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, às concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se às revisões de alocações de cotas de garantia física e de potência das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, vigentes de 2018 em diante.

3. PROCEDIMENTOS GERAIS

3. As revisões de cotas de garantia física com vigência até 2017 são regulamentadas pela Resolução Normativa - REN nº 631, de 25 de novembro de 2014, e pela REN nº 702, de 1º de março de 2016, ou o que vier a sucedê-las.

4. Processos de revisão de cotas de garantia física a ocorrer de 2018 em diante deverão atender às disposições deste Submódulo.

5. Revisões serão realizadas a partir da edição de Resolução Homologatória que defina os percentuais de garantia física de cada usina em regime de cotas alocados a cada concessionária de distribuição a cada ano.

6. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE deverá apurar os montantes de cotas alocados a cada distribuidora a partir da aplicação dos fatores homologados pela ANEEL sobre a garantia física vigente de cada usina hidrelétrica deduzida da parcela não destinada ao regime de cotas.

7. Para fins de aferição de lastro contratual, deverá ser considerado 90% dos montantes apurados pela CCEE, conforme estabelecido no Art. 8º do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, com alteração realizada por meio do Art. 4º do Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017. Alterações supervenientes em relação ao percentual, procedidas pelo Poder Concedente, devem ser refletidas nos processos de aferição de lastro contratual, prescindindo-se modificações deste Submódulo.

8. Havendo alteração nos montantes apurados, nos termos do item 6, a CCEE deverá informar a ANEEL, para fins de apuração do Montante de Reposição.

9. A apuração do Montante de Reposição deverá levar em consideração as variações anuais nas cotas de garantia física e potência. Caso os montantes de cotas alocados às distribuidoras superem o montante de reposição, o excedente deverá abater a necessidade de contratação de energia decorrente:

I – da compra frustrada do montante de reposição de anos anteriores;
II – do retorno de consumidores especiais;
III – da variação nas cotas de Itaipu, PROINFA e Angra 1 e 2; e
IV – da declaração de distribuidora suprida.

10. A alocação de cotas será realizada em termos de fatores de garantia física.

11. Nos processos tarifários das concessionárias de distribuição de energia elétrica, os fatores de garantia física são multiplicados pelos valores de garantia física vigentes para cada usina.

12. Para fins de alocação de cotas, dados faltantes relativos ao mercado faturado de distribuidoras de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN poderão ser estimados pela ANEEL.

4. REVISÃO – CÁLCULO 2017

13. A revisão da alocação de cotas calculada no ano de 2017 terá vigência para os três anos subsequentes ao ano do cálculo, e será realizada visando à proporção de mercado de cada concessionária de distribuição do SIN.

14. O mercado faturado utilizado como referência para a revisão compreenderá os doze meses encerrados em julho de 2017.

15. A variação no montante de cotas, positiva ou negativa, necessária para que se atinja a proporção de mercado será feita à taxa anual de 25%.

5. REVISÃO ANUAL – CÁLCULOS 2018 EM DIANTE

16. A revisão anual da alocação de cotas terá vigência no terceiro ano subsequente ao ano de cálculo, iniciando-se em 2018 e será proporcional ao mercado faturado de cada concessionária de distribuição do SIN.

17. O mercado faturado utilizado como referência para a revisão anual compreenderá os doze meses encerrados em dezembro do ano anterior ao do cálculo da revisão em processamento.

6. USINAS INGRESSANTES

18. Usinas hidrelétricas ingressantes no regime da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, entre as revisões serão alocadas cotas às concessionárias de distribuição na proporção do respectivo mercado faturado nos doze meses encerrados em dezembro do ano anterior ao ingresso.

19. Alocações de cotas de usinas ingressantes referentes ao primeiro, segundo e terceiro ano subsequentes à sua entrada no regime serão realizadas, em conformidade com o mercado relacionado no item 18, a partir de então seguem-se as regras constantes da seção 5.

7. AGRUPAMENTO E DESAGRUPAMENTO DE DISTRIBUIDORAS

20. Caso áreas outorgadas para distribuidoras de energia elétrica sejam agrupadas, após rito processual na ANEEL, a alocação de cotas de garantia física e potência utilizará como referência o somatório dos mercados faturados de todas as áreas agrupadas.

21. Caso áreas outorgadas para distribuidoras de energia elétrica sejam desagrupadas, após rito processual na ANEEL, as alocações de cotas de garantia física e potência serão proporcionalizadas à individualização do mercado faturado das áreas desagrupadas.

8. REDUÇÃO OU EXTINÇÃO DA RELAÇÃO DE SUPRIMENTO

22. Na hipótese de redução de montantes de suprimento ou extinção da relação, a distribuidora suprida receberá parte da cota de sua supridora proporcional ao mercado suprido.

23. A alocação de cotas de que trata esta seção será realizada adotando-se, no que couber, as regras constantes das seções 5, 6 e 7.

24. A variação de cotas decorrente desta seção não constitui montante de reposição.

25. No ano da Redução/Extinção da relação de Suprimento, a CCEE deverá sazonalizar os montantes contratados, decorrentes das cotas de garantia física recebidas pelas distribuidoras supridas, conforme o perfil do SIMPLES/EPE da distribuidora supridora. Nos anos seguintes, a CCEE deverá sazonalizar os referidos montantes, conforme o perfil do SIMPLES/EPE da distribuidora suprida.

ANEXO LXXII

Módulo 12: Concessionárias de Geração

Submódulo 12.1

REVISÃO PERIÓDICA DA RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO DAS USINAS COTISTAS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os critérios e procedimentos para a revisão da Receita Anual de Geração – RAG dos agentes de serviço público de geração de energia elétrica, doravante geradores, detentores de outorgas de usinas hidrelétricas enquadradas no regime de cotas de garantia física e potência, nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se às revisões da Receita Anual de Geração – RAG relativas às seguintes usinas hidrelétricas enquadradas no regime de cotas de garantia física e potência, nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013:

I – Aquelas cujos contratos dispõe sobre a aplicação da revisão periódica da RAG; e

II – Aquelas em condições de prestação temporária do serviço de geração, abrangidas pela Portaria nº 117, de 5 de abril de 2013, do Ministério de Minas e Energia – MME.

3. O regulamento tem vigência de 2018 em diante.

3. DEFINIÇÕES E CLASSIFICAÇÃO

4. Para fins deste Submódulo, consideram-se as seguintes definições:

I - Melhoria: compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamento em instalação de geração existente, ou a adequação dessa instalação, visando manter a prestação de serviço adequado de geração de energia elétrica, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995; e

II – Ampliação: compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalação de geração existente ou a adequação dessa instalação, visando aumento da capacidade de geração.

5. São classificadas como melhorias, entre outros:

I – adequação aos requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede, quando a necessidade ficar evidenciada pelo ONS, ou ao Procedimento de Distribuição – PRODIST, no caso de rede de distribuição, excetuando-se os casos em que haja alteração física da configuração da rede elétrica;

II – instalação ou substituição de equipamentos com a finalidade de permitir a plena observabilidade e controlabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN, bem como o sequenciamento de eventos;

III – automação, telecomando, sistemas de comunicação, reforma e modernização das instalações;

IV – substituição de equipamentos por motivo de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição ou risco de dano às instalações;

V – instalação ou substituição de sistema de oscilografia digital de curta duração;

VI – substituição de equipamentos devido a desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas, de qualquer ordem;

VII – obras e equipamentos destinados a diminuir a indisponibilidade das instalações;

VIII – repotenciação de unidades geradoras existentes que implique na redefinição da potência originalmente projetada, através da adoção de avanços tecnológicos, de concepções mais modernas de projeto ou folgas existentes no projeto originalmente concebido que podem ser aproveitadas; e

IX – Obras civis associadas às melhorias e modernizações da UHE.

6. Caracteriza-se como ampliação o aumento de potência instalada para atendimento ao aproveitamento ótimo, com acréscimo de unidades geradoras.

7. Os investimentos tratados neste módulo obedecerão aos critérios estabelecidos no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE e Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE.

4. PROCEDIMENTOS GERAIS

8. A concessionária receberá a RAG, homologada pela ANEEL, pela disponibilização da Garantia Física, em regime de cotas de energia e de potência da usina hidrelétrica, a ser paga em parcelas duodecimais e sujeita a ajuste de indisponibilidade ou desempenho de geração, excluído o montante necessário à cobertura das despesas com as Contribuições Sociais ao Programa de Integração Social – PIS e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP, e com a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS.

9. A revisão periódica da RAG das geradoras será compreendida pelo cálculo definido, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{RAG_t = GAG_t \ X \ (IVI \pm X) + AjI_{t-1} + EU_t + EC_t + OE_t} \qquad \mathbf{(1)}$$

onde:
RAG_t: Receita Anual de Geração, a ser praticada no ano seguinte à sua homologação pela ANEEL (R$/ano);
GAG_t: Custo da Gestão dos Ativos de Geração (R$/ano);
IVI: Índice de Variação da Inflação que reajustará o Custo de Gestão de Ativos de Geração definido a partir da variação anual acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, e na hipótese de sua extinção, o Índice que vier a sucedê-lo (%);
X: Fator X (%);
AjI_{t-1}: Ajuste de Indisponibilidade Apurada ou pelo Desempenho Apurado, conforme Modalidade de Operação definida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (R$/ano)
EU_t: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (R$/ano);
EC_t: Encargo de Conexão de responsabilidade da concessionária para o ano seguinte (R$/ano); e
OE_t: Outros Encargos.

10. O Custo da Gestão dos Ativos de Geração - GAG comporta os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização, estando incluídos, dentre outros, os custos socioambientais e relativos a demandas da Administração, sendo compreendido pelo cálculo definido, conforme fórmula a seguir:

$$\mathbf{GAG_t = GAG_{O\&Mt} + GAG_{Melht} + GAG_{Amplt} + CAIMI_t} \qquad \mathbf{(2)}$$

onde:
$GAG_{O\&Mt}$: Custos Operacionais Regulatórios;
GAG_{Melht}: Custos de Capital por Investimentos em Melhorias;
GAG_{Amplt}: Custo da Gestão dos Ativos de Geração, decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas, estabelecido conforme Submódulo 12.4 do PRORET; e
$CAIMI_{t:}$: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

11. Caso o respectivo índice de indisponibilidade apurado seja diferente do valor considerado nos limites de cálculo da respectiva garantia física de energia e de potência, a concessionária terá a RAG acrescida de parcela (AjI_{t-1}) que reflita o atendimento ao padrão de qualidade previsto contratualmente, conforme demais regulamentos exarados pela ANEEL.

12. As demais regras de repasse referentes às parcelas AjI_{t-1}, EU_t, EC_t, OE_t seguem as mesmas disposições relativas aos processos de reajuste da RAG.

13. Os custos relativos à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH associada a cada usina hidrelétrica serão cobrados do gerador pela ANEEL e ressarcidos pelas Distribuidoras na proporção de suas cotas, e não estão inclusos na RAG, sendo considerados na liquidação das usinas cotistas pela CCEE, conforme Regras de Comercialização.

14. Caso haja suspensão da situação operacional, o pagamento de parcelas da RAG, nos termos dos demais regulamentos exarados pela ANEEL, será suspenso, durante esse período, na proporção da potência instalada afetada pela suspensão.

15. O percentual de Fator X é apresentado no Anexo I deste Submódulo e será único para todas as empresas.

16. As equações aplicáveis ao $GAG_{O\&Mt}$ poderão ser utilizadas como base para cálculos relativos aos processos de Uso do Bem Público – UBP e de novos leilões de usinas no regime de cotas de garantia física e de potência, desde que compatíveis com as lógicas desses processos e autorizadas pela Diretoria da ANEEL.

17. A ANEEL poderá ajustar sua metodologia em processos futuros de discussão de revisões da RAG, ao dispor de melhores informações do monitoramento das usinas, observando a execução de investimentos implantados, e de dados atualizados dos parâmetros técnicos desses empreendimentos. Com isso, o sinal regulatório deverá ser, continuamente, aperfeiçoado ao longo dos ciclos de revisão da RAG, de modo que se incentive a execução de investimentos em melhorias para prestação adequada do serviço público prestado.

5. CUSTOS OPERACIONAIS

18. Para a definição de custos operacionais regulatórios, deve-se ter como variável insumo os custos operacionais reais, que foram obtidos do elenco de contas, constante na Tabela 1:

Tabela 1: Elenco de Contas para cálculo dos custos operacionais de geração

2012 a 2014 (BMP - 615.01.1 e 615.01.4)	2015 e 2016 (BMP - 6105.1)	
Pessoal - NG 01	**Pessoal**	**Transferência da Adm. Central - Pessoal**
Remuneração	Remuneração	Remuneração
Encargos	Encargos	Encargos
Previdência Privada / Complementar	Previdência Privada / Complementar	Previdência Privada / Complementar
Previdência – Fundação - Mantenedora	Despesas Rescisórias	Despesas Rescisórias
Participação nos Lucros e Resultados – PLR	Participação nos Lucros e Resultados – PLR	Participação nos Lucros e Resultados – PLR
(-) Créditos de Tributos Recuperáveis	Outros Benefícios – Corrente	Outros Benefícios – Corrente
Outros	(-) Créditos de Tributos Recuperáveis	(-) Créditos de Tributos Recuperáveis
Administradores – NG 02	Outros	Outros
Materiais – NG 11	**Administradores**	**Transferência da Adm. Central - Administradores**
Serviços de Terceiros - NG 21	**Materiais**	**Transferência da Adm. Central - Materiais**
Seguros – NG 92	**Serviços de Terceiros**	**Transferência da Adm. Central - Serviços de Terceiros**
Tributos – NG 93	**Seguros**	**Transferência da Adm. Central - Seguros**
Outros Custos e Despesas Operacionais – NG 99	**Tributos**	**Transferência da Adm. Central - Tributos**
Contribuição Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	**Gastos Diversos**	**Transferência da Adm. Central - Gastos Diversos**
Despesas com Comunicação Interna, Reprografia	Taxa de Arrecadação	Taxa de Arrecadação
Taxas Bancárias	Taxas Bancárias	Taxas Bancárias

19. Os custos operacionais regulatórios, relativos a cada usina hidrelétrica, com data-base de julho/2017 (índice-preço de junho/2017), são definidos pela formulação:

$$GAG_{O\&M} = e^{12,692202+DESPACHO} * CI^{0,64325} * ÁREA^{0,018314} * UG^{0,178376} \quad (3)$$

onde,
DESPACHO: Para as usinas que tenham despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, valor equivalente a 0,3028; para aquelas que não tenham despacho centralizado pelo ONS, valor equivalente a 0;
CI = Capacidade Instalada em Operação (MW);
ÁREA = Área do Reservatório, conforme ficha técnica (km^2). Caso a ANEEL não disponha de valor atualizado e não seja apresentada ficha técnica ou outro comprovante a ser analisado pela ANEEL, o valor considerado será igual a 0,01 km^2;
UG = Número de Unidades Geradoras. Caso a ANEEL não disponha de valor atualizado e não seja apresentada ficha técnica ou outro comprovante a ser analisado pela ANEEL, o valor considerado será igual a 1; e
GF = Garantia Física (MWméd).

20. Para efeitos de revisão da RAG das usinas no regime de cotas de garantia física e potência, são consideradas como usinas que tenham despacho centralizado pelo ONS aquelas classificadas com Modalidade de Operação Tipo I.

21. O resultado para cada usina hidrelétrica será aplicado entre 1º de julho de 2018 e a próxima revisão da RAG, a ser anualmente atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

22. O valor de $GAG_{O\&M}$ já inclui participação nos resultados e distribuição de lucros, não cabendo a incidência de fatores multiplicadores para majorar os custos operacionais com essa finalidade.

23. Devido às especificidades técnicas da UHE Henry Borden, aplica-se a lógica de intervalo de custos operacionais, de modo a comparar os custos operacionais médios apresentados da usina e de suas estações elevatórias Pedreira e Traição, entre 2011 e 2016, e a parametrização adicionada aos desvios-padrões de cada variável. O resultado considerando esses parâmetros será aplicado para a usina até a próxima revisão da RAG.

24. Estarão submetidas à trajetória de custos operacionais as usinas que:

I – tiverem reduzido seus custos operacionais, entre 2012 e 2016, e cujos custos operacionais regulatórios revisados sejam inferiores àqueles vigentes no reajuste da RAG de 2017; e

II – tiverem elevado seus custos operacionais, entre 2012 e 2016, e cujos custos operacionais regulatórios revisados sejam superiores àqueles vigentes no reajuste da RAG de 2017.

25. Para aquelas usinas que passarem por trajetória de custos operacionais, o $GAG_{O\&M}$ será composto de fração dos custos operacionais regulatórios revisados relativos à equação (3), e proporção dos custos operacionais regulatórios vigentes no reajuste da RAG de 2017. A fração dos custos operacionais regulatórios revisados será elevada anualmente, em 20%, a partir de 2018, e a proporção dos custos operacionais regulatórios vigentes no reajuste da RAG de 2017 será reduzida anualmente, em 20%, a partir de 2018, até que, em 2023, o $GAG_{O\&M}$ seja composto apenas por custos operacionais regulatórios revisados relativos à equação (3).

26. Para as usinas em que foram verificados problemas na contabilização dos custos operacionais entre 2012 e 2016, aplica-se a trajetória de custos.

6. MELHORIAS

27. A concessionária deverá executar as melhorias nas instalações de geração, visando manter a prestação adequada do serviço público de que é titular.

28. Os custos de capital associados aos investimentos em melhorias são reconhecidos pela parcela GAG_{Melh}, a qual contempla duas componentes: a Quota de Reintegração Regulatória - QRR e a Remuneração do Capital - RC.

29. O valor de GAG_{Melh} para cada usina é regulatório, sendo compreendido pela parametrização de variáveis explicativas com a necessidade de investimentos em melhorias durante o período de concessão. Nesse valor, estão compreendidos, entre outros aspectos, a troca de todos os equipamentos hidro e eletromecânicos e custos de natureza contábil de investimentos relativos a dispêndios socioambientais e de demandas da Administração, até o final da concessão.

30. Para realizar a parametrização, utiliza-se como base o investimento relacionado de equipamentos hidro e eletromecânicos, além de dispêndios socioambientais e de demandas da Administração com natureza contábil de investimentos, para universo de 28 novas usinas hidrelétricas licitadas fora do regime de cotas de garantia física e potência, da seguinte forma:

30.1. I - Valores atualizados, com índice de preços de julho/2017, obtidos por meio dos Orçamentos Padrão Eletrobrás – OPE de Projeto Básico, referentes ao elenco de contas, constante na Tabela 2:

Tabela 2: Elenco de Contas para cálculo da remuneração de investimentos em melhorias

Conta	Descrição
10.15, exceto 10.15.13	Meio Físico-Biótico, Meio Socioeconômico, Gerenciamento e Supervisão Ambiental, Comunicação Socioambiental, Usos Múltiplos, exceto outros custos não identificados
12.16.23.23	Túnel de Desvio - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.16.24.23	Canal de Desvio - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.16.26.23	Comporta Ensecadeira - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.17.25.32	Comporta Ensecadeira - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.18.28.23	Vertedouro de Superfície - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.18.28.24	Equipamentos Descarregador de Vazão Ambiental - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.18.29.23	Vertedouro de Fundo – Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.30.23	Tomada d'Água e Canal de Adução - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.31.23	Canal Desarenador (Comportas) Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.34.23	Conduto Forçado - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.33.23	Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.34.24	Túnel de Fuga e Câmara da Comporta - Equipamentos de Enchimento - Hidromecânicos
12.19.35.23	Túnel de Fuga e Câmara da Comporta - Equipamentos de Enchimento - Hidromecânicos
12.19.36.23	Câmara de Equilíbrio - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.37.23	Conduto Forçado - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.20.34.16	Comportas (escada de peixe) - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
13	Turbinas e Geradores
14	Equipamento Elétrico Acessório
15	Diversos Equipamentos da Usina

31. De posse dos investimentos das 28 usinas licitadas fora do regime de cotas de garantia física e potência, define-se, em termos regulatórios, os custos de capital por investimentos em melhorias para cada usina hidrelétrica, com índice de preços de julho/2017:

$$\mathbf{GAG_{Melh} = Fator_{Anualização} * e^{15,28132} * CI^{0,731} * UG^{0,49185} – (Remuneração_{Anterior})} \quad \mathbf{(4)}$$

Onde,
$Fator_{Anualização}$ Fator de Anualização, o qual depende do número de unidades geradoras e do período restante do contrato de concessão;
CI = Capacidade Instalada em Operação (MW);
UG = Número de Unidades Geradoras. Caso a ANEEL não disponha de valor atualizado e não seja apresentada ficha técnica ou outro comprovante a ser analisado pela ANEEL, o valor considerado será igual a 1; e
$Remuneração_{Anterior}$: Um quinto da remuneração por investimentos em melhorias recebida no ciclo anterior de vigência da RAG, corrigido pelo índice de preços IPCA.

32. O $Fator_{Anualização}$ foi calculado, considerando-se a taxa regulatória de remuneração do capital (*WACC* real depois de impostos), referenciada no Submódulo 12.3 do PRORET, por usina, conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Fatores de Anualização por usina

USINAS	CEG	Fator de Anualização
Antas I (Pedro Affonso Junqueira)	000109-0	0,0474018
Boa Esperança	000267-4	0,0507947
Bugres	000324-7	0,0596883
Cachoeira do Lavrinha	026879-8	0,0507947
Canastra	000635-1	0,0535737
Capigui	000654-8	0,0521285
Coaracy Nunes	000783-8	0,0521285
Complexo Paulo Afonso	002012-5	0,0427637
Corumbá I	000866-4	0,0521285
Ernestina	000898-2	0,0596883
Estreito (L. C. Barreto)	000917-2	0,0484352
Forquilha	000976-8	0,0596883
Funil - BA	027046-6	0,0521285
Funil - RJ	027118-7	0,0521285
Furnas	001007-3	0,0464623
Guarita	001076-6	0,0596883
COMPLEXO Henry Borden	001084-7	0,0434457

Herval	001085-5	0,0535737
Ijuizinho	027405-4	0,0596883
Itaparica (Luiz Gonzaga)	001174-6	0,0484352
Jacuí	001217-3	0,0484352
Macaco Branco	001349-8	0,0507947
Marimbondo	001417-6	0,0464623
Passo de Ajuricaba	001997-6	0,0535737
Passo do Inferno	001998-4	0,0596883
Passo Real	002003-6	0,0535737
Pedra	027052-0	0,0596883
Porto Colômbia	002117-2	0,0507947
Porto Góes	002123-7	0,0521285
Rasgão	002187-3	0,0535737
Rio do Peixe	002353-1	0,0484352
Santa Rosa	026730-9	0,0596883
São Domingos	027665-0	0,0535737
Três Irmãos	002873-8	0,0485064
Xingó	027053-9	0,0484352
UG = 1	UBP	0,0572245
UG = 2	UBP	0,0513778
UG = 3	UBP	0,0498641
UG = 4	UBP	0,0484473
UG = 5	UBP	0,0471237
UG = 6	UBP	0,0458898
UG = 7	UBP	0,0447425
UG = 8	UBP	0,0436790
UG = 9	UBP	0,0426967
UG = 10	UBP	0,0417932
UG = 11	UBP	0,0409666
UG = 12	UBP	0,0402149
UG = 13	UBP	0,0395367
UG = 14	UBP	0,0389305
UG = 15	UBP	0,0383953
UG = 16	UBP	0,0379301
UG = 17	UBP	0,0375343
UG = 18	UBP	0,0372075
UG = 19	UBP	0,0369495
UG = 20	UBP	0,0367602
UG = 21	UBP	0,0366399
UG = 22	UBP	0,0365890
UG = 23	UBP	0,0366083
UG = 24	UBP	0,0366987
UG = 25	UBP	0,0368612
UG = 26	UBP	0,0370974
UG = 27	UBP	0,0374089
UG = 28	UBP	0,0377975
UG = 29	UBP	0,0382655
UG = 30	UBP	0,0378673

*UBP – Valores relativos às usinas sob avaliação de Uso do Bem Público (AP nº 09/2018). UG – Número de Unidades Geradoras.

33. Os fluxos de investimentos considerados para o cálculo do $Fator_{Anualização}$ são relativos à média dos cenários de máxima antecipação de investimentos e de máxima postergação de investimentos.

34. A indenização por investimentos realizados nas usinas hidrelétricas, em períodos de concessão anteriores ao regime de cotas de garantia física e de potência, conhecidos e aprovados por ato do Poder Público, desde que haja o reconhecimento de que serão recuperados por via tarifária, deverão ser descontados da equação (4), como fator de ajuste por usina, e, retroativamente, dos valores efetivamente pagos aos concessionários, com as devidas correções monetárias, a partir da implementação desta metodologia.

35. Devido às especificidades técnicas da UHE Henry Borden, consideram-se também os montantes de capacidade instalada e número de unidades geradoras das estações elevatórias Pedreira e Traição no cômputo da equação (4).

7. CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS - CAIMI

36. A **Base de Anuidade Regulatória** - **BAR** consiste de investimentos de curto período de recuperação e é composta pelos seguintes grupos de contas, os quais não serão considerados na GAG_{Melh}:

I – Intangível – Software, Outros;

II – Terrenos – Administração;

III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;

IV – Máquinas e equipamentos – Administração;

V – Veículos;

VI – Móveis e Utensílios; e
VII – Aluguéis.

37. Para a definição da Base de Anuidade Regulatória, são considerados os grupos de contas listados na Tabela 4, ou aquelas que venham a substituí-las por meio do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE:

Tabela 4: Relação de Grupos de Contas para definição da BAR

Grupo de Contas	Atividade	Descrição	Grupo de Ativos
AIS	Geração	Veículos	Veículos
AIS	Geração	Móveis e Utensílios	Aluguéis
AIS	STC	Veículos	Veículos
AIS	STC	Móveis e Utensílios	Aluguéis
AIS	Administração	Adm. Central - Terrenos	Aluguéis
AIS	Administração	Adm. Central - Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	Aluguéis

Grupo de Contas	Atividade	Descrição	Grupo de Ativos
AIS	Administração	Adm. Central - Máquinas e Equipamentos	Aluguéis
AIS	Administração	Adm. Central - Veículos	Veículos
AIS	Administração	Adm. Central - Móveis e Utensílios	Aluguéis
Intangível	Geração	Softwares	Sistemas
Intangível	Geração	Outros	Aluguéis
Intangível	STC	Softwares	Sistemas
Intangível	STC	Outros	Aluguéis
Intangível	Administração	Adm. Central - Servidões	Aluguéis
Intangível	Administração	Adm. Central - Softwares	Sistemas
Intangível	Administração	Adm. Central - Outros	Aluguéis
Gastos Op.	Geração	Arrendamentos (Leasing)	Aluguéis
Gastos Op.	Geração	Aluguéis em Geral	Aluguéis
Gastos Op.	Geração	Créditos de Tributos Recuperáveis	Aluguéis
Gastos Op.	Administração	Arrendamentos (Leasing)	Aluguéis
Gastos Op.	Administração	Aluguéis em Geral	Aluguéis
Gastos Op.	Administração	Créditos de Tributos Recuperáveis	Aluguéis

38. Os ativos que compõem a BAR envolvem os seguintes grupos de ativos: (i) aluguéis; (ii) veículos; e (iii) sistemas (**hardware e software**); sendo calculada como segue:

$$\mathbf{BAR = BAR_a + BAR_v + BAR_i} \qquad \mathbf{(5)}$$

onde:
BAR_a: Montante da base de anuidade regulatória referentes aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo;
BAR_v: Montante da base de anuidade regulatória referentes aos investimentos em veículos; e
BAR_i: Montante da base de anuidade regulatória referentes aos investimentos em sistemas de informática.

39. Para a segregação entre grupos de ativos adotou-se as proporções definidas na Tabela 5:

Tabela 5: Segregação da BAR nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (BAR_a)	90%
Veículos (BAR_v)	3%
Sistemas (BAR_i)	7%

40. A mediana dos valores observados entre 2015 e 2016, para as empresas que detenham participação majoritária em usinas hidrelétricas e não detenham em seu portfólio de geração não hidrelétrica, resulta em **BAR equivalente a R$ 65,50/kW em operação comercial.**

41. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI - refere-se à anualização dos investimentos considerados como BAR, conforme equação a seguir:

$$\mathbf{CAIMI = CAL + CAV + CAI} \qquad \mathbf{(6)}$$

Onde:
CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;
CAL: Custo Anual de Aluguéis;
CAV: Custo Anual de Veículos; e
CAI: Custo Anual de Sistema de Informática.

42. O Custo Anual de Aluguéis (CAL) é calculado em conformidade com a equação a seguir:

$$CAL = BAR_a * \left[\frac{rWACC_{pré}}{1 - \frac{1}{(1+rWACC_{pré})^{VU_a}}} \right] \qquad \mathbf{(7)}$$

onde:
CAL: Custo Anual de Aluguéis;
BAR_a: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo; e
VU_a: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, sendo 94% referente ao TUC "230.01 – Equipamento Geral – Móveis e Utensílios" e 6% referente ao TUC "215.09 – Edificação – Outras"; e
$rWACC_{pré}$: Taxa regulatória de remuneração de capital real antes dos impostos, conforme Submódulo 12.3 do Proret.

43. O Custo Anual de Veículos (CAV) é calculado em conformidade com a equação a seguir:

$$CAV = BAR_V * \left[\frac{rWACC_{pré}}{1 - \frac{1}{(1+rWACC_{pré})^{VU_V}}} \right] \qquad \mathbf{(8)}$$

onde:
CAV: Custo Anual de Veículos;
BARv: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos;
VU_V: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, referente ao TUC "615.01 – Veículos"; e
$rWACC_{pré}$: Taxa regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos, conforme Submódulo 12.3 do Proret.

44. O Custo Anual de sistemas de Informática (CAI) é calculado em conformidade com a equação a seguir:

$$CAI = BAR_I * \left[\frac{rWACC_{pré}}{1 - \frac{1}{(1+rWACC_{pré})^{VU_i}}} \right] \qquad \mathbf{(9)}$$

onde:
CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;
BAR_I: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática;
VU_i: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, sendo 70% referente ao TUC "535 - Software" e 30% referente ao TUC "235 – Equipamento Geral de Informática"; e
$rWACC_{pré}$: Taxa regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos, conforme Submódulo 12.3 do Proret.

45. O CAIMI a ser aplicado às usinas do regime de cotas de garantia física é de R$ 9,749/kW, data-base de julho/2017 (índice-preço de junho/2017), a ser anualmente atualizados pelo IPCA, limitado em piso de R$ 42.000,00. O resultado das equações está apresentado na Tabela 6:

Tabela 6: CAIMI e suas componentes

Grupo de Ativos	R$/kW
CAIMI	9,749
CAL	8,113
CAV	0,456
CAI	1,180

ANEXO I

Fator X

Período de Aplicação	Percentual Aplicável (%)
Jul/2018 – Jun/2023	0,0%

ANEXO LXXIII

Módulo 12: Concessionárias de Geração

Submódulo 12.2

REAJUSTE DA RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO DAS USINAS COTISTAS

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os critérios e procedimentos para os processos de reajuste da Receita Anual de Geração (RAG) dos agentes de serviço público de geração de energia elétrica, detentores de outorgas de usinas hidrelétricas enquadradas no regime de cotas de garantia física de energia e potência, e dos designados como responsáveis pela prestação do serviço de geração de energia elétrica nos casos de concessões não prorrogadas até a assunção de novas concessionárias nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se aos processos de reajuste da RAG relativos às usinas hidrelétricas enquadradas no regime de cotas de garantia física de energia e potência, nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013:

I – cujos contratos de concessão foram prorrogados sob o regime de alocação de cotas de garantia física de energia e de potência;

II – cujos contratos de concessão foram celebrados em função da realização de licitações para contratação de concessões em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e de potência; e

III – em condições de prestação temporária do serviço de geração de energia elétrica, abrangidas pela Portaria nº 117, de 5 de abril de 2013, do Ministério de Minas e Energia (MME).

3. ASPECTOS GERAIS

3. A concessionária receberá a RAG, homologada pela ANEEL, pela disponibilização da garantia física de energia e de potência, doravante mencionada como garantia física, da usina hidrelétrica enquadrada no regime de cotas, a ser paga em parcelas duodecimais e sujeita a ajuste em decorrência do padrão de qualidade do serviço de geração de energia elétrica prestado.

4. A RAG é composta pela parcela associada ao Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG), que, por sua vez, inclui os custos regulatórios de Operação e Manutenção (O&M), os investimentos em melhorias durante o prazo das concessões (GAG melhorias), o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) e a parcela associada aos custos da gestão dos ativos de geração decorrentes de ampliações (GAG ampliação). Ainda, compõem a RAG a parcela de Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO); os Encargos de Conexão; os Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão (EUST) ou de Distribuição (EUSD); a parcela de Ajuste pela Indisponibilidade Apurada ou pelo Desempenho Apurado (AjI); os encargos setoriais Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D); e eventuais Parcelas de Ajuste.

5. Os valores dos componentes da RAG serão reajustados anualmente conforme previsto nos contratos de concessão ou na Portaria MME n° 117/2013 e nas normas exaradas pela ANEEL.

6. A RAG não contempla o montante necessário à cobertura das despesas com as Contribuições Sociais ao Programa de Integração Social (PIS) e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), assim como não engloba os valores referentes à provisão da Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), que são acrescidos na liquidação das usinas cotistas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme Regras de Comercialização.

7. Os custos relativos à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), compensação associada a cada usina hidrelétrica, serão cobrados do gerador pela ANEEL e ressarcidos pelas Distribuidoras na proporção de suas cotas, e não estão inclusos na RAG, sendo considerados na liquidação das usinas cotistas pela CCEE, conforme Regras de Comercialização.

8. Os valores de RAG estabelecidos no processo de reajuste do ciclo ***t*** são divulgados por meio de ato emitido pela ANEEL e possuem validade no período de 1º de julho do ano ***t*** até 30 de junho do ano subsequente para todas as usinas cotistas.

9. Os valores de RAG para usinas hidrelétricas na condição de prestação temporária do serviço de geração de energia elétrica (prestação temporária) possuem validade no período de 1º de julho do ano ***t*** até 30 de junho do ano subsequente ou até assunção de concessionária vencedora de licitação dentro desse período. Neste último caso, o valor a ser recebido pelo prestador temporário será proporcional até a data de encerramento da prestação temporária.

10. Para as usinas hidrelétricas com contratos de concessão prorrogados e para a usina Três Irmãos, há previsão contratual de revisão da RAG a cada cinco anos, sendo que a primeira revisão foi realizada em 2018.

11. Para as usinas hidrelétricas na condição de prestação temporária do serviço de geração de energia elétrica, a Portaria MME n° 117/2013 prevê a revisão da RAG no quinto ano subsequente ao ano de início da prestação do serviço.

12. A parcela da garantia física de cada usina hidrelétrica disponibilizada no regime de cotas é estabelecida nos contratos de concessão. Nos casos em que a disponibilização da garantia física não é integral, o percentual de redução é também aplicado nos componentes da RAG, conforme estabelecidos nos contratos de concessão. A Portaria MME n° 117/2013 estabelece a alocação integral da garantia física nos casos de prestação temporária.

13. A garantia física correspondente às ampliações será alocada integralmente ao Regime de Cotas, conforme previsto nos respectivos contratos de concessão.

14. O Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG) comporta os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização, estando incluídos, entre outros, os custos socioambientais e relativos a demandas da Administração Pública.

15. Deve-se observar, nos contratos de concessão, se há regras específicas de reajuste dos componentes da RAG nos primeiros anos de vigência.

16. Caso haja suspensão da situação operacional, o pagamento de parcelas de GAG, nos termos dos regulamentos exarados pela ANEEL, será suspenso durante esse período na proporção da potência instalada afetada pela suspensão.

17. Nos casos de indenização por investimentos realizados nas usinas hidrelétricas, em períodos de concessão anteriores ao regime de cotas de garantia física, conhecidos e aprovados por ato do Poder Público, desde que haja o reconhecimento de que serão recuperados por via tarifária, terão os valores definidos na RAG com base nos regulamentos exarados pela ANEEL e o valor anualizado será descontado da parcela de GAG Melhorias para os valores devidos conforme estabelecido no Submódulo 12.1 do PRORET.

18. No cálculo da tarifa associada ao regime de cotas é aplicado o lastro definido no Decreto n° 9.143/2017 ou no que vier a sucedê-lo. Nos casos em que houver a alocação de novas usinas hidrelétricas no regime de cotas na vigência do ciclo ***t***, nos processos de reajuste ou revisão das distribuidoras detentoras de cotas subsequentes a essa alteração, eventual alteração de lastro será considerada apenas na cobertura referente às novas usinas hidrelétricas. Para as demais usinas hidrelétricas já outorgadas no regime de cotas na vigência do ciclo ***t***, a alteração de lastro, no decorrer do ciclo ***t***, será considerada no cálculo da tarifa do ciclo ***t***+1.

4. DEFINIÇÕES

19. Para este Submódulo, são adotados os seguintes termos e conceitos:

Tabela 1 – Termos e Conceitos

Informação	Unidade	Definição
AjI	R$	Parcela de Ajuste Por Indisponibilidade Apurada ou pelo Desempenho Apurado.
Ano ***t***	---	Ano em curso.
Ano ***t*** -1	---	Ano anterior ao ano em curso.
Ano ***t*** +1	---	Ano posterior ao ano em curso.
Ano ***t*** +2	---	Segundo ano posterior ao ano em curso.
CAIMI	R$	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.
$\mathrm{CAIMI_t}$	R$	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis para o ciclo ***t.***
$\mathrm{CAIMI_{t-1}}$	R$	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis para o ciclo ***t***-1.
CCD	---	Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição
CCEE	---	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Ciclo ***t***	---	Compreende o período de 1º de julho do ano ***t*** a 30 de junho do ano ***t*** +1.
Ciclo ***t*** -1	---	Compreende o período de 1º de julho do ano ***t*** -1 a 30 de junho do ano ***t***.
Ciclo ***t*** +1	---	Compreende o período de 1º de julho do ano ***t*** +1 a 30 de junho do ano ***t*** +2.
CUSD	---	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição.
CUST	---	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão.
$\mathrm{EUSD_t}$	R$	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição para o ciclo ***t***.
$\mathrm{EUST_t}$	R$	Encargo de Uso do Sistema de Transmissão para o ciclo ***t***.
GAG	R$	Custo da Gestão dos Ativos de Geração.
$\mathrm{GAG_t}$	R$	Custo da Gestão dos Ativos de Geração das usinas hidrelétricas para o ciclo ***t*** com contratos de concessão licitados.
$\mathrm{GAG_{t-1}}$	R$	Custo da Gestão dos Ativos de Geração das usinas hidrelétricas para o ciclo ***t*** -1 com contratos de concessão licitados.
$\mathrm{GAG_{Ampl}}$	R$	Custo da Gestão dos Ativos de Geração decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas
$\mathrm{GAG_{Ampl_t}}$	R$	Custo da Gestão dos Ativos de Geração para o ciclo ***t*** decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas.
$\mathrm{GAG_{Ampl_{t-1}}}$	R$	Custo da Gestão dos Ativos de Geração para o ciclo ***t*** -1 decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas.
$\mathrm{GAG_{Melh}}$	R$	Custos de Capital por Investimentos em Melhorias.
$\mathrm{GAG_{Melh_t}}$	R$	Custos de Capital por Investimentos em Melhorias para o ciclo ***t***.
$\mathrm{GAG_{Melh_{t-1}}}$	R$	Custos de Capital por Investimentos em Melhorias para o ciclo ***t*** -1.
$\mathrm{GAG_{O\&M}}$	R$	Custo da Gestão dos Ativos de Geração referente à cobertura dos custos operacionais regulatórios.
$\mathrm{GAG_{O\&M_t}}$	R$	Custo da Gestão dos Ativos de Geração para o ciclo ***t*** referente à cobertura dos custos operacionais regulatórios.
$\mathrm{GAG_{O\&M_{t-1}}}$	R$	Custo da Gestão dos Ativos de Geração para o ciclo ***t*** -1 referente aos custos operacionais regulatórios homologados.
Garantia Física	MW médio	Garantia Física de Energia e de Potência
IPCA	Índice	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IVI	%	Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão.
$\mathrm{MUSD_t}$	MW	Montante de Uso do Sistema de Distribuição contratado e em vigor no início do ciclo ***t***.
$\mathrm{MUST_t}$	MW	Montante de Uso do Sistema de Transmissão contratado e em vigor no início do ciclo ***t***.
O&M	---	Operação e Manutenção.
Operação assistida	---	Período solicitado por concessionária vencedora de licitação da concessão de usina hidrelétrica alocada no regime de cotas em que o prestador temporário continua responsável pela operação da usina durante esse período conforme regras definidas nos editais da licitação e em contratos de concessão.
P&D	R$	Encargo setorial Pesquisa e Desenvolvimento.
Prestação temporária	---	Prestação do Serviço de Geração de Energia Elétrica em caráter temporário com vistas a garantir a continuidade do serviço.
RAG	R$	Receita Anual de Geração
RAG Inicial	R$	RAG homologada para usina hidrelétrica que foi alocada no regime de cotas na vigência do ciclo ***t***.
RBO	R$	Retorno da Bonificação pela Outorga.
$\mathrm{RBO_t}$	R$	Retorno da Bonificação pela Outorga para o ciclo ***t***.
$\mathrm{RBO_{t-1}}$	R$	Retorno da Bonificação pela Outorga para o ciclo ***t*** -1.
TFSEE	R$	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica.
$\mathrm{TUSD_t}$	R$/kW	Tarifa de aplicação de Uso do Sistema de Distribuição, conforme estabelecido nas Resoluções Homologatórias vigentes das distribuidoras acessadas.
$\mathrm{TUST_t}$	R$/kW	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão homologado pela ANEEL para o ciclo ***t***.
X	%	Fator X definido nos processos de revisão da RAG.

5. PROCEDIMENTOS PARA O REAJUSTE DA RAG

5.1 REFERÊNCIA DE PREÇOS E ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA

20. A referência de preços dos valores da RAG, estabelecidos nos processos de reajuste e divulgados por ato emitido pela ANEEL, é julho do ano em curso (ano ***t***).

21. Para a atualização monetária, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), é considerado como Índice de Variação da Inflação (IVI), conforme pré-estabelecido nos contratos de concessão.

22. No processo de reajuste, a atualização monetária de valores para referência de julho do ano ***t*** é realizada multiplicando-se o valor a ser atualizado pelo IVI, que é o resultado da razão entre o número índice de junho do ano ***t*** e o número índice do mês anterior à data de referência do valor a ser atualizado.

5.2 GAG DAS USINAS COM CONTRATOS DE CONCESSÃO PRORROGADOS, DAS USINAS NA CONDIÇÃO DE PRESTAÇÃO TEMPORÁRIA DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DA USINA TRÊS IRMÃOS

23. A parcela de GAG para as usinas hidrelétricas com contratos de concessão prorrogados, usina Três Irmãos e usinas na condição de prestação temporária é composta pelas parcelas de $GAG_{O\&Mt}$, de GAG_{Melht}, GAG_{Amplt} e CAIMI.

24. A parcela de $GAG_{O\&M}$ corresponde à cobertura dos custos operacionais regulatórios e seu valor, para o ciclo ***t***, é obtido multiplicando-se a parcela de $\mathrm{GAG}_{\mathrm{O\&M}}$ do ciclo ***t***-1 pelo resultado da soma ou diferença do IVI com o Fator X, conforme expressão (1).

$$\mathbf{GAG_{O\&Mt} = GAG_{O\&Mt-1}\ X\ (IVI \pm X)} \qquad \mathbf{(1)}$$

onde:
$GAG_{O\&Mt}$: Custo da Gestão dos Ativos de Geração para o ciclo t referente à cobertura dos custos operacionais regulatórios, em R$;
$GAG_{O\&Mt-1}$: Custo da Gestão dos Ativos de Geração para o ciclo **t**-1 referente aos custos operacionais regulatórios homologados, em R$;
IVI: Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão; e
X: Fator X definido nos processos de revisão da RAG.

25. O Submódulo 12.1 do PRORET estabeleceu trajetórias de custos operacionais para as usinas hidrelétricas com revisão da parcela de $GAG_{O\&M}$. Para os ciclos de 2018/2019 a 2022/2023 devem ser observados os valores definidos na Audiência Pública n° 16/2017, a preços de julho de 2017, conforme Anexo, e corrigi-los para a referência do ciclo **t**.

26. O Submódulo 12.1 do PRORET estabeleceu as parcelas anuais de GAG_{Melh} e CAIMI a partir de 2018. As parcelas de $GAG_{O\&M}$, GAG_{Melh} e CAIMI são valores regulatórios revisados a cada cinco anos, com base nas metodologias definidas nos Submódulos 12.1 e 12.3 do PRORET, sendo que os valores revisados são a base de cálculo do processo subsequente da RAG.

27. A parcela GAG_{Melh} para o ciclo ***t*** é obtida multiplicando-se o valor da GAG_{Melh} do ciclo ***t***-1 pelo IVI, conforme expressão (2).

$$\mathbf{GAG_{Melht} = GAG_{Melht-1}\ X\ IVI} \qquad \mathbf{(2)}$$

onde:
GAG_{Melht}: Custos de Capital por Investimentos em Melhorias para o ciclo **t**, em R$;
$GAG_{Melht-1}$: Custos de Capital por Investimentos em Melhorias para o ciclo **t**-1, em R$; e
IVI: Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão.

28. A parcela de CAIMI para o ciclo ***t*** é obtida multiplicando-se o valor do CAIMI do ciclo ***t***-1 pelo IVI, conforme expressão (3).

$$\mathbf{CAIMI_t = CAIMI_{t-1}\ X\ IVI} \qquad \mathbf{(3)}$$

onde:
$CAIMI_t$: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis para o ciclo **t**, em R$;
$CAIMI_{t-1}$: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis para o ciclo **t**-1, em R$; e
IVI: Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão.

29. As ampliações realizadas em aproveitamentos hidrelétricos conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), mediante ato autorizativo prévio expedido pelo Poder Concedente, terão a respectiva parcela de GAG_{Ampl} reconhecida nos processos de reajuste da RAG. A GAGAmpl inicial será definida de acordo com a metodologia definida no Submódulo 12.4 do PRORET e será a base de cálculo do processo subsequente da RAG. Dessa forma, a parcela GAG_{Ampl} para o ciclo **t** é obtida multiplicando-se o valor do GAG_{Ampl} do ciclo **t**-1 pelo IVI, conforme expressão (4).

$$\mathbf{GAG_{Amplt} = GAG_{Amplt-1}\ X\ IVI} \qquad \mathbf{(4)}$$

onde:
GAG_{Amplt}: Custo da Gestão dos Ativos de Geração para o ciclo **t** decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas, em R$;
$GAG_{Amplt-1}$: Custo da Gestão dos Ativos de Geração para o ciclo **t**-1 decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas, em R$; e
IVI: Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão.

5.3 GAG DAS USINAS HIDRELÉTRICAS COM CONTRATOS DE CONCESSÃO LICITADOS A PARTIR DE 2015

30. A parcela de GAG para as usinas hidrelétricas com contratos de concessão licitados a partir de 2015 contempla as coberturas de custos operacionais regulatórios e de investimentos em melhorias durante a concessão, conforme as regras definidas na respectiva licitação. Seu valor para o ciclo **t** é obtido multiplicando-se o valor do GAG do ciclo **t**-1 pelo IVI, conforme expressão (5).

$$\mathbf{GAG_t = GAG_{t-1}\ X\ IVI} \qquad \mathbf{(5)}$$

onde:
GAG_t: Custo da Gestão dos Ativos de Geração das usinas hidrelétricas para o ciclo **t** com contratos de concessão licitados, em R$;
GAG_{t-1}: Custo da Gestão dos Ativos de Geração das usinas hidrelétricas para o ciclo **t**-1 com contratos de concessão licitados, em R$; e
IVI: Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão.

31. A base de cálculo de GAG no primeiro reajuste da RAG das usinas licitadas apresenta como referência os valores homologados no leilão e constantes nos anexos dos contratos de concessão.

5.4 RETORNO DA BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA (RBO)

32. A parcela de RBO é aplicada para as usinas hidrelétricas licitadas, sob outorga onerosa, a partir de 2015, conforme parcela estabelecida nos contratos de concessão. Nos processos de reajuste da RAG, a parcela de RBO para o ciclo **t** é obtida multiplicando-se o valor de RBO do ciclo **t**-1 pelo IVI, conforme expressão (6).

$$\mathbf{RBO_t = RBO_{t-1}\ X\ IVI} \qquad \mathbf{(6)}$$

onde:
RBOt: Retorno da Bonificação pela Outorga da concessão para o ciclo **t**, em R$;
RBO_{t-1}: Retorno da Bonificação pela Outorga da concessão para o ciclo **t**-1, em R$; e
IVI: Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão.

33. A base de cálculo do RBO no primeiro reajuste da RAG das usinas licitadas apresenta como referência os valores homologados no leilão e constantes nos anexos dos contratos de concessão.

5.5 ENCARGOS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO E DE TRANSMISSÃO

34. Os encargos de uso são diferenciados segundo o sistema acessado pelos geradores, que pode ser de distribuição (EUSD) ou de transmissão (EUST), e seus valores para o ciclo **t** são calculados conforme as expressões (7) e (8), respectivamente.

$$\mathbf{EUSD_t = MUSD_t\ X\ (TUSD_t\ X\ 1000)\ X\ 12} \qquad \mathbf{(7)}$$

onde:

$EUSD_t$: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição para o ciclo **t**; em R$;
$MUSD_t$: Montante de Uso do Sistema de Distribuição contratado e em vigor no início do ciclo **t**, em MW; e
$TUSD_t$: Tarifa de aplicação de Uso do Sistema de Distribuição, conforme estabelecido nas Resoluções Homologatórias vigentes das distribuidoras acessadas, em R$/kW.

$$\mathbf{EUST_t = MUST_t \ X \ (TUST_t \ X \ 1000) \ X \ 12} \qquad \mathbf{(8)}$$

onde:
$EUST_t$: Encargo de Uso do Sistema de Transmissão para o ciclo **t**, em R$;
$MUST_t$: Montante de Uso do Sistema de Transmissão contratado e em vigor no início do ciclo **t**, em MW; e
$TUST_t$: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão homologado pela ANEEL para o ciclo t, em R$/kW.

35. Serão considerados o MUSD e o MUST contratados nos CUSD e CUST vigentes, respectivamente.

36. As equações 7 e 8 aplicam-se a todas as usinas hidrelétricas alocadas no regime de cotas, conforme sistema acessado.

37. Caso haja alteração nos montantes contratados durante o ciclo **t**, a diferença no $EUSD_t$ ou $EUST_t$ observada, a partir da data de assinatura de termos aditivos ou de novos CUSD ou CUST, será compensada no ciclo **t**+1 com atualização do valor para referência de julho do ano **t**+1, conforme seção 5.1 deste submódulo.

38. Caso o gerador possua CUSD/CUST na modalidade carga, o EUSD/EUST para o ciclo **t** será definido com base nos montantes de demanda de potência contratados multiplicados pelas tarifas de aplicação homologadas pela ANEEL, vigentes. Adicionalmente, no ciclo **t** será realizado o ajuste entre valor considerado para o ciclo **t**-1 e os valores efetivamente realizados, incluindo o EUSD/EUST associado ao uso do sistema de distribuição/transmissão de energia elétrica do ciclo **t**-1, com base nas faturas emitidas de junho do ano **t**-1 a maio do ano **t**.

5.6 ENCARGO DE CONEXÃO

39. Serão considerados na RAG do ciclo **t** os valores referentes aos encargos de conexão ao sistema de transmissão, quando existentes, que o gerador deverá pagar à concessionária de transmissão durante o ciclo ***t***, incluindo eventuais ajustes, conforme resolução homologatória vigente que estabelece as receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão.

40. Serão considerados na RAG do ciclo ***t*** os valores referentes aos encargos de conexão ao sistema de distribuição, quando existentes, que o gerador deverá pagar à distribuidora durante o ciclo ***t***. O cálculo do valor de cobertura dos custos para o ciclo ***t***, que exclui os eventuais ajustes financeiros de ciclos anteriores, será considerado conforme o estabelecido no Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD).

5.7 PARCELA DE AJUSTE POR INDISPONIBILIDADE APURADA OU PELO DESEMPENHO APURADO

41. A RAG das usinas hidrelétricas cotistas será acrescida da Parcela de Ajuste Por Indisponibilidade Apurada ou pelo Desempenho Apurado (AjI) que reflita o atendimento aos padrões de qualidade do serviço de exploração da geração de energia elétrica, de acordo com o disposto nos contratos de concessão e na Resolução Normativa n° 541, de 12 de março de 2013, ou em regulamento superveniente.

42. A parcela de AjI a ser considerada no ciclo ***t***, por usina, é calculada com base na parcela de GAG do ciclo ***t***, conforme definição apresentada no Submódulo 12.1 do PRORET, e os parâmetros de indisponibilidade calculados conforme Resolução Normativa n° 541/2013 ou em regulamento superveniente.

43. A Portaria MME n° 117/2013 estabelece que a parcela AjI seja aplicada para as usinas hidrelétricas em condições de prestação temporária.

44. Deverão ser observados os períodos de carência para aplicação da parcela AjI, conforme estabelecido na Resolução Normativa n° 541/2013 ou em regulamento superveniente.

5.8 ENCARGOS SETORAIS TAXA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA E PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

45. A cobertura para a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) é calculada com base no Submódulo 5.5 do PRORET e consiste em aplicar a respectiva alíquota sobre a RAG do ciclo ***t***, deduzida de encargos setoriais e dos encargos de uso e conexão.

46. A cobertura para o encargo relativo à P&D, que é calculada com base no Submódulo 5.6 do PRORET, é obtida conforme expressão (9).

$$\boldsymbol{Cobertura\ para\ P\&D} = \mathbf{RAG\ deduzida\ de\ enc.\ setoriais} \times \left(\frac{\mathbf{1}}{\mathbf{1 - Alíquota\ de\ P\&D}} - \mathbf{1}\right) \qquad \mathbf{(9)}$$

onde:
P&D: Encargo setorial Pesquisa e Desenvolvimento, em R$; e
RAG: Receita Anual de Geração, em R$.

47. Se houver alteração na titularidade da prestação do serviço de geração durante a vigência do ciclo tarifário, inclusive no caso de início ou encerramento da prestação do serviço de geração em caráter temporário, o valor da TFSEE, proporcional ao período remanescente do ciclo, será atribuído ao novo prestador. À antiga concessionária será atribuída a parcela de ajuste da TFSEE, apurada em função da quantidade de dias como titular na competência em que ocorrer essa alteração.

6. RAG INICIAL PARA USINAS ALOCADAS NO REGIME DE COTAS DURANTE A VIGÊNCIA DE UM CICLO TARIFÁRIO

48. Nos casos em que as usinas hidrelétricas são alocadas no regime de cotas durante o ciclo ***t***, é calculada a RAG Inicial proporcional à vigência no ciclo ***t*** conforme data definida em contrato de concessão ou na Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) de designação de prestador temporário.

49. Se a usina hidrelétrica for alocada no regime de cotas, por meio de contratos de concessão licitados em substituição à condição de prestação temporária, deve-se verificar, no contrato de concessão, se há período de operação assistida. Em caso afirmativo, devem ser seguidos os procedimentos que constarem no contrato de concessão e/ou nas regras definidas no edital da respectiva licitação para pagamento das parcelas mensais da RAG para o prestador temporário e para a nova concessionária durante esse período.

50. No caso definido no parágrafo precedente, serão consideradas, na RAG Inicial da nova concessionária, as coberturas de TFSEE e de P&D homologadas para o prestador temporário no ciclo ***t***. As coberturas dos encargos setoriais incidentes sobre as diferenças obtidas da alteração da receita com o estabelecimento da RAG Inicial serão consideradas na RAG das novas concessionárias no ciclo ***t***+1 e calculadas conforme seção 5.8 deste Submódulo.

51. Se a usina hidrelétrica for alocada no regime de cotas na condição de prestação temporária, a parcela de GAG Inicial a vigorar no ciclo ***t***, definida com base no valor que consta na Portaria do MME de designação de prestador temporário, será estabelecida na referência de julho do ciclo ***t***.

52. A cobertura da TFSEE referente à RAG Inicial de usina na condição de prestação temporária será considerada na RAG do ciclo ***t***+1. Caso a concessionária vencedora de licitação assuma a concessão antes do início do ciclo ***t***+1, será apurada a TFSEE relativa ao antigo prestador, proporcional ao período efetivo da prestação temporária do serviço de geração de energia elétrica.

53. O EUSD, o EUST e/ou os encargos de conexão na RAG Inicial serão calculados com base nas tarifas e na Receitas Anuais Permitidas estabelecidas para o ciclo ***t***, e os valores para o ciclo ***t***+1 serão calculados conforme as seções 5.5 e 5.6 deste Submódulo.

54. Para o cálculo de valores proporcionais dos componentes da RAG, aplica-se o *pro rata die* para o primeiro mês de vigência da RAG Inicial, com base na data de entrada da usina hidrelétrica no regime de cotas e no valor de 1/12 do valor anual. Para os demais meses em que o valor for integral, deverá ser considerado 1/12 do valor anual.

55. O critério de rateio aplica-se aos demais casos em que valores de componentes da RAG sejam apurados proporcionalmente.

7. PARCELA DE AJUSTE

56. A RAG do ciclo ***t*** poderá ser adicionada ou subtraída de Parcela de Ajuste (PA) que reflita as diferenças na RAG estabelecida em ciclos anteriores. Essas diferenças podem ser oriundas da análise de recursos administrativos, da identificação de erros em cálculos anteriores, ou qualquer outra situação que gere alguma diferença de valor que deva ser tratada no âmbito do reajuste da RAG.

57. As diferenças citadas são calculadas e atualizadas pelo IVI da referência do ciclo em que ocorreram até julho do ano ***t***, exceto passivos referentes à TFSEE, cujo indicador econômico será definido com base na legislação que rege o tributo.

58. A Parcela de Ajuste é composta pela Parcela de Ajuste antes dos Encargos Setoriais e pela Parcela de Ajuste após os Encargos Setoriais. A Parcela de Ajuste antes dos Encargos Setoriais inclui ajustes referentes à componente da RAG que estão considerados na base de cálculo de encargos setoriais (GAG, RBO, CAIMI, Custo de Transporte, AjI). A Parcela de Ajuste após os Encargos Setoriais inclui ajustes referentes à componente da RAG que não estão compreendidos na base de cálculo de encargos setoriais (TFSEE e P&D).

8. OUTROS PROCEDIMENTOS

59. Aplica-se a redução determinada pela Lei n° 13.182/2015 na garantia física das usinas hidrelétricas da concessionária Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), equivalente ao montante de garantia física destinado aos seus consumidores finais. O percentual de participação desse montante na garantia física total das usinas da Chesf deve ser reduzido da RAG dessas usinas hidrelétricas.

60. Deve-se observar, nos contratos de concessão, o percentual de garantia física alocado ao regime de cotas, por usina, para o cálculo da tarifa associada a esse regime e se há percentual de redução a ser aplicado nos componentes da RAG, e a partir de qual momento é aplicável.

61. A usina hidrelétrica Sobradinho, conforme Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Geração n° 06/2004, poderá ter a garantia física de energia e de potência alocadas ao regime de cotas, a partir de 10 de fevereiro de 2022.

62. A tarifa associada ao regime de cotas, calculada no processo de reajuste ou revisão da RAG, é definida com base nos Submódulos 3.2 e 3.2A do PRORET, e utilizada para estabelecer a cobertura nos processos tarifários das concessionárias de distribuição detentoras de cotas de garantia física. O cálculo da tarifa deve contemplar também as usinas com contratos de concessão licitados e usinas na condição de prestação temporária.

63. Para a estimativa da CFURH e do montante de energia, compreendidos no cálculo da tarifa, deverão ser considerados:

i) a Tarifa Atualizada de Referência (TAR) para o ano ***t***, homologada pela ANEEL; a alíquota da CFURH, estabelecida na Lei n° 9.648/1998; e o montante de energia, em MWh, alocado no regime de cotas para estimar a CFURH, conforme Resolução n° 67/2001;

ii) sobre o montante de energia alocada no regime de cotas, em MWh, utilizado no cálculo da tarifa, é aplicado o lastro definido no Decreto n° 7.805/2012, com redação alterada pelo Decreto n° 9.143/2017.

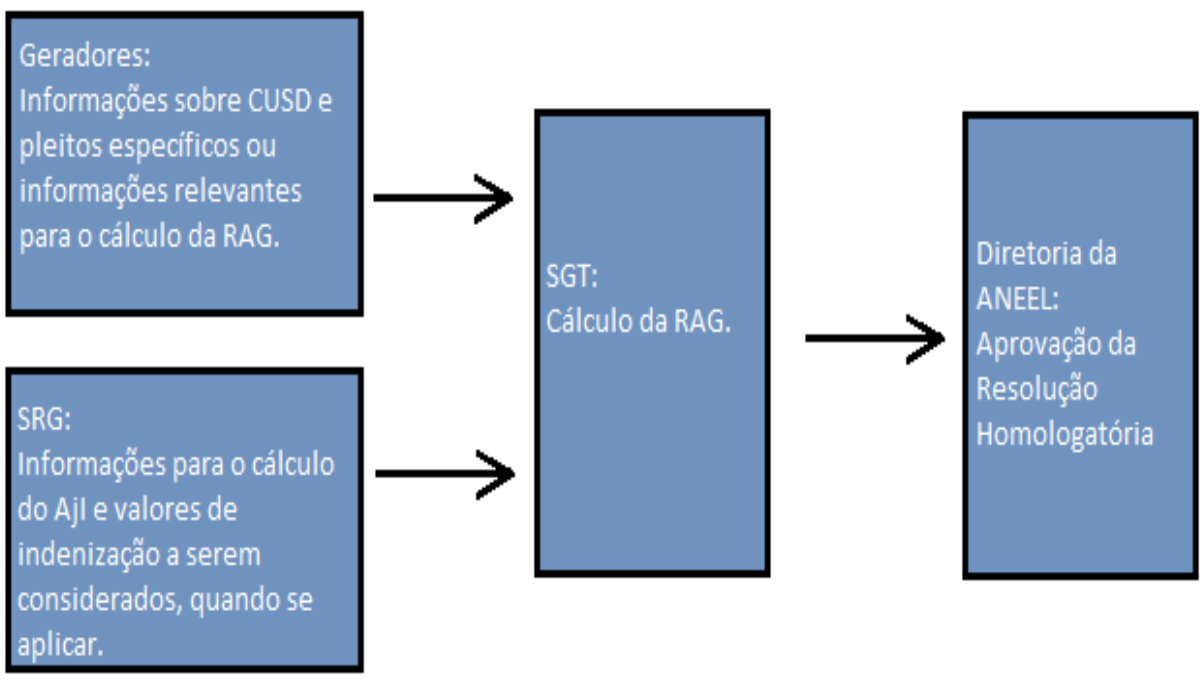
64. Nos casos de extinção de concessão de usina hidrelétrica alocada no regime de cotas, cessa a cobertura tarifária relativa a essa usina nos processos tarifários de distribuidoras subsequentes à data de extinção da concessão, porém, a tarifa calculada no processo da RAG é alterada somente no processo ordinário subsequente. Cessa a participação da usina hidrelétrica na liquidação das usinas cotistas a partir da data de extinção da concessão. Quando da extinção de concessão de usina hidrelétrica alocada no regime de cotas, a CCEE deverá observar os normativos da ANEEL, entre outras questões, afeitos a desligamento e cancelamento de registros de empreendimentos de geração modelados na Câmara.

65. A Tabela 2 apresenta os prazos a serem observados nos processos de reajuste da RAG.

Tabela 2 – Informações periódicas e responsáveis pela disponibilização à SGT/ANEEL

Item	Informações Periódicas	Responsável	Prazo	Forma de disponibilização
1	Informações sobre alteração ou celebração de CUSD, não consideradas no processo anterior da RAG, e eventuais informações com possível impacto no cálculo da RAG.	Geradores	Até 10 de junho	Correspondência e correio eletrônico
2	Parâmetros de indisponibilidade para apuração da parcela AjI e eventuais valores de indenização a serem considerados na RAG.	SRG	Até 20 de junho	Memorando

9. FLUXOGRAMA DE CÁLCULO DO REAJUSTE DA RAG



ANEXO

$GAG_{O\&M}$ revisados por usina (Ref. Julho de 2017)

USINAS	CEG	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Forquilha	976	308.951,82	308.951,82	308.951,82	308.951,82	308.951,82
Ijuizinho	27405	309.925,71	309.925,71	309.925,71	309.925,71	309.925,71
Passo do Inferno	1998	375.818,24	375.818,24	375.818,24	375.818,24	375.818,24
Santa Rosa	26730	378.769,11	378.769,11	378.769,11	378.769,11	378.769,11
Herval	1085	364.122,00	382.933,22	401.744,45	420.555,67	439.366,89
Guarita	1076	443.558,72	443.558,72	443.558,72	443.558,72	443.558,72
Macaco Branco	1349	677.045,01	677.045,01	677.045,01	677.045,01	677.045,01
Cachoeira do Lavrinha	26879	851.019,06	855.258,74	859.498,42	863.738,10	867.977,78
Passode Ajuricaba	1997	887.705,34	863.711,86	839.718,38	815.724,91	791.731,43
Capigui	654	821.446,73	835.183,45	848.920,17	862.656,88	876.393,60
Ernestina	898	1.192.456,13	1.135.752,52	1.079.048,90	1.022.345,29	965.641,67
Antasl (Pedro Affonso Junqueira)	109	1.741.661,26	1.741.661,26	1.741.661,26	1.741.661,26	1.741.661,26
Bugres	324	1.575.658,96	1.575.658,96	1.575.658,96	1.575.658,96	1.575.658,96
São Domingos	27665	2.093.988,01	2.093.988,01	2.093.988,01	2.093.988,01	2.093.988,01
Rio do Peixe	2353	2.617.885,02	2.692.506,40	2.767.127,79	2.841.749,17	2.916.370,56
Pedra	27052	2.461.890,94	2.461.890,94	2.461.890,94	2.461.890,94	2.461.890,94
Rasgão	2187	3.389.368,74	3.223.690,59	3.058.012,44	2.892.334,29	2.726.656,14
Porto Góes	2123	4.089.119,54	3.853.890,62	3.618.661,71	3.383.432,79	3.148.203,88
Funil-BA	27046	4.126.009,22	4.010.084,62	3.894.160,01	3.778.235,41	3.662.310,80
Canastra	635	3.945.010,96	3.945.010,96	3.945.010,96	3.945.010,96	3.945.010,96
Coaracy Nunes	783	10.306.549,08	10.095.000,02	9.883.450,95	9.671.901,88	9.460.352,82
Passo Real	2003	14.448.820,11	14.448.820,11	14.448.820,11	14.448.820,11	14.448.820,11
Jacuí	1217	18.295.684,07	18.175.203,23	18.054.722,39	17.934.241,55	17.813.760,70
Funil-RJ	27118	19.367.118,12	19.125.175,54	18.883.232,97	18.641.290,40	18.399.347,82
Boa Esperança	267	21.558.319,06	21.525.438,71	21.492.558,37	21.459.678,02	21.426.797,67
Porto Colômbia	2117	26.322.357,41	26.126.188,88	25.930.020,34	25.733.851,81	25.537.683,27
Corumbá I	866	28.871.413,62	28.274.835,53	27.678.257,44	27.081.679,35	26.485.101,26
Três Irmãos	2873	41.930.442,70	43.873.261,75	45.816.080,81	47.758.899,86	49.701.718,92
Complexo Henry Borden	1084	122.768.076,01	121.716.923,03	120.665.770,05	119.614.617,07	118.563.464,09
Estreito (L. C. Barreto)	917	59.076.147,13	58.742.822,43	58.409.497,73	58.076.173,03	57.742.848,33
Furnas	1007	71.137.435,86	71.137.435,86	71.137.435,86	71.137.435,86	71.137.435,86
Marimbondo	1417	77.596.936,67	77.596.936,67	77.596.936,67	77.596.936,67	77.596.936,67
Itaparica (Luiz Gonzaga)	1174	84.046.187,31	82.008.316,25	79.970.445,19	77.932.574,14	75.894.703,08
Xingó	27053	146.388.123,25	139.264.534,90	132.140.946,54	125.017.358,19	117.893.769,84
Complexo Paulo Afonso	2012	184.290.307,67	184.290.307,67	184.290.307,67	184.290.307,67	184.290.307,67

Fonte: Nota Técnica nº 92/2018-SRM/ANEEL, de 18 de junho de 2018.

ANEXO LXXIV

Módulo 12: Concessionárias de Geração

Submódulo 12.3

TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DA GERAÇÃO

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia para a definição da estrutura de capital regulatória e da taxa regulatória de remuneração de capital a ser aplicada para as instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se ao cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital das instalações de geração em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

3. METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DA TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL

3. Denomina-se ano aplicação (ano_A): ano em que será aplicada a taxa regulatória de remuneração do capital aos processos de revisão de receita.

4. Denomina-se ano de referência (ano_t): ano em relação ao qual são dimensionadas as janelas definidas para os parâmetros.

3.1. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO

5. A remuneração do capital próprio adota o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model), definido conforme a seguinte equação:

$$r_p = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \qquad (1)$$

onde:
r_p: taxa de remuneração do capital próprio;
r_f: taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense;
β: beta do setor regulado;
r_m: taxa de retorno do mercado estadunidense; e
r_B: prêmio de risco-país.

6. O modelo é adaptado pela utilização de título brasileiro:

$$r_P = r_{NTN\text{-}b} + \beta \cdot (r_m - r_f) \qquad (2)$$

onde:
r_P: remuneração do capital próprio;
r_{TB}: remuneração do título público brasileiro;
β: beta do setor regulado; e
$(r_m - r_f)$: Prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença entre o r_m (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a r_f (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense).

7. Remuneração do título público brasileiro:

a. Amostra: NTN-B (Notas do Tesouro Nacional indexadas ao Índice de Preços ao Consumidor – IPCA), cujos dados estão disponíveis no sítio eletrônico do Tesouro Direto;

b. Janela: últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano_{t-9} a dezembro do ano_t; e

c. Cálculo: média das taxas de compra e venda diária de cada série e média final de todas as séries.

8. Beta:

a. Amostra: empresas do setor de energia elétrica estadunidense, membros do *Edison Electric Institute* – EEI (conforme EEI Stock Index), que atuam no segmento de transmissão e distribuição de energia elétrica, com ao menos 50% dos ativos dedicados a essas atividades (proporção medida preferencialmente pelo ativo imobilizado em serviço bruto), e Índice Standard & Poor's 500 (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. A data de referência para a seleção da amostra é o último ano para o qual os dados contábeis do ativo estejam disponíveis;

b. Janela: últimos cinco anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de outubro do ano_{t-5} a setembro do ano_t, períodos para os quais existem dados trimestrais da estrutura de capital das empresas;

c. Séries: retornos totais semanais, capitalização de mercado e dívida líquida trimestrais;

d. Cálculo: o cálculo do beta médio envolve os seguintes passos:

i. cálculo do beta alavancado para a amostra de empresas de energia elétrica estadunidenses;

ii. desalavancagem dos betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de imposto de renda dos Estados Unidos da América – EUA, obtendo-se o beta associado ao risco do negócio;

iii. ponderação pela participação dos ativos de transmissão ou distribuição nos ativos totais;

iv. cálculo da média ponderada dos betas desalavancados; e

v. realavancagem do beta desalavancado médio do setor, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

9. Prêmio de risco do mercado estadunidense:

a. Amostra/séries: retornos totais anuais do Índice Standard & Poor's 500 e rendimento anual do título do governo americano com vencimento em dez anos;
b. Janela: iniciada em dezembro de 1928 até dezembro do ano_t; e

c. Cálculo: pela média da diferença entre o rendimento anual histórico do índice Standard & Poor's 500 (S&P500) e o rendimento médio anual do título do Tesouro Americano com vencimento de dez anos.

3.2. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DE TERCEIROS

10. A remuneração do capital de terceiros é formada por dois componentes extraídos de debêntures emitidas por empresas do setor elétrico: rentabilidade e custo de emissão das debêntures emitidas por empresas do setor elétrico.

$$r_T = r_{Deb} + Ce_{Deb} \quad (3)$$

onde:
r_{Deb}: rentabilidade das debêntures;
Ce_{Deb}[B]: custo de emissão das debêntures.

11. Rentabilidade das debêntures*:*

a. Amostra: debêntures emitidas por empresas de transmissão ou de transmissão e geração (verticalizadas, desde que possua participação significativa em transmissão), não incentivadas, atreladas a IPCA ou Certificado de Depósito Interbancário – CDI;

b. Janela: últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano$_{t-9}$ a dezembro do ano$_t$;

c. Cálculo:

i. consideram-se as informações na data da emissão de todas as debêntures disponíveis no banco de dados da Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais – ANBIMA, obedecendo o critério de seleção da amostra; e

ii. calcula-se a média da rentabilidade em valores reais, sendo a conversão daquelas atreladas ao CDI realizada por meio das curvas de estrutura a termo das taxas de juros – [DI x Pré] e [DI x IPCA] - obtidas no sítio eletrônico da bolsa de valores - B3 - e inflação implícita resultante, no momento da emissão.

12. Custo de emissão das debêntures*:*

a. Amostra: debêntures emitidas por empresas de transmissão ou de transmissão e geração (verticalizadas, desde que possua participação significativa em transmissão), atreladas a IPCA ou CDI, que possuam dados disponíveis;

b. Janela: últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano$_{t-9}$ a dezembro do ano$_t$; e

c. Cálculo: considera-se os dados de valor, custo, e juros reais da emissão, cujos dados são obtidos nos prospectos definitivos disponíveis para cada emissão. A conversão dos valores nominais é realizada por meio das curvas de estrutura a termo das taxas de juros – [DI x Pré] e [DI x IPCA] - obtidas no sítio eletrônico da bolsa de valores - B3 - e inflação implícita resultante, considerando o momento da emissão, obtendo-se valor anual.

3.3. ESTRUTURA DE CAPITAL REGULATÓRIA

13. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiros.

14. Para a determinação da participação do capital de terceiros na estrutura de capital regulatória partiu-se da relação Dívida Líquida sobre EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) regulatório equivalente a **3 (três)**.

15. O EBITDA regulatório é formado pela remuneração de capital e da quota de reintegração regulatória média.

16. Por meio de equação simultânea chega-se à proporção máxima de endividamento possível em função da restrição colocada.

17. A partir dessa metodologia, obtém-se a proporção do capital de terceiros (D/V) na estrutura de capital regulatória. A proporção do capital próprio é extraída pela diferença (cem por cento menos percentual de capital de terceiros).

3.4. TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL - HISTÓRICO

18. Para o cálculo da taxa de regulatória de remuneração do capital a ser aplicada, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*).

19. Considerando que os valores já estão em termos reais e o efeito do benefício tributário dos impostos, pode-se expressar o cálculo pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_P + (D/V) \cdot r_d \cdot (1 - T) \quad (4)$$

onde:
r_{WACC}: taxa regulatória de remuneração do capital média ponderada, após impostos, em termos reais;
r_P: remuneração do capital próprio real;
r_d: remuneração do capital de terceiros real;
P: percentagem de capital próprio;
D: percentagem de capital de terceiros;
V: soma do capital próprio e de terceiros; e
T: alíquota tributária.

3.5. TAXA REGULATÓRIA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL - APLICAÇÃO

20. Considerando a metodologia descrita nos itens anteriores, são calculadas cinco taxas r_{WACC} para os cinco anos anteriores (ano$_{t-4}$ a ano$_t$) ao ano de aplicação (ano$_A$).

21. A partir dos componentes das taxas r_{WACC} históricas calculadas após aplicação da metodologia, a taxa regulatória de remuneração de capital para aplicação no ano$_A$ é obtida da seguinte forma:

a. Remuneração do capital próprio: obtida pela média da remuneração do capital próprio dos cinco anos anteriores ao ano de aplicação;

b. Remuneração do capital de terceiros: referente à remuneração obtida no ano anterior ao ano de aplicação; e

c. Estrutura de capital regulatória: participação do capital de terceiros equivalente àquela obtida no ano anterior ao ano de aplicação.

22. A taxa regulatória de remuneração do capital para aplicação, que forma a receita final, considera a alíquota de imposto (*T*) igual a **34%** (regra geral), bem como a proporção de capital de terceiros na estrutura de capital regulatória, obtendo-se a taxa em temos reais antes de impostos. Assim a taxa a ser aplicada no ano$_A$ é a que se segue abaixo:

$$rWACC_{pré} = \frac{[r_{WACC}]}{(1-T)} \quad (5)$$

4. RESULTADOS

23. Os valores para aplicação nos anos de 2018 a 2020 (conforme o caso), são os seguintes:

	Ano de Aplicação		
	2018	**2019**	**2020**
Remuneração de Capital Próprio			
Taxa Livre de Risco	6,40%	6,12%	5,83%
Beta Alavancado	0,5335	0,4749	0,4240
Prêmio de Risco de Mercado	6,38%	6,43%	6,46%

Prêmio de Risco do negócio e financeiro	3,41%	3,06%	2,74%
Remuneração real depois de impostos	9,80%	9,17%	8,57%
Remuneração de Capital de Terceiros			
Debêntures	6,92%	6,71%	6,21%
Custo de emissão	0,35%	0,40%	0,37%
Remuneração real antes de impostos	7,27%	7,11%	6,58%
Impostos	34,00%	34,00%	34,00%
Remuneração real depois de impostos	4,80%	4,69%	4,34%
Estrutura de Capital			
% Capital Próprio	58,25%	60,39%	61,97%
% Capital de Terceiros	41,75%	39,61%	38,03%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada			
Real, depois de impostos	7,71%	7,40%	6,96%
Real, antes de impostos	11,69%	11,21%	10,55%

5. ATUALIZAÇÃO

24. A taxa regulatória de remuneração de capital será definitiva para os processos de revisão de receita que ocorrerem no respectivo ano de aplicação.

25. A taxa regulatória de remuneração de capital será atualizada anualmente por meio de despacho da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT emitido até o final do mês de fevereiro de cada ano de aplicação.

ANEXO LXXV

Módulo 12: Concessionárias de Geração

Submódulo 12.4

AMPLIAÇÕES EM INSTALAÇÕES DE GERAÇÃO

1. OBJETIVO

1. Estabelecer critérios e procedimentos para realização de investimentos, considerados ampliações, que serão contemplados nas receitas de aproveitamentos hidrelétricos que renovaram as concessões ou foram licitados nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se às concessionárias de serviço público de geração de energia elétrica em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013, quando da realização de ampliações em aproveitamentos hidrelétricos conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

3. DEFINIÇÕES E CLASSIFICAÇÃO

3. Para os fins deste Submódulo, consideram-se as seguintes definições:

I – Ampliação: compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalação de geração existente ou a adequação dessa instalação, visando aumento da capacidade de geração.

4. Caracteriza-se como ampliação o aumento de potência instalada para atendimento ao aproveitamento ótimo, com acréscimo de unidades geradoras.

5. Os investimentos tratados neste módulo obedecerão aos critérios estabelecidos no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE e Manual de Controle Patrimonial – MCPSE.

4. INVESTIMENTOS SUJEITOS A ADICIONAL DE RECEITA

6. A partir do reajuste tarifário de 2015 as concessionárias de geração farão jus ao recebimento de adicionais de receitas, conforme abaixo:

I – remuneração de investimentos e custos de operação e manutenção associados a ampliações de potência instalada de geração autorizadas pelo Poder Concedente (Grupo 3).

7. A concessionária tem o direito ao adicional de receita referente aos investimentos em ampliação a partir da data de entrada em operação comercial das instalações, sendo que seu cálculo será realizado apenas no reajuste subsequente à conclusão da melhoria efetivamente comprovada por ato da fiscalização da ANEEL.

8. Investimentos associados a ampliações somente poderão ser executados após autorização prévia do Poder Concedente, e estabelecimento da respectiva receita.

9. Após a assunção do novo concessionário de geração, deverão ser informados os valores dos investimentos realizados ou parcialmente realizados pelo concessionário da concessão anterior ou pelo prestador de serviços temporário, para indenização dos investimentos prudentemente realizados ainda não amortizados ou depreciados, nos termos da Portaria MME nº 117, de 5 de abril de 2012.

10. O aumento da potência instalada de energia em decorrência de investimentos realizados em ampliação implicará receita adicional de operação e manutenção, a ser atualizado até a data do reajuste anterior à entrada em operação comercial da ampliação e incorporado ao GAG no processo subsequente de reajuste.

5. CÁLCULO DO ADICIONAL DE RECEITA

11. A receita anual considera a quota de reintegração regulatória (referente à depreciação) e a remuneração bruta do capital, além de encargos setoriais.

12. A quota de reintegração regulatória é dada pela taxa média de depreciação regulatória multiplicada pelo valor regulatório do investimento:

$$QRR_i = INV \cdot \delta \qquad (1)$$

onde:
QRR_i: Quota de Reintegração Regulatória no ano i;
INV: valor regulatório de investimento; e
δ: taxa média de depreciação regulatória da intervenção.

13. A remuneração do capital é o resultado da aplicação da taxa de remuneração sobre o investimento não amortizado, caracterizado pelo valor regulatório do investimento subtraído da depreciação acumulada. A remuneração líquida do capital a cada ano é obtida pela equação a seguir:

$$RLC_i = (INV - Da_i) \cdot r_{WACC} \qquad (2)$$

onde:
RLCi: Remuneração Líquida do Capital no ano i;
INV: valor regulatório de investimento;
DAi: Depreciação Acumulada no ano i; e
r_{WACC}: taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda.

14. A remuneração bruta do capital resulta da remuneração líquida acrescida da alíquota tributária efetiva:

$$RBC_i = \frac{RLC_i}{(1-T)} \qquad (3)$$

onde:
RBC_i: Remuneração Bruta de Capital no ano i;
RLC_i: Remuneração Líquida de Capital no ano i; e
T: alíquota tributária efetiva.

15. Apesar das fórmulas anteriores considerarem um perfil decrescente para a receita, no período entre revisões, o adicional de receita deve ser constante. Para isso, é anualizado o somatório dos valores presentes da remuneração em cada ano que antecede a revisão periódica de receitas posterior à entrada em operação das instalações autorizadas, resultando no Custo Anual dos Ativos Elétricos das instalações voltadas à ampliação de potência – $GAG_{Ampl\text{-}CAAE}$ a ser considerado na definição do adicional de receita. Assim, o $GAG_{Ampl\text{-}CAAE}$ é calculado por:

$$\mathrm{GAG}_{\text{Ampl-CAAE}} = \left(\sum_{i=1}^{n} \frac{RBC_i + QRR_i}{(1+r_{WACC})^i} \right) \cdot \left(\frac{r_{WACC}}{1-(1+r_{WACC})^{-n}} \right) \qquad (4)$$

onde:

$GAG_{Ampl-CAAE}$: Custo Anual dos Ativos Elétricos, para aumento de capacidade;
RBC_i: Remuneração Bruta de Capital no ano i;
QRR_i: Quota de Reintegração Regulatória no ano i;
r_{WACC}: taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda; e
n: número de anos entre a entrada em operação comercial e a revisão subsequente.

16. A partir da equação (4), são definidas as receitas líquida e bruta. A receita líquida corresponde ao $GAG_{Ampl-CAAE}$ acrescido das despesas operacionais associadas, enquanto a receita bruta corresponde à receita líquida somada aos encargos setoriais e incrementos nos custos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão – EU correspondentes à eventual ampliação de capacidade. Assim, a receita líquida é expressa como:

$$\mathbf{GAG_{Ampl} = GAG_{Ampl-CAAE} + GAG_{AMpl-O\&M}} \quad \mathbf{(5)}$$

onde:
GAG_{Ampl}: Custo da Gestão dos Ativos de Geração, decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas;
$GAG_{Ampl-CAAE}$: Custo Anual dos Ativos Elétricos, decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas; e
$GAG_{Ampl-O\&M}$: Custo de Operação e Manutenção, decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas.

17. Durante o ciclo de revisão de RAG, o Custo de Operação e Manutenção decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas – $GAG_{Ampl-O\&M}$ é obtido pela reaplicação da fórmula, estabelecida no Submódulo 12.1 do PRORET, de definição dos Custos Operacionais regulatórios – $GAG_{O\&M}$ com a potência, garantia física e número de unidades geradoras ampliadas. A diferença entre a reaplicação da fórmula com os novos parâmetros e o valor reconhecido com $GAG_{O\&M}$ na revisão da RAG, corrigido pelo índice de atualização inflacionário, equivale ao $GAG_{Ampl-O\&M}$:

$$\mathbf{GAG_{Ampl-O\&M} = GAG_{O\&M-reaplicada} - GAG_{O\&M}} \quad \mathbf{(6)}$$

onde:
$GAG_{Ampl-O\&M}$: Custo de Operação e Manutenção, decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas;
$GAG_{O\&M-reaplicada}$: Custo Operacionais Regulatórios, com reaplicação da fórmula de definição do $GAG_{O\&M}$, estabelecida no Submódulo 12.1 do PRORET, com a potência, garantia física e número de unidades geradoras ampliadas; e
$GAG_{O\&M}$: Custos Operacionais Regulatórios, estabelecida no Submódulo 12.1 do PRORET.

18. O adicional de receita, dado pela receita bruta, é dado pela receita líquida acrescida dos encargos setoriais, conforme a equação a seguir:

$$GAG_{AdB} = \frac{GAG_{Ampl}}{(100\% - P\&D)} \quad \mathbf{(7)}$$

onde:
GAG_{AdB}: receita bruta anual; e
P&D: alíquota referente ao encargo de Pesquisa e Desenvolvimento.

19. A remuneração do capital utilizará o custo de capital definido no Submódulo 12.3 do PRORET.

ANEXO LXXVI

Módulo 12: Concessionárias de Geração

Submódulo 12.6

COTAS-PARTES DE ANGRA 1 E 2 E ITAIPU

1 OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais e a metodologia de cálculo das cotas-partes referentes aos montantes de potência e energia comercializados pela Usina Hidrelétrica – UHE Itaipu, bem como aos montantes de energia comercializada pelas Centrais de Geração Angra 1 e 2.

2 ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se:

- no caso da UHE Itaipu, a todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.
- no caso das centrais de geração Angra 1 e 2, a todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN.

3 ASPECTOS LEGAIS

3. A Lei nº 5.899/1973 dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu.

4. O Decreto nº 4.550/2002, alterado pelo Decreto nº 5.287/2004, regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada por Itaipu Binacional e pela Eletronuclear.

5. A Lei nº 12.111/2009 dispõe sobre o pagamento à Eletrobrás Termonuclear S.A. – Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2.

4 DEFINIÇÕES

6. Nos termos do Decreto nº 4.550/2002 e para fins de aplicação deste Submódulo, consideram-se as seguintes definições:

- Potência Contratada de Itaipu: potência em quilowatts (kW) que Itaipu coloca permanentemente à disposição das Altas Partes Contratantes, indicadas no Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, conforme Carta Compromisso ou instrumento contratual firmado entre Itaipu e a Eletrobrás;
- Energia Vinculada à Potência Contratada de Itaipu: montante de energia que cada entidade contratante pode utilizar em função da potência contratada, definido para cada mês calendário, conforme Carta Compromisso ou instrumento contratual firmado entre Itaipu e a Eletrobrás;
- “Distribuidora suprida”: corresponde à distribuidora de energia elétrica que mantém compra regulada integralmente com outra(s) distribuidora(s) cotista(s); e
- “Distribuidora cotista”: corresponde à distribuidora que recebe ou participa diretamente do rateio das cotas-partes de Angra 1 e 2 ou de Itaipu.

5 INFORMAÇÕES PARA O CÁLCULO DAS COTAS-PARTES

5.1 INFORMAÇÕES A SEREM ENCAMINHADAS PELAS UNIDADES ORGANIZACIONAIS DA ANEEL

7. A Tabela 1 apresenta as informações que devem ser encaminhadas à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT pelas demais Unidades Organizacionais da ANEEL.

Tabela 1: Informações provenientes das Unidades Organizacionais

Item	Informações necessárias	Responsável	Prazo(1)	Forma de disponibilização
1	Migrações de distribuidoras da condição de suprida para cotista e vice-versa.	SRM	Até 30 de setembro	Memorando
2	Previsão de interligação ao SIN de distribuidoras atualmente pertencentes aos sistemas isolados.	SFE	-	SIGET(2)

(1) Data limite para que a informação esteja na ANEEL.

(2) Sistema de Gestão da Transmissão.

5.2 INFORMAÇÕES A SEREM ENCAMINHADAS POR OUTROS AGENTES

8. Na Tabela 2 estão listadas as informações necessárias que devem ser encaminhadas à Superintendência de Gestão Tarifária – SGT para o cálculo das cotas-partes.

Tabela 2: Informações necessárias e responsável pela disponibilização

Item	Informações necessárias	Responsável	Prazo(1)	Forma de disponibilização
1	Mercado faturado.	Distribuidoras	-	SAMP/SIASE(2)
2	Potência Contratada mensal (kW/mês); Energia Vinculada (MW médios) da UHE Itaipu; e carga da ANDE (MW médios) do Paraguai.	Eletrobrás	Até 5 de novembro	Correspondência
3	Garantias físicas das centrais de geração Angra 1 e 2 e da UHE Itaipu.	MME(3)	-	Portaria
3	Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada e Programada de Referência – TEIF e IP das centrais de geração Angra 1 e 2.	EPE(4)/MME	-	Nota Técnica/Portaria/ Deck de dados
4	Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada e Programada apuradas – TEIFa e TEIP das centrais de geração Angra 1 e 2.	ONS	-	Site do ONS

5	Consumos internos e Perdas na rede elétrica das centrais de geração Angra 1 e 2, definidos a cada ciclo de Revisão Tarifária Periódica.	CCEE	Em intervalos de 3 anos, até 30 de setembro	Correspondência/CliqCCEE(5)

(1) Data limite para que a informação esteja na ANEEL.

(2) Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) e Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico (SIASE).

(3) Ministério de Minas e Energia.

(4) Empresa de Pesquisa Energética.

(5) Sistema de Contabilização e Liquidação da CCEE.

9. Caso as informações dispostas no item 2. da Tabela 2 não sejam encaminhadas em tempo hábil, serão considerados os valores informados pela Eletrobrás no ano anterior, sem prejuízo de eventuais ajustes.

6 COTAS-PARTES

6.1 PREMISSAS E CONCEITOS GERAIS

10. As cotas-partes são utilizadas para fins de rateio das energias provenientes das centrais de geração Angra 1 e 2 e da UHE Itaipu e correspondem à razão do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras, observado o disposto nos itens 28 e 29 deste Submódulo.

11. Caso uma distribuidora suprida deixe de manter compra regulada integral com uma distribuidora cotista, passará a integrar o rateio das cotas-partes, observado o disposto nos itens 28 e 29 deste Submódulo.

12. As distribuidoras integradas ao SIN, nos termos do art. 4º da Lei nº 12.111/2009, terão suas cotas-partes calculadas considerando integralmente seu mercado faturado, conforme disposto no item 18.

13. As distribuidoras pertencentes aos sistemas isolados com previsão de interligação ao SIN dentro do horizonte avaliado serão consideradas no rateio das cotas-partes a partir do ano subsequente ao da previsão de sua interligação.

14. As cotas-partes serão publicadas anualmente até o dia 30 de novembro do oitavo ano anterior ao ano de vigência, por meio de Resolução Homologatória.

15. As energias alocadas, rateadas segundo as cotas-partes ajustadas, serão publicadas anualmente até o dia 30 de novembro do ano anterior ao de vigência, por meio de Resolução Homologatória.

6.2 MERCADO FATURADO

16. O mercado faturado será obtido e consistido por meio da análise das informações encaminhadas pelas distribuidoras, nos termos do Submódulo 10.6 do PRORET.

17. Para fins deste Submódulo, o mercado faturado, encaminhado pelas distribuidoras nos termos do item 16, corresponde aos mercados cativo e de suprimento, quando houver, verificados durante o mês de setembro do nono ano a agosto do oitavo ano anterior à data de vigência das respectivas cotas-partes.

18. O mercado faturado de distribuidora integrada ao SIN, nos termos do disposto no item 12, corresponde ao seu mercado total, que abrange os sistemas interligado e isolado, quando houver.

19. A distribuidora suprida não participa diretamente do rateio das cotas-partes, mas de forma indireta, na medida em que seu suprimento está contido no mercado faturado da distribuidora cotista, conforme o exemplo do Esquema 1:

Distribuidora cotista A
- **Mercado cativo de A**
- **Distribuidora suprida B**
- **Distribuidora suprida C**

Mercado de suprimento de A → **Mercado faturado de A**

Esquema 1: Distribuidoras B e C são supridas pela Distribuidora cotista A

20. No Esquema 1, apenas a distribuidora A é cotista. Sua cota-parte corresponde ao mercado faturado de A, que compreende o somatório do mercado cativo de A e o mercado de suprimento de A, composto pelas distribuidoras supridas B e C.

21. O mercado faturado abrange a análise das migrações de distribuidoras da condição de suprida para cotista, conforme o exemplo do Esquema 2, na qual a Distribuidora B passa a ser cotista:

Distribuidora cotista A
- **Mercado cativo de A**
- **Distribuidora suprida C = Mercado de suprimento de A**

Mercado faturado de A

Distribuidora cotista B
- **Parcela relativa à distribuidora suprida B**

Esquema 2: Distribuidora B deixa de ser suprida pela Distribuidora cotista A – período de transição

22. A situação descrita no Esquema 2 corresponde à realocação de parte das cotas das distribuidoras cotistas, calculadas e publicadas em data anterior à efetiva migração, para as distribuidoras que terão as relações de suprimento reduzidas/extintas no período de transição, observado o disposto nos itens 28 e 29 deste Submódulo.

23. Para os cálculos das cotas-partes que ocorrerem após a migração, aplicar-se-á o conceito de mercado faturado estabelecido no item 17, conforme o exemplo do Esquema 1.

6.3 METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS COTAS-PARTES

24. O mercado faturado de cada distribuidora (*MFCC$_{dist}$*) de setembro do nono ano a agosto do oitavo ano anterior à data de entrada em vigência das cotas-partes é dado por:

$$MFCC_{dist=} \sum_{i=1}^{12} Energia_{mês} \quad (1)$$

onde:
Energia$_{mês}$: mercado faturado de cada distribuidora em cada mês (MWh); e
i: mês, sendo setembro do ano anterior ao cálculo = 1 e agosto do ano corrente = 12.

25. O somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas (*SMFCC$_{dist}$*) é dado por:

$$SMFCC_{dist=} \sum_{i=1}^{n} MFCC_{dist} \quad (2)$$

onde:

$MFCC_{dist}$: mercado faturado de cada distribuidora, definido conforme a equação (1); e
n = número de distribuidoras cotistas.

26. Assim, a cota-parte de cada distribuidora ($Cota\_Parte_{dist}$), em número decimal, corresponde:

$$Cota\_Parte_{dist} = \frac{MFCC_{dist}}{SMFCC_{dist}} \quad (3)$$

onde:
$MFCC_{dist}$: mercado faturado de cada distribuidora, definido conforme a equação (1); e
$SMFCC_{dist}$: somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas, definido conforme a equação (2).

27. Para a definição das cotas-partes serão utilizadas 8 (oito) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático. Ou seja, se a nona casa decimal variar de 0 a 4, a oitava casa manterá o seu valor; e se a nona casa decimal variar de 5 a 9, a oitava casa terá uma unidade somada ao seu valor.

28. Para o cálculo das cotas-partes das centrais de geração Angra 1 e 2, o somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas ($SMFCC_{dist}$) corresponde às concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do SIN.

29. Para o cálculo das cotas-partes da UHE Itaipu, o somatório dos mercados faturados de todas as distribuidoras cotistas ($SMFCC_{dist}$) corresponde às concessionárias de serviço público de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

7 ALOCAÇÃO DA ENERGIA

30. As energias são alocadas às distribuidoras na proporção de suas cotas-partes a partir do mês de janeiro do ano subsequente ao de sua homologação.

31. Para o cálculo dos montantes de energia a serem estabelecidos para o ano subsequente serão consideradas as cotas-partes calculadas e publicadas pela ANEEL com 8 (oito) anos de antecedência, ajustadas conforme os procedimentos descritos no item 7.1 deste Submódulo.

7.1 TRATAMENTO DAS COTAS-PARTES PARA FINS DE ALOCAÇÃO DA ENERGIA

32. A cota-parte de cada distribuidora calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência será ajustada ($Cota\_Parte_{dist\_ajust}$) no ano que antecede à sua vigência nas seguintes situações:

a. quando uma distribuidora suprida deixar de manter compra regulada integral com uma distribuidora cotista, situação em que tal distribuidora deverá ter sua cota-parte dissociada da antiga distribuidora cotista.

b. quando uma distribuidora passar a ter compra regulada integral com uma distribuidora cotista, situação em que sua cota-parte anteriormente calculada será acrescentada à cota-parte calculada para a distribuidora cotista.

c. agrupamento de distribuidoras, situação em que as cotas-partes calculadas serão atribuídas a uma única distribuidora cotista agregadora.

d. quando a previsão de interligação ao SIN não ocorrer dentro do horizonte avaliado, situação em que a cota-parte definida para a distribuidora não interligada será redistribuída às demais distribuidoras cotistas na proporção de suas cotas-partes.

33. O ajuste das cotas-partes descrito na alínea a. do item 32 se processará da seguinte forma:

- durante o período de transição, a cota-parte atribuída à distribuidora que deixou de ser suprida corresponde ao mercado de suprimento que havia sido destinado indiretamente à distribuidora cotista por ocasião do cálculo das cotas-partes, conforme descrito nos itens 19 a 23.

- a sistemática descrita acima será aplicada anualmente à alocação de todas as cotas-partes vigentes, calculadas e publicadas em data anterior à mudança da condição da distribuidora de suprida para cotista.

- o conceito de mercado faturado descrito no item 17 será aplicado à distribuidora que passou da condição de suprida para cotista a partir dos cálculos das cotas-partes a serem processados em data posterior à mudança de condição, bem como será observada a data da efetiva migração.

7.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA A ALOCAÇÃO DA ENERGIA DE ANGRA 1 E 2

34. Nos termos do art. 18 da Resolução Normativa nº 530/2012, ou o que vier a sucedê-lo, o montante anual de energia elétrica disponível para venda das centrais de geração Angra 1 e 2 terá como base as garantias físicas apuradas (GFa_p), calculadas nos termos da Resolução Normativa nº 614/2014, ou o que vier a sucedê-la, e descontados os consumos internos das usinas e as perdas na Rede Elétrica.

35. O cálculo das garantias físicas apuradas das centrais de geração Angra 1 ou Angra 2 (GFa_p) se dará mediante a aplicação da seguinte fórmula:

$$GFa_p = min\left[GF_p, GF_p\ x\ \frac{(1-TEIFa)x\ (1-TEIP)}{(1-TEIF)x\ (1-IP)}\right] \quad (4)$$

onde:
GF_p: garantias físicas definidas por meio de Portaria do MME, sendo "p" = centrais de geração Angra 1 ou Angra 2;
TEIFa e TEIP: Taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e programada apuradas referentes ao mês de julho do ano de processamento do cálculo e publicadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; e
TEIF e IP: Taxas equivalentes de indisponibilidade forçada e programada de referência (utilizadas no cálculo das garantias físicas).

36. Os consumos internos e as perdas na rede elétrica ($Perdas\_C\_int_p$), definidos a cada ciclo de revisões das centrais de geração de Angra 1 e 2 com base nos valores realizados nos sessenta meses anteriores à data da revisão em curso, são obtidos a partir dos dados de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e correspondem:

$$Perdas\_C\_int_p(\%) = \frac{\sum_{i=1}^{60}\left(MBU_{p,j}-\left(G_{p,j}-CGF_{p,j}\right)\right)}{\sum_{i=1}^{60} MBU_{p,j}} \times 100\% \quad (5)$$

onde:
∑: somatório dos valores para cada usina "p" separadamente, considerando todos os períodos de comercialização "j", integralizado no mês, nos 60 meses anteriores à data da revisão em curso;
$MBU_{p,j}$: Medição Bruta da Usina em Operação Comercial fora do Centro de Gravidade (MWh);
$G_{p,j}$: Geração Comercial no Centro de Gravidade (MWh); e
$CGF_{p,j}$: Consumo de Geração de Usina no Centro de Gravidade (MWh).

37. O montante anual de energia elétrica de cada central de geração, Angra 1 ou Angra 2, (EC_ano_p) corresponderá à garantia física apurada (GFa_p) deduzida do valor percentual de consumo interno e das perdas na rede elétrica calculados conforme a seguinte fórmula:

$$EC\_ano_p = GFa_p\ X\ (1 - Perdas\_C\_int_p) \quad (6)$$

onde:
GFa_p: garantia física apurada, definida conforme a equação (4), sendo "p" = cada central de geração, Angra 1 ou Angra 2; e
$Perdas\_C\_int_p$: valor percentual de consumo interno e das perdas na rede elétrica, definidos conforme a equação (5).

38. O montante anual de energia elétrica das centrais de geração de Angra 1 e 2 (SEC_ano_{Angra}) a ser comercializado no ano subsequente corresponde ao somatório dos montantes anuais de energia elétrica de cada central de geração, conforme a seguir:

$$SEC\_ano_{Angra\ 1\ e\ 2} = EC\_ano_{Angra\ 1} + EC\_ano_{Angra\ 2} \quad (7)$$

onde:
EC_ano_p: montante anual de energia elétrica de cada central de geração, Angra 1 e Angra 2, definida conforme a equação (6), sendo "p" = cada central de geração, Angra 1 ou Angra 2.

39. A energia elétrica das centrais de geração Angra 1 e 2 alocada a cada distribuidora ($EAloc\_Angra_{dist}$) com base nas cotas-partes calculadas e publicadas com 8 (oito) anos de antecedência e ajustadas conforme disposto no item 7.1 corresponde:

$$EAloc\_Angra_{dist} = SEC\_ano_{Angra\ 1\ e\ 2}\ X\ Cota\_Parte_{dist\_ajust} \quad (8)$$

onde:
$SEC\_ano_{Angra\ 1\ e\ 2}$: montante anual de energia elétrica de cada central de geração, Angra 1 e Angra 2, definido conforme a equação (7); e
$Cota\_Parte_{dist\_ajust}$: cota-parte de cada distribuidora calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência ajustada, conforme disposto no item 7.1.

40. A energia elétrica das centrais de geração Angra 1 e 2 alocada a cada distribuidora do SIN no ano subsequente, conforme a equação (8), será arredondada em 3 (três) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático.

7.3 METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA O RATEIO DA POTÊNCIA CONTRATADA E PARA ALOCAÇÃO DA ENERGIA DE ITAIPU

41. Para o cálculo do rateio da Potência Contratada (kW/mês) e da alocação da energia da UHE Itaipu para comercialização no ano subsequente com as concessionárias de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são utilizados os valores informados pela Eletrobrás e de garantia física dispostos no item 5.2.

42. O montante anual de energia elétrica da UHE Itaipu (EC_ano_{Itaipu}) a ser comercializado com as concessionárias de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste no ano subsequente corresponde à garantia física da UHE Itaipu descontada da carga da Administración Nacional de Eletricidad – ANDE, conforme a seguinte fórmula:

$$EC\_ano_{Itaipu}(MWh) = (GF_{Itaipu} - Carga_{ANDE})\ X\ horas_{ano} \quad (9)$$

onde:
GF_{Itaipu}: garantia física da UHE Itaipu definida por meio de Portaria do MME (MW médios);
$Carga_{ANDE}$: carga da ANDE do Paraguai informada pela Eletrobrás, conforme item 41 (MW médios); e
$horas_{ano}$: corresponde a 8.760 horas no ano ou 8.784 no ano bissexto.

43. A energia elétrica da UHE Itaipu alocada a cada concessionária de distribuição ($EAloc\_Itaipu_{dist}$) das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste com base nas cotas-partes calculadas e publicadas com 8 (oito) anos de antecedência e ajustadas conforme disposto no item 7.1 corresponde:

$$EAloc\_Itaipu_{dist} = EC\_ano_{Itaipu}\ X\ Cota\_Parte_{dist\_ajust} \quad (10)$$

onde:
EC_ano_{Itaipu}: montante anual de energia elétrica da UHE Itaipu, definido conforme a equação (9); e
$Cota\_Parte_{dist\_ajust}$: cota-parte de cada concessionária de distribuição calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência ajustada, conforme disposto no item 7.1.

44. A energia elétrica da UHE Itaipu alocada a cada concessionária de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste no ano subsequente, conforme a equação (10), será arredondada em 3 (três) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático.

45. A energia elétrica da UHE Itaipu alocada a cada concessionária de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste no ano subsequente está referenciada à subestação de Foz do Iguaçu.

46. O rateio das perdas de conexão da UHE Itaipu que ocorrem entre a subestação de Foz do Iguaçu e as subestações de fronteira com a Rede Básica será tratado segundo as Regras de Comercialização da CCEE vigentes.

47. Os montantes mensais de potência contratada da UHE Itaipu a serem repassados à cada concessionária de distribuição ($Pot\_Itaipu_{dist\_mês}$) das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste com base nas cotas-partes calculadas e publicadas com 8 (oito) anos de antecedência e ajustadas conforme disposto no item 7.1 corresponde:

$$Pot\_Itaipu_{dist\_mês} = PC_{Itaipu\_mês}\ X\ Cota\_Parte_{dist\_ajust} \quad (11)$$

onde:
$PC_{Itaipu\_mês}$: potência Contratada (kW/mês) da UHE Itaipu informada pela Eletrobras, conforme disposto no item 5.2; e
$Cota\_Parte_{dist\_ajust}$: cota-parte de cada distribuidora calculada e publicada com 8 (oito) anos de antecedência ajustada, conforme disposto no item 7.1.

48. Os montantes mensais de potência contratada da UHE Itaipu a serem repassados à cada concessionária de distribuição das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste serão arredondados em 3 (três) casas decimais, utilizando-se o critério de arredondamento matemático.

PORTARIA Nº 6.716, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Aprova os Procedimentos Gerais do Programa de Gestão na Assessoria Institucional da Diretoria - AID.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista o disposto no art. 7º, inciso IX, e no art. 9º do Regimento Interno; de acordo com deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.006377/2021-09, resolve:

Art. 1º Autorizar a implementação do Programa de Gestão no âmbito da Assessoria Institucional da Diretoria - AID, com base na Instrução Normativa nº 65, de 30 de julho de 2020, do Ministério da Economia, na nova versão da Norma Organizacional ANEEL nº 51, de 13 de dezembro de 2021 e nas diretrizes desta Portaria.

Art. 2º Fica aprovada, para fins de cadastro no Sistema de Acompanhamento e elaboração do Plano de Trabalho, a tabela de atividades da AID conforme Anexo I.

Parágrafo único. Alterações na tabela de atividades, devem ser precedidas de nova publicação oficial, após análise da Superintendência de Recursos Humanos.

Art. 3º O Programa de Gestão da AID contempla as modalidades presencial, teletrabalho integral e teletrabalho parcial.

Art. 4º Não há percentual mínimo ou máximo de participantes no Programa de Gestão da AID.

Art. 5º O Plano de Trabalho dos participantes do Programa de Gestão da AID terá duração de 3 (três) meses.

Art. 6º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO I

TABELA DE ATIVIDADES DA ASSESSORIA INSTITUCIONAL DA DIRETORIA - AID

PARÂMETRO: Todas as atividades da AID devem ser cadastradas no Sistema de Acompanhamento do Programa de Gestão considerando o tempo de execução como parâmetro da faixa de complexidade. Todos os níveis de complexidade descritos no ANEXO II serão cadastrados como possibilidades para cada atividade detalhada neste Anexo, de forma a possibilitar a personalização do Plano de Trabalho a cada participante.

GRUPO DE ATIVIDADE	ATIVIDADE	NÍVEL DE COMPLEXIDADE (ANEXO II)	ENTREGAS ESPERADAS
AID - Atividades Gerais	Elaboração, revisão ou acompanhamento de planos e projetos	A - L	Plano ou projeto elaborado ou revisto; cronograma; registro ou ata de reunião de acompanhamento; e-mail; nota técnica; relatório de avaliação; outros documentos ou registros ligados à atividade
AID - Atividades Gerais	Elaboração, revisão e acompanhamento de aquisições e contratos de bens ou serviços	A - L	Documento de formalização da demanda; termo de referência; pesquisa de preços; estudo técnico preliminar; mapa de riscos; nota técnica, e-mail; termo de atesto; planilha de controle atualizada; solicitação de disponibilidade orçamentária; memorando de pagamento; outros documentos ou registros ligados à atividade
AID - Atividades Gerais	Elaboração, revisão e acompanhamento de acordos, convênios ou parcerias	A - L	Documento de formalização da demanda; termo de referência; estudo técnico preliminar; nota técnica, e-mail; minuta de convênio/acordo; minuta de termo de execução descentralizada; planilha de controle atualizada; solicitação de disponibilidade orçamentária; memorando de descentralização de crédito; avaliação de produto; outros documentos ou registros ligados à atividade
AID - Atividades Gerais	Participação em reuniões de equipe	A - L	Registro de participação; pauta; ata/extrato; apresentação ou material de apoio elaborado
AID - Atividades Gerais	Participação em comissões, comitês ou grupos de trabalho	A - L	Registro de participação; pauta; ata/extrato; relatório elaborado; outros documentos ou registros ligados à atividade
AID - Atividades Gerais	Participação em ações de capacitação	A - L	Certificado de participação; outro documento ou registro de participação
AID - Atividades Gerais	Organização e preparação para o trabalho	A - L	E-mails conferidos; agenda conferida e atualizada; organização de documentos e tarefas; informativos e notícias da Agência acompanhados
AID - Atividade Gerencial	Gestão da equipe	A - L	Equipes geridas; entregas acompanhadas e avaliadas; férias e ausências aprovadas
AID - Assessoria Parlamentar	Análise de projetos legislativos	A - L	Nota técnica, e-mail ou outros documentos ligados à atividade
AID - Assessoria Parlamentar	Acompanhamento de audiências, sessões, pronunciamentos e proposições de parlamentares (Câmara, Senado e Congresso)	A - L	Documento, registro de acompanhamento ou relato do evento/atividade
AID - Assessoria Parlamentar	Atendimento de demandas de parlamentares, autoridades do Poder Executivo ou assessorias parlamentares	A - L	Memorando ou e-mail de solicitação de subsídios às unidades; ofício ou e-mail de resposta
AID - Assessoria Internacional	Proposição e acompanhamento de convênios e cooperações técnicas internacionais, bem como de ações bilaterais e multilaterais da ANEEL com organismos internacionais	A - L	Convênio ou acordo de cooperação proposto; ação realizada/acompanhada
AID - Assessoria Internacional	Acompanhamento de visitas de delegações estrangeiras	A - L	Briefing da diretoria; ata ou registro de reunião
AID - Assessoria Internacional	Gestão das representações institucionais no exterior, apoios e patrocínios	A - L	Representação, apoio ou patrocínio respondido; nota técnica; minuta de portaria; processo instruído; outros documentos ou registros ligados à atividade
AID - Cerimonial e Relações Institucionais	Planejamento, organização, execução e acompanhamento de eventos e atividades de cerimonial	A - L	Plano de trabalho aprovado; roteiro ou programação elaborado; e-mails; planilha de controle; convite; checklists assinados; lista de presença; relatório de avaliação; evento realizado; outros documentos ou registros ligados à atividade
AID - Cerimonial e Relações Institucionais	Promoção e gestão do relacionamento institucional da ANEEL (Parcerias Institucionais, descentralização de atividades aos estados, acordos de cooperação, filiações e outros instrumentos de cooperação)	A - L	Convênio, acordo de cooperação ou parceria firmada; contrato de metas celebrado ou aditado; memorando ou documentos de comprovação de execução
AID - Cerimonial e Relações Institucionais	Gestão das representações institucionais nacionais, apoios e patrocínios, bem como da participação da Diretoria em eventos (workshops, simpósios, webinars, etc.)	A - L	Representação, apoio ou patrocínio realizado; análise e triagem de convites de participação; outros documentos ou registros ligados à atividade
AID - Cerimonial e Relações Institucionais	Recepção de visitas de entidades e autoridades	A - L	Briefing da diretoria; recepção realizada; ata ou registro de reunião
AID - Gestão Institucional	Produção de apresentações para a Diretoria	A - L	Apresentação produzida ou revisada; Informação complementar solicitada
AID - Gestão Institucional	Desenvolvimento de curso EAD e gestão do Ambiente Virtual de Aprendizagem	A - L	Levantamento de necessidades realizado; plano Instrucional elaborado ou revisado; conteúdos desenvolvidos, aprovados ou validados; curso disponibilizado na plataforma da ANEEL; configuração de cursos/turmas; atendimento de suporte; configuração do ambiente (perfis, tabelas, banners, layout etc.); produção de relatórios; realização e controle de inscrições; emissão de certificados; avaliação de resultados
AID - Gestão Institucional	Atendimento de processos de viagem no SCDP	A - L	Proposta de viagem cadastrada no sistema; cotação de voos; pedido de reserva de voo; acompanhamento de aprovações; prestação de contas; emissão de GRU
AID - Gestão Institucional	Atendimento de demandas administrativas, em apoio à gestão gerencial e organizacional da unidade	A - L	Sistemas e controles geridos e atualizados; prestação de contas anual; controle de patrimônio; proposta orçamentária; pedido de acesso à informação respondido; outros documentos ou registros ligados à atividade
AID - Assessoria de Comunicação	Atendimento de demandas da Imprensa	A - L	Atendimento à imprensa; elaboração de resposta à imprensa; ligação realizada/atendida; envio e resposta a e-mails ou WhatsApp
AID - Assessoria de Comunicação	Gestão de canais de comunicação interna	A - L	Canais atualizados; conteúdo produzido
AID - Assessoria de Comunicação	Planejamento, desenvolvimento, execução e avaliação de campanhas de comunicação interna e externa	A - L	Plano de comunicação elaborado; ações de comunicação realizadas; relatório de avaliação

AID - Assessoria de Comunicação	Monitoramento e análise das métricas dos perfis da ANEEL nas redes sociais, bem como resposta aos comentários de usuários	A - L	Relatórios de monitoramento; comentários em redes sociais checados; resposta em rede social
AID - Assessoria de Comunicação	Produção, edição e revisão de conteúdo para o portal da ANEEL, intranet e redes sociais, bem como governança desses canais	A - L	Portal atualizado; conteúdo textual ou audiovisual desenvolvido; migração/atualização do site no Gov.br; outros registros ou entregas ligadas ao portal e à intranet da ANEEL.
AID - Assessoria de Comunicação	Redação de conteúdo, criação, diagramação de peças gráficas, vídeos e outros produtos de comunicação	A - L	Briefing; apresentação; livro; revista; cartilha; banner; painel; folder; vídeo; podcast; outros produtos de comunicação

ANEXO II

TABELA DE EQUIVALÊNCIA POR NÍVEL DE COMPLEXIDADE

PARÂMETRO: Todas as atividades da AID devem ser cadastradas no Sistema de Acompanhamento do Programa de Gestão considerando o tempo de execução como parâmetro da faixa de complexidade.			
Nível de Complexidade	Texto Explicativo	Tempo da Atividade (em teletrabalho)	Tempo da Atividade (presencial)
A	1h por semana/trimestre	13	13
B	2h por semana/trimestre	26	26
C	3h por semana/trimestre	39	39
D	4h por semana/trimestre	52	52
E	1h por dia/trimestre	66	66
F	2h por dia/trimestre	132	132
G	3h por dia/trimestre	198	198
H	4h por dia/trimestre	264	264
I	5h por dia/trimestre	330	330
J	6h por dia/trimestre	396	396
K	7h por dia/trimestre	462	462
L	8h por dia/trimestre	528	528

Obs1: Os valores informados em "Tempo da Atividade" referem-se às horas que serão efetivamente contabilizadas, considerando um ciclo de 3 meses de duração do Plano de Trabalho.

Obs2: Para efeito de cálculo de equivalência, considerou-se 1 mês = 22 dias úteis e 1 trimestre = 13 semanas.

PORTARIA Nº 6.717, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Aprova os Procedimentos Gerais do Programa de Gestão na Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista o disposto no art. 7º, inciso IX, e no art. 9º do Regimento Interno; de acordo com deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.006511/2021-63, resolve:

Art. 1º Autorizar a implementação do Programa de Gestão no âmbito da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF, com base na Instrução Normativa nº 65, de 30 de julho de 2020, do Ministério da Economia, na nova versão da Norma Organizacional ANEEL nº 51, de 13 de dezembro de 2021 e nas diretrizes desta Portaria.

Art. 2º Fica aprovada, para fins de cadastro no Sistema de Acompanhamento e elaboração do Plano de Trabalho, a tabela de atividades da SFF conforme Anexo I.

Parágrafo único. Alterações na tabela de atividades, devem ser precedidas de nova publicação oficial, após análise da Superintendência de Recursos Humanos.

Art. 3º O Programa de Gestão da SFF contempla as modalidades teletrabalho integral e teletrabalho parcial.

Art. 4º Não há percentual mínimo ou máximo de participantes no Programa de Gestão da SFF.

Art. 5º O Plano de Trabalho dos participantes do Programa de Gestão da SFF terá duração de 3 meses.

Art. 6º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO I

TABELA DE ATIVIDADES DA SFF

PARÂMETRO: Todas as atividades da SFF devem ser cadastradas no Sistema de Acompanhamento do Programa de Gestão considerando o tempo de execução como parâmetro da faixa de complexidade. Os níveis de complexidade descritos no ANEXO II serão cadastrados como possibilidades para cada atividade detalhada neste Anexo, de forma a possibilitar a personalização do Plano de Trabalho a cada participante.			
GRUPO DE ATIVIDADE	ATIVIDADE	NÍVEL DE COMPLEXIDADE (ANEXO II)	ENTREGAS ESPERADAS
Fiscalização e Validação de Custos para Processos Tarifários	Validação do Laudo de Avaliação dos ativos que compõem a Base de Remuneração Regulatória - BRR	I a L	Memorando; Ofício; Nota Técnica
Fiscalização e Validação de Custos para Processos Tarifários	Validação dos pagamentos de itens da Parcela A e de Garantias Financeiras e receitas de UDEROR	E a L	Relatório; Memorando; Ofício
Fiscalização e Validação de Custos para Processos Tarifários	Validação de custos incorridos	A a D	Relatório; Memorando; Ofício
Conformidade Regulatória e Anuência Prévia	Análise do orçamento e prestação de contas do ONS	E a L	Memorando; Ofício; Nota Técnica
Conformidade Regulatória e Anuência Prévia	Instrução do processo de revogação de outorga de agentes	A a D	Nota Técnica; Despacho
Conformidade Regulatória e Anuência Prévia	Fiscalização de conformidade regulatória	E a H	Memorando; Ofício; Nota Técnica; Despacho.
Conformidade Regulatória e Anuência Prévia	Apuração de denúncias e encaminhamento do processo de penalização de agentes	I a L	Ofício; Memorando; Nota Técnica; Relatório; Exposição de Motivos; Análise de Pedido de Reconsideração; Auto de Infração; Termo de Notificação; Termo de Arquivamento
Conformidade Regulatória e Anuência Prévia	Análise de pedidos de anuência prévia	E a H	Ofício; Memorando; Nota Técnica e Despacho
Conformidade Regulatória e Anuência Prévia	Análise de licenças de importação de energia	A a D	Extrato de Licença de Importação
Conformidade Regulatória e Anuência Prévia	Acompanhamento da execução dos planos de metas das Agências Estaduais	A a H	E-mail; Memorando, Ofício, Relatório; Nota Técnica
Fiscalização de Encargos Setoriais e Regras de Comercialização	Fiscalização da gestão das contas setoriais CDE (todas as rubricas), pela CCEE	I a L	Memorando; Ofício; Relatório; Nota Técnica; Despacho
Fiscalização de Encargos Setoriais e Regras de Comercialização	Fiscalização da gestão das contas setoriais ACR, Bandeiras, Leilões, Coner, Angra, Covid, pela CCEE	I a L	Memorando; Ofício; Relatório; Nota Técnica; Despacho
Fiscalização de Encargos Setoriais e Regras de Comercialização	Fiscalização da gestão das contas setoriais Proinfa	I a L	Memorando; Ofício; Relatório; Nota Técnica; Despacho
Fiscalização de Encargos Setoriais e Regras de Comercialização	Fiscalização da gestão das contas setoriais Itaipu	I a L	Memorando; Ofício; Relatório; Nota Técnica; Despacho
Fiscalização de Encargos Setoriais e Regras de Comercialização	Fiscalização da CCEE nas atividades de comercialização	I a L	Memorando; Ofício; Relatório; Nota Técnica; Despacho
Fiscalização de Encargos Setoriais e Regras de Comercialização	Análise das propostas de Orçamento Anual e fiscalização dos Custos Administrativos e Financeiros - CAFTs	A a H	Memorando; Ofício; Relatório; Nota Técnica; Despacho
Fiscalização de Encargos Setoriais e Regras de Comercialização	Fiscalização de custos de empresas beneficiárias que impactam o processamento da CCC e Carvão	I a L	Memorando; Ofício; Relatório; Nota Técnica; Despacho
Fiscalização de Encargos Setoriais e Regras de Comercialização	Fixação de quotas de RGR, ciclo Julho a junho	E a L	Memorando; Ofício; Relatório; Nota Técnica; Despacho
Fiscalização de Encargos Setoriais e Regras de Comercialização	Fiscalização do programa de P&D e PEE - aspectos econômicos e financeiros	E a L	Memorando; Ofício; Relatório; Nota Técnica; Despacho

Gestão de Dados e Normatização Contábil	Monitoramento da adimplência no envio de demonstrativos financeiros - Balancete Mensal Padronizado (BMP) e Relatório de Informações Trimestrais (RIT)	A a H	Relatório; E-mail; Ofício; Relatório; Termo de Notificação
Gestão de Dados e Normatização Contábil	Análise da consistência de dados - BMP	I a L	Relatório; E-mail; Ofício; Relatório; Termo de Notificação
Gestão de Dados e Normatização Contábil	Respostas às consultas contábeis	I a L	E-mail; Ofício; Relatório
Gestão de Dados e Normatização Contábil	Normatização contábil: atualização Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE e Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE	A a H	Relatório; Nota Técnica; Resolução Normativa
Gestão de Dados e Normatização Contábil	Regulamentação e fiscalização do BUSA	A a H	Relatório; Nota Técnica; Resolução Normativa
Gestão de Dados e Normatização Contábil	Coordenação das atividades do Comitê Contábil	A a D	Atas; Relatórios
Monitoramento Econômico e Financeiro	Monitoramento econômico-financeiro das distribuidoras	I a L	Memorando; Ofício; Nota Técnica; Relatório
Monitoramento Econômico e Financeiro	Apuração do Critério de Eficiência com relação à Gestão Econômico-Financeira das distribuidoras	I a L	Memorando; Ofício; Nota Técnica; Relatório
Monitoramento Econômico e Financeiro	Acompanhamento dos grupos econômicos	I a L	Memorando; Ofício; Nota Técnica; Relatório
Monitoramento Econômico e Financeiro	Acompanhamento da inadimplência setorial das distribuidoras	E a H	Memorando; Ofício; Nota Técnica; Relatório
Monitoramento Econômico e Financeiro	Fiscalização de distribuidoras sob Plano de Resultados.	E a H	Nota Técnica; Ofício; Memorando; Termo de Intimação; Termo de Arquivamento
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Acompanhamento do Planejamento Estratégico da ANEEL e demais instrumentos de planejamento	A a H	E-mail; Registro em sistema; Memorando
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Coordenação de projetos estratégicos	E a I	Ata; Relatórios Nota Técnica.
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Acompanhamento das ações de desenvolvimento dos servidores	E a H	E-mail; Registro em sistema; Memorando
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Controle de registro de ponto, de férias e ausências	A a D	E-mail; Registro em sistema; Memorando
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Atendimento às solicitações referentes à Lei de Acesso à Informação	A a D	E-mail; Registro em sistema; Memorando
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Organização das informações disponibilizadas na página eletrônica	A a H	Texto; Relatório
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Coordenação da gestão dos processos internos	A a L	Planilha; Texto descritivo; Desenho
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Acompanhamento da contratação do serviço credenciado	A a L	Ata; Nota Técnica; Memorando; E-mail; Relatório; Ofício
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Monitoramento da execução das atividades de gestão orçamentária e de contratos	A a H	Registros em sistema; E-mail
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Acompanhamento de atividade de gestão documental	A a H	Relatório; Registro em sistema
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Controle de patrimônio	A a D	Relatório; E-mail
Gestão Estratégica e Apoio Administrativo	Solicitação das passagens e diárias para viagens à serviço	A a D	Registro em sistema
Atividades Gerais	Elaboração, revisão ou acompanhamento de planos e projetos	A a D	Registro em sistema; Apresentação; Planilha; Cronograma; Ata de Reunião; Nota Técnica; Relatório ou outro documento relacionado
Atividades Gerais	Orientação e acompanhamento da execução de atividades	A a D	Ata; Apresentação; Planilha; Texto
Atividades Gerais	Participação em reuniões internas e externas	A a D	Registro no Outlook; Pauta; Ata; Apresentação
Atividades Gerais	Participação em eventos de capacitação	A a D	Certificado; Declaração; Resenha; Resumo; Apresentação
Atividades Gerais	Registro e revisão de processos/procedimentos	A a D	Planilha; Texto descritivo; Desenhos
Atividades Gerais	Prestação de contas de ações realizadas	A a D	E-mails; Memorandos; Relatórios; Registros em sistema
Atividades Gerais	Instrução processual e organização de documentos para acesso remoto	A a D	Relatórios utilização sistema
Atividades Gerais	Acompanhamento e atendimento de demandas de auditoria e órgãos de controle	A a D	Registros em sistema; Memorando
Atividades Gerais	Participação em grupos, comissões e comitês	A a D	Atas; Relatórios
Atividades Gerais	Acompanhamento dos sistemas e levantamento de dados	A a L	Atas; Relatórios
Atividades Gerais	Realização de estudos, pesquisas e análises técnicas	A a L	Relatório; Nota Técnica e outro documento relacionado
Atividades Gerais	Atendimento ao público interno/externo, com prestação de esclarecimentos, orientações e suporte técnico	A a D	E-mail; Registro de atendimento telefônico; Memorando
Atividades Gerais	Elaboração e revisão de documentos	A a D	Documento elaborado/revisado

ANEXO II

TABELA DE EQUIVALÊNCIA POR NÍVEL DE COMPLEXIDADE

PARÂMETRO: Todas as atividades da SFF devem ser cadastradas no Sistema de Acompanhamento do Programa de Gestão considerando o tempo de execução como parâmetro da faixa de complexidade para um trimestre.

Nível de Complexidade	Texto Explicativo	Tempo da Atividade (em teletrabalho)	Tempo da Atividade (presencial)
A	1h por semana	13h	13h
B	2h por semana	26h	26h
C	3h por semana	39h	39h
D	4h por semana	52h	52h
E	1h por dia	65h	65h
F	2h por dia	130h	130h
G	3h por dia	195h	195h
H	4h por dia	260h	260h
I	5h por dia	325h	325h
J	6h por dia	390h	390h
K	7h por dia	455h	455h
L	8h por dia	520h	520h

Obs1: Os valores informados em "Tempo da Atividade" referem-se às horas que serão efetivamente contabilizadas, considerando um ciclo de 3 meses de duração do Plano de Trabalho.

Obs2: Para efeito de cálculo de equivalência, considerou-se 1 mês = 22 dias úteis e 1 trimestre = 13 semanas.

PORTARIA Nº 6.718, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Aprova os Procedimentos Gerais do Programa de Gestão na Procuradoria Federal junto à ANEEL.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista o disposto no art. 7º, inciso IX, e no art. 9º do Regimento Interno; de acordo com deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.000228/2022-17, resolve:

Art. 1º Autorizar a implementação do Programa de Gestão no âmbito da Procuradoria Federal junto à ANEEL, com base na Instrução Normativa nº 65, de 30 de julho de 2020, do Ministério da Economia, na nova versão da Norma Organizacional ANEEL nº 51, de 13 de dezembro de 2021 e nas diretrizes desta Portaria.

Art. 2º Fica aprovada, para fins de cadastro no Sistema de Acompanhamento e elaboração do Plano de Trabalho, a tabela de atividades da Procuradoria Federal junto à ANEEL conforme Anexo I.

Parágrafo único. Alterações na tabela de atividades devem ser precedidas de nova publicação oficial, após análise da Superintendência de Recursos Humanos.

Art. 3º O Programa de Gestão da Procuradoria Federal junto à ANEEL contempla a modalidade de teletrabalho parcial.

Art. 4º Não há percentual mínimo ou máximo de participantes no Programa de Gestão da Procuradoria Federal junto à ANEEL.

Art. 5º O Plano de Trabalho dos participantes do Programa de Gestão da Procuradoria Federal junto à ANEEL terá duração de 3 (três) meses.

Art. 6º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO I

TABELA DE ATIVIDADES DA PROCURADORIA FEDERAL JUNTO À ANEEL

PARÂMETRO: Todas as atividades da Procuradoria Federal junto à ANEEL devem ser cadastradas no Sistema de Acompanhamento do Programa de Gestão considerando o tempo de execução como parâmetro da faixa de complexidade. Todos os níveis de complexidade descritos no ANEXO II serão cadastrados como possibilidades para cada atividade detalhada neste Anexo, de forma a possibilitar a personalização do Plano de Trabalho a cada participante.

GRUPO DE ATIVIDADE	ATIVIDADE	NÍVEL DE COMPLEXIDADE (ANEXO II)	ENTREGAS ESPERADAS
Coordenação Técnica e Administrativa (CTE)	Organizar e gerir internamente as equipes de trabalho da PF	De A a C	Equipes geridas
Coordenação Técnica e Administrativa (CTE)	Planejar metas e ações estratégicas da Procuradoria	De H a J	Entrega de documento/relatório
Coordenação Técnica e Administrativa (CTE)	Gerir a entrega de resultados e jornada dos servidores e Procuradores da respectiva equipe, aprovação de suas férias e de ausências, inclusive de colaboradores terceirizados e estagiários, levando fatos relevantes ao conhecimento dos titulares da unidade	De A a C	Equipes geridas e entregas avaliadas
Coordenação Técnica e Administrativa (CTE)	Instruir e atender demandas dos Ministérios Públicos, Defensorias Públicas, Delegacias de Polícia e órgãos do Poder Judiciário	De G a J	Atendimento às demandas requeridas
Coordenação Técnica e Administrativa (CTE)	Analisar e responder demandas recebidas via e-sic e Consulta Processual com base na lei de Acesso à Informação - LAI	De E a G	Atendimento às demandas da LAI e Consulta Processual
Coordenação Técnica e Administrativa (CTE)	Analisar e responder demandas recebidas via MSIGAIN da Auditoria Interna - AIN	De A a C	Atendimento às demandas da AIN
Coordenação Técnica e Administrativa (CTE)	Gerenciar a triagem de demandas novas	De I a L	Processos distribuídos
Coordenação Técnica e Administrativa (CTE)	Executar atividades administrativas: e-mails institucionais, gestão de documentos, atendimento ao público interno, atividades relacionadas ao patrimônio, almoxarifado, emissão de passagens e diárias, gestão de conteúdo da intranet entre outras.	De A a H	Atividades administrativas executadas
Coordenação Técnica e Administrativa (CTE)	Assessorar o Gabinete em demandas extraordinárias	De H a L	Entrega do resultado sob demanda
Contencioso (CCO)	Instruir ações judiciais e dossiês administrativos	De E a G	Processo instruído
Contencioso (CCO)	Gerenciar a triagem de demandas novas	De E a L	Demandas novas distribuídas
Contencioso (CCO)	Realizar pesquisas jurisprudenciais, de documentos e normas	De F a I	Pesquisa realizada
Contencioso (CCO)	Monitoramento eletrônico dos processos novos do TRF1, STJ e STF	De G a I	Atualização de planilha de acompanhamento
Contencioso (CCO)	Monitoramento de demandas judiciais estratégicas (exemplo: GSF, Barragens, Bandeiras Tarifárias, etc)	De G a I	Atualização de planilha de acompanhamento
Punitivo e Dívida Ativa (CPD)	Instruir processos de cobrança de créditos da ANEEL	De E a G	Processo instruído e enviado à ENAC/PGF
Punitivo e Dívida Ativa (CPD)	Cadastrar créditos da ANEEL no sistema da SAPIENS/AGU	De E a G	Crédito cadastrado
Punitivo e Dívida Ativa (CPD)	Gerir os registros dos processos administrativos e judiciais na Tabela de Acompanhamento da CPD	De F a H	Atualização de planilha de acompanhamento
Punitivo e Dívida Ativa (CPD)	Elaborar relatórios para subsidiar a emissão de pareceres, notas e outras manifestações jurídicas	De F a H	Relatório elaborado
Punitivo e Dívida Ativa (CPD)	Monitorar parcelamentos e quitações concedidas no âmbito da ANEEL e das unidades da PGF;	De A a C	Parcelamento/Quitação contabilizada

ANEXO II

TABELA DE EQUIVALÊNCIA POR NÍVEL DE COMPLEXIDADE

PARÂMETRO: Todas as atividades da [Nome da Unidade] devem ser cadastradas no Sistema de Acompanhamento do Programa de Gestão considerando o tempo de execução como parâmetro da faixa de complexidade.

Nível de Complexidade	Texto Explicativo	Tempo da Atividade (em teletrabalho)	Tempo da Atividade (presencial)
A	1 hora por semana	13 horas	13 horas
B	2 horas por semana	26 horas	26 horas
C	3 horas por semana	40 horas	40 horas
D	4 horas por semana	53 horas	53 horas
E	1 hora por dia	66 horas	66 horas
F	2 horas por dia	132 horas	132 horas
G	3 horas por dia	198 horas	198 horas
H	4 horas por dia	264 horas	264 horas
I	5 horas por dia	330 horas	330 horas
J	6 horas por dia	396 horas	396 horas
K	7 horas por dia	462 horas	462 horas
L	8 horas por dia	528 horas	528 horas

Obs1: Os valores informados em "Tempo da Atividade" referem-se às horas que serão efetivamente contabilizadas, considerando um ciclo de três meses de duração do Plano de Trabalho.

Obs2: Para efeito de cálculo de equivalência, considerou-se 1 mês = 22 dias úteis e 1 trimestre = 13 semanas.

DESPACHO Nº 251, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta no Processo nº 48500.002123/2019-99, decide (i) conceder provimento parcial ao Requerimento Administrativo interposto pela Elektro Redes S.A. - Elektro para: (ii) determinar que a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - ISA CTEEP, no prazo de 30 (trinta) dias, cadastre todas as obras elencadas na Tabela 2, com exceção das obras nº 1, 4 e 13, no Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços - SGPMR e solicite a consolidação dessas obras pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; (iii) determinar que o ONS encaminhe para a ANEEL, em caráter de urgência, a consolidação dessas obras, para autorização por parte da ANEEL; (iv) determinar que a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - ISA CTEEP, dentro do processo ordinário de reajuste para homologação da Receita Anual Permitida - RAP, informe, de forma destacada, as datas de integração conforme relatório de integração do ONS e demais informações exigidas no Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária

- PRORET das obras relacionadas na Tabela 2 do presente Voto, com exceção das obras nº 1, 4 e 13; (v) determinar que a Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição - SCT estabeleça a parcela de Receita Anual Permitida - RAP para essas obras, observando as premissas estabelecidas no item II.4 deste Voto; e (vi) determinar que a Superintendência de Gestão Tarifária calcule o valor devido à título de ressarcimento à Elektro Redes S.A, na forma a ser indicada pela SCT com base no período e nas premissas trazidas no item II.4 deste Voto, e inclua esse valor no processo tarifário da Distribuidora, conforme previsto na regulamentação setorial.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

DESPACHO Nº 252, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.005593/2020-48, decide por conhecer e, no mérito, dar provimento ao Recurso Administrativo interposto pela Enel Distribuição Goiás em face do Despacho nº 1.210, de 29 de abril de 2021, para reformar a decisão proferida, indeferindo o pedido do consumidor, visto ter havido preclusão lógica; e revogar as determinações impostas à Enel Distribuição Goiás no Despacho nº 1.210, de 29 de abril de 2021.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

DESPACHO Nº 253, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta no Processo nº 48500.005595/2020-37, decide por conhecer e, no mérito, dar provimento ao Recurso Administrativo interposto pela Enel Distribuição Goiás - Enel GO, em face do Despacho nº 1.275, de 6 de maio de 2021, para reformar a decisão proferida, indeferindo o pedido do consumidor, visto ter havido preclusão lógica e revogar todas as determinações impostas à Enel Distribuição Goiás - Enel GO no referido despacho.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

DESPACHO Nº 254, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2021

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria e o que consta no Processo nº 48500.004131/2021-94, decide conhecer e negar provimento ao Recurso Administrativo interposto pela Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN em face do Despacho nº 2.742, de 3 de setembro de 2021, que indeferiu a solicitação da transmissora de recontabilização da aplicação de Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI, associada ao desligamento do Banco de Reatores 500 kV 05E6 da SE Teresina II, pertencente à Linha de Transmissão 500 kV Teresina II / Sobral III 05V8, ocorrido em 17 de julho de 2020.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

DESPACHO Nº 255, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta dos Processos nº 48500.001868/2020-74, 48500.001867/2020-20, 48500.001866/2020-85, 48500.001865/2020-31, 48500.001864/2020-96, 48500.001863/2020-41, decide por conhecer e, no mérito, negar provimento ao Recurso Administrativo interposto pela Echoenergia Participações S.A. em face do Despacho nº 3.981, de 10 de dezembro 2021, emitido pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração, que negou o pedido de anuência à emissão de Declaração de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede - Operação Integrada ao SIN em caráter Provisório - DAPR/P para as Centrais Geradoras Eólicas - EOLs Vila Espírito Santo I a V e Vila Alagoas II, autorizando a emissão de declaração apenas para até três das usinas, observado o limite de escoamento de até 90 MVA.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

DESPACHO Nº 257, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.001326/2021-82, decide conhecer e, no mérito, negar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pela Cemig Geração e Transmissão S.A. Cemig-GT, em face da Resolução Autorizativa nº 10.285, de 06 de julho de 2021.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

DESPACHO Nº 258, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.000168/2020-62 e 48500.003999/2020-96. Interessado: Toda Energia do Brasil Ltda.. Decisão: (i) indeferir o de reconhecimento de excludente de responsabilidade no atraso das obras da EOL Toda Energia do Brasil, EOL.CV.RN.046742-1.01; (ii) indeferir o pleito de alteração de cronograma da Usina; e (iii) indeferir o pleito de postergação do início da vigência do CUST. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em www.aneel.gov.br/biblioteca.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

DESPACHO Nº 260, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria e do que consta no Processo nº 48500.004664/2020-95, decidiu aprovar o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 82/2002-ANEEL, para fins de formalização da restruturação societária que não altera o controle da Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. -ETAU.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

DESPACHO Nº 302, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta dos Processos nº 48500.002008/2020-58 e 48500.005055/2019-10, decide conhecer e negar provimento ao pedido de medida cautelar, interposto pela Azulão Geração de Energia S.A., com vistas a suspensão do início de suprimento contratual previsto no Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados - CCESI de 27/01/2022 para 24/04/2022 da UTE Jaguatirica II, e da aplicação de eventuais penalidades regulatórias/contratuais.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO

DESPACHO Nº 292, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Processo nº 48500.006092/2021-60. Interessado: Atlas Lar do Sol Holding S.A. Decisão: Autorizar a empresa Atlas Lar do Sol Holding S.A., inscrita no CNPJ/MF sob nº 35.220.240/0001-86, a atuar como Agente Comercializador de Energia Elétrica no âmbito da CCEE. A íntegra deste despacho consta dos autos e estará disponível em www.aneel.gov.br/biblioteca.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 346, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº: 48500.006474/2021-93. Interessado: Usina Fotovoltaica Vale do Bom Jesus Ltda. Decisão: Registrar o Requerimento de Outorga - DRO das Centrais Geradoras Fotovoltaicas - UFVs relacionadas no Anexo deste Despacho, localizadas no município de Bom Jesus, estado do Rio Grande do Norte. A íntegra deste Despacho e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 364, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº: 48500.006401/2021-00. Interessado: ATF Patrimonial Ltda. Decisão: (i) conferir o DRI-PCH referente à PCH Macaúba, com potência instalada de 6.800 kW, cadastrada sob o CEG: PCH.PH.PA.048788-0.01, localizada no rio Cupari, no estado do Pará; e (ii) esse DRI-PCH não poderá ser conferido a outros interessados, de acordo com estabelecido no art. 19 da Resolução Normativa nº 875, de 2020. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em www.aneel.gov.br/biblioteca.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 365, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº: 48500.006502/2021-72. Interessados: T3 Pagamentos Ltda. e à Brilhar Participações Ltda. Decisão: (i) não conceder o DRI-PCH referente à PCH Macaúba, com potência instalada de 6.800 kW, cadastrada sob o CEG: PCH.PH.PA.048788-0.01, nos termos do art. 19 da Resolução Normativa nº 875, de 2020; e (ii) devolver a garantia de registro aportada na ANEEL. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em www.aneel.gov.br/biblioteca.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 371, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº: 48500.000755/2015-94. Interessado: Elawan Desenvolvimentos Brasil S.A. Decisão: Renovar até 14 de janeiro de 2023 a validade do Despacho nº 63, de 12 de janeiro de 2021, que registrou o Requerimento de Outorga - DRO da Central Geradora Eólica - EOL Boa Esperança II. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em www.aneel.gov.br/biblioteca.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente

DESPACHO Nº 373, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processos nºs: 48500.006567/2021-18 e 48500.006445/2021-21. Interessado: Deserto Projetos para Energia Solar Ltda. Decisão: Registrar o Requerimento de Outorga - DRO das Centrais Geradoras Fotovoltaicas - UFVs relacionadas no Anexo deste Despacho, localizadas no município de Ceará Mirim, estado do Rio Grande do Norte. A íntegra deste Despacho e seu Anexo constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente

RETIFICAÇÃO

Na íntegra do Despacho nº 269, de 28 de janeiro de 2022, constante no Processo nº 48500.006402/2021-46, publicado em resumo no DOU nº 22, de 1º de fevereiro de 2022, Seção 1, p. 43, onde se lê: " 14°20'20"S e 39°29'48''O ", leia-se " 14°20'20,46"S e 39°28'48,56''O".

RETIFICAÇÃO

Na íntegra do Despacho nº 275, de 13 de maio de 2002, publicado no DOU nº 91, de 14 de maio de 2002, constante no Processo nº 48500.000751/2001-49, Seção 1, p. 106, onde se lê no quadro: "Usina Gongoji Montante Rio Gongoji, Coordenadas 14°20'20"S e 39°29'48''W", leia-se "Usina Gongoji Montante Rio Gongoji, Coordenadas 14°20'20,46"S e 39°28'48,56''W".

SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

DESPACHO Nº 322, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.003890/2017-53, decide: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Enel Distribuição São Paulo e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Enel Distribuição São Paulo, conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

YOUPLOAD TELECOM LTDA	W2A TELECOM TELECOMUNICAÇÕES LTDA - ME	PROV DE INTERNET EZER LTDA - ME
IPT TELECOM SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÇÕES LTDA	FIBRAX SSERVIÇOS DE COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA LTDA - ME	DESKTOP - SEGMANET COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA S.A
ALPHANET TELECOM LTDA - ME	CABO LINQUE INSTALAÇÕES EIRELI - ME	BM SERVIÇOS EM TELECOMUNICAÇÕES LTDA - ME

B.W SOLUÇÕES EM CABEAMENTO E FIBRA ÓPTICA LTDA - ME	MEGALINK TELECOMUNICAÇÕES LTDA - EPP	CONECTA GOLD PROVEDORES DE ACESSO LTDA - EPP
COMPLETA TELECOMUNICAÇÕES LTDA	NEW NET FIBRA LTDA - ME	HILTON AFONSO MENDES - ME
TELECONSULT TELECOMUNICAÇÕES EIRELI - ME	NEW H. B. SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÇÕES LTDA - ME	VUP SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÇÕES EIRELI - ME
NKM RAMOS INFORMÁTICA LTDA - ME	NATURAL SOLUÇÕES INTERNET E SISTEMAS LTDA - ME	POWER FIBER SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÇÕES LTDA-ME
LK MAIA TELECOM LTDA ME	IDC TELECOM LTDA-DEMAIS	GFM ACESSO - SERVIÇOS DE COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA LTDA - ME
FORTNET SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÕES LTDA-ME	FAST PROVEDOR NET TELECOM LTDA - ME	EB FOX TELECOM LTDA-ME
DOMINIO TELECOM LTDA-ME	BRASIL DIGITAL TELECOMUNICAÇÕES LTDA - DEMAIS	REINHARD PABLO LOPEZ DA PAZ- ME
MIGTEL TELECOMUNICAÇÕES LTDA - DEMAIS	VMAC TELECOM TELECOMUNICAÇÕES EIRELI - ME	MEGA BYTE INTERNET LTDA
B R A SERVIÇOS DE COMUNICAÇÃO EIRELI - EPP	CLICK TELECOM SERVIÇOS EM TELECOMUNICAÇÕES E TELEFONIA LTDA	CONECTIVA TELECOM LTDA -ME
CREATIVE COMÉRCIO E SERVIÇOS LTDA - ME	E- CONECT TELECOMUNICAÇÕES LTDA - EPP	FERNANDO GOMES DOS REIS - ME
FNT SERVIÇOS DE COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA LTDA - ME	FORTELEVEN TELECOMUNICAÇÕES LTDA - ME	INOVAFIBRA NET TELECOM EIRELI - ME
M. DE ANDRADE DOS SANTOS - ME	NETX CONEXÕES EM FIBRA ÓPTICA LTDA	NW3 TELECOMUNICAÇÕES LTDA - ME
REVNET TELECOMUNICAÇÕES E SERVIÇOS LTDA - ME	RL TELECON LTDA ME	ULTRA NET EVOLUTION WIFI LTDA - ME
TELIUM TELECOMUNICAÇÕES LTDA	ZIONTECH TECNOLOGIA E SERVIÇOS EIRELI - ME	

DESPACHO Nº 323, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.003998/2017-46, decide: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Enel Distribuição Rio e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Enel Distribuição Rio, conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

FIBRASIL INFRAESTRUTURA E FIBRA ÓTICA S.A	IPV7 SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÇÕES BRASIL EIRELI	LINK PONTO COM TELECOM EIRELI
EASY FIBRA TELECOMUNICAÇÕES LIMITADA	NOVA NET INTERNET SOLUÇÕES LTDA	FIBER ONE TELECOMUNICAÇÕES EIRELI
F S DIAS COMÉRCIO E SERVIÇOS DE INFORMÁTICA E COMUNICAÇÕES ME	SUMICITY TELECOMUNICAÇÕES S.A	JBM DORO TELECOMUNICAÇÃO

DESPACHO Nº 324, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.003864/2017-25, decide: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Energisa Mato Grosso, conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

OI S.A - EM RECUPERAÇÃO JUDICIAL	N DOS SANTOS E SANTOS LTDA	RENATA DOS SANTOS DE MORAIS
JUCINEI DA SILVA NAGLIAT	BRAVA TELECOMUNICAÇÕES RONDONÓPOLIS LTDA-ME	BOTTEGA TELECOMUNICAÇÕES LTDA
EVO NETWORKS TELECOMUNICAÇÕES LTDA -EPP		

DESPACHO Nº 325, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.003884/2017-04, decide: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Companhia Energética do Rio Grande do Norte S.A. - COSERN e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela COSERN, conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

DIGNET FIBRA LTDA	LL NET PROVEDOR DE ACESSO A INTERNET & SERVIÇOS EIRELI (LLNET TELECOM)	EVANUEL DOS SANTOS GOMES (AC.NET)
FORTEL FORTALEZA TEECOMUNICAÇÕES LTDA (WIRELINK)	SILAS E.F. DE AQUINO ELETROELETRÔNICO ME	

DESPACHO Nº 326, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.003995/2017-11, decide: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Light Serviços de Eletricidade S.A. e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Light Serviços de Eletricidade S.A., conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

NORTENET TELECOMUNICAÇÕES DO BRASIL LTDA	PREDLINK REDE DE TELECOMUNICAÇÕES LTDA	NDC PROVEDOR DE INTERNET LTDA
SULNET RC INTERNET PROVEDOR INFOPRMÁTICA LTDA - EPP	EASY FIBRA TELECOMUNICAÇÕES LTDA	AFINET SOLUÇÕES EM TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO LTDA
SUPER NOVA TELECOM LTDA - ME	TOP MASTER TELECOM LTDA	LM TELECOM BANDA LARGA LTDA
SPEED WEB NET TELECOMUNICAÇÕES LTDA	SANTOS & LOPES TELECOMUNICAÇÕES LTDA	MULTIPLA SERVIÇOS INTELIGENTES LTDA
NETWAY TELECOM LTDA	PLAY FIBRA SERVIÇOS DE INTERNET LTDA	TVA NET TELECOM LTDA
SAMM - SOCIEDADE DE ATIVIDADES EM MULTIMÍDIA LTDA		

DESPACHO Nº 347, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.003994/2017-68, decide: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Energisa Paraíba, conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

FSF TECNOLOGIA S.A	RAILTON LIMA DA SILVA	LINNET PROVEDOR DE INTERNET EIRELI ME
MATHEUS JATOBÁ BRANDÃO	LIKE TELECOM SERVIÇOS LTDA	QUEST TELECOMUNICAÇÕES DO BRASIL LTDA
TIAGO OLIVEIRA DE SOUZA PROVEDOR DE INTERNET	JANANDY FERNANDES GUEDES FILHO	PROXIMA TELECOMUNICAÇÕES LTDA
MATUSALEM LIMA DA SILVA ME	ATUAL NET PROVEDOR DE INTERNET LTDA	NIVITEC SOLUÇÕESEM SERVIÇOS ON LINE LTDA
RAPNET COMUNICAÇÕES MULTIMÍDIA LTDA		

DESPACHO Nº 348, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.005617/2017-63, decide: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de Energia S.A. e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Energisa Sul Sudeste, conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

COPEL TELECOMUNICAÇÕES S.A	WEBBY TELECOM LTDA	CONEXÃO INOVE TELECOMUNICAÇÕES LTDA
RURALNET BRASIL TELECOM EIRELI	LK7 TECNOLOGIA LTDA	

DESPACHO Nº 349, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.004108/2017-13, decide: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de

novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Energisa Sergipe, conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

MARVITEL TELECOMUNICAÇÕES LTDA - ME	NET - LINK SERVIÇOS DE PROVEDORES DE INTERNET LTDA	JOSÉ EVERTON SOUZA SANTANA - ME
DIGITAL VIRTUAL LTDA	MASTER NET LTDA	

DESPACHO Nº 350, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.005619/2017-52, decide: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A. e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Energisa Borborema, conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

FSF TECNOLOGIA S.A	RODRIGO DE ANDRADE FIGUEIRAS

DESPACHO Nº 351, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.003942/2019-53, resolve: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A. e Sumicity Telecomunicações S.A.; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A., conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

DESPACHO Nº 352, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.004112/2017-81, resolve: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A., conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

BORGES ALEXANDRE & CIA LTDA	TOP LINK COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA LTDA	H. F. DOS SANTOS REIS

DESPACHO Nº 353, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições delegadas pela Portaria ANEEL nº 3.926, de 29 de março 2016, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.001449/2019-07, resolve: (i) homologar, nos termos do art. 16 do Anexo à Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999, os Contratos de Compartilhamento de Infraestrutura, que entre si celebram a Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S.A. e as prestadoras de serviços de telecomunicação do Anexo; (ii) a receita proveniente dos contratos homologados no item "i" deverá favorecer a modicidade das tarifas praticadas pela Energisa Rondônia, conforme disposto no art. 11, parágrafo único, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

IVO SECHI NAZARENO

ANEXO

OI S.A - EM RECUPERAÇÃO JUDICIAL	E. B. DE MELO INFORMÁTICA E CONSULTORIA	M O SILVA SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÇÕES

SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO

DESPACHOS DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Decisão: Liberar as unidades geradoras para início de operação a partir de 5 de fevereiro de 2022.

Nº 374 Processo nº: 48500.000159/2017-76. Interessados: Centrais Eólicas Itapuã VII Ltda. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Pau Santo. Unidades Geradoras: UG1 a UG7, de 2.700,00 kW cada. Localização: Município de Pindaí, no estado da Bahia.

Nº 375 Processo nº: 48500.001048/2019-49. Interessados: Parque Eólico Ventos da Bahia XXVII S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: EOL Ventos da Bahia XXVII. Unidades Geradoras: UG2 e UG3, de 5.500,00 kW cada. Localização: Municípios de Mulungu do Morro e Souto Soares, no estado da Bahia.

As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em www.aneel.gov.br/biblioteca.

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR
Superintendente

AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DE GOIÁS

DESPACHO
Relação nº 14/2022

Fase de Concessão de Lavra
Aprova o modelo de rotulo da embalagem de água(440)
860.126/1989-LUCIO CAVALCANTI PARREIRA EIRELI- Fonte: Iza; Marca: "Flash"; Embalagem: 20L.- GOIÁS/GO
861.942/1995-N S A MINERACAO AGUA D'MINA LTDA- Fonte: São Jorge; Marca: "Cristalmina"; Embalagem: 200 mL.- SÃO MIGUEL DO PASSA QUATRO/GO
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(470)
860.653/2003-JAARAUJO MINERAÇÃO LTDA.-OF. N°5187/2022
801.244/1968-CMOC BRASIL MINERACAO, INDUSTRIA E PARTICIPACOES LTDA.-OF. N°5152/2022
860.778/1995-TUCARANA INDUSTRIA E COMERCIO LTDA-OF. N°5270/2022
Fase de Licenciamento
Indefere pedido de prorrogação do Registro de Licença(744)
861.652/2012-AREIA BRASIL MINERAÇÃO INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.
Determina cumprimento de exigência - Prazo 30 dias(718)
860.347/2018-PEDREIRA SILVEIRA E REGO LTDA-OF. N°5170/2022
Fase de Requerimento de Lavra
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(361)
860.058/2017-RIO GRANITO LTDA-OF. N°4880/2022
Fase de Requerimento de Licenciamento
Indefere requerimento de Licenciamento - área onerada(2095)
860.054/2020-WANDERLEI INÁCIO
Outorga o Registro de Licença com vigência a partir dessa publicação:(730)
860.179/2020-GILDETE ARANTES ATAIDES BRAZ-Registro de Licença N° 7/2022 - Vencimento em 19/02/2022
860.780/2020-RAFAEL PRADO DE CASTRO-Registro de Licença N° 6/2022 - Vencimento em 18/12/2022
Indefere requerimento de Licenciamento- área sem oneração(2096)
861.810/2021-RONALDO LANNA SANTIAGO
Determina cumprimento de exigência - Prazo 30 dias(1155)
861.828/2021-WILMAR GOMES MARQUES-OF. N°5343/2022
861.843/2021-NIVALDO DE DEUS-OF. N°5363/2022
861.851/2021-NIVALDO DE DEUS-OF. N°5367/2022

DAGOBERTO PEREIRA SOUZA
Gerente

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DO PARÁ

DESPACHO
Relação nº 59/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Prorroga por 02 (dois) anos o prazo de validade da autorização de pesquisa(325)
850.201/2017-JOSÉ ALEXANDRE BUCHACRA ARAÚJO FILHO-ALVARÁ N°6633/2017
Prorroga por 03 (três) anos o prazo de validade da autorização de pesquisa(326)
851.164/2017-NEXA RECURSOS MINERAIS S.A.-ALVARÁ N°9153/2017
851.165/2017-NEXA RECURSOS MINERAIS S.A.-ALVARÁ N°9154/2017
851.166/2017-NEXA RECURSOS MINERAIS S.A.-ALVARÁ N°9155/2017

FABIOLA DE ALMEIDA DARONCH
Gerente

DESPACHO
Relação nº 61/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Concede anuência e autoriza averbação da cessão parcial de direitos(175)
850.926/2021-RAIMUNDO LUIZ ALVES- Alvará n°8576/2021 - Cessionario:851.732/2021-WILMA OLIVEIRA DA SILVA ALVES- CPF ou CNPJ 664.972.052-68

FABIOLA DE ALMEIDA DARONCH
Gerente

DESPACHO
Relação nº 62/2022

Fase de Requerimento de Lavra Garimpeira
Outorga a Permissão de Lavra Garimpeira com vigência a partir dessa publicação:(513)
851.251/2020-COOPERTRANS COOPERATIVA DOS GARIMPEIROS DE MORAES ALMEIDA E TRANSGARIMPEIRA - PLG N°61/2022 - Prazo 05 anos
850.841/2019-COOGAMIBRA COOPERATIVA DOS GARIMPEIROS E MINERADORES DO BRASIL - PLG N°59/2022 - Prazo 05 anos
850.842/2019-COOGAMIBRA COOPERATIVA DOS GARIMPEIROS E MINERADORES DO BRASIL - PLG N°60/2022 - Prazo 05 anos

FABIOLA DE ALMEIDA DARONCH
Gerente

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

DESPACHO
Relação nº 9/2022

Fase de Licenciamento
Torna sem efeito Auto de Infração - RAL(1699)
890.182/2010-AREAL IRMÃOS UNIDOS LTDA- AI N°111/2021/GER-RJ/SEFAM-RJ
Despacho de retificação do Registro de Licença(741)
890.407/2012-CERÂMICA PIZZAIOLLO LTDA- Registro de Licença N° 2724/2013-ONDE SE LÊ PRAZO DE VALIDADE ATÉ 12/11/2021, LEIA-SE PRAZO DE VALIDADE ATÉ 12/11/2022

EDUARDO ALVARO PINTO DE FREITAS NETO
Gerente

DESPACHO
Relação nº 10/2022

Fase de Requerimento de Licenciamento
Outorga o Registro de Licença com vigência a partir dessa publicação:(730)
890.389/2015-AREAL PIRANEMA EIRELI-Registro de Licença N° 2/2022 - Vencimento em 28/02/2022

EDUARDO ALVARO PINTO DE FREITAS NETO
Gerente

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

DESPACHO
Relação nº 25/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Determina o arquivamento definitivo do processo(279)
810.374/2021-PLANATERRA-TERRAPLENAGEM E PAVIMENTACAO LTDA
810.229/2018-AGREGA MINERADORA LTDA
810.228/2018-AGREGA MINERADORA LTDA
Autoriza transformação do regime de Autorização de Pesquisa para Licenciamento(1823)
810.374/2021-PLANATERRA-TERRAPLENAGEM E PAVIMENTACAO LTDA
810.229/2018-AGREGA MINERADORA LTDA
810.228/2018-AGREGA MINERADORA LTDA
Fase de Licenciamento
Homologa renúncia do Registro de Licença(784)
811.169/2016-ALIAN EXTRACAO DE AREIA LTDA
Autoriza averbação da Prorrogação do Registro de Licença(742)
810.129/2018-MICHEL DEUTSCHMANN MACHADO- Registro de Licença N° 023/2019 - Vencimento em 06/12/2025
810.206/2016-AREAL MINAS LTDA- Registro de Licença N° 032/2019 - Vencimento em 14/01/2025
810.111/2020-TERRAPLANA TRANSPORTES E TERRAPLANAGEM LTDA- Registro de Licença N° 208/2020 - Vencimento em 18/10/2025
810.210/2011-R C USZACKI ME- Registro de Licença N° 174/2011 - Vencimento em 18/01/2027
810.754/2010-B. T. S. TRANSPORTE E PRESTACAO DE SERVICO LTDA.- Registro de Licença N° 53/2011 - Vencimento em 21/01/2025
810.772/1979-JOSÉ INÁCIO DA SILVA ME- Registro de Licença N° 84/1980 - Vencimento em 30/01/2025
810.388/2012-MARI INES DESTRI MINOZZO E FILHO LTDA- Registro de Licença N° 199/2016 - Vencimento em 01/02/2027
810.938/2014-CONSTRUSINOS INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE ARTEFATOS DE CIMENTO LTDA.- Registro de Licença N° 053/2017 - Vencimento em 20/02/2024
Instaura processo administrativo de nulidade do Registro de licença/Prazo para defesa 30 dias(1286)
.810.863/2021-GREEN AIR AGROPECUARIA E REFLORESTAMENTO LTDA- NOT Nº5538/2022
Fase de Requerimento de Lavra Garimpeira
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(344)
810.075/2021-ELIAS HAMILTON PERES GRASSI-OF. N°4602/2022
Fase de Requerimento de Licenciamento
Outorga o Registro de Licença com vigência a partir dessa publicação:(730)
810.910/2021-WILIBALDO ISQUIERDO TOMAZ-Registro de Licença N° 14/2022 - Vencimento em 23/08/2026
811.216/2021-PLANATERRA-TERRAPLENAGEM E PAVIMENTACAO LTDA-Registro de Licença N° 15/2022 - Vencimento em 26/11/2026
810.281/2020-AGREGA MINERADORA LTDA-Registro de Licença N° 16/2022 - Vencimento em 08/05/2025
810.279/2020-AGREGA MINERADORA LTDA-Registro de Licença N° 17/2022 - Vencimento em 08/05/2025
Determina cumprimento de exigência - Prazo 30 dias(1155)
810.192/2020-RAFAEL ALEXANDRE DA SILVA-OF. N°5390/2022

FABRICIO SOUZA DE SOUZA
Gerente
Substituto

DESPACHO
Relação nº 27/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(250)
810.418/1997-MARCOS ANTONIO TEDESCO-OF. N°5742/2022 - prazo de 30 (trinta) dias

FABRICIO SOUZA DE SOUZA
Gerente
Substituto

DESPACHO
Relação nº 26/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Nega Aprovação ao relatório de pesquisa(318)
810.422/2019-LUCAS HEINECK
810.423/2019-LUCAS HEINECK
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(250)
810.173/2019-CARUS & GUIDO LTDA ME-OF. N°4116/2022
810.686/2021-CONSTRUBRÁS CONSTRUTORA LTDA-OF. N°4491/2022
810.134/2020-SARGIL COMERCIO E TRANSPORTE DE MINERAIS LTDA-OF. N°4874/2022
810.309/2018-JF MINERAÇÃO, INDUSTRIA E COMERCIO EIRELI ME-OF. N°4426/2022
810.018/2018-MMG MINERAÇÃO LTDA ME-OF. N°5460/2022
Concede anuência e autoriza averbação da cessão parcial de direitos(175)
810.258/2018-NIX COMERCIO E REPRESENTACAO LTDA- Alvará n°1023/2019 - Cessionario:48052.810041/2022-41-Mina Sul Comércio de Minérios Ltda- CPF ou CNPJ 41.708.970/0001-23
Aprova o relatório de Pesquisa(317)
810.064/2017-RL MINERADORA LTDA ME-AREIA-Rio Pardo/RS
810.412/2020-CONCRETOS DO SUL TUBOS PRÉ MOLDADOS LTDA.-AREIA-São Jerônimo e Triunfo/RS
810.341/2016-SANDRO DE AZEVEDO PAIM-BASALTO-Coronel Barros/RS
Aprova o relatório de pesquisa com redução de área(291)
810.578/2015-STONE ENGENHARIA MINERAL LTDA EPP- Área de 985,34ha para 480,84ha-ARGILA-Encruzilhada do Sul/RS
810.675/2013-MINERAÇÃO VALE DO URUSSANGA LTDA ME- Área de 44,29ha para 12,19ha-AREIA-Viamão/RS
Prorroga por 01 (um) ano o prazo de validade da autorização de pesquisa(324)
810.752/2020-CERÂMICA WOLKE LTDA ME-ALVARÁ N°1815/2021
Homologa renúncia da Autorização de Pesquisa(294)
810.546/2020-CORAL - EDIFICACOES E URBANIZACAO LTDA -Alvará N°667/2021
Fase de Direito de Requerer a Lavra
Concede anuência e autoriza averbação da cessão total do direito de requerer a lavra.(2259)
810.992/2013-NILTO SCAPIN- Cessionário:Conpasul Construção e Serviços Ltda- CPF ou CNPJ 90.063.470/0001-97- Alvará n°10739/2013
Fase de Disponibilidade
Determina arquivamento definitivo do processo(1678)
811.047/2017-ANTK NEGOCIOS IMOBILIARIOS LTDA
811.000/2017-MAICON DOS SANTOS EIRELI
811.000/2017-MAICON DOS SANTOS EIRELI
810.150/2017-MANOEL FISCHER
810.463/2016-EMPREITEIRA BASAM LTDA
811.580/2014-TERRA GUERREIRO COMÉRCIO DE ATERRO LTDA.
811.262/2014-CERAMICA KASPARY LTDA
811.168/2014-ASTRAGEO EXTRATORA MINERAL LTDA
810.981/2014-GEOCOMPANY RS - ESTUDOS E PROJETOS DE GEOLOGIA LTDA
810.964/2014-MAURO RIBES VAHL ME
810.657/2014-COMPANHIA RIOGRANDENSE DE VALORIZAÇÃO DE RESÍDUOS SA
810.947/2013-ECOTOTTAL SISTEMAS DE GESTÃO LTDA
811.549/2012-SINOSEXPRESS TRANSPORTES LTDA.
811.199/2012-CONSTRUTORA BRASILIA GUAIBA LTDA - EM RECUPERACAO JUDICIAL
810.813/2012-NEXA RECURSOS MINERAIS S.A.
810.609/2012-STUMPF & FILHO LTDA ME
810.461/2012-BRITA PINHAL INDUSTRIA E COMERCIO LTDA
810.372/2011-TONEZER EXTRACAO & COMERCIO DE BRITA EIRELI
810.015/2008-FOLETTO AGROINDUSTRIAL LTDA
810.986/2017-RENI DA SILVA BRAGA
810.250/2016-IRMÃOS CIOCCARI & CIA LTDA
811.503/2015-JOÃO ROBERTO SANTANNA
811.040/2015-PEGRAN MINERACAO LTDA
811.039/2015-TONIOLO, BUSNELLO S/A - TUNEIS, TERRAPLENAGENS E PAVIMENTACOES - EM RECUPERACAO JUDICIAL
810.005/2015-JULIO CÉSAR LINCK
811.067/2013-MARCIO WALTZER TIMM
810.042/2011-OSCAR RECH
810.518/2010-ALTA MERIDIONAL PESQUISA E MINERAÇÃO LTDA
810.380/2009-JOSÉ LUIZ BARRETO DA COSTA
810.922/2008-JOSE ALIRIO LENZI
810.971/2007-ALTA MERIDIONAL PESQUISA E MINERAÇÃO LTDA
810.131/2005-POLYNNER INDÚSTRIA TERMOPLÁSTICA LTDA
810.925/2002-PROVIA PAVIMENTADORA LTDA
Fase de Requerimento de Pesquisa
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(131)
811.453/2016-MINERAÇÃO PALMA LTDA ME-OF. N°4280/2022
Indefere de plano o requerimento de Autorização de Pesquisa(101)
811.215/2021-BIZZI & ASSOCIADOS, SERVICOS GEOLOGICOS E PARTICIPACOES NO DESENVOLVIMENTO DE RECURSOS MINERAIS LTDA
Homologa desistência do requerimento de Autorização de Pesquisa(157)
810.264/2021-CEZAR ROBERTO HABEKOST

FABRICIO SOUZA DE SOUZA
Gerente
Substituto

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DE PARAÍBA

DESPACHO
Relação nº 4/2022

Fase de Concessão de Lavra
Auto de Infração lavrado - Prazo para defesa ou pagamento 30 dias(459)
804.936/1974-ROZEN MINERADORA, CONSULTORIA E ASSESSORIA EM GESTAO EMPRESARIAL LTDA- AI N° 5067/2021/SEFAM-PB/ANM
Prorroga prazo para cumprimento de exigência- Prazo 60 dias(471)
804.936/1974-ROZEN MINERADORA, CONSULTORIA E ASSESSORIA EM GESTAO EMPRESARIAL LTDA-OF. N°32327/2021/SEFAM-PB/ANM
Fase de Requerimento de Lavra Garimpeira
Indefere Requerimento de PLG(335)
846.148/2018-DENILSON HENRIQUE SALOMÃO
846.147/2018-DENILSON HENRIQUE SALOMÃO
Homologa desistência do requerimento de PLG(613)
846.070/2020-CLOVIS ANSELONI
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(344)
846.218/2018-COOPERATIVA DE MINERACAO LAGOA DO JUCA ALCANTIL NO ESTADO DA PARAIBA - COOPMAP-OF. N°5736/2022/SEFAM-PB/ANM
Fase de Requerimento de Licenciamento
Determina cumprimento de exigência - Prazo 30 dias(1155)
846.246/2020-RODRIGO RIBEIRO-OF. N°4338/2022/SEFAM-PB/ANM
846.235/2020-JEANNE VIANA DE ANDRADE-OF. N°Ofício nº 4336/2022/SEFAM-PB/ANM
846.084/2019-A&C SERVIÇOS E TRANSPORTES EIRELI ME-OF. N°Ofício nº 4339/2022/SEFAM-PB/ANM

SERGIO DE FARIAS TENORIO
Gerente
Substituto

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DE RONDÔNIA

DESPACHO
Relação nº 1/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Concede anuência e autoriza averbação da cessão total de direitos(281)
886.091/2019-JOSE APARECIDO DA SILVA- Cessionário:CESAR CASSOL- CPF ou CNPJ 107.345.972-15- Alvará n°3854/2020
886.071/2010-T. P. C. CONSTRUCOES E TERRAPLENAGEM LTDA- Cessionário:COOP LIFE NEW COOPERATIVA DE MINÉRIO LTDA- CPF ou CNPJ 39609351000107- Alvará n°4004/2010
886.097/2017-ESDRAS GABRIEL PEREA- Cessionário:COOP LIFE NEW COOPERATIVA DE MINÉRIO LTDA- CPF ou CNPJ 39.609.351/0001-30- Alvará n°7288/2017
Fase de Lavra Garimpeira
Nega a anuência prévia aos atos de cessão parcial de PLG(528)
886.110/2017-COOPERATIVA DE GARIMPEIROS DE CAMPO NOVO DE RONDONIA LTDA- Cessionário:866O46/2020-COOPERATIVA DE MINERADORES DE ARIQUEMES ARIQUEMES
Fase de Requerimento de Licenciamento
Outorga o Registro de Licença com vigência a partir dessa publicação:(730)
886.211/2020-AREAL BOA VISTA LTDA-Registro de Licença N° 01/2022 - Vencimento em 12/04/2025

JOAQUIM RIBEIRO NETO
Gerente
Substituto

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DO AMAZONAS

DESPACHO
Relação nº 2/2022

Fase de Lavra Garimpeira
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(530)
880.124/2013-COOPERATIVA DOS GARIMPEIROS DA AMAZONIA - COOGAM-OF. N°3649/2022
Fase de Licenciamento
Autoriza averbação da Prorrogação do Registro de Licença(742)
880.009/2020-JOSE DA CRUZ RODRIGUES BEZERRA- Registro de Licença N° 02/2020 - Vencimento em 17/01/2034
880.047/2019-VALTEIDE MORENO BARBOSA- Registro de Licença N° 05/2020 - Vencimento em 07/01/2023
880.089/2012-M G INDUSTRIA DE EXTRACAO DE MINERAL DA AMAZONIA LTDA - EPP- Registro de Licença N° 10/2013 - Vencimento em 16/06/2023
Fase de Requerimento de Licenciamento
Outorga o Registro de Licença com vigência a partir dessa publicação:(730)
880.049/2021-E B BRAULIO CONSTRUCOES LTDA-Registro de Licença N° 001/2022 - Vencimento em 13/01/2023
880.176/2021-G A L AMORIM EIRELI-Registro de Licença N° 002/2022 - Vencimento em 14/03/2023

EDUARDO PONTES E PONTES
Gerente

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE

DESPACHO
Relação nº 6/2022

Fase de Requerimento de Licenciamento
Outorga o Registro de Licença com vigência a partir dessa publicação:(730)
848.193/2021-JORGE EDUARDO DE CARVALHO BEZERRA-Registro de Licença N° 1/2022 - Vencimento em 27/06/2031
848.106/2021-CORTEZ ENGENHARIA LTDA-Registro de Licença N° 2/2022 - Vencimento em 07/06/2024
848.107/2021-CORTEZ ENGENHARIA LTDA-Registro de Licença N° 3/2022 - Vencimento em 07/06/2024
848.243/2021-IBEROBRAS CONSTRUCAO CIVIL E EMPREITADAS LTDA-Registro de Licença N° 4/2022 - Vencimento em INDETERMINADO

ROGER GARIBALDI MIRANDA
Gerente

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DE SERGIPE

DESPACHO
Relação nº 3/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(250)
878.025/2020-AGUA BOA TRANSPORTES EIRELI-OF. N°5458/2022/NPFAM-SE/ANM
Fase de Disponibilidade
Determina arquivamento definitivo do processo(1678)
878.162/2014-PAULO AMARAL LOPES FILHO
878.163/2014-PAULO AMARAL LOPES FILHO
878.164/2014-PAULO AMARAL LOPES FILHO
Fase de Licenciamento
Determina cumprimento de exigência - Prazo 30 dias(718)
878.057/2014-MULTI MINERAÇÃO E COMPOSTAGEM LTDA ME-OF. N°4391/2022/NPFAM-SE/ANM
878.043/2007-RAYMUNDO SILVEIRA SOUZA NETO-OF. N°5322/2022/NPFAM-SE/ANM
Autoriza averbação da Prorrogação do Registro de Licença(742)
878.048/2010-PAULO ROBERTO ROMERO ALVES- Registro de Licença N° 93/2010 - Vencimento em 25.05.2036
Fase de Requerimento de Licenciamento
Determina cumprimento de exigência - Prazo 30 dias(1155)
878.048/2020-REGINALDO CRUZ FRAGA-OF. N°5141/2022/NPFAM-SE/ANM
Outorga o Registro de Licença com vigência a partir dessa publicação:(730)
878.001/2021-GEOBRAS SERVIÇOS GEOLÓGICOS LTDA ME-Registro de Licença N° 7/2022 - Vencimento em 30/12/2030
878.066/2021-TRAPSA - TERRAPLENAGEM REFLORESTAMENTO AGRO-PASTORIL LTDA-Registro de Licença N° 8/2022 - Vencimento em 17/03/2024

GEORGE EUSTAQUIO SILVA
Gerente

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DO MARANHÃO

DESPACHO
Relação nº 1/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(250)
806.023/2015-FRANCINETE SOUSA VIDAL-OF. N°49349/2021
806.143/2007-APOIO MINERACAO LTDA-OF. N°49346/2021
806.371/2012-ALBERTO ALCEBIADES DE ALMEIDA PORTELLA NETTO-OF. N°49339/2021
806.005/2009-MINOR - MINERACAO DO NORDESTE LTDA-OF. N°49337/2021
806.180/2014-JOSÉ DE RIBAMAR MARIANO RODRIGUES-OF. N°49336/2021
806.056/2016-SERRACAL CORRETIVOS AGRICOLAS LTDA-OF. N°49335/2021
806.191/2013-GESSOSUL INDÚSTRIA DE GESSO LTDA.-OF. N°49333/2021
806.064/2014-GESSO INTEGRAL LTDA-OF. N°49334/2021
806.595/2011-MARIA DAS GRAÇAS SANTANA SILVA AYRES-OF. N°49288/2021
806.170/2015-NNE BENTONITA MINERAÇÃO LTDA.-OF. N°5209/2022
806.071/2001-MCT MINERACAO LTDA-OF. N°5214/2022
Aprova o relatório de Pesquisa(317)
806.204/2009-APOIO MINERACAO LTDA-GRANITO (BRITA)-AXIXÁ/MARANHÃO
806.205/2009-APOIO MINERACAO LTDA-GRANITO (BRITA)-AXIXÁ/MARANHÃO
806.251/2004-CORCOVADO GRANITOS LTDA-ILMENITA - (arenito arcósio - rocha ornamental)-Barão de Grajaú/Maranhão
Fica sobrestada a decisão sobre o relatório de pesquisa(320)
806.109/2003-MCT MINERACAO LTDA-OURO- Prazo de 3 ANOS
Homologa renúncia da Autorização de Pesquisa(294)
806.007/2020-SO BRITAS - EXTRACAO E COMERCIO DE PEDRAS LTDA -Alvará N°3582/2020
Fase de Direito de Requerer a Lavra
Prorroga por 01 (um) ano o prazo para requerer a Concessão de Lavra(2243)
806.252/2004-CORCOVADO GRANITOS LTDA
Fase de Licenciamento
Auto de infração lavrado/Prazo para defesa ou pagamento 30 dias(761)
806.160/2015-Francisco Xavier Filho- AI N°45/2019
806.160/2015-Francisco Xavier Filho- AI N°46/2019
Autoriza averbação da Prorrogação do Registro de Licença(742)
806.037/2020-SERRACAL CORRETIVOS AGRICOLAS LTDA- Registro de Licença N° 01/2021 - Vencimento em 08/02/2023
Nega a anuência prévia aos atos de cessão total de Registro de Licença(750)
806.058/2017-RAIMUNDO NONATO CARNEIRO SOBRINHO
806.059/2017-RAIMUNDO NONATO CARNEIRO SOBRINHO
Fase de Requerimento de Lavra
Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(361)
806.006/2000-CBE COMPANHIA BRASILEIRA DE EQUIPAMENTO-OF. N°15415/2021
806.271/2008-CBE COMPANHIA BRASILEIRA DE EQUIPAMENTO-OF. N°43614/2021
Fase de Requerimento de Lavra Garimpeira
Indefere por Interferencia Total(1339)
806.097/2021-SMILLE MONTEIRO GOMES
Fase de Requerimento de Licenciamento
Outorga o Registro de Licença com vigência a partir dessa publicação:(730)
806.069/2021-J P N SOUSA LTDA-Registro de Licença N° 02/2022 - Vencimento em 03/05/2025
806.073/2020-J D A CAVALCANTE EIRELI-Registro de Licença N° 01/2022 - Vencimento em 23/06/2030
Determina cumprimento de exigência - Prazo 30 dias(1155)
806.123/2018-JOSÉ ROBERTO GUTERRES DE ABREU FERREIRA-OF. N°5468/20222
806.055/2021-SERRACAL CORRETIVOS AGRICOLAS LTDA-OF. N°5496/2022
806.056/2021-SERRACAL CORRETIVOS AGRICOLAS LTDA-OF. N°5505/2022
806.057/2021-SERRACAL CORRETIVOS AGRICOLAS LTDA-OF. N°5508/2022
Indefere requerimento de Licenciamento- área sem oneração(2096)
806.049/2020-TETRAMEC CALCINAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE GIPSITA LTDA

THYAGO DE SOUSA RIBEIRO
Gerente

SUPERINTENDÊNCIA DE ARRECADAÇÃO

DESPACHO
Relação nº 8/2022

Ficam NOTIFICADOS para pagar ou parcelar débito(MULTAS)/prazo 10(dez) dias (6.62)
Brasil Investimento e Recursos Minerais Ltda - 803107/19 - Not.2/2022 - R$ 4.438,90
Ecológica Derschum Consultoria e Acessoria Agronômica LTDA. - 803039/18 - Not.163/2021 - R$ 4.423,26
Emiliano Madrid Dos Santos - 803171/11 - Not.3/2022 - R$ 8.810,01
Piera Feitosa Coelho - 803079/09 - Not.4/2022 - R$ 7.441,51

ETIVALDO RODRIGUES DA SILVA
Superintendente

DESPACHO
Relação nº 37/2022

860.021/2019 - Construtora e Incorporadora Betel Ltda - Tornar sem efeito multa aplicada referente ao Auto de Infração n. 464/2019 (643) e Notificação Administrativa n. 120/2020 (904).
860.020/2019 - Construtora e Incorporadora Betel Ltda - Tornar sem efeito multa aplicada referente ao Auto de Infração n. 463/2019 (643) e Notificação Administrativa n. 118/2020 (904).
860.019/2019 - Construtora e Incorporadora Betel Ltda - Tornar sem efeito multa aplicada referente ao Auto de Infração n. 432/2019 (643) e Notificação Administrativa n. 116/2020 (904).
860.015/2019 - Construtora e Incorporadora Betel Ltda - Tornar sem efeito multa aplicada referente ao Auto de Infração n. 430/2019 (643) e Notificação Administrativa n. 112/2020 (904).
860.240/2019 - Carlito Borges da Silva - Tornar sem efeito multa aplicada referente ao Auto de Infração n. 477/2019 (643) e Notificação Administrativa n. 137/2020 (904).
860.024/2019 - Construtora e Incorporadora Betel Ltda - Tornar sem efeito multa aplicada referente ao Auto de Infração n. 467/2019 (643) e Notificação Administrativa n. 126/2020 (904).
860.023/2019 - Construtora e Incorporadora Betel Ltda - Tornar sem efeito multa aplicada referente ao Auto de Infração n. 466/2019 (643) e Notificação Administrativa n. 124/2020 (904).
860.022/2019 - Construtora e Incorporadora Betel Ltda - Tornar sem efeito multa aplicada referente ao Auto de Infração n. 465/2019 (643) e Notificação Administrativa n. 122/2020 (904).

ETIVALDO RODRIGUES DA SILVA
Superintendente

DESPACHO
Relação nº 38/2022

Ficam NOTIFICADOS para pagar, parcelar ou apresentar defesa do débito (Taxa Anual por Hectare - TAH)/prazo 10(dez) dias (1.78)
Dorival Oliani Eco Turismo me - 820313/17 - Not.12/2022 - R$ 84,94
Fábio Luiz Baptistella Fernandes - 820304/20 - Not.32/2022 - R$ 218,93
Gregorio Vassilive Ferreira - 820114/19 - Not.18/2022 - R$ 3.434,74
l c Empreendimentos Rio Preto Ltda - 820635/18 - Not.16/2022 - R$ 4.383,67
Mineracao Fazenda Boa Vista Ltda - 821005/15 - Not.9/2022 - R$ 62,85
Mineracao Stela Maris Ltda - 820275/19 - Not.25/2022 - R$ 48,32
Murilo Maganha Bernardes - 820580/15 - Not.7/2022 - R$ 222,09
r4 Terraplenagem Ltda - 820785/14 - Not.4/2022 - R$ 1.920,15
Solano de Camargo - 820139/19 - Not.20/2022 - R$ 9,56
Tite Empreendimentos Imobiliarios Ltda - 820054/20 - Not.30/2022 - R$ 47,34

ETIVALDO RODRIGUES DA SILVA
Superintendente

DESPACHO
Relação nº 39/2022

Ficam NOTIFICADOS para pagar ou parcelar débito(MULTAS)/prazo 10(dez) dias (6.62)
Acqualine Engarrafadora e Distribuidora de Bebidas Ltda - 820586/03 - Not.205/2022 - R$ 3.169,50
Alessandro Jorge Machado - 820706/13 - Not.2/2022 - R$ 9.067,34
Braulio Milcheski - 820223/19 - Not.24/2022 - R$ 4.533,67
Carlos Byron Rodrigues - 820767/17 - Not.14/2022 - R$ 9.067,34
Cicero Ferreira de Souza - 820769/18 - Not.200/2021 - R$ 4.357,49
Della Serra Mineração Ltda me - 820404/15 - Not.6/2022 - R$ 4.533,67
Dorival Oliani Eco Turismo me - 820313/17 - Not.13/2022 - R$ 9.067,34
Emi Empresa de Mineração Ltda - 820791/11 - Not.1/2022 - R$ 9.067,34
Fábio Luiz Baptistella Fernandes - 820304/20 - Not.33/2022 - R$ 4.533,67
Flow Water Mineracao Ltda - 820921/03 - Not.201/2021 - R$ 4.112,89, 820921/03 - Not.202/2021 - R$ 4.112,89
Gregorio Vassilive Ferreira - 820114/19 - Not.19/2022 - R$ 9.067,34

Jorge Chaptiski Cordeiro - 820173/19 - Not.22/2022 - R$ 4.533,67
l c Empreendimentos Rio Preto Ltda - 820635/18 - Not.17/2022 - R$ 9.067,34
Luciana Feltran me - 821005/11 - Not.206/2022 - R$ 206,18, 821006/11 - Not.207/2022 - R$ 202,83
Mario Roberto de Carvalho - 820861/10 - Not.210/2022 - R$ 7.646,94
Mineracao Fazenda Boa Vista Ltda - 821005/15 - Not.10/2022 - R$ 4.533,67
Mineracao Stela Maris Ltda - 820275/19 - Not.26/2022 - R$ 9.067,34
Murilo Maganha Bernardes - 820580/15 - Not.8/2022 - R$ 9.067,34
Orlando a de Oliveira - 820352/19 - Not.29/2022 - R$ 4.533,67
Parahytinga Areias Extracao e Comercio Ltda - 820057/14 - Not.3/2022 - R$ 4.533,67
Pedra Alta de Mineração LTDA. - 820191/19 - Not.23/2022 - R$ 4.533,67
r4 Terraplenagem Ltda - 820785/14 - Not.5/2022 - R$ 4.533,67
Rafael Pegolaro Salione - 820122/11 - Not.203/2021 - R$ 205,95, 820123/11 - Not.204/2021 - R$ 206,33, 821252/10 - Not.211/2022 - R$ 8.215,60, 821253/10 - Not.212/2022 - R$ 8.264,76, 821147/10 - Not.213/2022 - R$ 6.023,26
Reiser Participações LTDA. - 821315/11 - Not.208/2022 - R$ 206,76
Silvia Cristina Giroldo Pizente - 820295/20 - Not.31/2022 - R$ 4.533,67
Solano de Camargo - 820139/19 - Not.21/2022 - R$ 9.067,34
Thomaz Melo Cruz Neto - 820311/19 - Not.27/2022 - R$ 4.533,67, 820312/19 - Not.28/2022 - R$ 4.533,67
Troia Mineração LTDA. - 820112/18 - Not.15/2022 - R$ 4.533,67
Vrp Descalvado Empreendimentos Agropecuario Ltda - 821266/11 - Not.209/2022 - R$ 198,82

ETIVALDO RODRIGUES DA SILVA
Superintendente

COORDENAÇÃO DE GESTÃO DAS RECEITAS

DESPACHO
Relação nº 2/2022

FASE DE AUTORIZAÇÃO DE PESQUISA
Multa aplicada-(TAH)/prazo para pagamento ou interposição de recurso: 30 dias. (6.41)
Calcar Industria Comercio e Transportes de Minerais Eireli me - 840243/18
Charliston Ferreira de Andradade - 840293/18
Edmilson Barbosa da Silva - 840281/18
Edson Vander Grecco - 840225/17
Erick José Gomes de Freitas - 840154/14
Fabio Cesar Pautz - 840056/19
Francisco Antônio de Oliveira - 840148/19
Guimaraes & Souza Mineracao e Comercio Ltda - 840135/19
Maquesuel Francisco de Araujo Dias - 840128/19
Mineração Joia Rara Ltda - 840164/14

ALEXANDRE RIBEIRO DE QUEIROZ
Coordenador

DESPACHO
Relação nº 6/2022

FASE DE AUTORIZAÇÃO DE PESQUISA
Multa aplicada-(TAH)/prazo para pagamento ou interposição de recurso: 30 dias. (6.41)
Z-eyhmepia Brazil Servicos de Geologia Ltda - 803139/15, 803140/15

ALEXANDRE RIBEIRO DE QUEIROZ
Coordenador

SUPERINTENDÊNCIA DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS

ALVARÁ Nº 815, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Fase de Autorização de Pesquisa
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução n° 31/2020 e com fundamento no art. 15, do Decreto-lei n° 227, de 28 de fevereiro de 1967, (Código de Mineração), e na Lei 13.575/2017, outorga o seguinte Alvará de Pesquisa, prazo 2 ano(s), vigência a partir dessa publicação: (322)
48062.872306/2021-03-SAFIRA MINING E STONES LTDA (Documento SEI: 3573347)

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO

ALVARÁ Nº 814, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Fase de Autorização de Pesquisa
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução n° 31/2020 e com fundamento no art. 15, do Decreto-lei n° 227, de 28 de fevereiro de 1967, (Código de Mineração), e na Lei 13.575/2017, outorga o seguinte Alvará de Pesquisa, prazo 3 ano(s), vigência a partir dessa publicação: (323)
48061.861724/2021-77-MANOEL ALVES DE SOUZA NETO (Documento SEI: 3573391)

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO

ALVARÁ Nº 810, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Fase de Autorização de Pesquisa
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução n° 31/2020 e com fundamento no art. 15, do Decreto-lei n° 227, de 28 de fevereiro de 1967, (Código de Mineração), e na Lei 13.575/2017, outorga o seguinte Alvará de Pesquisa, prazo 1 ano(s), vigência a partir dessa publicação: (321)
48062.872309/2021-39-CARLOS ROBERTO OLIVEIRA MOREIRA (Documento SEI: 3568538)

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO

ALVARÁ Nº 817, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Fase de Autorização de Pesquisa
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução n° 31/2020 e com fundamento no art. 15, do Decreto-lei n° 227, de 28 de fevereiro de 1967, (Código de Mineração), e na Lei 13.575/2017, outorga o seguinte Alvará de Pesquisa, prazo 3 ano(s), vigência a partir dessa publicação: (323)
48062.872337/2021-56-LJL ROCHAS ORNAMENTAIS LTDA (Documento SEI: 3573499)

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO

ALVARÁ Nº 812, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Fase de Autorização de Pesquisa
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução n° 31/2020 e com fundamento no art. 15, do Decreto-lei n° 227, de 28 de fevereiro de 1967, (Código de Mineração), e na Lei 13.575/2017, outorga o seguinte Alvará de Pesquisa, prazo 3 ano(s), vigência a partir dessa publicação: (323)
48054.832751/2021-21-SERRA GERAL MINERACAO LTDA (Documento SEI: 3573442)

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO

ALVARÁ Nº 816, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Fase de Autorização de Pesquisa
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução n° 31/2020 e com fundamento no art. 15, do Decreto-lei n° 227, de 28 de fevereiro de 1967, (Código de Mineração), e na Lei 13.575/2017, outorga o seguinte Alvará de Pesquisa, prazo 2 ano(s), vigência a partir dessa publicação: (322)
48062.872326/2021-76-MINERACAO VALE DO ITAPICURU LTDA (Documento SEI: 3573459)

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO

DESPACHO
Relação nº 75/2022

Fase de Requerimento de Pesquisa
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução nº 31/2020 e com fundamento no disposto no Decreto-Lei nº 227/1967 e na Lei 13.575/2017, outorga os seguintes Alvarás de Pesquisa, prazo 2 anos, vigência a partir dessa publicação:(322)
935/2022-832.106/2021-PAULO VITOR FERREIRA DA SILVA-
934/2022-832.052/2018-AM TRANSPORTES E COMERCIO DE AREIAS LTDA-
936/2022-832.217/2021-MARCÍLIO MENDES SILVA-
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução nº 31/2020 e com fundamento no disposto no Decreto-Lei nº 227/1967 e na Lei 13.575/2017, outorga os seguintes Alvarás de Pesquisa, prazo 3 anos, vigência a partir dessa publicação:(323)
937/2022-831.970/2015-MOACYR ANTONIO RODRIGUES-
938/2022-830.594/2020-MICAPEL-MINERACAO CAPAO DAS PEDRAS LTDA-
941/2022-831.003/2021-PCGEOMENSURA SERVICOS DE CARTOGRAFIA, GEODESIA E PLANEJAMENTO EIRELI-
945/2022-832.693/2021-ALTIVO PEDRAS EIRELI-
943/2022-832.213/2021-MINAS BRASIL MINERACAO E SINTERIZACAO LTDA-
940/2022-831.002/2021-PCGEOMENSURA SERVICOS DE CARTOGRAFIA, GEODESIA E PLANEJAMENTO EIRELI-
942/2022-831.005/2021-PCGEOMENSURA SERVICOS DE CARTOGRAFIA, GEODESIA E PLANEJAMENTO EIRELI-
939/2022-831.606/2020-MINERGRAN GRANITOS DO BRASIL LTDA-
944/2022-832.307/2021-MARCIO APARECIDO FERREIRA-

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO

DESPACHO
Relação nº 83/2022

Fase de Requerimento de Pesquisa
Torna sem efeito o indeferimento do requerimento de pesquisa.(139)
870.962/2020-MINERAÇÃO S.A LTDA- DOU de 14/09/2020, Seção 1, página 79

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO
Superintendente

DESPACHO
Relação nº 86/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Despacho de retificação do alvará de pesquisa(327)
867.086/2019-GUSTAVO REIS LIMA-ALVARÁ N° 687 Publicado DOU de 20/03/2020- ONDE SE LÊ:''...prazo de 03 anos...; LEIA-SE:''...prazo de 02 anos...''

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO
Superintendente

DESPACHO
Relação nº 87/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução nº 31/2020, e com fundamento no art. 15, do Decreto-lei n° 227/1967, (Código de Mineração), e na Lei 13.575/2017, outorga os seguintes Alvarás de Retificação que entram em vigor na data de sua publicação:(276)
820.194/2018-EMPRESA MINERADORA BOA SORTE LTDA-ALVARÁ N°946/2022-2 anos - Retifica o ALVARÁ N°8834, DOU de 16/11/2018

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO

DESPACHO
Relação nº 90/2022

Fase de Requerimento de Pesquisa
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução nº 31/2020 e com fundamento no disposto no Decreto-Lei nº 227/1967 e na Lei 13.575/2017, outorga os seguintes Alvarás de Pesquisa, prazo 3 anos, vigência a partir dessa publicação:(323)
926/2022-866.037/2020-JOÃO BATISTA DE ARRUDA JUNIOR-
927/2022-866.399/2020-ROCHAFORTE MINERACAO LTDA-
930/2022-867.215/2021-CLEBER LOPES-
928/2022-866.544/2020-MINERACAO JUARA EIRELI-
929/2022-866.686/2020-JOSÉ GERALDO RIVA JUNIOR-
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução nº 31/2020 e com fundamento no disposto no Decreto-Lei nº 227/1967 e na Lei 13.575/2017, outorga os seguintes Alvarás de Pesquisa, prazo 2 anos, vigência a partir dessa publicação:(322)
925/2022-867.214/2021-CLEBER LOPES-

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO

DESPACHO
Relação nº 91/2022

Fase de Requerimento de Pesquisa
O SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E RECURSOS MINERAIS DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, no uso da competência delegada pela Resolução nº 31/2020 e com fundamento no disposto no Decreto-Lei nº 227/1967 e na Lei 13.575/2017, outorga os seguintes Alvarás de Pesquisa, prazo 2 anos, vigência a partir dessa publicação:(322)
931/2022-878.122/2021-MINAS BAHIA MINERAÇÃO LTDA EPP-
932/2022-878.123/2021-MINAS BAHIA MINERAÇÃO LTDA EPP-
933/2022-878.124/2021-MINAS BAHIA MINERAÇÃO LTDA EPP-

CARLOS CORDEIRO RIBEIRO

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

DIRETORIA I

SUPERINTENDÊNCIA DE DADOS TÉCNICOS

AUTORIZAÇÃO SDT-ANP Nº 70, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Superintendente de Dados Técnicos da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP n.º 265, de 10 de setembro de 2020, com base na Resolução ANP n° 757, de 23 de novembro de 2018, bem como nas demais normas, padrões e regulamentos da ANP, e tendo em vista o que consta no Processo nº 48610.201353/2022-97, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica o Observatório Nacional (ON), inscrito no CNPJ/MF sob o n.º 04.053.755/0001-05, situado na cidade do Rio de Janeiro, Rua General José Cristino n° 77, CEP 20.921-400, autorizado a realizar atividades de Aquisição e Processamento, em caráter de fomento, para dados técnicos magnetotelúricos, restritamente ao ambiente TERRESTRE.

Art. 2º Em decorrência do deferimento ratificado pelo Art. 1º deste expediente, fica o Observatório Nacional, atualmente cadastrado sob código de Equipe Não-Sísmica ENS-0415, compromissado com todas as obrigações legalmente aplicáveis referentes à Resolução ANP nº 757/2018 e demais normas, regulamentos e padrões vigentes relacionados à presente outorga.

Art. 3º Esta Agência deverá ser notificada do início e do término das atividades, donde a comunicação deverá ser realizada por intermédio dos formulários disponibilizados no sítio eletrônico (www.anp.gov.br) ou de acordo com procedimentos estabelecidos pela ANP.

Art. 4º Os produtos gerados, em sua totalidade, incluindo as informações de coordenadas e feições geográficas, deverão ser protocolados em consonância aos Padrões de Entrega e Formatação vigentes à época da entrega e para submissão dos dados para análise e armazenamento.

Art. 5º Conforme especificação elencada no Art. 14 da Resolução ANP supramencionada, a autorização estará vigente pelo período de cinco anos não prorrogáveis e entra em vigor a partir da data de sua publicação.

CLAUDIO JORGE MARTINS DE SOUZA

SUPERINTENDÊNCIA DE SEGURANÇA OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE

DESPACHO SSM-ANP Nº 174, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE SEGURANÇA OPERACIONAL E MEIO AMBIENTE DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo Regimento Interno, Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, tendo em vista a Resolução ANP nº 817, de 24 de abril de 2020 e o que consta no Processo nº 48610.224774/2021-13, resolve:

Aprovar o Programa de Descomissionamento das Instalações do campo de Dias D'Ávila, localizado na Bacia do Recôncavo (Contrato de concessão nº 48000.003643/97-74), pela empresa Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras"), nos termos do Parecer nº 04/2022/SSM-CMA/SSM/ANP-RJ-e, de 03/02/2022 (SEI nº 1938410).

RAPHAEL NEVES MOURA

SUPERINTENDÊNCIA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA

AUTORIZAÇÃO SDL-ANP Nº 67, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, tendo em vista o disposto na Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997, considerando as disposições da Resolução ANP 58, de 17/10/2014, e considerando o que consta no Processo 48610.202568/2022-25, resolve: autorizar a filial da empresa IMPERIO COMERCIO DE PETROLEO LTDA - CNPJ 36.122.677/0002-20, a exercer a atividade de distribuição de combustíveis líquidos, exceto combustíveis de aviação.

RUBENS CERQUEIRA FREITAS

AUTORIZAÇÃO SDL-ANP Nº 68, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando as disposições da Resolução ANP nº 58, de 17 de outubro de 2014, e considerando o que consta no Processo nº 48610.202575/2022-27, resolve: autorizar a filial da empresa ALCOOLPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTIVEIS LTDA. - CNPJ nº 08.569.652/0002-34, a exercer a atividade de Distribuidor de Combustíveis Líquidos, exceto combustíveis de aviação. Fica revogada a Autorização SDL-ANP nº 499/2015.

RUBENS CERQUEIRA FREITAS

AUTORIZAÇÃO SDL-ANP Nº 69, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando as disposições da Resolução ANP nº 777, de 05/04/2019, e considerando o que consta no Processo nº 48610.202012/2022-39, resolve: autorizar a empresa ÊXITO IMPORTADORA E EXPORTADORA S A - CNPJ nº 07.391.673/0001-69, a exercer a atividade de Agente de Comércio Exterior.

RUBENS CERQUEIRA FREITAS

DESPACHO SDL-ANP Nº 175, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, com base no disposto no artigo 30, inciso II, da Resolução ANP nº 41 de 06 de novembro de 2013, torna pública a revogação da autorização nº PR/CE0159748 para o exercício da atividade de revenda varejista de combustível automotivo, pertencente a HELIALDO & VANDERLETE COMBUSTIVEIS LTDA, com inscrição no CNPJ sob o nº 04.102.948/0002-90, pelas razões constantes do Processo Administrativo nº 48610.211407/2019-27.

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 176, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, com base no disposto no artigo 30, inciso II, da Resolução ANP nº 41 de 06 de novembro de 2013, torna pública a revogação da autorização nº PR/CE0004604 para o exercício da atividade de revenda varejista de combustível automotivo, pertencente ao POSTO AUTO SOBRAL LTDA, com inscrição no CNPJ sob o nº 00.464.547/0001-48, pelas razões constantes do Processo Administrativo nº 48610.211487/2019-11.

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 177, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, com base no disposto no inciso II, do art. 30, da Resolução ANP nº 51, de 30 de novembro de 2016, torna pública a revogação da autorização nº GLP/SP0183690 para o exercício da atividade de revenda de gás liquefeito de petróleo - GLP, pertencente a COOPERLAGOS COMERCIO DE GAS LTDA, com inscrição no CNPJ sob o nº 09.466.977/0001-73, pelas razões constantes do Processo Administrativo nº 48610.209287/2019-06.

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 178, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, com base na Resolução ANP nº 18, de 27 de julho de 2006, torna pública a revogação, por sucessão empresarial do agente econômico, das seguintes autorizações para o exercício da atividade de revenda de combustíveis de aviação:

Nº de Registro	Razão Social	CNPJ	Processo
AV/SC140822	BOLSA TAXI AERO LOGISTICA E ADMINISTRAÇÃO LTDA	80.739.014/0001-60	48610.007669/2013-01
AV/BA0076602	PARTNERS AIR SERVIÇOS E COMÉRCIO DE PRODUTOS DE PETRÓLEO LTDA.	07.803.085/0001-95	48610.012005/2009-70

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 179, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, com base na Resolução ANP nº 18, de 27 de julho de 2006, torna pública a revogação, por ineficácia da inscrição estadual do agente econômico, da seguinte autorização para o exercício da atividade de revenda de combustíveis de aviação:

Nº de Registro	Razão Social	CNPJ	Processo
AV/MS0180491	ADB COMERCIO DE COMBUSTIVEIS EIRELI - EPP	21.408.194/0001-39	48610.003228/2017-56

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 180, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, com base na Resolução ANP nº41 de 05 de novembro de 2013, tendo em vista a previsão legal inscrita em seu Art. 30, inciso I, alínea d, item 2, torna público o cancelamento das seguintes autorizações para o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos:

Nº de Registro	Razão Social	CNPJ	Processo
PR/CE0014254	AURORA PETRÓLEO LTDA	04.119.753/0001-71	48610.009127/2001-21
PR/SP0097502	BARCELONA CENTRO AUTOMOTIVO E DE CONVENIENCIA LTDA	13.441.188/0001-55	48610.008221/2011-35
PR/SC0085161	REAL PETRO COMERCIO DE COMBUSTIVEIS LTDA	11.095.303/0001-51	48610.010530/2010-94

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 181, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, com base na Resolução ANP nº 41 de 05 de novembro de 2013, tendo em vista a previsão legal inscrita em seu Art. 30, inciso I, alínea c, torna público o cancelamento, por requerimento do agente econômico, da seguinte autorização para o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos:

Nº de Registro	Razão Social	CNPJ	Processo
PR/RN0016558	AUTO POSTO DUDU LTDA	12.753.380/0001-14	48610.017713/2001-41

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 182, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020,com base na Resolução ANP nº 41 de 05 de novembro de 2013, torna público o cancelamento da seguinte autorização para o exercício da atividade de posto revendedor flutuante:

Nº de Registro	Razão Social	CNPJ	Processo
PF/AP0188159	WALTER DE S. CIRQUEIRA	28.118.437/0001-43	48610.005329/2018-42

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 183, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020,com base no Art. 7°, IV, da Resolução ANP nº 41 de 05 de novembro de 2013, torna público o cancelamento, POR SUCESSÃO EMPRESARIAL, das seguintes autorizações para o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos.

Nº de Registro	Razão Social	CNPJ	Processo
PR/SP0183632	AUTO POSTO ISAMA DE MATAO LTDA	23.776.643/0001-27	48610.012251/2017-31
PR/MA0184896	AUTO POSTO KAUA LTDA - ME	27.814.031/0001-32	48610.000696/2018-50
PR/RS0223765	CAPITAL REALTY COMERCIO DE COMBUSTIVEIS LTDA	09.047.191/0001-11	48610.001664/2008-08
PR/RS0004540	JOSE CARLOS SILVEIRA MACHADO	87.062.618/0001-64	48610.003482/2001-97
PR/MG0189214	LUAR COMBUSTIVEIS LTDA	29.272.209/0001-96	48610.007999/2018-01
PR/MS0168766	PARE & PESSATTO LTDA	18.966.621/0001-90	48610.000147/2015-32
PR/BA0128582	REDE ROYAL DE AUTO POSTOS EIRELI	40.462.236/0012-17	48610.014689/2012-40

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 184, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, com base na Resolução ANP nº 51 de 30 de novembro de 2016, tendo em vista a previsão legal inscrita em seu Art. 30, inciso I, alínea d, item 2, torna público o cancelamento das seguintes autorizações para o exercício da atividade de revenda varejista de GLP.

Nº de Registro	Razão Social	CNPJ	Processo
GLP/SP0172771	LUCAS MENDES & MENDES TRANSPORTE LTDA ME	07.859.384/0001-41	48610.009599/2008-51
001/GLP/SP0019856	SUPERMERCADO CASA NOVA LTDA.	51.999.670/0001-02	48610.002080/2008-41

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 185, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020,com base na Resolução ANP nº 51 de 30 de novembro de 2016, tendo em vista a previsão legal inscrita em seu Art. 30, inciso I, alínea d, item 1, torna público o cancelamento das seguintes autorizações para o exercício da atividade de revenda varejista de GLP.

Nº de Registro	Razão Social	CNPJ	Processo
GLP/MG0219439	CHAMA GAS E AGUA LTDA.	12.562.762/0001-60	48610.004102/2012-94
GLP/PR0175714	INDUSTRIA E COMÉRCIO DE BEBIDAS REALENSE LTDA	72.453.129/0001-66	48610.013661/2008-17
GLP/BA0203413	UNIGAS- COMERCIAL DE GÁS UNIÃO LTDA	12.377.510/0001-61	48610.014512/2010-81
GLP/MA0208454	WL COMERCIO DE GAS LTDA	12.389.583/0002-54	48610.008019/2011-11

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 186, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, com base na Resolução ANP nº 51, de 30 de novembro de 2016, torna pública a outorga das seguintes autorizações para o exercício da atividade de revenda de gás liquefeito de petróleo - GLP, observado:

I) as instalações dos revendedores ora autorizados foram vistoriadas por instituições de bombeiros, atendendo os requisitos de segurança, e se encontram limitadas às quantidades máximas de armazenamento de GLP, conforme certificado expedido pelo corpo de bombeiros competente; e

II) a manutenção da presente Autorização fica condicionada ao atendimento dos requisitos constantes no Certificado que trata o item anterior e à Norma NBR 15514:2007, da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, versão 2020.

Nº de Registro	Razão Social	CNPJ	Processo
GLPSP0393073	ADALTO DE SOUZA DIAS-MERCEARIA	18.038.951/0001-15	48610.201368/2022-55
GLPRS0393098	ALMIRO SCHEUNEMANN	88.723.416/0001-89	48610.200164/2022-05
GLPMG0393131	CAIO LEANDRO ALMEIDA SILVA	41.088.405/0001-00	48610.201753/2022-01
GLPGO0393133	CELEIRO MATERIAS DE CONSTRUCAO E PRODUTOS AGROPECUARIOS EIRELI	39.544.966/0001-25	48610.201768/2022-61
GLPSP0393125	CRISTIANE SEVERINO DE OLIVEIRA GAS	40.217.195/0001-40	48610.223994/2021-11
GLPCE0393135	D & D COMERCIAL DE GAS LTDA	43.201.129/0001-70	48610.201782/2022-64
GLPRN0393127	DIDO COMERCIO DE GAS LTDA	40.006.079/0001-82	48610.201748/2022-90
GLPRN0393061	EDMILSON SOARES TORQUATO	26.708.536/0001-50	48610.201581/2022-67
GLPMG0393085	EMBAIXADOR DO GAS LTDA	44.446.430/0001-07	48610.201624/2022-12
GLPMG0393113	EURIPEDES ANTONIO SOARES 91992010625	23.729.632/0001-96	48610.201688/2022-13
GLPMG0393077	FABIANA APARECIDA GONCALVES FERREIRA	05.159.963/0002-37	48610.226732/2021-17
GLPPR0393083	FALLS COMERCIO DE GAS LTDA	43.384.152/0001-48	48610.200350/2022-36
GLPAL0393071	G J CAVALCANTE GAS	41.944.839/0001-65	48610.201622/2022-15
GLPMG0393079	JAGUAR GAS LTDA	44.782.273/0001-00	48610.200952/2022-93
GLPAM0393107	M V CAMPOS DE LIRA EIRELI	40.274.871/0001-18	48610.226634/2021-71
GLPRS0393057	NEI GAS COMERCIO VAREJISTA DE GAS GLP LTDA	42.338.207/0001-10	48610.201577/2022-07
GLPMG0393105	PL DISTRIBUIDORA DE GAS E TRANSPORTES LTDA	43.152.227/0001-65	48610.200884/2022-62
GLPGO0393065	RAUL BRAGA DISTRIBUIDORA DE GAS EIRELI	38.431.076/0001-44	48610.201605/2022-88
GLPMA0393055	RLP COMERCIO LTDA	39.557.779/0001-86	48610.201549/2022-81
GLPSP0393067	S. M. GAS BRAS LTDA	30.183.863/0002-93	48610.201607/2022-77
GLPRO0393063	SKINAO GAS LTDA	42.270.164/0001-89	48610.201594/2022-36
GLPRS0393069	TABORDA & DANETTI COMERCIO VAREJISTA DE GAS LTDA	42.435.544/0001-26	48610.201610/2022-91
GLPSP0393137	TIAGO SOUZA BEZERRA DA SILVA	27.722.176/0001-03	48610.201789/2022-86
GLPGO0393090	VIEIRA SANTANA DISTRIBUIDORA DE GAS, AGUAS E BEBIDAS LTDA	38.016.844/0001-01	48610.201627/2022-48
GLPBA0393123	WASHINGTON CAIRES BRANDAO	41.151.621/0001-53	48610.201715/2022-40
GLPGO0393088	WB COMERCIO DE GAS LTDA	33.511.741/0002-77	48610.201036/2022-71

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DESPACHO SDL-ANP Nº 187, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, com base na Resolução ANP nº 41 de 05 de novembro de 2013, torna pública a outorga das seguintes autorizações para o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos:

Nº de Registro	Razão Social	CNPJ	Processo
PR/GO0220341	AURORA COMERCIO DE COMBUSTIVEIS LTDA	42.252.407/0001-56	48610.225117/2021-85
PR/PI0220342	AUTO POSTO MARANATA LTDA	11.061.251/0002-83	48610.202044/2022-34
PR/GO0220356	AUTO POSTO SAO BERNARDO LTDA	39.794.902/0001-82	48610.202119/2022-87
PR/PR0220343	COMERCIO DE COMBUSTIVEIS ROSINSKI EIRELI	39.910.516/0001-09	48610.202072/2022-51
PR/PE0220357	ERIKES FEITOSA SOARES - AUTO POSTO DE COMBUSTIVEIS	41.760.335/0001-95	48610.202270/2022-15
PR/BA0220337	MOTA E CRIS DERIVADOS DE PETROLEO LTDA	41.586.469/0001-31	48610.201234/2022-34
PR/DF0220340	POSTO DA 7 EIXINHO W SUL DERIVADOS DE PETROLEO LTDA	41.768.989/0001-65	48610.226670/2021-35
PR/MG0220344	POSTO GIRAMUNDO LTDA	17.764.440/0003-80	48610.222387/2021-34
PR/SP0220339	POSTO MONTE CARLO ARTHUR NONATO LTDA	31.809.389/0001-44	48610.201846/2022-27
PR/MG0220338	POSTO QUINTAS LTDA	42.132.847/0001-70	48610.202031/2022-65
PR/RS0220336	SIM REDE DE POSTOS LTDA	07.473.735/0180-48	48610.201386/2022-37

ADRIANA NICKEL LOURENÇO

DIRETORIA III

SUPERINTENDÊNCIA DE INFRAESTRUTURA E MOVIMENTAÇÃO

AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 62, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE INFRAESTRUTURA E MOVIMENTAÇÃO da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, tendo em vista o que consta do processo ANP nº 48610.211027/2020-26 e considerando o atendimento às exigências da Resolução ANP nº 41, de 05 de dezembro de 2007, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica a Empresa AMERICANOIL DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EIRELI, cujo registro no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) é o de nº 01.973.067/0001-75, autorizada a realizar o Projeto Estruturante (GNC) entre sua Unidade de Compressão em Indaial/SC e sua Base de Descompressão em Lages/SC a serviço da Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGAS).

Art. 2º Esta Autorização será cancelada no caso de não serem mantidas as condições técnicas previstas e comprovadas para a presente outorga.

Art. 3º Esta Autorização entra em vigor na data de sua publicação.

HELIO DA CUNHA BISAGGIO

AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 63, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE INFRAESTRUTURA E MOVIMENTAÇÃO da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, tendo em vista o que consta do processo ANP nº 48610.204741/2021-49 e considerando o atendimento às exigências da Resolução ANP n.º 52, de 02 de dezembro de 2015, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica a Empresa Bahiana Distribuidora de Gás Ltda., cujo registro no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) é o de nº 46.395.687/0054-14, autorizada a construir um duto terrestre para transferência de GLP em Belém do Pará/PA com as seguintes características:

1.01(UM) Duto:

TAG	Origem	Destino	Diâmetro (pol)	Extensão (m)	Material	Produto
6"-GL-6315-017-Cb	Transpetro em Belém/PA	Bahiana Distribuidora de Gás em Belém/PA	6	387,59	Aço Carbono DN 6" API 5L GrB	GLP

Art.2º O objeto da presente Autorização deverá ser executado em conformidade com as normas técnicas pertinentes.

Art. 3º Esta Autorização entra em vigor na data de sua publicação.

HELIO DA CUNHA BISAGGIO

AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 64, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE INFRAESTRUTURA E MOVIMENTAÇÃO da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, tendo em vista o que consta do processo ANP nº 48610.224964/2021-22 e considerando o atendimento às exigências da Resolução ANP nº 52, de 02 de dezembro de 2015, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica a Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, cujo registro no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) é o de nº 06.248.349/0001-23, autorizada a construir as adequações no ponto de entrega PE Anori, no município de Anori, Estado do Amazonas, com as características abaixo.

Fluído de Trabalho	Gás Natural
Vazão Mínima (mil m³/d)*	2,5
Vazão Normal (mil m³/d)*	2,5 a 25
Vazão Máxima (mil m³/d)*	25
Pressão Mínima de Entrada (kgf/cm² g)	40
Pressão Normal de Entrada (kgf/cm² g)	40 a 66
Pressão Máxima de Entrada (kgf/cm² g)	80
Pressão de Projeto (kgf/cm² g)	80
Temperatura de Operação (°C)	22,5 a 30
Temperatura de Projeto (°C)	60

*20ºC e 1 atm

Art. 2º O objeto da presente Autorização deverá ser executado em conformidade com as normas técnicas pertinentes.

Art. 3º Esta Autorização entra em vigor na data de sua publicação.

HELIO DA CUNHA BISAGGIO

AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 65, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE INFRAESTRUTURA E MOVIMENTAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, tendo em vista o que consta do processo ANP nº 48610.202646/2018-13 e consoante o Termo de Compromisso celebrado entre ANP, Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG e Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS em 29 de julho de 2020, constante no processo ANP nº 48610.005271/2018-37, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica a Empresa Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) , cujo registro no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) é o de nº 06.248.349/0001-23, autorizada a operar as instalações de transporte de gás natural abaixo relacionadas:

1. Gasodutos: Gasoduto Cacimbas - Vitória 26"/16", conforme características abaixo:

Identificação	Origem	Destino	Diâmetro (polegadas)	Extensão (km)	Produto	Pressão de Projeto (kgf/cm²)	Vazão Mínima (m³/dia)*	Vazão Máxima (m³/dia)*
Cacimbas - Vitória (Trecho 1)	UTG Cacimbas (Linhares/ES)	Estação TIMS (Serra/ES)	26	117,9	Gás Natural	100	500.000	20.000.000
Cacimbas - Vitória (Trecho 2)	Estação TIMS (Serra/ES)	PEs Vitória e Vale (Vitória/ES)	16	12,4	Gás Natural	52	400.000	4.000.000

* 20°C e 1 atm.

2. Pontos de entrega, estações de regulagem de pressão, estações de compressão e interligações com pontos de recebimento, conforme características abaixo:

Identificação	Município/UF	Vazão Mínima (m³/dia)*	Vazão Máxima (m³/dia)*	Pressão de Entrada (kgf/cm²)	Pressão de Saída (kgf/cm²)
Ponto de Entrega (PE) UTE Linhares	Linhares/ES	130.000	1.300.000	40,0 (mínima) a 100,0 (máxima)	34,0 (mínima) a 51,0 (máxima)
Ponto de Entrega (PE) Linhares	Linhares/ES	10.000	48.000	50,0 (mínima) a 100,0 (máxima)	50,0 (mínima) a 100,0 (máxima)
Ponto de Entrega (PE) Vitória	Vitória/ES	400.000	4.000.000	28,0 (mínima) a 42,0 (máxima)	25,0 (mínima) a 42,0 (máxima)
Ponto de Entrega (PE) Vale	Vitória/ES	170.000	1.700.000	25,0 (mínima) a 42,0 (máxima)	9,0 (mínima) a 13,0 (máxima)
Estação de Regulagem de Pressão Terminal Industrial Multimodal de Serra (ERP TIMS)	Serra/ES	400.000	4.000.000	57,0 (mínima) a 100,0 (máxima)	41,0 (mínima) a 52,0 (máxima)
Estação de Compressão de Aracruz (ECOMP Aracruz)	Aracruz/ES	-	20.000.000	50,0 (mínima) a 85,0 (máxima)	100,0 (máxima)
Interligação com PR Cacimbas (UTGC)	Linhares/ES	500.000	20.000.000	50,0 (mínima) a 100,0 (máxima)	50,0 (mínima) a 100,0 (máxima)

* 20°C e 1 atm.

Art. 2º Esta Autorização será cancelada no caso de não serem mantidas as condições técnicas previstas e comprovadas para a presente outorga.

Art. 3° Fica revogada a Autorização ANP nº 527, de 30 de julho 2020.

Art. 4° A empresa deverá providenciar tempestivamente a documentação elencada na Notificação n° 677 787 22 33 488462, referente ao documento SEI n° 1912428.

Art. 5º Esta Autorização entra em vigor na data da sua publicação.

HELIO DA CUNHA BISAGGIO

AUTORIZAÇÃO SIM-ANP Nº 66, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SUPERINTENDENTE DE INFRAESTRUTURA E MOVIMENTAÇÃO da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, tendo em vista o que consta do processo ANP nº 48610.224486/2021-51 e considerando o atendimento às exigências da Resolução ANP nº 811, de 16 de março de 2020, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica a Empresa J P CAMPOS COMÉRCIO DE COMBUSTÍVEIS, cujo registro no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) é o de nº 30.857.820/0001-65, autorizada a exercer a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados e biocombustíveis por meio aquaviário, na navegação interior restrita ao estado do Pará.

Art. 2º Os efeitos da presente Autorização ficam condicionados à manutenção das condições comprovadas pela empresa para o exercício da atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados e biocombustíveis por meio aquaviário, na navegação interior.

Art. 3º A empresa autorizada deverá utilizar somente embarcações que tenham obtido os devidos Certificados/Declarações, conforme previsto nas respectivas Normas da Autoridade Marítima (NORMAM).

Art. 4º Esta Autorização entra em vigor na data da sua publicação.

HELIO DA CUNHA BISAGGIO

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO

DECISÃO DE DIRETORIA DD - Nº 05.012, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Processo Administrativo de Responsabilização PR/PAR-001/2021.
Empresa: Master Serviços Preparação de Documentos Ltda.
CNPJ: 17.523.081/0001-07.
Enquadramento: artigo 5º, inciso IV, alínea "d" da Lei 12846/2013.
Conduta: Fraudar licitação pública ou contrato dela decorrente.
Penalidades: multa no total de R$ 14.086,33 (catorze mil, oitenta e seis reais e trinta e três centavos), suspensão temporária de participação em licitação e impedimento de contratar com a Chesf pelo prazo de 6 (seis) meses e publicação extraordinária da decisão administrativa sancionadora.

LARISSA PAES W. V. CAVALCANTI
Coordenadora da Comissão do PAR



Ministério das Relações Exteriores

SECRETARIA-GERAL DAS RELAÇÕES EXTERIORES
SECRETARIA DE ASSUNTOS DE SOBERANIA NACIONAL E CIDADANIA
DEPARTAMENTO DE SEGURANÇA E JUSTIÇA
DIVISÃO DE ATOS INTERNACIONAIS

MEMORANDO DE ENTENDIMENTO ENTRE O INSTITUTO RIO BRANCO DO MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL E O INSTITUTO DE RELAÇÕES INTERNACIONAIS DO CAMEROUN (IRIC)

O Instituto Rio Branco do Ministério das Relações Exteriores da República Federativa do Brasil de uma parte,

e

o Instituto de Relações Internacionais do Cameroun (IRIC), da outra parte,

doravante denominados "as Partes",

Desejando estabelecer e promover a cooperação na área do treinamento diplomático e áreas afins de interesse para a prática da diplomacia e das relações internacionais,

Chegaram ao seguinte entendimento:

Artigo 1
Objetivos

O presente Memorando de Entendimento tem por objetivo estabelecer um quadro de cooperação visando o intercâmbio de programas, informações e atividades no campo do treinamento diplomático e afins.

Artigo 2
Áreas de cooperação

Sob o presente Memorando de Entendimento, as Partes concordam em:

- compartilhar ativamente informações sobre seus respectivos programas, cursos e outras atividades acadêmicas relevantes;

- intercambiar rotinas organizacionais e boas práticas relacionadas ao treinamento diplomático;

- organizar cursos de treinamento para o aperfeiçoamento das habilidades profissionais de seus estudantes, diplomatas e professores;

- facilitar o intercâmbio de suas respectivas publicações, assim como outros documentos relevantes de instituições públicas e privadas de seus respectivos países;

Artigo 3
Participação de especialistas em seminários etc.

Especialistas de cada Parte poderão participar de cursos, conferencias, mesas redondas, simpósios ou seminários sobre temas de interesse organizados pela outra Parte. Cada Parte dará conhecimento ao outro sobre a organização de tais eventos.

Artigo 4
Compartilhamento de informação de interesse

As Partes compartilharão informação sobre atividades de interesse comum, particularmente sobre a participação em encontros de níveis regional ou internacional que sejam relevantes no campo do treinamento diplomático.

Artigo 5
Aspectos financeiros

Cada Parte será responsável pelas despesas que derivem de sua participação nas atividades referidas no presente Memorando de Entendimento, sem prejuízo de outras modalidades de financiamento sobre as quais os Partícipes vierem a concordar.

Artigo 6
Solução de controvérsias

Quaisquer controvérsias que possam surgir entre as Partes resultantes da interpretação ou da implementação do presente Memorando de Entendimento serão resolvidas de forma amigável por meio de negociações ou consultas.

Artigo 7
Entrada em vigor, alteração

1. O presente Memorando de Entendimento terá efeitos na data de sua assinatura.

2. O presente Memorando de Entendimento poderá ser revisto ou alterado a qualquer momento, confirmada a concordância dos Partícipes por escrito ou por meio dos canais diplomáticos.

3. As provisões porventura alteradas terão efeitos por meio da troca de Notas entre as Partes.

Artigo 8
Duração e Encerramento

1. O presente Memorando de Entendimento permanecerá em vigor por três (3) anos, e será renovado automaticamente por acordo tácito para períodos iguais, exceto se uma das Partes notificar o outro por escrito, dentro de noventa (90) dias do prazo de sua expiração, de sua intenção de encerrá-lo.

2. O encerramento do presente Memorando de Entendimento não afetará atividades em andamento até que estejam completadas, exceto se as Partes decidirem de outra forma.

Em fé do quê, os representantes abaixo indicados, devidamente autorizados por seus respectivos Governos, assinaram o presente Memorando de Entendimento.

Feito em duplicata em Brasília no dia 17 de novembro de 2021 em português, francês e inglês, cada versão sendo igualmente autêntica. Contudo, em caso de divergência de interpretação, o texto em inglês prevalecerá.

PELO INSTITUTO RIO BRANCO

MARIA STELA POMPEU BRASIL FROTA
Diretora-Geral do Instituto Rio Branco

PELO INSTITUTO DE RELAÇÕES INTERNACIONAIS DO CAMEROUN (IRIC)

NDONGO DANIEL URBAIN
Diretor do IRIC

Ministério da Saúde

GABINETE DO MINISTRO

PORTARIA GM/MS Nº 222, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Desabilita proposta de construção de Centro Especializado em Reabilitação (CER) no município de Angra dos Reis/RJ.

O MINISTRO DE ESTADO DA SAÚDE, no uso das atribuições que lhe conferem os incisos I e II do parágrafo único do art. 87 da Constituição, e

Considerando o Decreto nº 7.612, de 17 de novembro de 2011, que Institui o Plano Nacional dos Direitos da Pessoa com Deficiência - Plano Viver sem Limite;

Considerando o Anexo VI - Rede de Cuidados à Pessoa com Deficiência - da Portaria de Consolidação GM/MS nº 3, de 28 de setembro de 2017, que consolida as normas sobre as Redes do Sistema Único de Saúde;

Considerando o Título VIII - Do Financiamento das Redes de Atenção - Capítulo IV, Seção III - Do Incentivo Financeiro de Investimento para o Componente Atenção Especializada da Rede de Cuidados à Pessoa com Deficiência - e Título IX - Do Financiamento Fundo a Fundo para Execução de Obras - da Portaria de Consolidação GM/MS nº 6, de 28 de setembro de 2017, que consolida as normas sobre o financiamento e a transferência dos recursos federais para as ações e os serviços de saúde do Sistema Único de Saúde;

Considerando a Portaria GM/MS nº 2.658, de 8 de outubro de 2019, que habilita o Estado, Município ou Distrito Federal a receber recursos financeiros de capital destinados à execução de obras de Centro Especializado em Reabilitação;

Considerando a Portaria GM/MS nº 2.699, de 5 de outubro de 2020, que autoriza a prorrogação de prazos relativos às obras financiadas por recursos transferidos na modalidade fundo a fundo, nos termos do Título IX da Portaria de Consolidação nº 6/GM/MS, de 28 de setembro de 2017; e

Considerando o Parecer Técnico nº 15/2022-CGSPD/DAET/SAES/MS, constante do NUP/SEI 25000.001634/2022-24, resolve:

Art. 1º Fica desabilitada a proposta descrita a seguir, de construção do Centro Especializado em Reabilitação, localizado no município de Angra dos Reis - RJ, em razão do não atendimento de condicionantes ou exigências da Rede de Cuidados à Pessoa com Deficiência:

UF	MUNICÍPIO	CÓDIGO IBGE	COMPONENTE	OBJETO	GESTÃO	Nº PROPOSTA FNS	PORTARIA DE HABILITAÇÃO	VALOR DA PROPOSTA	VALOR EMPENHADO
RJ	ANGRA DOS REIS	330010	CENTRO ESPECIALIZADO EM REABILITAÇÃO (CER IV - AUDITIVA, FÍSICA, INTELECTUAL E VISUAL)	CONSTRUÇÃO	MUNICIPAL	39157029000119008	PORTARIA GM/MS Nº 2.658 DE 10/10/2019	R$ 5.197.000,00	R$ 5.197.000,00

Art. 2º Nos termos do art. 1066, § 4º, inciso II da Portaria de Consolidação GM/MS nº 6, de 28 de setembro de 2017, Título VIII, Capítulo IV, Seção I, os entes federativos que tiveram sua proposta de Construção, Ampliação e/ou Reforma da Rede de Cuidados à Pessoa com Deficiência inabilitadas, conforme determinação do art. 1º desta Portaria, estarão sujeitos à devolução imediata dos recursos financeiros repassados para o respectivo Fundo de Saúde e não executados no âmbito do programa, ou executados parcial ou totalmente em objeto diverso do originalmente pactuado, acrescidos da correção monetária prevista em lei, observado o regular processo administrativo.

Parágrafo único. Os procedimentos administrativos para devolução de recursos financeiros serão informados por meio de fluxos e documentos a serem disponibilizados no portal do Fundo Nacional de Saúde, disponível no sítio eletrônico https://portalfns.saude.gov.br/.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MARCELO ANTÔNIO CARTAXO QUEIROGA LOPES

PORTARIA GM/MS Nº 226, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Habilita os Municípios em anexo, a receberem, em parcela única, o incentivo de implantação de Centro de Atenção de Psicossocial (CAPS).

O MINISTRO DE ESTADO DA SAÚDE, no uso das atribuições que lhe conferem os incisos I e II do parágrafo único do art. 87 da Constituição, e

Considerando a Portaria de Consolidação nº 3, de 28 de setembro de 2017, que consolida as normas sobre as redes do Sistema Único de Saúde;

Considerando a Portaria de Consolidação nº 6, de 28 de setembro de 2017, que consolida as normas sobre o financiamento e a transferência dos recursos federais para as ações e os serviços de saúde do Sistema Único de Saúde;

Considerando a Portaria GM/MS nº 3.588, de 21 de dezembro de 2017, que altera as Portarias de Consolidação no 3 e nº 6, de 28 de setembro de 2017, para dispor sobre a Rede de Atenção Psicossocial, e dá outras providências; e

Considerando a necessidade de aperfeiçoamento e adequação do modelo de atenção oferecida pelo SUS aos usuários de álcool e outras drogas e de estruturação e fortalecimento de uma rede de assistência centrada na atenção comunitária, associada à rede de serviços de saúde e sociais, com ênfase na reabilitação e reinserção social, resolve:

Art. 1º Ficam habilitados os Municípios descrito no anexo a esta portaria, a receberem, em parcela única, o incentivo financeiro de implantação de Centro de Atenção de Psicossocial (CAPS).

Parágrafo único. Consideram-se aptos os Estados e Municípios que tiveram as propostas analisadas e aprovadas no Sistema de Apoio à Implementação de Políticas em Saúde - SAIPS (http://saips.saude.gov.br/).

Art. 2º O Fundo Nacional de Saúde adotará as medidas necessárias para transferência do incentivo financeiro de implantação, diretamente para os Fundos Estaduais e Municipais de Saúde correspondentes.

Art. 3º Fica estabelecido que para continuidade do pagamento das parcelas únicas às propostas habilitadas por meio da presente portaria, os recursos orçamentários passam a ser plurianuais e correrão à conta do orçamento do Ministério da Saúde, devendo onerar a Funcional Programática - 10.302.5018.21CD.0000 - IMPLEMENTAÇÃO DE POLÍTICAS DE ATENÇÃO ESPECIALIZADA À SAÚDE, Plano Orçamentário (PO) 0003 - IMPLEMENTAÇÃO DE POLÍTICAS PARA A REDE DE ATENÇÃO PSICOSSOCIAL (RAPS/CRACK) no Bloco de Manutenção das Ações e Serviços Públicos de Saúde.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MARCELO ANTÔNIO CARTAXO QUEIROGA LOPES

ANEXO

UF	Código do IBGE	Município	Gestão	Nº Propostas SAIPS	Tipo CAPS	Parcela única
MG	317080	Várzea da Palma	Municipal	152040	CAPS AD IV - Reestruturado	R$ 125.000,00
MG Total						R$ 125.000,00
PB	250180	Bayeux	Municipal	7786	CAPS infanto juvenil	R$ 30.000,00
PB	251120	Pedras de Fogo	Municipal	5620	CAPS infanto juvenil	R$ 30.000,00
PB Total						R$ 60.000,00
RN	241460	Upanema	Municipal	138066	CAPS I	R$ 20.000,00
RN Total						R$ 20.000,00
Total Geral						R$ 205.000,00

PORTARIA GM/MS Nº 228, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Desabilita, no âmbito da Rede de Cuidados à Pessoa com Deficiência, proposta de construção de Oficina Ortopédica no Município de Marituba/PA.

O MINISTRO DE ESTADO DA SAÚDE, no uso das atribuições que lhe conferem os incisos I e II do parágrafo único do art. 87 da Constituição, e

Considerando o Decreto nº 7.612, de 17 de novembro de 2011, que Institui o Plano Nacional dos Direitos da Pessoa com Deficiência - Plano Viver sem Limite;

Considerando o Anexo VI - Rede de Cuidados à Pessoa com Deficiência - o Capítulo I, Anexo 1 do Anexo VI - Programa Mínimo para CER - da Portaria de Consolidação GM/MS nº 3, de 28 de setembro de 2017, que consolida as normas sobre as Redes do Sistema Único de Saúde;

Considerando o Título VIII - Do Financiamento das Redes de Atenção - Capítulo IV, Seção III - Do Incentivo Financeiro de Investimento para o Componente Atenção Especializada da Rede de Cuidados à Pessoa com Deficiência - da Portaria de Consolidação GM/MS nº 6, de 28 de setembro de 2017, que consolida as normas sobre o financiamento e a transferência dos recursos federais para as ações e os serviços de saúde do Sistema Único de Saúde;

Considerando a Portaria GM/MS nº 2.749, de 18 de outubro de 2019, que habilita o Estado, Município ou Distrito Federal a receber recursos financeiros de capital destinados à execução de obras de Oficina Ortopédica;

Considerando a Portaria GM/MS nº 2.699, de 5 de outubro de 2020, que autoriza a prorrogação de prazos relativos às obras financiadas por recursos transferidos na modalidade fundo a fundo, nos termos do Título IX da Portaria de ConsolidaçãoGM/MS nº 6, de 28 de setembro de 2017, em caráter de excepcionalidade decorrente do Coronavírus (SARS-CoV-2); e

Considerando o Parecer Técnico nº 20/2022-CGSPD/DAET/SAES/MS, constante do NUP/SEI 25000.004260/2022-07, resolve:

Art. 1º Fica desabilitada a proposta de construção de Oficina Ortopédica, localizada no Município de Marituba do Estado do Pará, em razão do não atendimento de condicionantes ou exigências da Rede de Cuidados à Pessoa com Deficiência, conforme a seguir:

UF	MUNICÍPIO	CÓDIGO IBGE	COMPONENTE	OBJETO	GESTÃO	Nº PROPOSTA FNS	PORTARIA DE HABILITAÇÃO	VALOR DA PROPOSTA VALOR	EMPENHADO
PA	MARITUBA	150442	OFICINA ORTOPÉDICA	CONSTRUÇÃO	MUNICIPAL	0299375000119002	PORTARIA GM/MS Nº 2.749, DE 21 DE OUTUBRO DE 2019	R$ 724.000,00	R$ 724.000,00

Art. 2º Nos termos do art. 1066, § 4º, inciso II da Portaria de Consolidação GM/MS nº 6, de 28 de setembro de 2017, Título VIII, Capítulo IV, Seção I, os entes federativos que tiveram sua proposta de construção, ampliação e/ou reforma da Rede de Cuidados à Pessoa com Deficiência desabilitadas, conforme determinação do art. 1º desta Portaria, estarão sujeitos à devolução imediata dos recursos financeiros repassados para o respectivo Fundo de Saúde e não executados no âmbito do programa, ou executados parcial ou totalmente em objeto diverso do originalmente pactuado, acrescidos da correção monetária prevista em lei, observado o regular processo administrativo.

Parágrafo único. Os procedimentos administrativos para devolução de recursos financeiros serão informados por meio de fluxos e documentos a serem disponibilizados no portal do Fundo Nacional de Saúde, disponível no sítio eletrônico https://portalfns.saude.gov.br/.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MARCELO ANTÔNIO CARTAXO QUEIROGA LOPES

DESPACHO Nº 63, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 25000.029147/2021-45

Interessado: Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais do Município de Arapiraca, CNPJ Nº 16.739.798/0001-28.

Assunto: Recurso administrativo hierárquico interposto em face de decisão que manteve o indeferimento de projeto apresentado no âmbito do Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência (Pronas/PCD).

Decisão: À vista do que consta dos autos, adoto como razões de decidir os fundamentos de mérito e de fato apresentados no PARECER DE MÉRITO Nº 858/2021-CGSPD/DAET/SAES/MS, bem como as razões de direito expostas pela Consultoria Jurídica, nos termos do Parecer Referencial nº 00034/2020/CONJURMS/CGU/AGU, e respectivo Despacho de aprovação, e NEGO PROVIMENTO ao recurso administrativo interposto pela entidade em epígrafe.

MARCELO ANTÔNIO CARTAXO QUEIROGA LOPES
Ministro

RETIFICAÇÃO

No Anexo da Portaria GM/MS nº 3.448, de 8 de dezembro de 2021, publicada no Diário Oficial da União nº 245, de 29 de dezembro de 2021, seção 1, página 67,

Onde se lê:

LEITOS PERTENCENTES À REDE DE ATENÇÃO ÀS URGÊNCIAS E EMERGÊNCIAS													
UF	IBGE	MUNICÍPIO	ESTABELECIMENTO	CNES	GESTÃO	Nº PROPOSTA SAIPS	CÓDIGO E DESCRIÇÃO DA HABILITAÇÃO	Nº DE LEITOS NOVOS A SEREM HABILITADOS	TOTAL DE Nº DE LEITOS HABILITADOS	CÓDIGO E DESCRIÇÃO DO INCENTIVO	Nº DE LEITOS NOVOS A SEREM QUALIFICADOS	TOTAL DE Nº LEITOS QUALIFICADOS	VALOR ANUAL TOTAL RAU (R$)
SC	420890	JARAGUÁ DO SUL	HOSPITAL SÃO JOSÉ	2306336	MUNICIPAL	235800	26.01 UTI ADULTO TIPO II	10	27	82.18 UTI REDE DE URGÊNCIA E EMERGÊNCIA	10	10	2.628.000,00
TOTAL													2.628.000,00

Leia-se:

LEITOS PERTENCENTES À REDE DE ATENÇÃO ÀS URGÊNCIAS E EMERGÊNCIAS													
UF	IBGE	MUNICÍPIO	ESTABELECIMENTO	CNES	GESTÃO	Nº PROPOSTA SAIPS	CÓDIGO E DESCRIÇÃO DA HABILITAÇÃO	Nº DE LEITOS NOVOS A SEREM HABILITADOS	TOTAL DE Nº DE LEITOS HABILITADOS	CÓDIGO E DESCRIÇÃO DO INCENTIVO	Nº DE LEITOS NOVOS A SEREM QUALIFICADOS	TOTAL DE Nº LEITOS QUALIFICADOS	VALOR ANUAL TOTAL RAU (R$)
SC	420890	JARAGUÁ DO SUL	HOSPITAL SÃO JOSÉ	2306336	MUNICIPAL	235800	26.01 UTI ADULTO TIPO II	10	27	82.73 UTI ADULTO RUE TIPO II - NOVOS	10	10	2.628.000,00
TOTAL R$													2.628.000,00

RETIFICAÇÃO

Na Portaria GM/MS nº 125, de 24 de janeiro de 2022, publicada no Diário Oficial da União nº 18, de 26 de janeiro de 2022, Seção 1, página 41.

Onde se lê:

"Considerando o Relatório do cadastro dos Agentes de Combate às Endemias (ACE) no Sistema Cadastro Nacional de Estabelecimento de Saúde (SCNES) referente ao mês de outubro de 2022, resolve:'

Leia-se:

'Considerando o Relatório do cadastro dos Agentes de Combate às Endemias (ACE) no Sistema Cadastro Nacional de Estabelecimento de Saúde (SCNES) referente ao mês de outubro de 2021, resolve:'

CONSELHO NACIONAL DE SAÚDE

RESOLUÇÃO Nº 658, DE 26 DE JULHO DE 2021

Dispõe sobre o procedimento de apuração de denúncias e indícios de irregularidades no âmbito do Conselho Nacional de Saúde.

O Presidente do Conselho Nacional de Saúde (CNS), no uso de suas competências regimentais e atribuições conferidas pelo Regimento Interno do CNS e garantidas pela Lei nº 8.080, de 19 de setembro de 1990; pela Lei nº 8.142, de 28 de dezembro de 1990; pela Lei Complementar nº 141, de 13 de janeiro de 2012; pelo Decreto nº 5.839, de 11 de julho de 2006; cumprindo as disposições da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 e da legislação brasileira correlata; e

Considerando a especificidade do controle social brasileiro e a obrigação de apurar notícia de irregularidade no âmbito da Administração Pública, com destaque para o poder de fiscalizar as atividades exercidas pelos servidores e demais pessoas a ela ligadas, exigindo-lhes uma conduta adequada aos preceitos legais e morais vigentes;

Considerando que as normas relativas ao procedimento apuratório de denúncias e indícios de irregularidades relativo aos Conselheiros Nacionais de Saúde e demais membros do CNS, não obstante tenham de observar as disposições da Constituição, da Legislação Orgânica do SUS, do Regimento Interno do CNS e demais normas regulamentares do Conselho Nacional de Saúde, têm peculiaridades que caracterizam sua natureza especial,

Considerando o disposto na Resolução CNS nº 447, de 15 de setembro de 2011, especialmente o seu art. 2°, segundo o qual é competência do Conselho Nacional de Saúde examinar e apurar denúncias e indícios de irregularidades que envolvam seus conselheiros bem como os membros que integram suas comissões intersetoriais;

Considerando que, em todos os procedimentos de apuração no Conselho Nacional de Saúde, será assegurado o direito à ampla defesa e ao contraditório a todas as pessoas que direta ou indiretamente tenham se envolvido em indícios de irregularidades e denúncias, observado o disposto no art. 8º, caput, da Resolução CNS nº 447/2011;

Considerando que, em que pese as especificidades exigidas nos casos concretos, os procedimentos internos a serem adotados pelo CNS para exame e apuração de denúncias e indícios de irregularidades fundamentam-se no procedimento apuratório, denominado sindicância, estabelecido especialmente na Lei nº 8.112/1990, que dispõe sobre o regime jurídico dos servidores públicos civis da União, das autarquias e das fundações públicas federais;

Considerando a necessidade de sistematizar a organização e o fluxograma dos procedimentos apuratórios a serem instalados pelo CNS; e

Considerando que é atribuição do Presidente do Conselho Nacional de Saúde decidir, ad referendum, acerca de assuntos emergenciais, quando houver impossibilidade de consulta ao Plenário, submetendo o seu ato à deliberação do Plenário em reunião subsequente (art. 13, inciso VI do Regimento Interno do CNS, aprovado pela Resolução CNS nº 407, de 12 de setembro de 2008), resolve:

Ad referendum do Pleno do Conselho Nacional de Saúde

Aprovar as regras para a instalação de procedimento apuratório de denúncias ou indícios de irregularidades apresentados ao Conselho Nacional de Saúde, nos termos do Anexo desta resolução, observado o disposto na Resolução CNS nº 447, de 15 de setembro de 2011.

FERNANDO ZASSO PIGATTO
Presidente do Conselho Nacional de Saúde

Homologo a Resolução CNS nº 658, de 26 de julho de 2021, nos termos da Lei nº 8.142, de 28 de dezembro de 1990.

MARCELO ANTÔNIO CARTAXO QUEIROGA LOPES
Ministro de Estado da Saúde

ANEXO

Procedimento de apuração de denúncias e indícios de irregularidades no âmbito do Conselho Nacional de Saúde

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 1º Esta Resolução, respeitadas as disposições da Resolução CNS nº 407/2008 e da Resolução CNS nº 447/2011, disciplina as regras para a apuração dos fatos que ensejam denúncia ou indício de irregularidade que ocorram no exercício das finalidades institucionais do Conselho Nacional de Saúde.

Art. 2º Para efeitos dessa resolução consideram-se:

I - Autoridade apuradora: o Conselho Nacional de Saúde, no âmbito das respectivas competências administrativas, definidas na Constituição, nas leis próprias, decretos e resoluções.

II - Membro do Conselho Nacional de Saúde: todos os integrantes do CNS, quais sejam: conselheiras e conselheiros nacionais de saúde e os/as integrantes das comissões intersetoriais, Câmaras Técnicas e Grupos de Trabalho que compõem, permanente ou temporariamente, a estrutura do Conselho Nacional de Saúde.

Art. 3º São penas disciplinares aplicáveis aos conselheiros nacionais de saúde e membros do CNS investigados:

I - advertência;

II - repreensão;

III - dispensa automática do representante do órgão, entidade ou movimento social;

IV - remoção compulsória.

§ 1º As penas previstas nos incisos deste artigo não anulam a possibilidade de sanções de natureza civil, administrativa ou criminal cabíveis ao caso, que devem ser buscadas nas instâncias competentes para processarem as responsabilidades civil e administrativa envolvidas no caso.

§ 2º Os deveres dos conselheiros nacionais de saúde e dos demais membros do CNS estão previstos no Regimento Interno do CNS (Resolução CNS nº 407/2008), na Resolução CNS nº 453/2012 e normativas correlatas.

Art. 4º Os conselheiros nacionais de saúde e os demais membros do CNS que forem negligentes, no cumprimento dos deveres de sua função de alta relevância pública, estarão sujeitos à pena de advertência.

Parágrafo único. Na reiteração e nos casos de procedimento incorreto, a pena será de repreensão, caso a infração não justificar punição mais grave.

Art. 5º Os conselheiros nacionais de saúde e os demais membros do CNS poderão ser dispensados automaticamente ou removidos compulsoriamente, por interesse público, quando a gravidade das faltas não justificarem a aplicação de pena de advertência ou repreensão.

Art. 6º O conselheiro nacional de saúde ou o membro do CNS investigado será dispensado automaticamente ou removido compulsoriamente, por interesse público, quando:

I - mostrar-se manifestamente negligente no cumprimento de suas funções;

II - proceder de forma incompatível com a finalidade do controle social e a missão institucional do Conselho Nacional de Saúde;

III - demonstrar escassa ou insuficiente capacidade de trabalho, ou apresentar comportamento funcional incompatível com o bom desempenho das atividades do controle social.

CAPÍTULO II

INVESTIGAÇÃO PRELIMINAR

Art. 7º A Mesa Diretora do Conselho Nacional de Saúde, quando tiver ciência de denúncia ou indício de irregularidade, deverá designar um relator, por sorteio entre seus membros, com o objetivo de promover uma investigação preliminar dos fatos, e, por consequência, a viabilidade da instauração de procedimento apuratório, observados os termos desta Resolução, da Resolução CNS nº 447/2011 e do Regimento Interno do CNS.

§1º O relator da investigação preliminar dos fatos disporá de 5 (cinco) dias úteis para apresentar Nota Técnica na qual constará:

I - a descrição dos fatos denunciados;

II - o elenco nominal das pessoas envolvidas na denúncia;

III - a delimitação do teor da acusação;

IV - indicativo de arquivamento ou abertura de procedimento apuratório.

§2º Se da apuração na investigação preliminar resultar a verificação de falta ou infração atribuída a conselheiro nacional de saúde ou aos demais membros do CNS, será determinada, pela Mesa Diretora, em até 5 (cinco) dias úteis após a apresentação da Nota Técnica da investigação preliminar, a instauração de procedimento apuratório, observado, neste caso, o art. 12, caput, desta Resolução.

Art. 8º A notícia de irregularidade praticada por conselheiro nacional de saúde, ou pelos demais membros do CNS, poderá ser feita, nos termos da Resolução CNS nº 447/2011, por toda e qualquer pessoa, exigindo-se formulação por escrito, com alguma comprovação documental, a identificação e o endereço do denunciante.

Parágrafo único. Quando o fato narrado não configurar infração às prerrogativas do controle social ou ilícito penal, o procedimento será arquivado de plano pela Mesa Diretora do CNS, nos termos da Resolução CNS nº 447/2011.

Art. 9º Instaurado o procedimento apuratório, será permitido ao denunciado acompanhá-lo.

CAPÍTULO III

PROCEDIMENTO APURATÓRIO

Art. 10. Para o procedimento apuratório é competente a comissão instituída para essa finalidade, sem prejuízo da atuação da Mesa Diretora do CNS, a quem compete atuar no julgamento do Relatório Final e a aplicação de quaisquer penalidades previstas em lei.

Parágrafo único. As normas e os procedimentos previstos nesta Resolução aplicam-se ao processo de apuração de infrações praticadas pelo conselheiro nacional de saúde ou pelo membro do CNS, sem prejuízo das disposições regimentais respectivas que com elas não conflitarem.

Art. 11. O procedimento apuratório de infrações só terá início, em qualquer caso, por determinação da Mesa Diretora.

§1º A definição sobre a abertura de procedimento apuratório será decidida por meio de voto dos membros da Mesa Diretora.

§2º Determinada a instauração do procedimento apuratório, pela maioria absoluta dos membros da Mesa Diretora, a respectiva decisão será acompanhada da Nota Técnica elaborada pelo relator da investigação preliminar.

Art. 12. Acolhida a proposta de abertura de procedimento apuratório contra conselheiro nacional de saúde ou demais membros do CNS, deverá ser instituída uma Comissão de Apuração, conforme prevê o art. 7º, §1º da Resolução CNS nº 447/2011, com 4 pessoas, indicadas pelos segmentos, entre as quais o presidente da comissão, que será escolhido entre eles.

§1º A Comissão de Apuração terá um relator, que será sorteado dentre os membros indicados pelos segmentos.

§2º Não poderá ser relator o conselheiro que dirigiu a investigação preliminar nem o Presidente do Conselho Nacional de Saúde em razão dos atos privativos de sua competência.

§3º Além do presidente e do relator, a Comissão de Apuração terá dois secretários designados pela Mesa Diretora, respeitada a paridade entre os segmentos que compõem o CNS.

§4º Não poderá participar da Comissão de Apuração, cônjuge, companheiro ou parente do acusado, consanguíneo ou afim, em linha reta ou colateral, até o terceiro grau.

Art. 13. A Comissão de Apuração deverá ter sua composição aprovada em resolução específica para esta finalidade e exercerá suas atividades com independência e imparcialidade, assegurado o sigilo necessário à elucidação do fato ou exigido pelo interesse público.

Parágrafo único. As reuniões e as audiências da Comissão terão caráter reservado.

Art. 14. O procedimento apuratório se desenvolve nas seguintes fases:

I - instauração, com a publicação da resolução que constitui a comissão;

II - apuração, que compreende o trabalho da comissão através da instrução, defesa e apresentação do Relatório Final;

III - conclusão, que compreende a finalização do trabalho com as indicações ou não da(s) infração(ões) cometida(s) e a penalidade aplicável, se for o caso.

Art. 15. Iniciando a segunda fase do procedimento de apuração, o relator poderá convocar o conselheiro nacional de saúde e o membro do CNS investigado, ou seu defensor, se houver, para prestar esclarecimentos e apresentar a sua versão dos fatos, bem como as provas que entender necessárias, no prazo de 15 (quinze) dias, contado da data da sua convocação, observando-se que:

Parágrafo único. Caso haja duas ou mais pessoas requeridas, o prazo para apresentação de esclarecimentos será o mesmo para todos, conforme descrito no caput deste artigo, sendo contado da convocação do último;

Art. 16. Decorrido o prazo para a apresentação dos esclarecimentos prévios, o presidente decidirá sobre a realização dos atos de instrução (depoimentos, colheita de documentos e demais elementos que poderão subsidiar o procedimento), bem como a produção de provas requeridas, determinando, em diálogo com os demais membros da Comissão de Apuração, as que entender necessárias.

Art. 17. A Comissão de Apuração, deverá seguir as previsões constantes da Resolução CNS nº 477/2011 e, no que couber, as regras do processo administrativo disciplinar, de acordo com o previsto na Lei nº 8.112, de 11 de dezembro de 1990, e na Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, podendo adotar, em sede da fase apuratória, os seguintes procedimentos:

I - colheita de provas;

II - convocação dos conselheiros nacionais de saúde e dos demais membros do CNS envolvidos em denúncia ou indícios de irregularidade;

III - oitiva, se for necessário, das testemunhas envolvidas no caso, e de todas as pessoas citadas por elas, que justificadamente tenham ou possam ter conhecimento dos fatos imputados;

IV - depoimento de testemunhas, acareações e provas destinadas à elucidação dos fatos, realizados com aplicação, no que couber, da legislação administrativa;

V - inquirição das testemunhas deverá ser feita em audiência una, ainda que, se for o caso, em dias sucessivos, e poderão ser realizados por meio de reuniões virtuais através de videoconferência;

VI - inquirição do acusado, precedido de convocação com antecedência de 48 (quarenta e oito) horas, será realizada após a produção de todas as provas disponíveis; e

VII - depoimentos poderão ser documentados pelo sistema audiovisual, sem a necessidade, nesse caso, de degravação.

Art. 18. O prazo para a conclusão do procedimento apuratório não excederá 30 (trinta) dias, contados da data de publicação do ato que constituir a comissão, admitida a sua prorrogação por igual prazo, quando as circunstâncias o exigirem, em

decorrência da complexidade do caso, mediante justificativa fundamentada, respeitadas as previsões da Resolução CNS n° 447/2011, e do art. 145, parágrafo único, da Lei n° 8.112/1990.

§1º Sempre que necessário, a comissão dedicará a maior parte do seu tempo aos seus trabalhos, ficando seus membros dispensados da participação em atividades concorrentes do CNS, até a entrega do relatório final.

§2º As reuniões da comissão serão registradas em atas que deverão detalhar as deliberações adotadas, para fins de organização da sua memória institucional.

Art. 19. Com a conclusão do Relatório Final, a Comissão de Apuração encerra a sua participação no procedimento e conclui a sua segunda fase, a apuração, com a entrega dos autos à Mesa Diretora.

§1º Do Relatório Final deve constar:

I - a descrição dos fatos denunciados;

II - o elenco nominal das pessoas envolvidas na denúncia;

III - a delimitação do teor da acusação;

IV - inteiro teor das declarações colhidas pela Comissão de Apuração junto às pessoas investigadas, seus defensores, se houver, e as testemunhas;

V - indicativo de qual penalidade deve ser aplicada ao caso concreto.

§2º Caso a Comissão de Apuração não chegue a resultados conclusivos, é necessário fazer constar essa informação no Relatório Final para que a Mesa Diretora delibere acerca das providências cabíveis ao caso.

Art. 20. A partir deste momento, tem-se início a terceira e última fase do procedimento, a conclusão.

§1º De posse dos autos, a Mesa Diretora terá o prazo de 20 (vinte) dias, contados do recebimento do Relatório Final, para proferir sua decisão, nos termos do art. 167 da Lei nº 8.112/1990.

§2º A conclusão do procedimento apuratório será realizado em sessão pública e serão fundamentadas todas as decisões.

§3º Em determinados atos de apuração e da conclusão do procedimento, se poderá, no entanto, limitar a presença às próprias partes, desde que a preservação da intimidade não prejudique o interesse público.

§4º Para o julgamento, que será público, serão disponibilizados aos integrantes da Mesa Diretora acesso à integralidade dos autos do procedimento apuratório.

§5º Todos os membros da Mesa Diretora do Conselho Nacional de Saúde terão direito a voto.

§6º A Secretaria-Executiva do CNS comunicará os resultados do procedimento apuratório aos órgãos, entidades e movimentos sociais de que fazem parte os conselheiros nacionais de saúde ou membros do CNS investigados, no prazo de 15 dias da respectiva sessão.

Art. 21. A punição aos conselheiros nacionais de saúde ou membros do CNS investigados somente será imposta pelo voto da maioria absoluta dos membros da Mesa Diretora, contado o voto do Presidente do CNS.

Parágrafo único. Na hipótese em que haja divergência quanto à pena, sem que se tenha formado maioria absoluta por uma delas, será aplicada a mais leve, ou, no caso de mais de duas penas alternativas, aplicar-se-á a mais leve que tiver obtido o maior número de votos.

Art. 22. Entendendo a Mesa Diretora que existem indícios de crime de ação pública incondicionada, o Presidente do CNS remeterá ao Ministério Público cópia dos resultados do procedimento apuratório, com vistas à apresentação de denúncia, se for este o caso.

Parágrafo único. Aplicada a pena de dispensa automática ou de remoção compulsória, o Presidente do CNS remeterá cópias do procedimento apuratório aos respectivos órgãos, entidades e movimentos sociais para, sendo o caso, tomar as providências cabíveis.

CAPÍTULO IV

DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 23. No caso de aplicação das penas de dispensa automática ou de remoção compulsória, o conselheiro nacional de saúde ou membro do CNS investigado ficará impedido de representar a sua entidade no decorrer daquele triênio e no subsequente quer seja no Pleno, quer seja nas Comissões Intersetoriais, Câmaras Técnicas ou Grupos de Trabalho.

Art. 24. A Secretaria-Executiva do CNS comunicará ao Pleno do CNS, no expediente, as decisões de arquivamento dos procedimentos prévios de apuração, de instauração e os julgamentos dos procedimentos apuratórios.

RESOLUÇÃO Nº 661, DE 6 DE SETEMBRO DE 2021

Dispõe sobre a composição de Comissão Apuratória de denúncias e indícios de irregularidade no âmbito do Conselho Nacional de Saúde

O Presidente do Conselho Nacional de Saúde (CNS), no uso de suas competências regimentais e atribuições conferidas pelo Regimento Interno do CNS e garantidas pela Lei nº 8.080, de 19 de setembro de 1990; pela Lei nº 8.142, de 28 de dezembro de 1990; pela Lei Complementar nº 141, de 13 de janeiro de 2012; pelo Decreto nº 5.839, de 11 de julho de 2006; cumprindo as disposições da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 e da legislação brasileira correlata; e

Considerando a Lei nº 8.142, de 28 de dezembro de 1990, que dispõe que a participação da comunidade na gestão do SUS é um requisito essencial a ser exercido nos Conselhos de Saúde e também nas Conferências de Saúde enquanto instância colegiada a se reunir a cada quatro anos com a representação dos vários segmentos sociais, para avaliar a situação de saúde e propor as diretrizes para a formulação da política de saúde nos níveis correspondentes;

Considerando que as normas relativas ao procedimento apuratório de denúncias e indícios de irregularidades relativo aos Conselheiros Nacionais de Saúde e demais membros do CNS, não obstante tenham de observar as disposições da Constituição, da Legislação Orgânica do SUS, do Regimento Interno do CNS e demais normas regulamentares do Conselho Nacional de Saúde, têm peculiaridades que caracterizam sua natureza especial,

Considerando o disposto na Resolução CNS nº 447, de 15 de setembro de 2011, especialmente o seu art. 2º, segundo o qual é competência do Conselho Nacional de Saúde examinar e apurar denúncias e indícios de irregularidades que envolvam seus conselheiros, bem como os membros que integram suas comissões intersetoriais;

Considerando o previsto na Resolução CNS nº 658, de 26 de julho de 2021, que dispõe sobre o procedimento de apuração de denúncias e indícios de irregularidades, no âmbito do Conselho Nacional de Saúde;

Considerando que a Resolução CNS nº 658/2021 disciplina a necessidade de criação de comissões de apuração de denúncias e indícios de irregularidades para a abertura de procedimentos apuratórios no âmbito do CNS, sem prejuízo da atuação da Mesa Diretora do CNS;

Considerando que, de acordo com o art. 10 da Resolução CNS nº 658/2021, a Comissão de Apuração deverá ter sua composição aprovada em resolução específica para esta finalidade e exercerá suas atividades com independência e imparcialidade, assegurado o sigilo necessário à elucidação do fato ou exigido pelo interesse público; e

Considerando que é atribuição do Presidente do Conselho Nacional de Saúde decidir, ad referendum, acerca de assuntos emergenciais, quando houver impossibilidade de consulta ao Plenário, submetendo o seu ato à deliberação do Plenário em reunião subsequente (art. 13, inciso VI do Regimento Interno do CNS, aprovado pela Resolução CNS nº 407, de 12 de setembro de 2008), resolve:

Ad referendum do Pleno do Conselho Nacional de Saúde

Art. 1º Instaurar procedimento apuratório, nos termos da Resolução CNS nº 658, de 26 de julho de 2021, com vistas a apurar denúncias e indícios de irregularidade no âmbito do CNS.

Art. 2º Aprovar a composição da Comissão de Apuração de denúncias e indícios de irregularidade, nos termos do art. 12 da Resolução CNS nº 658, de 26 de julho de 2021.

Art. 3º A Comissão de Apuração, conforme previsto na Resolução CNS nº 658, de 26 de julho de 2021, tem a função de instruir o processo de apuração ora instaurado, organizar os seus trabalhos e apresentar um Relatório Final no prazo de 30 (trinta) dias, contados da data de publicação desta Resolução, admitida a sua prorrogação, uma única vez, por igual período.

Parágrafo único. Com a entrega do Relatório Final para a Mesa Diretora, nos termos do art. 19 da Resolução CNS nº 658/2021, a Comissão de Apuração tornar-se-á extinta.

Art. 2º A Comissão de Apuração de denúncias e indícios de irregularidade será composta por:

I - Altamira Simões dos Santos de Souza, representante do segmento dos usuários;

II - Fernanda Lou Sans Magano, representante do segmento de profissionais de saúde;

III - Jacildo de Siqueira Pinho, representante do segmento dos usuários; e

IV - Nelson Augusto Mussolini, representante do segmento dos gestores/prestadores de serviços de saúde.

FERNANDO ZASSO PIGATTO
Presidente do Conselho Nacional de Saúde

Homologo a Resolução CNS nº 661, de 06 de setembro de 2021, nos termos da Lei nº 8.142, de 28 de dezembro de 1990.

MARCELO ANTÔNIO CARTAXO QUEIROGA LOPES
Ministro de Estado da Saúde

RESOLUÇÃO Nº 664, DE 5 DE OUTUBRO DE 2021

Dispõe sobre a aprovação da realização da 17ª Conferência Nacional de Saúde e outras medidas a ela concernentes

O Presidente do Conselho Nacional de Saúde (CNS), no uso de suas competências regimentais e atribuições conferidas pelo Regimento Interno do CNS e garantidas pela Lei nº 8.080, de 19 de setembro de 1990; pela Lei nº 8.142, de 28 de dezembro de 1990; pela Lei Complementar nº 141, de 13 de janeiro de 2012; pelo Decreto nº 5.839, de 11 de julho de 2006; cumprindo as disposições da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 e da legislação brasileira correlata; e

Considerando que a Constituição Federal de 1988 prevê que a participação da comunidade ao status de diretriz do Sistema Único de Saúde, em seu Art. 198;

Considerando a Lei nº 8.142, de 28 de dezembro de 1990, que dispõe sobre a participação da comunidade na gestão do Sistema Único de Saúde (SUS), e cria a Conferência de Saúde enquanto instância colegiada a se reunir a cada quatro anos com a representação dos vários segmentos sociais, para avaliar a situação de saúde e propor as diretrizes para a formulação da política de saúde nos níveis correspondentes;

Considerando que a 16ª Conferência Nacional de Saúde (8ª+8) foi realizada entre os dias 04 e 07 de agosto de 2019;

Considerando a Lei Complementar nº 141, de 13 de janeiro de 2012, que determina a obrigatoriedade de que os Conselhos de Saúde, entre outras atribuições, deliberem sobre as diretrizes para o estabelecimento de prioridades na definição dos Planos Plurianuais, das leis de diretrizes orçamentárias, das leis orçamentárias e dos planos de aplicação de recursos dos fundos de saúde da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Munícipios;

Considerando que as deliberações da 17ª Conferência Nacional de Saúde devem ser contempladas no próximo ciclo de planejamento da União e servir de subsídio para a elaboração do Plano Nacional de Saúde e Plano Plurianual de 2024-2027;

Considerando que a Lei nº 9.610, de 19 de fevereiro de 1998, prevê em seu Art. 47, que são livres as paráfrases que não forem verdadeiras reproduções da obra originária nem lhe implicarem descrédito;

Considerando que compete ao CNS o papel de fortalecer a participação e o controle social no SUS (artigo 10, IX da Resolução CNS nº 407, de 12 de setembro de 2008); e

Considerando que é atribuição do Presidente do Conselho Nacional de Saúde decidir, ad referendum, acerca de assuntos emergenciais, quando houver impossibilidade de consulta ao Plenário, submetendo o seu ato à deliberação do Plenário em reunião subsequente (Art. 13, inciso VI do Regimento Interno do CNS, aprovado pela Resolução CNS nº 407, de 12 de setembro de 2008), resolve:

Ad referendum do Pleno do Conselho Nacional de Saúde

Art. 1º Aprovar a realização da 17ª Conferência Nacional de Saúde com o tema "Garantir Direitos e Defender o SUS, a Vida e a Democracia - Amanhã vai ser outro dia[1]!".

Art. 2º A 17ª Conferência Nacional de Saúde será coordenada pelo presidente do Conselho Nacional de Saúde e presidida pelo Ministro de Estado da Saúde e, em sua ausência ou impedimento, pelo Secretário-Executivo do Ministério da Saúde.

Art. 3º A 17ª Conferência Nacional de Saúde será realizada nas seguintes etapas:

Municipal, no período de novembro de 2022 a março de 2023;

Estadual e do Distrito Federal, no período de abril a maio de 2023; e

Nacional, no período de 02 a 05 de julho de 2023.

Art. 4º O regimento interno da 17ª Conferência Nacional de Saúde será aprovado pelo Conselho Nacional de Saúde e editado por meio de portaria do Ministro de Estado da Saúde.

Art. 5º As despesas com a organização e com a realização da 17ª Conferência Nacional de Saúde correrão à conta das dotações orçamentárias do Ministério da Saúde.

Art. 6º O Conselho Nacional de Saúde encaminhará, em até 60 dias após a aprovação desta resolução, minuta de decreto e portaria para providências quanto à convocação do processo da 17ª CNS.

FERNANDO ZASSO PIGATTO
Presidente do Conselho Nacional de Saúde

Homologo a Resolução CNS nº 664, de 05 de outubro de 2021, nos termos da Lei nº 8.142, de 28 de dezembro de 1990.

MARCELO ANTÔNIO CARTAXO QUEIROGA LOPES
Ministro de Estado da Saúde

[1] Paráfrase de verso da música "Apesar de você", de Francisco Buarque de Holanda, gravada no álbum Chico Buarque (PHILIPS/POLYGRAM, 1978).

SECRETARIA DE ATENÇÃO ESPECIALIZADA À SAÚDE

PORTARIA Nº 41, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

Redistribui cota anual para cadastro de novos Doadores Voluntários de Medula Óssea (DVMO), do Estado da Bahia.

O Secretário de Atenção Especializada à Saúde, no uso de suas atribuições,

Considerando a Portaria SAS/MS nº 597, de 17 de julho de 2014, que distribui a cota anual para cadastro de novos doadores voluntários de medula óssea (DVMO);

Considerando a Portaria SAS/MS nº 348, de 17 de abril de 2015, que altera Anexos das Portarias nº 597/SAS/MS, de 17 de julho de 2014, nº 907/SAS/MS, de 17 de setembro de 2014, e nº 1.395/SAS/MS, de 5 de dezembro de 2014;

Considerando a Portaria GM/MS nº 2.500, de 28 de setembro de 2017, que dispõe sobre a elaboração, a proposição, a tramitação e a consolidação de atos normativos no âmbito do Ministério da Saúde;

Considerando a Portaria de Consolidação GM/MS nº 4, de 28 de setembro de 2017, que consolida as normas sobre os sistemas e os subsistemas do Sistema Único de Saúde;

Considerando a Portaria GM/MS nº 1.229, de 15 de junho de 2021. que estabelece novos quantitativos físicos da manutenção regulada do número de doadores no Registro Brasileiro de Doadores Voluntários de Medula Óssea (REDOME); e

Considerando a solicitação de redistribuição da cota anual para cadastro de Doadores Voluntários de Medula Óssea do Estado da Bahia e a Resolução CIB nº 266, de 20 de dezembro de 2021, NUP-SEI 25000.009148/2022-54, resolve:

Art. 1º Fica redistribuída a cota anual para cadastro de novos Doadores Voluntários de Medula Óssea (DVMO), do Estado da Bahia, na forma do Anexo a esta Portaria.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data da sua publicação.

SERGIO YOSHIMASA OKANE

ANEXO

BAHIA

RESOLUÇÃO CIB/BA	MUNICÍPIO/UF	GESTÃO	LABORATÓRIO	NÚMERO DE CADASTROS DE DVMO/ANO
Nº 266/2021	SALVADOR/BA	ESTADUAL	LABORATÓRIO DE IMUNOGENÉTICA DE TRANSPLANTES DE ÓRGÃOS DO HOSPITAL UNIVERSITÁRIO PROFESSOR EDGARD SANTOS CNES: 0003816	924
	SALVADOR/BA	ESTADUAL	LABORATÓRIO DE IMUNOGENÉTICA E TRANSPLANTES DO GRUPO DE APOIO A CRIANÇA COM CÂNCER BAHIA CNES 3966445	8.320

AGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA

2ª DIRETORIA

GERÊNCIA-GERAL DE ALIMENTOS

RESOLUÇÃO-RE Nº 321, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Alimentos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 96, aliado ao art. 203, I, §1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada-RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art.1º Deferir as petições relacionadas à Gerência-Geral de Alimentos, conforme anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

THALITA ANTONY DE SOUZA LIMA

ANEXO

Relatório de Conferência de Alimentos. Publicação nr.: 171122
NOME DA EMPRESA CNPJ
NOME DO PRODUTO UF
NUMERO DO PROCESSO NUMERO DE REGISTRO
EMBALAGEM VALIDADE PRODUTO
CLASS/CAT DESCRIÇÃO VALIDADE REGISTRO
MARCA DO PRODUTO
ASSUNTO PETIÇÃO

BABY ROO COMERCIO DE ALIMENTOS EIRELI 34.282.307/0001-44
BISCOITO PARA ALIMENTAÇÃO INFANTIL - ARROZ, AMARANTO E CENOURA
25351.476202/2021-11 6.7485.0009.001-9
PLASTICA 09 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
PAPAPÁ
4067 Registro de cereais para alimentação infantil
BISCOITO PARA ALIMENTAÇÃO INFANTIL - ARROZ, AMARANTO E BETERRABA
25351.476202/2021-11 6.7485.0009.002-7
PLASTICA 09 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
PAPAPÁ
4067 Registro de cereais para alimentação infantil
BISCOITO PARA ALIMENTAÇÃO INFANTIL - ARROZ, AMARANTO E ESPINAFRE
25351.476202/2021-11 6.7485.0009.003-5
PLASTICA 09 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
PAPAPÁ
4067 Registro de cereais para alimentação infantil
BISCOITO PARA ALIMENTAÇÃO INFANTIL - ARROZ, AMARANTO, TOMATE E MANJERICÃO
25351.476202/2021-11 6.7485.0009.004-3
PLASTICA 09 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
PAPAPÁ
4067 Registro de cereais para alimentação infantil

NESTLE BRASIL LTDA 60.409.075/0001-52
FÓRMULA INFANTIL PARA LACTENTES - FÓRMULA 1 - ALEMANHA
25351.150866/2021-44 6.5965.0153.001-1
METALICA 12 Meses
PLASTICA 12 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
NAN / COMFOR / NAN 1 / COMFOR 1 / HM-O / HM-O 1 / PRO-COMFOR 1 / PRO-COMFOR / PRO COMFOR 1 / PRO COMFOR / PROCOMFOR 1 / PROCOMFOR / COMFOR-PRO 1 / COMFOR-PRO / COMFORPRO 1 / COMFORPRO / COMFOR PRO 1 / COMFOR PRO / OPTIPRO 1 / PRO 1 / OPTIPRO / PRO / COMFY 1 / COMFY / EXCELLA 1 / EXCELLA GOLD 1 / GOLD 1 / PLUS 1 / ILLUMA 1 / PLATINUM 1 / GERBER 1 / PREMIUM 1 / ORIGINAL 1 / EXCELLA / ILLUMA / PLATINUM / GERBER / ORIGINAL / PREMIUM / EXCELLA GOLD / PLUS / GOLD / TOTAL COMFOR / COMFOR TOTAL / TOTAL COMFOR 1 / COMFOR TOTAL 1 / OLIGOBIOTICS / OLIGOBIÓTICOS / OLIGO-BIOTICS / OLIGO-BIOTICOS / O BIOTICS / O-BIOTICOS / OLIGOSSACARÍDEOS / HMO
4069 Registro de fórmulas infantis
FÓRMULA INFANTIL PARA LACTENTES - FÓRMULA 1 - MÉXICO
25351.150866/2021-44 6.5965.0153.002-8
PLASTICA 12 Meses
METALICA 12 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
NAN / COMFOR / NAN 1 / COMFOR 1 / HM-O / HM-O 1 / PRO-COMFOR 1 / PRO-COMFOR / PRO COMFOR 1 / PRO COMFOR / PROCOMFOR 1 / PROCOMFOR / COMFOR-PRO 1 / COMFOR-PRO / COMFORPRO 1 / COMFORPRO / COMFOR PRO 1 / COMFOR PRO / OPTIPRO 1 / PRO 1 / OPTIPRO / PRO / COMFY 1 / COMFY / EXCELLA 1 / EXCELLA GOLD 1 / GOLD 1 / PLUS 1 / ILLUMA 1 / PLATINUM 1 / GERBER 1 / PREMIUM 1 / ORIGINAL 1 / EXCELLA / ILLUMA / PLATINUM / GERBER / ORIGINAL / PREMIUM / EXCELLA GOLD / PLUS / GOLD / TOTAL COMFOR / COMFOR TOTAL / TOTAL COMFOR 1 / COMFOR TOTAL 1 / OLIGOBIOTICS / OLIGOBIÓTICOS / OLIGO-BIOTICS / OLIGO-BIOTICOS / O BIOTICS / O-BIOTICOS / OLIGOSSACARÍDEOS / HMO
4069 Registro de fórmulas infantis
FÓRMULA INFANTIL PARA LACTENTES - FÓRMULA 1 - ESTADOS UNIDOS
25351.150866/2021-44 6.5965.0153.003-6
PLASTICA 12 Meses
METALICA 12 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
NAN / COMFOR / NAN 1 / COMFOR 1 / HM-O / HM-O 1 / PRO-COMFOR 1 / PRO-COMFOR / PRO COMFOR 1 / PRO COMFOR / PROCOMFOR 1 / PROCOMFOR / COMFOR-PRO 1 / COMFOR-PRO / COMFORPRO 1 / COMFORPRO / COMFOR PRO 1 / COMFOR PRO / OPTIPRO 1 / PRO 1 / OPTIPRO / PRO / COMFY 1 / COMFY / EXCELLA 1 / EXCELLA GOLD 1 / GOLD 1 / PLUS 1 / ILLUMA 1 / PLATINUM 1 / GERBER 1 / PREMIUM 1 / ORIGINAL 1 / EXCELLA / ILLUMA / PLATINUM / GERBER / ORIGINAL / PREMIUM / EXCELLA GOLD / PLUS / GOLD / TOTAL COMFOR / COMFOR TOTAL / TOTAL COMFOR 1 / COMFOR TOTAL 1 / OLIGOBIOTICS / OLIGOBIÓTICOS / OLIGO-BIOTICS / OLIGO-BIOTICOS / O BIOTICS / O-BIOTICOS / OLIGOSSACARÍDEOS / HMO
4069 Registro de fórmulas infantis
FÓRMULA INFANTIL PARA LACTENTES - FÓRMULA 1 - ARAÇATUBA/SP
25351.150866/2021-44 6.5965.0153.004-4
PLASTICA 12 Meses
METALICA 12 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
NAN / COMFOR / NAN 1 / COMFOR 1 / HM-O / HM-O 1 / PRO-COMFOR 1 / PRO-COMFOR / PRO COMFOR 1 / PRO COMFOR / PROCOMFOR 1 / PROCOMFOR / COMFOR-PRO 1 / COMFOR-PRO / COMFORPRO 1 / COMFORPRO / COMFOR PRO 1 / COMFOR PRO / OPTIPRO 1 / PRO 1 / OPTIPRO / PRO / COMFY 1 / COMFY / EXCELLA 1 / EXCELLA GOLD 1 / GOLD 1 / PLUS 1 / ILLUMA 1 / PLATINUM 1 / GERBER 1 / PREMIUM 1 / ORIGINAL 1 / EXCELLA / ILLUMA / PLATINUM / GERBER / ORIGINAL / PREMIUM / EXCELLA GOLD / PLUS / GOLD / TOTAL COMFOR / COMFOR TOTAL / TOTAL COMFOR 1 / COMFOR TOTAL 1 / OLIGOBIOTICS / OLIGOBIÓTICOS / OLIGO-BIOTICS / OLIGO-BIOTICOS / O BIOTICS / O-BIOTICOS / OLIGOSSACARÍDEOS / HMO
4069 Registro de fórmulas infantis
FÓRMULA INFANTIL PARA LACTENTES - FÓRMULA 2 - ALEMANHA
25351.150866/2021-44 6.5965.0153.005-2
PLASTICA 12 Meses
METALICA 12 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
NAN / COMFOR / NAN 1 / COMFOR 1 / HM-O / HM-O 1 / PRO-COMFOR 1 / PRO-COMFOR / PRO COMFOR 1 / PRO COMFOR / PROCOMFOR 1 / PROCOMFOR / COMFOR-PRO 1 / COMFOR-PRO / COMFORPRO 1 / COMFORPRO / COMFOR PRO 1 / COMFOR PRO / OPTIPRO 1 / PRO 1 / OPTIPRO / PRO / COMFY 1 / COMFY / EXCELLA 1 / EXCELLA GOLD 1 / GOLD 1 / PLUS 1 / ILLUMA 1 / PLATINUM 1 / GERBER 1 / PREMIUM 1 / ORIGINAL 1 / EXCELLA / ILLUMA / PLATINUM / GERBER / ORIGINAL / PREMIUM / EXCELLA GOLD / PLUS / GOLD / TOTAL COMFOR / COMFOR TOTAL / TOTAL COMFOR 1 / COMFOR TOTAL 1 / OLIGOBIOTICS / OLIGOBIÓTICOS / OLIGO-BIOTICS / OLIGO-BIOTICOS / O BIOTICS / O-BIOTICOS / OLIGOSSACARÍDEOS / HMO
4069 Registro de fórmulas infantis
FÓRMULA INFANTIL PARA LACTENTES - FÓRMULA 2 - MÉXICO
25351.150866/2021-44 6.5965.0153.006-0
PLASTICA 12 Meses
METALICA 12 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
NAN / COMFOR / NAN 1 / COMFOR 1 / HM-O / HM-O 1 / PRO-COMFOR 1 / PRO-COMFOR / PRO COMFOR 1 / PRO COMFOR / PROCOMFOR 1 / PROCOMFOR / COMFOR-PRO 1 / COMFOR-PRO / COMFORPRO 1 / COMFORPRO / COMFOR PRO 1 / COMFOR PRO / OPTIPRO 1 / PRO 1 / OPTIPRO / PRO / COMFY 1 / COMFY / EXCELLA 1 / EXCELLA GOLD 1 / GOLD 1 / PLUS 1 / ILLUMA 1 / PLATINUM 1 / GERBER 1 / PREMIUM 1 / ORIGINAL 1 / EXCELLA / ILLUMA / PLATINUM / GERBER / ORIGINAL / PREMIUM / EXCELLA GOLD / PLUS / GOLD / TOTAL COMFOR / COMFOR TOTAL / TOTAL COMFOR 1 / COMFOR TOTAL 1 / OLIGOBIOTICS / OLIGOBIÓTICOS / OLIGO-BIOTICS / OLIGO-BIOTICOS / O BIOTICS / O-BIOTICOS / OLIGOSSACARÍDEOS / HMO
4069 Registro de fórmulas infantis
FÓRMULA INFANTIL PARA LACTENTES - FÓRMULA 2 - ESTADOS UNIDOS
25351.150866/2021-44 6.5965.0153.007-9
PLASTICA 12 Meses
METALICA 12 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
NAN / COMFOR / NAN 1 / COMFOR 1 / HM-O / HM-O 1 / PRO-COMFOR 1 / PRO-COMFOR / PRO COMFOR 1 / PRO COMFOR / PROCOMFOR 1 / PROCOMFOR / COMFOR-PRO 1 / COMFOR-PRO / COMFORPRO 1 / COMFORPRO / COMFOR PRO 1 / COMFOR PRO / OPTIPRO 1 / PRO 1 / OPTIPRO / PRO / COMFY 1 / COMFY / EXCELLA 1 / EXCELLA GOLD 1 / GOLD 1 / PLUS 1 / ILLUMA 1 / PLATINUM 1 / GERBER 1 / PREMIUM 1 / ORIGINAL 1 / EXCELLA / ILLUMA / PLATINUM / GERBER / ORIGINAL / PREMIUM / EXCELLA GOLD / PLUS / GOLD / TOTAL COMFOR / COMFOR TOTAL / TOTAL COMFOR 1 / COMFOR TOTAL 1 / OLIGOBIOTICS / OLIGOBIÓTICOS / OLIGO-BIOTICS / OLIGO-BIOTICOS / O BIOTICS / O-BIOTICOS / OLIGOSSACARÍDEOS / HMO

4069 Registro de fórmulas infantis
FÓRMULA INFANTIL PARA LACTENTES - FÓRMULA 2 - ARAÇATUBA/SP
25351.150866/2021-44 6.5965.0153.008-7
PLASTICA 12 Meses
METALICA 12 Meses
ALIMENTOS INFANTIS 02/2027
NAN / COMFOR / NAN 1 / COMFOR 1 / HM-O / HM-O 1 / PRO-COMFOR 1 / PRO-COMFOR / PRO COMFOR 1 / PRO COMFOR / PROCOMFOR 1 / PROCOMFOR / COMFOR-PRO 1 / COMFOR-PRO / COMFORPRO 1 / COMFORPRO / COMFOR PRO 1 / COMFOR PRO / OPTIPRO 1 / PRO 1 / OPTIPRO / PRO / COMFY 1 / COMFY / EXCELLA 1 / EXCELLA GOLD 1 / GOLD 1 / PLUS 1 / ILLUMA 1 / PLATINUM 1 / GERBER 1 / PREMIUM 1 / ORIGINAL 1 / EXCELLA / ILLUMA / PLATINUM / GERBER / ORIGINAL / PREMIUM / EXCELLA GOLD / PLUS / GOLD / TOTAL COMFOR / COMFOR TOTAL / TOTAL COMFOR 1 / COMFOR TOTAL 1 / OLIGOBIOTICS / OLIGOBIÓTICOS / OLIGO-BIOTICS / OLIGO-BIOTICOS / O BIOTICS / O-BIOTICOS / OLIGOSSACARÍDEOS / HMO
4069 Registro de fórmulas infantis

RESOLUÇÃO-RE Nº 322, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Alimentos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 96, aliado ao art. 203, I, §1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada-RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Conceder a revalidação automática do registro do alimento, sob o número de processo constante do anexo desta Resolução, nos termos do artigo 3º do Decreto-Lei nº. 986, de 21 de outubro de 1969 e do item 7.1 da Resolução Anvisa nº. 23, de 15 de março de 2000.

Art. 2º A revalidação abrange as petições que ainda não foram objetos de decisão por parte da Anvisa.

Art. 3º A revalidação automática não se aplica às petições de revalidação de registro protocolados fora do prazo estabelecido nos termos do item 7.1 da Resolução Anvisa nº. 23, de 15 de março de 2000.

Art. 4º As petições revalidadas automaticamente serão analisadas, podendo a Administração indeferir o pedido de revalidação e cancelar o registro que tenha sido automaticamente revalidado ou ratificá-lo, deferindo o pedido de revalidação.

Art. 5º Os produtos com registros revalidados podem ser consultados no link: https://consultas.anvisa.gov.br/#/alimentos/.

Art. 6º Será considerada a data de revalidação do registro contada a partir do final da vigência do período de validade anterior, sem haver interrupção na regularidade do registro.

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

THALITA ANTONY DE SOUZA LIMA

ANEXO

RAZÃO SOCIAL
NOME DO PRODUTO
NÚMERO DO REGISTRO VALIDADE DO REGISTRO
NÚMERO DO PROCESSO NÚMERO DO EXPEDIENTE

DANONE LTDA.
ALIMENTO PARA SUPLEMENTAÇÃO DE NUTRIÇÃO ENTERAL OU ORAL SABOR CHOCOLATE
665770091 31/01/2027
25004110052201122 4282619210
FÓRMULA MODIFICADA PARA NUTRIÇÃO ENTERAL E ORAL SABOR ARTIFICIAL DE BAUNILHA
665770090 31/01/2027
25004110059201116 4282628219
ALIM NUT COMPL P/ NUT ENT OU ORAL
665770047 31/01/2027
25351525237200982 4317806215
ALIMENTO PARA SUPLEMEMTAÇÃO DE NUTRIÇÃO ENTERAL OU ORAL SABOR CHOCOLATE
665770036 31/01/2027
25351525544200941 4317762218

FRESENIUS KABI BRASIL LTDA
FÓRMULA MODIFICADA PARA NUTRIÇÃO ENTERAL E ORAL
620479977 31/01/2027
25004260004201124 2653029219

MEAD JOHNSON DO BRASIL COMÉRCIO E IMPORTAÇÃO DE PRODUTOS DE NUTRIÇÃO LTDA
FÓRMULA INFANTIL PARA RECÉM-NASCIDOS PRÉ-TERMO E/OU DE ALTO RISCO
666090028 31/01/2027
25351.791533201662 3746870216
FÓRMULA INFANTIL PARA RECÉM-NASCIDOS PRÉ-TERMO E/OU DE ALTO RISCO
666090026 31/01/2027
25351791548201610 3747018211
FÓRMULA INFANTIL PARA RECÉM-NASCIDOS PRÉ-TERMO E/OU DE ALTO RISCO
666090025 31/01/2027
25351793658201641 3746871212
FÓRMULA INFANTIL PARA RECÉM-NASCIDOS PRÉ-TERMO E/OU DE ALTO RISCO
666090029 31/01/2027
25351793663201627 3747067212
FÓRMULA INFANTIL PARA RECÉM-NASCIDOS PRÉ-TERMO E/OU DE ALTO RISCO
666090027 31/01/2027
25351795137201630 3747129218

OCEAN PAR PROCESSADORA E DISTRIBUIDORA LTDA - ME
ÁGUA DO MAR PURIFICADA E POTÁVEL
652950001 31/01/2027
25351227460201450 4667189215

PRODIET NUTRIÇAO CLINICA LTDA
ALIMENTO NUTRICIONALMENTE COMPLETO PARA NUTRIÇÃO ENTERAL/ ORAL SBR BAUNILHA
663200006 31/01/2027
25004260007201118 4424347214

RESOLUÇÃO-RE Nº 323, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Alimentos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 96, aliado ao art. 203, I, §1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada-RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art.1º Deferir as petições de avaliação relacionadas à Gerência-Geral de Alimentos, conforme relação anexa.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

THALITA ANTONY DE SOUZA LIMA

ANEXO

RELATÓRIO DE CONFERÊNCIA DE ALIMENTOS. PUBLICAÇÃO NR 171522
NOME DA EMPRESA CNPJ
NOME DO PRODUTO
NUMERO DO PROCESSO
ASSUNTO PETIÇÃO

SOUTO, CORREA ADVOCACIA 17.458.287/0001-09
CALCIO CITRATO MALATO
25351.508590/2020-17
NOVOS ALIMENTOS E NOVOS INGREDIENTES
4109 AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA E EFICÁCIA DE PROPRIEDADES FUNCIONAL OU DE SAÚDE DE NOVOS ALIMENTOS E NOVOS INGREDIENTES, EXCETO PROBIÓTICOS E ENZIMAS

NUTRALIDER CONSULTORIA REGULATORIA EIRELI 28.839.378/0001-00
ACEROLA EM PO
25351.717181/2020-18
NOVOS ALIMENTOS E NOVOS INGREDIENTES
4109 AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA E EFICÁCIA DE PROPRIEDADES FUNCIONAL OU DE SAÚDE DE NOVOS ALIMENTOS E NOVOS INGREDIENTES, EXCETO PROBIÓTICOS E ENZIMAS

UNICA PHARMACEUTICALS PRODUTOS FARMACEUTICOS E NUTRICIONAIS LTDA 26.751.186/0001-04
LUTEINA
25351.861990/2021-39
NOVOS ALIMENTOS E NOVOS INGREDIENTES
4109 AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA E EFICÁCIA DE PROPRIEDADES FUNCIONAL OU DE SAÚDE DE NOVOS ALIMENTOS E NOVOS INGREDIENTES, EXCETO PROBIÓTICOS E ENZIMAS

RESOLUÇÃO-RE Nº 324, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Alimentos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 96, aliado ao art. 203, I, §1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada-RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Publicar a desistência a pedido das petições de alimentos sob nº de expedientes constantes do anexo desta Resolução, nos termos do art. 51 da Lei nº. 9.784, de 1999.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

THALITA ANTONY DE SOUZA LIMA

ANEXO

EUROFARMA LABORATÓRIOS S.A. - 61.190.096/0001-92
PROCESSO: 25351.607288/2020-41
EXPEDIENTE DO PEDIDO DE DESISTÊNCIA: 0093609/22-1
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO / ASSUNTO:
2089574/20-8/ 4109 - AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA E EFICÁCIA DE PROPRIEDADES FUNCIONAL OU DE SAÚDE DE NOVOS ALIMENTOS E NOVOS INGREDIENTES, EXCETO PROBIÓTICOS E ENZIMAS

LALLEMAND BRASIL LTDA - 49.979.842/0001-26
PROCESSO: 25351.781072/2021-27
EXPEDIENTE DO PEDIDO DE DESISTÊNCIA: 0156030/22-5
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO / ASSUNTO:
2805711/21-1 / 4107 - AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA E EFICÁCIA DE PROPRIEDADES FUNCIONAL OU DE SAÚDE DE PROBIÓTICOS

LALLEMAND BRASIL LTDA - 49.979.842/0001-26
PROCESSO: 25351.000398/2020-87
EXPEDIENTE DO PEDIDO DE DESISTÊNCIA: 0163154/22-8
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO / ASSUNTO:
3277633/20-9 / 4107 - AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA E EFICÁCIA DE PROPRIEDADES FUNCIONAL OU DE SAÚDE DE PROBIÓTICOS

GERÊNCIA-GERAL DE MEDICAMENTOS E PRODUTOS BIOLÓGICOS

RESOLUÇÃO-RE Nº 333, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 100, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Publicar a aprovação condicional das petições secundárias de medicamentos similares, genéricos e novos, sob os números de expediente constantes no anexo desta Resolução, nos termos dos art. 17-A § 3º e 4º da Lei nº 6.360, de 23 de setembro de 1976, alterada pelo art. 2º da Lei 13.411, e art. 4º da Lei 13.411, de 28 de dezembro de 2016; e arts. 4º, 7º e 16 da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 219, de 27 de fevereiro de 2018.

Art. 2º Este ato administrativo decorre do atendimento integral pelas empresas detentoras dos registros, ao disposto no art. 7º e seus incisos, da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 219, de 27 de fevereiro de 2018.

Art. 3º A aprovação condicional das petições secundárias objeto desta resolução é restrita ao assunto protocolado, não resultando em manifestação diversa da peticionada, e considera estritamente a condição já registrada, não aprovando nenhuma alteração da condição registrada que possa estar informada nos documentos que instruem a petição secundária.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

GUSTAVO MENDES LIMA SANTOS

ANEXO

NOME DA EMPRESA
NOME DO MEDICAMENTO NÚMERO DO PROCESSO
EXPEDIENTE PETIÇÃO 2ª ASSUNTO DA PETIÇÃO 2ª
EXPEDIENTE PETIÇÃO CLONE ASSUNTO PETIÇÃO CLONE
(ASSUNTO PETIÇÃO MATRIZ - EXPEDIENTE MATRIZ - PROCESSO MATRIZ)

1FARMA INDUSTRIA FARMACEUTICA LTDA
ÁCIDO ACETILSALICÍLICO 25351650099201792
2190998219 GENÉRICO - Modificação Pós-Registro - CLONE
(Mudanças nos limites de especificação fora de limites aprovados anteriormente - 2012483210 - 25351141852200609)
GLIMEPIRIDA 25351956556201679
2256016215 GENÉRICO - Modificação Pós-Registro - CLONE
(Mudanças nos limites de especificação fora de limites aprovados anteriormente - 2098394218 - 25351871234200817)

CELLERA FARMACÊUTICA S.A.
OLANZAPINA 25351573428201774
2937322211 GENÉRICO - Modificação Pós-Registro - CLONE
(Inclusão de novo fabricante do IFA - 2655195211 - 25351590089201021)
3177069210 GENÉRICO - Modificação Pós-Registro - CLONE
(Inclusão crítica de testes ou métodos - 2909041215 - 25351590089201021)

CIMED INDUSTRIA S.A
ÁCIDO ACETILSALICÍLICO 25351141852200609
2012483210 GENÉRICO - Mudanças nos limites de especificação fora de limites aprovados anteriormente
GLIMEPIRIDA 25351871234200817
2098394218 GENÉRICO - Mudanças nos limites de especificação fora de limites aprovados anteriormente

---
EUROFARMA LABORATÓRIOS S.A.
OLANZAPINA 25351590089201021
2655195211 GENÉRICO - Inclusão de novo fabricante do IFA
2909041215 GENÉRICO - Inclusão crítica de testes ou métodos

MOMENTA FARMACÊUTICA LTDA.
ZAP 25351630489201401
2839850215 SIMILAR - Modificação Pós-Registro - CLONE
(Inclusão de novo fabricante do IFA - 2655195211 - 25351590089201021)
3143541216 SIMILAR - Modificação Pós-Registro - CLONE
(Inclusão crítica de testes ou métodos - 2909041215 - 25351590089201021)

NOVARTIS BIOCIENCIAS S.A
EXELON 250000136069788
5050456218 NOVO - Inclusão de novo fabricante do IFA
5050466215 NOVO - Inclusão de novo fabricante do IFA
5050492214 NOVO - Mudança de razão social do local de fabricação do IFA
SIRDALUD 2500100911583
1445804217 NOVO - Inclusão de novo fabricante do IFA
1445813216 NOVO - Mudanças maiores de métodos analíticos

SANOFI MEDLEY FARMACÊUTICA LTDA.
DULCOLAX 25351411920201919
2551452211 NOVO - Inclusão de novo fabricante do IFA
2551448212 NOVO - Inclusão maior de local de fabricação de medicamento de liberação modificada
2551523213 NOVO - Inclusão maior de tamanho de lote do medicamento
2551500214 NOVO - Substituição maior de equipamento

RESOLUÇÃO-RE Nº 334, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 100, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Tornar público o cancelamento da autorização para fabricação dos medicamentos anestésicos, sedativos, bloqueadores neuromusculares e outros medicamentos hospitalares usados para manutenção da vida de pacientes no enfrentamento da emergência de saúde pública de importância nacional decorrente do surto do novo coronavírus (SARS-CoV-2), notificados segundo o estabelecido na Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 484, de 19 de março de 2021, prorrogada pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 523, de 8 de julho de 2021.

Art. 2º Este ato administrativo decorre do atendimento ao art. 17, da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 484, de 19 de março de 2021, que estabelece que os produtos notificados terão autorização para fabricação automaticamente cancelada após o término da sua vigência, a saber 31/12/2021, conforme art. 1° da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 523, de 8 de julho de 2021.

Art. 3° Os produtos constantes do anexo desta Resolução estão com a autorização de fabricação cancelada desde 31/12/2021, não podendo ter lotes fabricados após essa data.

Art. 4º Os produtos fabricados na vigência da notificação poderão ser comercializados e utilizados até o final do seu prazo de validade, exceto medicamentos já registrados com as mudanças pós-registro implementadas nos termos da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 484, de 19 de março de 2021.

Art. 5º Os produtos com prazo de validade expirado não poderão ser esgotados.

Art. 6° Só poderão estar disponíveis para uso os medicamentos notificados com prazo de validade até 30/04/2022.

Art. 7° Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

GUSTAVO MENDES LIMA SANTOS

ANEXO

DETENTORA DA NOTIFICAÇÃO - CNPJ
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)
NUMERO DO PROCESSO
ASSUNTO DA PETIÇÃO EXPEDIENTE
APRESENTAÇÃO DO PRODUTO

BIOLAB SANUS FARMACÊUTICA LTDA - 49.475.833/0001-06
midazolam
25351.246992/2021-01
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
1 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM/RET CX 5 AMP VD TRANS X 5 ML
5 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM/RET CX 5 AMP VD TRANS X 10 ML

CRISTÁLIA PRODUTOS QUÍMICOS FARMACÊUTICOS LTDA. - 44.734.671/0001-51
cloreto de suxametônio
25351.316576/2021-70
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
100 MG PO LIOF SOL INJ/INFUS IV/IM CX 5 FA VD TRANS
100 MG PO LIOF SOL INJ/INFUS IV/IM CX 10 FA VD TRANS
100 MG PO LIOF SOL INJ/INFUS IV/IM CX 20 FA VD TRANS
100 MG PO LIOF SOL INJ/INFUS IV/IM CX 50 FA VD TRANS
500 MG PO LIOF SOL INJ/INFUS IV/IM CX 5 FA VD TRANS
500 MG PO LIOF SOL INJ/INFUS IV/IM CX 10 FA VD TRANS
500 MG PO LIOF SOL INJ/INFUS IV/IM CX 20 FA VD TRANS
500 MG PO LIOF SOL INJ/INFUS IV/IM CX 50 FA VD TRANS

CRISTÁLIA PRODUTOS QUÍMICOS FARMACÊUTICOS LTDA. - 44.734.671/0001-51
cloridrato de midazolam
25351.168959/2021-25
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
5 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM/RET CT 10 AMP VD AMB X 10 ML
5 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM/RET CX 50 AMP VD AMB X 10 ML
CRISTÁLIA PRODUTOS QUÍMICOS FARMACÊUTICOS LTDA. - 44.734.671/0001-51
hemitartarato de norepinefrina
25351.316866/2021-13
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
1 MG/ML SOL DIL INFUS IV CX 10 AMP VD AMB X 4 ML
1 MG/ML SOL DIL INFUS IV CX 20 AMP VD AMB X 4 ML
1 MG/ML SOL DIL INFUS IV CX 25 AMP VD AMB X 4 ML
1 MG/ML SOL DIL INFUS IV CX 30 AMP VD AMB X 4 ML
1 MG/ML SOL DIL INFUS IV CX 50 AMP VD AMB X 4 ML

HIPOLABOR FARMACEUTICA LTDA - 19.570.720/0001-10
cloridrato de escetamina
25351.432629/2021-07
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 25 AMP VD AMB X 2 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 50 AMP VD AMB X 2 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 100 AMP VD AMB X 2 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 25 AMP VD TRANS X 2 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 50 AMP VD TRANS X 2 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 100 AMP VD TRANS X 2 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 25 AMP VD AMB X 10 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 50 AMP VD AMB X 10 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 100 AMP VD AMB X 10 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 25 AMP VD TRANS X 10 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 50 AMP VD TRANS X 10 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CX 100 AMP VD TRANS X 10 ML

HIPOLABOR FARMACEUTICA LTDA - 19.570.720/0001-10
cloridrato de escetamina
25351.617930/2021-81
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CT 25 AMP VD AMB X 2 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CT 50 AMP VD AMB X 2 ML
50 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM CT 100 AMP VD AMB X 2 ML

HIPOLABOR FARMACEUTICA LTDA - 19.570.720/0001-10
midazolam
25351.356012/2021-70
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
5 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM/RET CX 100 AMP VD TRANS X 10 ML

HYPOFARMA - INSTITUTO DE HYPODERMIA E FARMÁCIA LTDA - 17.174.657/0001-78
citrato de fentanila
25351.333715/2021-20
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
50 MCG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM/IT CX 60 AMP VD TRANS X 10 ML

HYPOFARMA - INSTITUTO DE HYPODERMIA E FARMÁCIA LTDA - 17.174.657/0001-78
haloperidol
25351.158579/2021-82
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
5 MG/ML SOL INJ IM CX 50 AMP VD AMB X 1 ML

HYPOFARMA - INSTITUTO DE HYPODERMIA E FARMÁCIA LTDA - 17.174.657/0001-78
midazolam
25351.013146/2021-07
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
1 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM/RET CX 50 AMP VD TRANS X 5 ML
5 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM/RET CX 50 AMP VD TRANS X 3 ML
5 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM/RET CX 60 AMP VD TRANS X 10 ML

HYPOFARMA - INSTITUTO DE HYPODERMIA E FARMÁCIA LTDA - 17.174.657/0001-78
midazolam
25351.333716/2021-74
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
5 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/IM/RET CX 60 AMP VD TRANS X 10 ML

LABORATÓRIO TEUTO BRASILEIRO S/A - 17.159.229/0001-76
sulfato de morfina
25351.269868/2021-14
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
0,2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/EPI/IT CX 5 AMP VD AMB X 1 ML
0,2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/EPI/IT CX 25 AMP VD AMB X 1 ML
0,2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/EPI/IT CX 36 AMP VD AMB X 1 ML
0,2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/EPI/IT CX 50 AMP VD AMB X 1 ML
0,2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV/EPI/IT CX 100 AMP VD AMB X 1 ML
10 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IM/IV/EPI/IT CX 5 AMP VD AMB X 1 ML
10 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IM/IV/EPI/IT CX 25 AMP VD AMB X 1 ML
10 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IM/IV/EPI/IT CX 36 AMP VD AMB X 1 ML
10 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IM/IV/EPI/IT CX 50 AMP VD AMB X 1 ML
10 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IM/IV/EPI/IT CX 100 AMP VD AMB X 1 ML

UNIÃO QUÍMICA FARMACÊUTICA NACIONAL S/A - 60.665.981/0001-18
besilato de cisatracúrio
25351.254006/2021-89
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CX 50 AMP VD TRANS X 5 ML
2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CX 50 AMP VD TRANS X 10 ML

UNIÃO QUÍMICA FARMACÊUTICA NACIONAL S/A - 60.665.981/0001-18
hemitartarato de norepinefrina
25351.694834/2021-56
12085 - Notificação - medicamentos para intubação orotraqueal COVID-19
2 MG/ML SOL DIL INFUS IV CX 50 AMP VD AMB X 4 ML

RESOLUÇÃO-RE Nº 335, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 100, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Publicar a aprovação condicional das petições secundárias de medicamentos similares, genéricos e novos, sob os números de expediente constantes no anexo desta Resolução, nos termos dos art. 17-A § 3º e 4º da Lei nº 6.360, de 23 de setembro de 1976, alterada pelo art. 2º da Lei 13.411, e art. 4º da Lei 13.411, de 28 de dezembro de 2016; e arts. 4º, 7º e 16 da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 219, de 27 de fevereiro de 2018.

Art. 2º Este ato administrativo decorre do atendimento integral pelas empresas detentoras dos registros, ao disposto no art. 7º e seus incisos, da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 219, de 27 de fevereiro de 2018.

Art. 3º A aprovação condicional das petições secundárias objeto desta Resolução é restrita ao assunto protocolado, não resultando em manifestação diversa da peticionada, e considera estritamente a condição já registrada, não aprovando nenhuma alteração da condição registrada que possa estar informada nos documentos que instruem a petição secundária.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

GUSTAVO MENDES LIMA SANTOS

ANEXO

RAZÃO SOCIAL
NOME DO MEDICAMENTO NÚMERO DO PROCESSO
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO ASSUNTO DA PETIÇÃO

ABBVIE FARMACÊUTICA LTDA.
HUMIRA 25351068850201478
1698766217 11930 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 41. Alteração de instalação de fabricação do produto terminado - Maior
---
CRISTÁLIA PRODUTOS QUÍMICOS FARMACÊUTICOS LTDA.
HEMOFOL 25351317406200835
2717813217 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
HEMOFOL 25351317406200835

2717905212 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
HEMOFOL 25351317406200835
2717912215 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
HEMOFOL 25351317406200835
2717917216 11960 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 72. Alteração no protocolo de estabilidade pós registro do produto terminado e diluente - Moderada
HEMOFOL 25351317406200835
2717919212 11960 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 72. Alteração no protocolo de estabilidade pós registro do produto terminado e diluente - Moderada
---
CSL BEHRING COMÉRCIO DE PRODUTOS FARMACÊUTICOS LTDA
HAEMATE P 2599100609481
1932410213 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
---
GLAXOSMITHKLINE BRASIL LTDA
Bexsero 25351943506201601
2131055216 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
Bexsero 25351943506201601
2131460218 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
Bexsero 25351943506201601
2131494212 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
Bexsero 25351943506201601
2131468213 11954 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 64. Alteração no protocolo de qualificação do padrão de referência interno para vacina bacteriana ou viral, toxina bacteriana ou hemoderivado - Moderada
Bexsero 25351943506201601
2130564211 11960 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 72. Alteração no protocolo de estabilidade pós registro do produto terminado e diluente - Moderada
---
INSTITUTO BUTANTAN
VACINA ADSORVIDA DIFTERIA, TÉTANO E PERTUSSIS (ACELULAR) 25351007531201619
1332350214 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
---
NOVO NORDISK FARMACÊUTICA DO BRASIL LTDA
Ozempic 25351658916201751
2498637212 11932 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 42. Alteração do processo de fabricação do produto terminado - Maior
Ozempic 25351658916201751
2498640212 11933 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 42. Alteração do processo de fabricação do produto terminado - Moderada
Ozempic 25351658916201751
2498642219 11933 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 42. Alteração do processo de fabricação do produto terminado - Moderada
---
OCTAPHARMA BRASIL LTDA
OCTAVI SDOPTIMUM 250000169329576
0094372210 10393 PRODUTO BIOLÓGICO - Atualização de especificações e método analítico do princípio ativo, do produto a granel, do produto terminado, do adjuvante e dos estabilizantes que não constam em compêndio oficial
OCTANINE F 253510298960060
1410252218 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
OCTANINE F 253510298960060
1410252218 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
WILATE 25351458406200541
1830627216 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
---
SANOFI MEDLEY FARMACÊUTICA LTDA.
FABRAZYME 25351189509201951
1396653217 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
FABRAZYME 25351189509201951
1396655213 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
FABRAZYME 25351189509201951
1396660210 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
FABRAZYME 25351189509201951
1396664212 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
FABRAZYME 25351189509201951
1396669213 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
FABRAZYME 25351189509201951
1396673211 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
FABRAZYME 25351189509201951
1396824216 11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. Alteração na especificação ou no procedimento analítico usado para liberação do produto terminado - Moderada
FABRAZYME 25351189509201951
1396895215 11960 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 72. Alteração no protocolo de estabilidade pós registro do produto terminado e diluente - Moderada
TETRAXIM 25351411872201969
1658126211 11947 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 57. Alteração na estratégia de controle do produto terminado - Moderada
PENTAXIM 25351411880201913
1658099211 11947 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 57. Alteração na estratégia de controle do produto terminado - Moderada

RESOLUÇÃO-RE Nº 336, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 100, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Prorrogar por até 20 dias do prazo original, no caso de petições prioritárias, e por até 60 dias do prazo original no caso de petições ordinárias, nos termos do § 5º do art. 17-A da Lei nº 6.360, de 23 de setembro de 1976, o(s) prazo(s) para publicação de decisão referente às petições de pós-registro listadas no ANEXO:

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

GUSTAVO MENDES LIMA SANTOS

ANEXO

NOME DA EMPRESA CNPJ
NUMERO DE EXPEDIENTE DATA DO PROTOCOLO

BAYER S.A. 18459628000115
3762790212 22/09/2021
3762799216 22/09/2021
3762811219 22/09/2021
3763221213 22/09/2021
3763223210 22/09/2021
3763225216 22/09/2021
3763228211 22/09/2021
3763255218 22/09/2021
3763268210 22/09/2021
3856097216 29/09/2021
3856105211 29/09/2021
3856108215 29/09/2021
3856238213 29/09/2021
3856367213 29/09/2021
3856388216 29/09/2021
3856115218 29/09/2021

BEAUFOUR IPSEN FARMACÊUTICA LTDA 07718721000180
3720809218 20/09/2021

BLAU FARMACÊUTICA S.A. 58430828000160
3812631211 24/09/2021

BRISTOL-MYERS SQUIBB FARMACÊUTICA LTDA 56998982000107
3842956210 29/09/2021

CSL BEHRING COMÉRCIO DE PRODUTOS FARMACÊUTICOS LTDA 62969589000198
3459094213 02/09/2021
3580457212 10/09/2021
3580509219 10/09/2021
3580297219 10/09/2021

EUROFARMA LABORATÓRIOS S.A. 61190096000192
3827595213 28/09/2021
3827638211 28/09/2021

FUNDAÇÃO OSWALDO CRUZ 33781055000135
3561525217 09/09/2021

GLAXOSMITHKLINE BRASIL LTDA 33247743000110
3577945214 10/09/2021
3716949211 17/09/2021
3716990214 17/09/2021
3872280211 29/09/2021
3872239219 29/09/2021
3872345210 29/09/2021
3872916214 30/09/2021
3863291218 30/09/2021

MERZ FARMACÊUTICA COMERCIAL LTDA 11681446000145
3748863215 22/09/2021

MJM PRODUTOS FARMACEUTICOS E DE RADIOPROTEÇÃO LTDA 04891262000144
3618624214 13/09/2021

NOVO NORDISK FARMACÊUTICA DO BRASIL LTDA 82277955000155
3566263218 09/09/2021

ORGANON FARMACÊUTICA LTDA. 45987013000134
3521096216 06/09/2021

PRODUTOS ROCHE QUÍMICOS E FARMACÊUTICOS S.A. 33009945000123
3633625214 14/09/2021
3715438219 20/09/2021
3842902211 29/09/2021

Samsung Bioepis br Pharmaceutical ltda. 24563776000188
3840548212 28/09/2021
3840610211 28/09/2021
3840643218 28/09/2021
3840651219 28/09/2021
3840646212 28/09/2021
3840850213 28/09/2021
3840938211 28/09/2021
3840538215 28/09/2021
3840844219 28/09/2021
3840556213 28/09/2021

SANOFI MEDLEY FARMACÊUTICA LTDA. 10588595001092
3682323216 16/09/2021
3682272218 16/09/2021
3682260214 16/09/2021
3682328217 16/09/2021
3682274214 16/09/2021
3682266213 16/09/2021
3718990215 17/09/2021
3719020212 17/09/2021
3810475210 24/09/2021
3810505215 24/09/2021
3810281211 24/09/2021

TAKEDA PHARMA LTDA. 60397775000174
3648070213 14/09/2021
3648078219 14/09/2021
3648082217 14/09/2021
3648086210 14/09/2021
3648090218 14/09/2021
3667289211 16/09/2021
3667291212 16/09/2021
3667293219 16/09/2021
3667295215 16/09/2021
3778141213 24/09/2021

ULTRAGENYX BRASIL FARMACEUTICA LTDA 27724245000118
3572606217 10/09/2021

WYETH INDÚSTRIA FARMACÊUTICA LTDA 61072393000133
3521098212 06/09/2021
3718979214 17/09/2021
3814484211 27/09/2021
3878317217 30/09/2021

ZODIAC PRODUTOS FARMACÊUTICOS S/A 55980684000127
3474680213 03/09/2021

RESOLUÇÃO-RE Nº 337, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 100, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Prorrogar por até 40 dias do prazo original, no caso de petições prioritárias, e por até 122 dias do prazo original no caso de petições ordinárias, nos termos do § 5º do art. 17-A da Lei nº 6.360, de 23 de setembro de 1976, o(s) prazo(s) para publicação de decisão referente às petições de registro listadas no ANEXO.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

GUSTAVO MENDES LIMA SANTOS

ANEXO

NOME DA EMPRESA CNPJ
NUMERO DE EXPEDIENTE DATA DO PROTOCOLO

MYLAN LABORATORIOS LTDA 11643096000122
0904742215 05/03/2021

ZALIKA FARMACEUTICA LTDA 29536205000178
0917991217 08/03/2021
0918208210 08/03/2021
0918377219 08/03/2021

NOVO NORDISK FARMACÊUTICA DO BRASIL LTDA 82277955000155
0934445214 10/03/2021

SUN FARMACÊUTICA DO BRASIL LTDA 05035244000123
1070882211 18/03/2021

GILEAD SCIENCES FARMACEUTICA DO BRASIL LTDA 15670288000189
4726110212 30/11/2021

RESOLUÇÃO-RE Nº 338, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 100, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Deferir petições relacionadas à Gerência-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, conforme anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

GUSTAVO MENDES LIMA SANTOS

ANEXO

NOME DA EMPRESA CNPJ
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)
NOME DO MEDICAMENTO NUMERO DO PROCESSO VENCIMENTO DO REGISTRO
ASSUNTO DA PETIÇÃO EXPEDIENTE
NUMERO DE REGISTRO VALIDADE
APRESENTAÇÃO DO PRODUTO
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)

AMGEN BIOTECNOLOGIA DO BRASIL LTDA. 18774815000193
alfadarbepoetina
ARANESP 25351.434164/2015-54 08/2030
11956 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 66. MODIFICAÇÃO NA EMBALAGEM PRIMÁRIA (POR EXEMPLO, NOVO REVESTIMENTO, TAMPA, TIPO DE VIDRO) - MODERADA 2191203/21-3
1.0244.0004.017-7 36 Meses
500 MCG/ML SOL INJ IV/SC CT SER PREENC VD TRANS X 0,3 ML + AGUL + DISP
1.0244.0004.019-3 36 Meses
500 MCG/ML SOL INJ IV/SC CT SER PREENC VD TRANS X 0,6 ML + AGUL + DISP
1.0244.0004.021-5 36 Meses
500 MCG/ML SOL INJ IV/SC CT SER PREENC VD TRANS X 1,0 ML + AGUL + DISP
TRASTUZUMABE
Kanjinti 25351.557932/2017-27 05/2029
11959 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 71. ALTERAÇÃO DO PRAZO DE VALIDADE DO DILUENTE - MODERADA 2770155/21-7
1.0244.0016.003-2 36 Meses
440 MG PO LIOF SOL INJ IV CT FA VD TRANS DIL FA VD TRANS X 20 ML

BAXTER HOSPITALAR LTDA 49351786000261
FIBRINOGÊNIO + APROTININA + TROMBINA
TISSEEL 25351.142344/2012-92 04/2029
11961 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 73. ALTERAÇÃO NAS CONDIÇÕES DE ARMAZENAMENTO DO PRODUTO BIOLÓGICO TERMINADO (FECHADO OU APÓS ABERTO) OU DO PRODUTO BIOLÓGICO RECONSTITUÍDO OU DILUÍDO - MODERADA 2638657/21-7
1.0683.0182.002-8 24 Meses
KIT 2 FA VD INC PÓ LIOF + 2 FA DIL X 1 ML + SIST REC E APLIC
1.0683.0182.003-6 24 Meses
KIT 2 FA VD INC PÓ LIOF + 2 FA DIL X 2 ML + SIST REC E APLIC
1.0683.0182.006-0 24 Meses
KIT 2 FA VD INC PÓ LIOF + 2 FA DIL X 5 ML + SIST REC E APLIC

BIOLAB SANUS FARMACÊUTICA LTDA 49475833000106
lamotrigina 25351.557755/2021-65 01/2029
10102 GGMED - INDEFERIMENTO PARCIAL 0347962/22-5
1.0974.0330.001-9 24 Meses
25 MG COM CT BL AL PLAS TRANS X 15
1.0974.0330.002-7 24 Meses
25 MG COM CT BL AL PLAS TRANS X 30

BRISTOL-MYERS SQUIBB FARMACÊUTICA LTDA 56998982000107
ABATACEPTE
Orencia 25351.370824/2006-99 06/2027
11888 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 5. ALTERAÇÃO DO LOCAL DE TESTES OU ARMAZENAMENTO DO BANCO DE CÉLULAS OU BANCO DE SEMENTES - MODERADA 1252272/21-4
11890 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 7. ALTERAÇÃO DE PROCESSO DE FERMENTAÇÃO OU PROPAGAÇÃO VIRAL OU CELULAR, FRACIONAMENTO OU EXTRAÇÃO - MAIOR 1216078/21-4
11892 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 8. ALTERAÇÃO DO PROCESSO DE PURIFICAÇÃO - MAIOR 1297813/21-2
11898 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 12. ALTERAÇÃO NO EQUIPAMENTO UTILIZADO NO PROCESSO DE FABRICAÇÃO DA SUBSTÂNCIA ATIVA - MODERADA 1297815/21-9
11900 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 15. ALTERAÇÃO DOS TESTES DE CONTROLE EM PROCESSO E/OU DOS CRITÉRIOS DE ACEITAÇÃO APLICADOS DURANTE A FABRICAÇÃO DA SUBSTÂNCIA ATIVA - MODERADA 1297817/21-5
11907 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 21. ALTERAÇÕES NA ESTRATÉGIA DE CONTROLE DA SUBSTÂNCIA ATIVA - MODERADA 1297819/21-1
11908 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 22. ALTERAÇÃO NA ESPECIFICAÇÃO OU NO PROCEDIMENTO ANALÍTICO USADO PARA LIBERAÇÃO DA SUBSTÂNCIA ATIVA - MODERADA 1297821/21-3
11908 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 22. ALTERAÇÃO NA ESPECIFICAÇÃO OU NO PROCEDIMENTO ANALÍTICO USADO PARA LIBERAÇÃO DA SUBSTÂNCIA ATIVA - MODERADA 1297823/21-0
11908 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 22. ALTERAÇÃO NA ESPECIFICAÇÃO OU NO PROCEDIMENTO ANALÍTICO USADO PARA LIBERAÇÃO DA SUBSTÂNCIA ATIVA - MODERADA 1297825/21-6
11933 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 42. ALTERAÇÃO DO PROCESSO DE FABRICAÇÃO DO PRODUTO TERMINADO - MODERADA 1297829/21-9
11934 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 43. ALTERAÇÃO NOS TESTES DE CONTROLE EM PROCESSO E/OU CRITÉRIOS DE ACEITAÇÃO APLICADOS DURANTE O PROCESSO DE FABRICAÇÃO DO PRODUTO TERMINADO OU NOS INTERMEDIÁRIOS - MODERADA 1297831/21-1
11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. ALTERAÇÃO NA ESPECIFICAÇÃO OU NO PROCEDIMENTO ANALÍTICO USADO PARA LIBERAÇÃO DO PRODUTO TERMINADO - MODERADA 1297835/21-3
11948 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 58. ALTERAÇÃO NA ESPECIFICAÇÃO OU NO PROCEDIMENTO ANALÍTICO USADO PARA LIBERAÇÃO DO PRODUTO TERMINADO - MODERADA 1297837/21-0
1.0180.0390.001-9 36 Meses
250 MG PO LIOF SOL INJ CT 1 FA + SER DESCARTÁVEL
1.0180.0390.002-7 30 Meses
125 MG/ML SOL INJ SC CT SER PREENCHIDA
1.0180.0390.003-5 30 Meses
125 MG/ML SOL INJ SC CT 4 SER PREENCHIDA
1.0180.0390.004-3 30 Meses
125 MG/ML SOL INJ SC CT SER PREENCHIDA + DISPOSITIVO ULTRASAFE
1.0180.0390.005-1 30 Meses
125 MG/ML SOL INJ SC CT 4 SER PREENCHIDA + DISPOSITIVO ULTRASAFE
1.0180.0390.006-1 30 Meses
125 MG/ML SOL INJ SC CT 1 SER PREENC VD TRANS + DISPOSITIVO ULTRASAFE PASSIVE + EXTENSORES DE APOIO
1.0180.0390.007-8 30 Meses
125 MG/ML SOL INJ SC CT 4 SER PREENC VD TRANS + DISPOSITIVO ULTRASAFE PASSIVE + EXTENSORES DE APOIO

CHIESI FARMACÊUTICA LTDA 61363032000146
FORTEN 25992.019937/75 04/2026
10207 ESPECÍFICO - ATUALIZAÇÃO DE ESPECIFICAÇÕES E MÉTODOS ANALÍTICOS 2243084/21-9
1.0058.0014.001-0 24 Meses
(PO SOL + SOL) OR CT 10 FR PLAS PEAD TRANSL X 10 ML
DEXFOSFOSSERINA + CLORIDRATO DE ARGININA + FOSFATO DE LEVOTREONINA + GLUTAMINA + GLUTAMINA + TRIPTOFANo + CLORIDRATO DE HIDROXOCOBALAMINA
1.0058.0014.004-0 24 Meses
(PO SOL + SOL) OR CT 15 FR PLAS PEAD TRANSL X 10 ML
DEXFOSFOSSERINA + CLORIDRATO DE ARGININA + FOSFATO DE LEVOTREONINA + GLUTAMINA + TRIPTOFANo + CLORIDRATO DE HIDROXOCOBALAMINA
1.0058.0014.005-9 24 Meses
(PO SOL + SOL) OR CT 20 FR PLAS PEAD TRANSL X 10 ML
DEXFOSFOSSERINA + CLORIDRATO DE ARGININA + FOSFATO DE LEVOTREONINA + GLUTAMINA + TRIPTOFANo + CLORIDRATO DE HIDROXOCOBALAMINA
1.0058.0014.006-7 24 Meses
(PO SOL + SOL) OR CT 30 FR PLAS PEAD TRANSL X 10 ML
DEXFOSFOSSERINA + CLORIDRATO DE ARGININA + FOSFATO DE LEVOTREONINA + GLUTAMINA + TRIPTOFANo + CLORIDRATO DE HIDROXOCOBALAMINA

COSMED INDUSTRIA DE COSMETICOS E MEDICAMENTOS S.A. 61082426000207
Rheum palmatum L. + Frangula purshiana (DC.) A. Gray + PEUMUS BOLDUS MOLINA
EPAREMA 25351.109957/2021-02 10/2029
10639 PRODUTO TRADICIONAL FITOTERÁPICO - ALTERAÇÃO OU INCLUSÃO DE FABRICANTE DA MATÉRIA-PRIMA VEGETAL, QUANDO FOREM MANTIDAS AS ESPECIFICAÇÕES APROVADAS NO DOSSIÊ 4042613/21-1
10639 PRODUTO TRADICIONAL FITOTERÁPICO - ALTERAÇÃO OU INCLUSÃO DE FABRICANTE DA MATÉRIA-PRIMA VEGETAL, QUANDO FOREM MANTIDAS AS ESPECIFICAÇÕES APROVADAS NO DOSSIÊ 4042644/21-1
1.7817.0911.011-8 24 Meses
206 MG/ML SOL OR CT FR PLAS OPC X 200 ML
1.7817.0911.015-0 24 Meses
206 MG/ML SOL OR CT FR PLAS OPC X 200 ML (GUARANÁ)
1.7817.0911.019-3 24 Meses
206 MG/ML SOL OR CT FR PLAS OPC X 200 ML (LARANJA)

CRISTÁLIA PRODUTOS QUÍMICOS FARMACÊUTICOS LTDA. 44734671000151
ROPI 25000.016164/97-68 03/2029
11108 RDC 73/2016 - SIMILAR - AMPLIAÇÃO DO PRAZO DE VALIDADE DO MEDICAMENTO 1959150/21-1
1.0298.0339.007-1 36 Meses
2 MG/ML SOL INJ CX 5 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA MONOIDRATADO
1.0298.0339.008-8 36 Meses
2 MG/ML SOL INJ CX 25 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA MONOIDRATADO
1.0298.0339.009-6 36 Meses
7,5 MG/ML SOL INJ CX 5 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0298.0339.010-1 36 Meses
7,5 MG/ML SOL INJ CX 25 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0298.0339.011-8 36 Meses
10 MG/ML SOL INJ CX 5 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0298.0339.012-6 36 Meses
10 MG/ML SOL INJ CX 25 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0298.0339.013-4 36 Meses
2 MG/ML SOL INJ CX 50 FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA MONOIDRATADO
1.0298.0339.014-2 36 Meses
7,5 MG/ML SOL INJ CX 50 FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0298.0339.015-0 36 Meses
10 MG/ML SOL INJ CX 50 FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
ÁGUA PARA INJETÁVEIS QSP
ÁGUA PARA INJEÇÃO 25351.001925/2008-84 06/2028
10207 ESPECÍFICO - ATUALIZAÇÃO DE ESPECIFICAÇÕES E MÉTODOS ANALÍTICOS 3125690/21-2
10220 ESPECÍFICO - INCLUSÃO DE NOVA APRESENTAÇÃO COMERCIAL DE PRODUTO ESTÉRIL 3125975/21-8
1.0298.0368.005-1 36 Meses
SOL INJ CX 50 AMP VD TRANS X 1 ML
1.0298.0368.006-1 36 Meses
SOL INJ CX 50 EST AMP VD TRANS X 1 ML
1.0298.0368.007-8 36 Meses

SOL INJ CX 50 AMP VD TRANS X 1,5 ML
1.0298.0368.008-6 36 Meses
SOL INJ CX 50 EST AMP VD TRANS X 1,5 ML
1.0298.0368.009-4 36 Meses
SOL INJ CX 50 AMP VD TRANS X 3 ML
1.0298.0368.010-8 36 Meses
SOL INJ CX 50 EST AMP VD TRANS X 3 ML
1.0298.0368.011-6 36 Meses
SOL INJ CX 50 AMP VD TRANS X 10 ML
1.0298.0368.012-4 36 Meses
SOL INJ CX 50 EST AMP VD TRANS X 10 ML

EMS S/A 57507378000365
dipirona monoidratada
DORICIN UNO 25351.463197/2021-78 02/2032
10490 SIMILAR - REGISTRO DE PRODUTO - CLONE 1828188/21-5
(155 GENERICO - REGISTRO DE MEDICAMENTO - 0575367/19-8 - 25351.375698/2019-83)
1.0235.1395.001-4 24 Meses
1000 MG COM CT BL AL PLAS PVC/PVDC OPC X 4
1.0235.1395.002-2 24 Meses
1000 MG COM CT BL AL PLAS PVC/PVDC OPC X 10
1.0235.1395.003-0 24 Meses
1000 MG COM CT BL AL PLAS PVC/PVDC OPC X 20
1.0235.1395.004-9 24 Meses
1000 MG COM CT BL AL PLAS PVC/PVDC OPC X 30
1.0235.1395.005-7 24 Meses
1000 MG COM CT BL AL PLAS PVC/PVDC OPC X 100
1.0235.1395.006-5 24 Meses
1000 MG COM CT BL AL PLAS PVC/PVDC OPC X 200
1.0235.1395.007-3 24 Meses
1000 MG COM CT BL AL PLAS PVC/PVDC OPC X 300
1.0235.1395.008-1 24 Meses
1000 MG COM CT BL AL PLAS PVC/PVDC OPC X 500

EUROFARMA LABORATÓRIOS S.A. 61190096000192
FILGRASTIM
Fiprima 25351.667273/2011-36 10/2025
11923 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 36. ALTERAÇÃO DA DESCRIÇÃO OU COMPOSIÇÃO DO PRODUTO TERMINADO - MODERADA 1814633/21-3
1.0043.1165.009-9 24 Meses
60 MU/ML SOL INJ 6 SER PREENCH X 0,5 ML + SIST SEGURANÇA
1.0043.1165.010-2 24 Meses
60 MU/ML SOL INJ 6 SER PREENCH X 0,5ML
DECITABINA
ALTRYXEN 25351.853495/2018-51 02/2032
150 SIMILAR - REGISTRO DE MEDICAMENTO SIMILAR 1205021/18-1
1.0043.1421.001-4 24 Meses
50 MG PO LIOF SOL INFUS IV CT FA VD TRANS

FUNDAÇÃO EZEQUIEL DIAS - FUNED 17503475000101
TALIDOMIDA
FUNED - TALIDOMIDA 25000.004335/84 12/2026
11108 RDC 73/2016 - SIMILAR - AMPLIAÇÃO DO PRAZO DE VALIDADE DO MEDICAMENTO 2537748/21-5
1.1209.0031.003-7 36 Meses
100 MG COM CT BL AL PLAS PVC TRANS X 30

INSTITUTO BIOCHIMICO INDÚSTRIA FARMACÊUTICA LTDA 33258401000103
cloridrato de ropivacaína 25351.700182/2021-04 09/2031
10506 GENÉRICO - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 4127112/21-2
(11108 - RDC 73/2016 - SIMILAR - Ampliação do prazo de validade do medicamento - 1959150/21-1- 25000.016164/97-68)
1.0063.0256.001-1 24 Meses
2 MG/ML SOL INJ CX 5 EST X AMP VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA MONOIDRATADO
1.0063.0256.002-1 24 Meses
7,5 MG/ML SOL INJ CX 5 EST X AMP VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0063.0256.003-8 24 Meses
10 MG/ML SOL INJ CX 5 EST X AMP VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0063.0256.004-6 24 Meses
2 MG/ML SOL INJ CX 5 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA MONOIDRATADO
1.0063.0256.005-4 24 Meses
2 MG/ML SOL INJ CX 25 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA MONOIDRATADO
1.0063.0256.006-2 24 Meses
7,5 MG/ML SOL INJ CX 5 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0063.0256.007-0 24 Meses
7,5 MG/ML SOL INJ CX 25 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0063.0256.008-9 24 Meses
10 MG/ML SOL INJ CX 5 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0063.0256.009-7 24 Meses
10 MG/ML SOL INJ CX 25 EST X FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0063.0256.010-0 24 Meses
2 MG/ML SOL INJ CX 50 FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA MONOIDRATADO
1.0063.0256.011-9 24 Meses
7,5 MG/ML SOL INJ CX 50 FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA
1.0063.0256.012-7 24 Meses
10 MG/ML SOL INJ CX 50 FA VD TRANS X 20 ML
CLORIDRATO DE ROPIVACAÍNA

NOVARTIS BIOCIENCIAS S.A 56994502000130
secuquinumabe
COSENTYX 25351.101731/2014-91 12/2025
1519 PRODUTO BIOLÓGICO - INCLUSÃO DE NOVA APRESENTAÇÃO COMERCIAL 4515002/20-8
1935 PRODUTO BIOLÓGICO - INCLUSÃO DE ACONDICIONAMENTO PRIMÁRIO 4514891/20-1
1.0068.1122.007-3 24 Meses
300 MG SOL INJ CT 1 SER PREENC VD TRANS X 2 ML
1.0068.1122.008-1 24 Meses
300 MG SOL INJ CT 1 SER PREENC VD TRANS X 2 ML + 1 CAN APLIC

SANDOZ DO BRASIL INDÚSTRIA FARMACÊUTICA LTDA 61286647000116
MESILATO DE IMATINIBE
BEIZOM 25351.290478/2021-03 02/2032
10490 SIMILAR - REGISTRO DE PRODUTO - CLONE 1313035/21-8
(175 REGISTRO DE MEDICAMENTO NOVO - 036835/01-1 - 25351.009004/01-11)
1.0047.0644.001-1 24 Meses
100 MG COM REV CT BL AL PVC/PE/PVDC X 60
1.0047.0644.002-1 18 Meses
400 MG COM REV CT BL AL PVC/PE/PVDC X 30
1.0047.0644.003-8 24 Meses
400 MG COM REV CT BL AL/AL X 30
Etanercepte + Etanercepte
Erelzi 25351.401559/2016-09 12/2029
11958 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 70. ALTERAÇÃO DO PRAZO DE VALIDADE DO PRODUTO TERMINADO - MODERADA 2499960/21-1
1.0047.0629.001-1 36 Meses
25 MG SOL INJ CT BL PLAS X 1 SER VD PREENC C/ AGU X 0,5 ML
1.0047.0629.002-8 36 Meses
25 MG SOL INJ CT BL PLAS X 2 SER VD PREENC C/ AGU X 0,5 ML
1.0047.0629.003-6 36 Meses
25 MG SOL INJ CT BL PLAS X 4 SER VD PREENC C/ AGU X 0,5 ML
1.0047.0629.004-4 36 Meses
25 MG SOL INJ CT BL PLAS X 12 SER VD PREENC C/ AGU X 0,5 ML
1.0047.0629.005-2 36 Meses
50 MG SOL INJ CT BL PLAS X 1 SER VD PREENC C/ AGU X 1 ML
1.0047.0629.006-0 36 Meses
50 MG SOL INJ CT BL PLAS X 2 SER VD PREENC C/ AGU X 1 ML
1.0047.0629.007-9 36 Meses
50 MG SOL INJ CT BL PLAS X 4 SER VD PREENC C/ AGU X 1 ML
1.0047.0629.008-7 36 Meses
50 MG SOL INJ CT BL PLAS X 12 SER VD PREENC C/ AGU X 1 ML
1.0047.0629.009-5 36 Meses
50 MG SOL INJ CT 1 CAN PREENC X 1 ML + SIST APLIC PLAS
1.0047.0629.010-9 36 Meses
50 MG SOL INJ CT 2 CAN PREENC X 1 ML + SIST APLIC PLAS
1.0047.0629.011-7 36 Meses
50 MG SOL INJ CT 4 CAN PREENC X 1 ML + SIST APLIC PLAS
1.0047.0629.012-5 36 Meses
50 MG SOL INJ CT 12 CAN PREENC X 1 ML + SIST APLIC PLAS

SANOFI MEDLEY FARMACÊUTICA LTDA. 10588595001092
VÍRUS QUIMÉRICO FEBRE AMARELA DENGUE SOROTIPO 1 + VÍRUS QUIMÉRICO FEBRE AMARELA DENGUE SOROTIPO 2 + VÍRUS QUIMÉRICO FEBRE AMARELA DENGUE SOROTIPO 3 + VÍRUS QUIMÉRICO FEBRE AMARELA DENGUE SOROTIPO 4
DENGVAXIA 25351.189693/2019-30 12/2025
11956 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 66. MODIFICAÇÃO NA EMBALAGEM PRIMÁRIA (POR EXEMPLO, NOVO REVESTIMENTO, TAMPA, TIPO DE VIDRO) - MODERADA 2428217/21-1
1.8326.0337.005-1 36 Meses
PO LIOF CT 5 FA VD TRANS X 5 DOSES + 5 FA VD TRANS X 2,5 ML

WYETH INDÚSTRIA FARMACÊUTICA LTDA 61072393000133
VACINA COVID-19
COMIRNATY 25351.023179/2021-57 02/2024
11930 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 41. ALTERAÇÃO DE INSTALAÇÃO DE FABRICAÇÃO DO PRODUTO TERMINADO - MAIOR 0128373/22-1
11933 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 42. ALTERAÇÃO DO PROCESSO DE FABRICAÇÃO DO PRODUTO TERMINADO - MODERADA 0128382/22-1
11979 PRODUTOS BIOLÓGICOS - 41. ALTERAÇÃO DE INSTALAÇÃO DE FABRICAÇÃO DO PRODUTO TERMINADO - MENOR (*) 0128388/22-0
1.2110.0481.001-9 9 Meses
225 MCG SUS DIL INJ CT 195 FA VD INC X 0,45ML

ZYDUS NIKKHO FARMACÊUTICA LTDA 05254971000181
etoricoxibe 25351.751172/2013-18 05/2029
11091 RDC 73/2016 - GENÉRICO - INCLUSÃO DE NOVA APRESENTAÇÃO 4352036/21-7
1.5651.0075.003-8 24 Meses
60 MG COM REV CT BL AL AL X 2
1.5651.0075.004-6 24 Meses
60 MG COM REV CT BL AL AL X 4
1.5651.0075.005-4 24 Meses
60 MG COM REV CT BL AL AL X 7
1.5651.0075.006-2 24 Meses
60 MG COM REV CT BL AL AL X 14
1.5651.0075.007-0 24 Meses
90 MG COM REV CT BL AL AL X 2
1.5651.0075.008-9 24 Meses
90 MG COM REV CT BL AL AL X 4
1.5651.0075.009-7 24 Meses
90 MG COM REV CT BL AL AL X 7
1.5651.0075.010-0 24 Meses
90 MG COM REV CT BL AL AL X 14
ETORICOXIBE
LORDOZY 25351.773433/2014-32 07/2030
10507 SIMILAR - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 4453952/21-5
(11091 - RDC 73/2016 - GENÉRICO - Inclusão de nova apresentação - 4352036/21-7 - 25351.751172/2013-18)
1.5651.0086.003-8 24 Meses
60 MG COM REV CT BL AL AL X 2
1.5651.0086.004-6 24 Meses
60 MG COM REV CT BL AL AL X 4
1.5651.0086.005-4 24 Meses
60 MG COM REV CT BL AL AL X 7
1.5651.0086.006-2 24 Meses
60 MG COM REV CT BL AL AL X 14
1.5651.0086.007-0 24 Meses
90 MG COM REV CT BL AL AL X 2
1.5651.0086.008-9 24 Meses
90 MG COM REV CT BL AL AL X 4
1.5651.0086.009-7 24 Meses
90 MG COM REV CT BL AL AL X 7
1.5651.0086.010-0 24 Meses
90 MG COM REV CT BL AL AL X 14

RESOLUÇÃO-RE Nº 339, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 100, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Indeferir petições relacionadas à Gerência-Geral de Medicamentos, conforme anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

GUSTAVO MENDES LIMA SANTOS

ANEXO

NOME DA EMPRESA CNPJ
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)
NOME DO MEDICAMENTO NUMERO DO PROCESSO VENCIMENTO DO REGISTRO
ASSUNTO DA PETIÇÃO EXPEDIENTE
NUMERO DE REGISTRO VALIDADE

APRESENTAÇÃO DO PRODUTO
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)

UNIÃO QUÍMICA FARMACÊUTICA NACIONAL S/A 60665981000118
BESILATO DE CISATRACÚRIO
CISAUNI 25351.871132/2020-11 05/2024
11108 RDC 73/2016 - SIMILAR - AMPLIAÇÃO DO PRAZO DE VALIDADE DO MEDICAMENTO 4550671/21-0
1.0497.1465.001-1 6 Meses
2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CT AMP VD TRANS X 5 ML
1.0497.1465.002-1 6 Meses
2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CX 5 AMP VD TRANS X 5 ML
1.0497.1465.003-8 6 Meses
2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CX 20 AMP VD TRANS X 5 ML
1.0497.1465.004-6 6 Meses
2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CT AMP VD TRANS X 10 ML
1.0497.1465.005-4 6 Meses
2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CX 5 AMP VD TRANS X 10 ML
1.0497.1465.006-2 6 Meses
2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CX 20 AMP VD TRANS X 10 ML
1.0497.1465.007-0 6 Meses
2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CX 50 AMP VD TRANS X 5 ML
1.0497.1465.008-9 6 Meses
2 MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CX 50 AMP VD TRANS X 10 ML
BROMETO DE ROCURÔNIO
UNIREZ 25351.878395/2020-51 03/2024
11108 RDC 73/2016 - SIMILAR - AMPLIAÇÃO DO PRAZO DE VALIDADE DO MEDICAMENTO 3123470/21-4
1.0497.1459.001-9 6 Meses
10MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CT 5 FA VD TRANS X 5ML
1.0497.1459.002-7 6 Meses
10MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CT 6 FA VD TRANS X 5ML
1.0497.1459.003-5 6 Meses
10MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CT 10 FA VD TRANS X 5ML
1.0497.1459.004-3 6 Meses
10MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CT 12 FA VD TRANS X 5ML
1.0497.1459.005-1 6 Meses
10MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CT 20 FA VD TRANS X 5ML
1.0497.1459.006-1 6 Meses
10MG/ML SOL INJ/DIL INFUS IV CT 25 FA VD TRANS X 5ML

WYETH INDÚSTRIA FARMACÊUTICA LTDA 61072393000133
OLMESARTANA MEDOXOMILA
OLMETEC 25351.099752/2017-83 02/2029
11867 RDC 73/2016 - NOVO - MUDANÇAS INTERMEDIÁRIAS DE MÉTODOS ANALÍTICOS 1642246/21-5
1.2110.0409.001-6 24 Meses
20 MG COM REV CT BL AL/AL X 10
1.2110.0409.002-4 24 Meses
40 MG COM REV CT BL AL/AL X 10
1.2110.0409.003-2 24 Meses
20 MG COM REV CT BL AL/AL X 20
1.2110.0409.004-0 24 Meses
20 MG COM REV CT BL AL/AL X 30
1.2110.0409.005-9 24 Meses
40 MG COM REV CT BL AL/AL X 20
1.2110.0409.006-7 24 Meses
40 MG COM REV CT BL AL/AL X 30

RESOLUÇÃO-RE Nº 340, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 100, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Cancelar o registro sanitário de medicamentos, produtos biológicos e insumos farmacêuticos, ou de apresentações, conforme anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor a partir da data de sua publicação.

GUSTAVO MENDES LIMA SANTOS

ANEXO

NOME DA EMPRESA CNPJ
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)
NOME DO MEDICAMENTO NUMERO DO PROCESSO VENCIMENTO DO REGISTRO
ASSUNTO DA PETIÇÃO EXPEDIENTE
NUMERO DE REGISTRO VALIDADE
APRESENTAÇÃO DO PRODUTO
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)

APSEN FARMACEUTICA S/A 62462015000129
CLORIDRATO DE MECLIZINA
MECLIN 25351.162067/2002-58 04/2028
10084 MEDICAMENTO NOVO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DA APRESENTAÇÃO - ANVISA 0306849/22-8
1.0118.0165.001-2 24 Meses
12,5 MG COM CT BL AL PLAS INC X 10
1.0118.0165.002-0 24 Meses
12,5 MG COM CT BL AL PLAS INC X 15
1.0118.0165.003-9 24 Meses
12,5 MG COM CT BL AL PLAS INC X 30
1.0118.0165.004-7 24 Meses
12,5 MG COM CT BL AL PLAS INC X 60
CLORIDRATO DE MECLIZINA
MEZYAC 25351.484677/2019-58 11/2029
10080 SIMILARES - CANCELAMENTO DE REGISTRO DA APRESENTAÇÃO - ANVISA 0306798/22-0
1.0118.0626.001-8 24 Meses
12,5 MG COM CT 1 BL AL PLAS INC X 10
1.0118.0626.002-6 24 Meses
12,5 MG COM CT 1 BL AL PLAS INC X 15
1.0118.0626.003-4 24 Meses
12,5 MG COM CT 2 BL AL PLAS INC X 15
1.0118.0626.004-2 24 Meses
12,5 MG COM CT 4 BL AL PLAS INC X 15

BIOLAB SANUS FARMACÊUTICA LTDA 49475833000106
COLECALCIFEROL
VITAMINA D3 25351.008869/2020-03 05/2030
10092 ESPECIFICO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO - ANVISA 0410604/22-1
1.0974.0294.009-1 24 Meses
3000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 30
1.0974.0294.010-3 24 Meses
3000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 60
1.0974.0294.011-1 24 Meses
3000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 90
1.0974.0294.012-1 24 Meses
3000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 180
1.0974.0294.013-8 24 Meses
7000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 4
1.0974.0294.014-6 24 Meses
7000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 8
1.0974.0294.015-4 24 Meses
7000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 12
1.0974.0294.016-2 24 Meses
7000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 30
1.0974.0294.017-0 24 Meses
7000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 60
1.0974.0294.018-9 24 Meses
50000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 4
1.0974.0294.019-7 24 Meses
50000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 8
1.0974.0294.020-0 24 Meses
50000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 12
COLECALCIFEROL
DEGEN 25351.353042/2017-84 09/2026
10092 ESPECIFICO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO - ANVISA 0410597/22-4
1.0974.0252.009-0 24 Meses
3000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 30
1.0974.0252.010-4 24 Meses
3000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 60
1.0974.0252.011-2 24 Meses
3000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 90
1.0974.0252.012-0 24 Meses
3000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 180
1.0974.0252.013-9 24 Meses
7000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 4
1.0974.0252.014-7 24 Meses
7000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 8
1.0974.0252.015-5 24 Meses
7000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 12
1.0974.0252.016-3 24 Meses
7000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 30
1.0974.0252.017-1 24 Meses
7000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 60
1.0974.0252.018-1 24 Meses
50000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 4
1.0974.0252.019-8 24 Meses
50000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 8
1.0974.0252.020-1 24 Meses
50000 UI CAP MOLE CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 12

BIOWELL AMERICA LTDA 40809626000168
ÁCIDO ASCÓRBICO
FDC VITAMIN C FILM COATED 25000.007070/99-97 02/2015
10092 ESPECIFICO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO - ANVISA 0347022/22-9
1.2702.0024.001-2 36 Meses
500 MG COM REV FR PLAS OPC X 100
1.2702.0024.002-0 36 Meses
1000 MG COM REV FR PLAS OPC X 100
1.2702.0024.003-9 36 Meses
1000 MG COM REV FR PLAS OPC X 30
1.2702.0024.004-7 36 Meses
500 MG COM REV FR PLAS OPC X 30

BLAU FARMACÊUTICA S.A. 58430828000160
DICLOFENACO SÓDICO
DNAREN 25351.325262/2013-15 12/2027
10087 SIMILARES - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO - ANVISA 0358731/22-2
1.1637.0086.001-0 36 Meses
25 MG/ML SOL TRANS CX 5 AMP X 3 ML
1.1637.0086.002-9 36 Meses
25 MG/ML SOL INJ CX 50 AMP VD TRANS X 3 ML

BRASTERAPICA INDUSTRIA FARMACEUTICA EIRELI 46179008000168
AMOXICILINA TRI-hIDRATADA + CLAVULANATO DE POTÁSSIO
AMOXICILINA + CLAVULANATO DE POTÁSSIO 25351.161374/2017-06 06/2027
10088 GENERICO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO - ANVISA 0323032/22-5
1.0038.0101.001-2 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 4
1.0038.0101.002-0 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 6
1.0038.0101.003-9 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 12
1.0038.0101.004-7 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 14
1.0038.0101.005-5 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 20

DIVINA DISTRIBUIDORA DE VITAMINAS NATURAIS SUNDOWN REXALL DO BRASIL LTDA69970143000122
ÁCIDO ASCÓRBICO
SUN C 25351.387180/2007-59 03/2018
10092 ESPECIFICO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO - ANVISA 0347037/22-7
1.3795.0017.001-1 24 Meses
500 MG COM REV FR PLAS OPC X 30
1.3795.0017.002-8 24 Meses
500 MG COM REV FR PLAS OPC X 100
1.3795.0017.003-6 24 Meses
500 MG COM REV FR PLAS OPC X 180
1.3795.0017.004-4 24 Meses
1000 MG COM REV FR PLAS OPC X 30
1.3795.0017.005-2 24 Meses
1000 MG COM REV FR PLAS OPC X 100
1.3795.0017.006-0 24 Meses
1000 MG COM REV FR PLAS OPC X 180

EUROFARMA LABORATÓRIOS S.A. 61190096000192
DROSPIRENONA + ETINILESTRADIOL
drospirenona+ etinilestradiol 25351.833275/2021-14 05/2031
10088 GENERICO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO - ANVISA 0320806/22-1
1.0043.1354.001-0 24 Meses
(3 + 0,03) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 21
1.0043.1354.002-9 24 Meses
(3 + 0,03) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 63
1.0043.1354.003-7 24 Meses

(3 + 0,02) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PCTFE TRANS X 24
1.0043.1354.004-5 24 Meses
(3 + 0,02) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PCTFE TRANS X 72
1.0043.1354.005-3 24 Meses
(3 + 0,02) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 24
1.0043.1354.006-1 24 Meses
(3 + 0,02) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 72

HEEL DO BRASIL BIOMÉDICA LTDA 05994539000127
Cocculus indicus + CONIUM MACULATUM + AMBRA GRISEA + Petroleum
VERTIGOHEEL 25351.280073/2005-39 02/2028
1709 DINAMIZADO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DA APRESENTAÇÃO DO MEDICAMENTO A PEDIDO 3780173/21-2
1.6198.0001.003-1 60 Meses
SOL INJ CT 10 AMP VD TRANS X 1,1ML
Mercurius cyanatus + PHYTOLACCA DECANDRA + APIS MELLIFICA + arnica montana + HEPAR SULPHUR + ATROPA BELLADONNA
ANGIN HEEL SD 25351.373806/2010-22 02/2027
1710 DINAMIZADO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO A PEDIDO 3780075/21-2
1.6198.0016.001-5 24 Meses
301,5 MG COM SUBL CT FR PLAS OPC X 50

VITAMEDIC INDUSTRIA FARMACEUTICA LTDA 30222814000131
ACICLOVIR
ZICLOVIR 25351.031206/00-32 09/2026
10087 SIMILARES - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO - ANVISA 0357281/22-1
1.0392.0132.003-8 36 Meses
50 MG/G CREM DERM CT BG AL X 10 G
1.0392.0132.004-6 36 Meses
50 MG/G CREM DERM CT 50 BG AL X 10 G (EMB HOSP)

RESOLUÇÃO-RE Nº 341, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 100, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Cancelar o registro sanitário de medicamentos e produtos biológicos, ou de apresentações, conforme anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor 90 (noventa) dias a partir da data de sua publicação.

GUSTAVO MENDES LIMA SANTOS

ANEXO

NOME DA EMPRESA CNPJ
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)
NOME DO MEDICAMENTO NUMERO DO PROCESSO VENCIMENTO DO REGISTRO
ASSUNTO DA PETIÇÃO EXPEDIENTE
NUMERO DE REGISTRO VALIDADE
APRESENTAÇÃO DO PRODUTO
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)

EXELTIS LABORATORIO FARMACEUTICO LTDA 19136432000152
ACETATO DE CLORMADINONA + ETINILESTRADIOL
Cherry 25351.435361/2012-05 03/2030
1990 SIMILAR - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 2708474/21-4
1.3564.0007.001-4 24 Meses
(2,00+0,03) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANSL X 21
1.3564.0007.002-2 24 Meses
(2,00+0,03) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANSL X 21 + 7 PLACEBOS
1.3564.0007.003-0 24 Meses
(2,00+0,03) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANSL X 63
1.3564.0007.004-9 24 Meses
(2,00+0,03) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANSL X 63 + 21 PLACEBOS

MERCK SHARP & DOHME FARMACEUTICA LTDA. 03560974000118
ESTRADIOL
SANDRENA 25000.032776/96-44 04/2028
1446 MEDICAMENTO NOVO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3721229/21-0
1.0171.0084.002-7 36 Meses
0,1 PCC GEL CT 28 SACH X 1,0 G
1.0171.0084.004-3 36 Meses
0,1 PCC GEL CT 28 SACH X 0,5 G
NASONEX® 25351.446445/2009-60 09/2027
1446 MEDICAMENTO NOVO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3733347/21-0
1.0171.0191.001-0 24 Meses
0,5 MG/G SUS SPR NAS CT FR SPR PLAS PEAD OPC X 120 ACIONAMENTOS
FUROATO DE MOMETASONA MONOIDRATADO
1.0171.0191.002-9 24 Meses
0,5 MG/G SUS SPR NAS CT FR SPR PLAS PEAD OPC X 60 ACIONAMENTOS
FUROATO DE MOMETASONA

MOMENTA FARMACÊUTICA LTDA. 14806008000154
NITAZOXANIDA
MÍNTI 25351.221489/2014-31 11/2025
1990 SIMILAR - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3334286/21-5
1.9427.0037.001-1 24 Meses
20 MG/ML PÓ SUS OR CT FR VD AMB X 45 ML + SER DOS
1.9427.0037.002-1 24 Meses
20 MG/ML PÓ SUS OR CT FR VD AMB X 100 ML + SER DOS
LEVOFLOXACINO HEMIIDRATADO
TAVOK 25351.667651/2014-39 08/2025
1990 SIMILAR - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3359056/21-7
1.9427.0016.001-7 24 Meses
500 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 7
1.9427.0016.002-5 24 Meses
500 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 10
1.9427.0016.003-3 24 Meses
500 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 3
FOSFATO SÓDICO DE PREDNISOLONA
PERCOIDE 25351.746814/2018-72 02/2030
1990 SIMILAR - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3344353/21-0
1.9427.0092.001-1 24 Meses
3 MG/ML SOL OR CT FR VD AMB X 30 ML + SER DOS
1.9427.0092.002-1 24 Meses
3 MG/ML SOL OR CT FR VD AMB X 60 ML + SER DOS
1.9427.0092.003-8 24 Meses
3 MG/ML SOL OR CT FR VD AMB X 120 ML + SER DOS
1.9427.0092.004-6 24 Meses
11 MG/ML SOL GOT OR CT FR GOT PLAS PE OPC X 10 ML
1.9427.0092.005-4 24 Meses
11 MG/ML SOL GOT OR CT FR GOT PLAS PE OPC X 20 ML
LEVOFLOXACINO HEMIIDRATADO
TAVOK 25351.888415/2016-16 04/2026
1990 SIMILAR - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3332977/21-0
1.9427.0049.001-7 24 Meses
750 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 3
1.9427.0049.002-5 24 Meses
750 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 5
1.9427.0049.003-3 24 Meses
750 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 7

ORGANON FARMACÊUTICA LTDA. 45987013000134
fosaprepitanto dimeglumina
EMEND INJETÁVEL 25351.004291/2012-41 11/2027
1446 MEDICAMENTO NOVO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3735697/21-6
1.0029.0184.001-9 24 Meses
150 MG PO LIOF SOL INFUS IV CT FA VD TRANS X 10 ML
1.0029.0184.002-7 24 Meses
150 MG PO LIOF SOL INFUS IV CT 10 FA VD TRANS X 10 ML
ERTAPENÉM SÓDICO
INVANZ 25351.016392/01-24 10/2026
1446 MEDICAMENTO NOVO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3735725/21-5
1.0029.0034.001-2 24 Meses
1 G PO LIOF SOL INJ IM/IV CT FA VD TRANS
DAPTOMICINA
CUBICIN 25351.016687/2017-01 08/2028
1446 MEDICAMENTO NOVO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3749509/21-7
1.0029.0197.001-1 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT FR AMP VD TRANS
1.0029.0197.002-8 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT 4 FR AMP VD TRANS
1.0029.0197.003-6 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT 5 FR AMP VD TRANS
1.0029.0197.004-4 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT 7 FR AMP VD TRANS
1.0029.0197.005-2 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT 10 FR AMP VD TRANS
1.0029.0197.006-0 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT 14 FR AMP VD TRANS
ACETATO DE CASPOFUNGINA
CANCIDAS 25351.024646/00-15 05/2026
1446 MEDICAMENTO NOVO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3735682/21-8
1.0029.0033.001-7 24 Meses
50 MG PO LIOF SOL INFUS IV CT FA VD TRANS
1.0029.0033.002-5 24 Meses
70 MG PO LIOF SOL INFUS IV CT FA VD TRANS
raltegravir potássico
ISENTRESS 25351.266679/2007-23 01/2028
1446 MEDICAMENTO NOVO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3576879/21-7
1.0029.0173.001-9 24 Meses
400 MG COM REV CT FR PLAS PEAD OPC X 60
1.0029.0173.002-7 24 Meses
25 MG COM MAST CT FR PLAS PEAD OPC X 60
1.0029.0173.003-5 24 Meses
100 MG COM MAST CT FR PLAS PEAD OPC X 60
LETERMOVIR
PRIVYMTRA 25351.545461/2019-76 02/2031
1446 MEDICAMENTO NOVO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3735748/21-4
1.0029.0204.001-6 24 Meses
240 MG COM REV CT BL AL AL X 28
1.0029.0204.002-4 24 Meses
480 MG COM REV CT BL AL AL X 28
fosfato de tedizolida
Sivextro 25351.646898/2018-45 12/2027
1446 MEDICAMENTO NOVO - CANCELAMENTO DE REGISTRO DO MEDICAMENTO POR TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE 3749568/21-2
1.0029.0202.001-5 36 Meses
200 MG PO LIOF SOL INJ IV CT FA VD TRANS
1.0029.0202.002-3 36 Meses
200 MG PO LIOF SOL INJ IV CT 6 FA VD TRANS

RESOLUÇÃO-RE Nº 342, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Medicamentos e Produtos Biológicos, no uso das atribuições que lhe confere o art. 100, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Deferir petições relacionadas à Gerência-Geral de Medicamentos, conforme anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor 90 (noventa) dias a partir da data de sua publicação.

GUSTAVO MENDES LIMA SANTOS

ANEXO

NOME DA EMPRESA CNPJ
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)
NOME DO MEDICAMENTO NUMERO DO PROCESSO VENCIMENTO DO REGISTRO
ASSUNTO DA PETIÇÃO EXPEDIENTE
NUMERO DE REGISTRO VALIDADE
APRESENTAÇÃO DO PRODUTO
PRINCIPIO(S) ATIVO(S)

EUROFARMA LABORATÓRIOS S.A. 61190096000192
NITAZOXANIDA
MÍNTI 25351.160331/2021-81 11/2025
1999 SIMILAR - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3348064/21-8
1.0043.1414.001-6 24 Meses
20 MG/ML PÓ SUS OR CT FR VD AMB X 45 ML + SER DOS
1.0043.1414.002-4 24 Meses
20 MG/ML PÓ SUS OR CT FR VD AMB X 100 ML + SER DOS
FOSFATO SÓDICO DE PREDNISOLONA
PERCOIDE 25351.160573/2021-75 02/2030

1999 SIMILAR - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3348578/21-0
1.0043.1415.001-1 24 Meses
3 MG/ML SOL OR CT FR VD AMB X 30 ML + SER DOS
1.0043.1415.002-1 24 Meses
3 MG/ML SOL OR CT FR VD AMB X 60 ML + SER DOS
1.0043.1415.003-8 24 Meses
3 MG/ML SOL OR CT FR VD AMB X 120 ML + SER DOS
1.0043.1415.004-6 24 Meses
11 MG/ML SOL GOT OR CT FR GOT PLAS PE OPC X 10 ML
1.0043.1415.005-4 24 Meses
11 MG/ML SOL GOT OR CT FR GOT PLAS PE OPC X 20 ML
LEVOFLOXACINO HEMIIDRATADO
TAVOK 25351.160784/2021-16 04/2026
1999 SIMILAR - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3349173/21-9
1.0043.1417.001-2 24 Meses
750 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 3
1.0043.1417.002-0 24 Meses
750 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 5
1.0043.1417.003-9 24 Meses
750 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 7
LEVOFLOXACINO HEMIIDRATADO
TAVOK 25351.167351/2021-83 08/2025
1999 SIMILAR - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3360422/21-3
1.0043.1420.001-9 24 Meses
500 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 7
1.0043.1420.002-7 24 Meses
500 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 10
1.0043.1420.003-5 24 Meses
500 MG COM REV CT BL AL PLAS TRANS X 3

FARMOQUÍMICA S/A 33349473000158
ACETATO DE CLORMADINONA + ETINILESTRADIOL
Cherry 25351.781369/2021-92 03/2030
11203 SIMILAR - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (OPERAÇÃO COMERCIAL) 2806746/21-1
1.0390.0221.001-1 24 Meses
(2,00+0,03) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANSL X 21
1.0390.0221.002-1 24 Meses
(2,00+0,03) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANSL X 21 + 7 PLACEBOS
1.0390.0221.003-8 24 Meses
(2,00+0,03) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANSL X 63
1.0390.0221.004-6 24 Meses
(2,00+0,03) MG COM REV CT BL AL PLAS PVC/PVDC TRANSL X 63 + 21 PLACEBOS

MERCK SHARP & DOHME FARMACEUTICA LTDA. 03560974000118
raltegravir potássico
ISENTRESS 25351.303344/2021-51 01/2028
1438 MEDICAMENTO NOVO - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3633747/21-1
1.0171.0222.001-8 24 Meses
400 MG COM REV CT FR PLAS PEAD OPC X 60
1.0171.0222.002-6 24 Meses
25 MG COM MAST CT FR PLAS PEAD OPC X 60
1.0171.0222.003-4 24 Meses
100 MG COM MAST CT FR PLAS PEAD OPC X 60
LETERMOVIR
PRIVYMTRA 25351.373734/2021-99 02/2031
1438 MEDICAMENTO NOVO - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3763555/21-7
1.0171.0223.001-3 24 Meses
240 MG COM REV CT BL AL AL X 28
1.0171.0223.002-1 24 Meses
480 MG COM REV CT BL AL AL X 28
ERTAPENÉM SÓDICO
INVANZ 25351.373936/2021-31 10/2026
1438 MEDICAMENTO NOVO - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3764354/21-1
1.0171.0224.001-9 24 Meses
1 G PO LIOF SOL INJ IM/IV CT FA VD TRANS
fosaprepitanto dimeglumina
EMEND INJETÁVEL 25351.373942/2021-98 11/2027
1438 MEDICAMENTO NOVO - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3764387/21-8
1.0171.0225.001-4 24 Meses
150 MG PO LIOF SOL INFUS IV CT FA VD TRANS X 10 ML
1.0171.0225.002-2 24 Meses
150 MG PO LIOF SOL INFUS IV CT 10 FA VD TRANS X 10 ML
ACETATO DE CASPOFUNGINA
CANCIDAS 25351.373946/2021-76 05/2026
1438 MEDICAMENTO NOVO - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3764391/21-6
1.0171.0226.001-1 24 Meses
50 MG PO LIOF SOL INFUS IV CT FA VD TRANS
1.0171.0226.002-8 24 Meses
70 MG PO LIOF SOL INFUS IV CT FA VD TRANS
fosfato de tedizolida
Sivextro 25351.378077/2021-76 12/2027
1438 MEDICAMENTO NOVO - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3776135/21-8
1.0171.0227.001-5 36 Meses
200 MG PO LIOF SOL INJ IV CT FA VD TRANS
1.0171.0227.002-3 36 Meses
200 MG PO LIOF SOL INJ IV CT 6 FA VD TRANS
DAPTOMICINA
CUBICIN 25351.378468/2021-91 08/2028
1438 MEDICAMENTO NOVO - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3776693/21-7
1.0171.0228.001-0 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT FR AMP VD TRANS
1.0171.0228.002-9 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT 4 FR AMP VD TRANS
1.0171.0228.003-7 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT 5 FR AMP VD TRANS
1.0171.0228.004-5 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT 7 FR AMP VD TRANS
1.0171.0228.005-3 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT 10 FR AMP VD TRANS
1.0171.0228.006-1 24 Meses
500 MG PÓ LIOF INJ CT 14 FR AMP VD TRANS

ORGANON FARMACÊUTICA LTDA. 45987013000134
ESTRADIOL
SANDRENA 25351.373722/2021-64 04/2028
1438 MEDICAMENTO NOVO - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3763498/21-4
1.0029.0216.001-1 36 Meses
0,1 PCC GEL CT 28 SACH X 1,0 G
1.0029.0216.002-1 36 Meses
0,1 PCC GEL CT 28 SACH X 0,5 G
NASONEX® 25351.373727/2021-97 09/2027
1438 MEDICAMENTO NOVO - SOLICITAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE TITULARIDADE DE REGISTRO (CISÃO DE EMPRESA) 3763501/21-8
1.0029.0217.001-7 24 Meses
0,5 MG/G SUS SPR NAS CT FR SPR PLAS PEAD OPC X 120 ACIONAMENTOS
FUROATO DE MOMETASONA MONOIDRATADO
1.0029.0217.002-5 24 Meses
0,5 MG/G SUS SPR NAS CT FR SPR PLAS PEAD OPC X 60 ACIONAMENTOS
FUROATO DE MOMETASONA

RETIFICAÇÃO

Na Resolução - RE nº. 3.133, de 13 de agosto de 2021, publicada no Diário Oficial da União nº. 154, de 16 de agosto de 2021, Seção 1, Pág. 56, referente ao processo 2616089/20-7.

Onde se lê:

ACCORD FARMACÊUTICA LTDA 64171697000146
Olmesartana medoxomila 25351.068364/2019-56 08/2031
155 GENERICO - REGISTRO DE MEDICAMENTO 0104298/19-0
1.5537.0100.001-3 24 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 10
1.5537.0100.002-1 24 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 20
1.5537.0100.003-1 24 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 30
1.5537.0100.004-8 24 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 40
1.5537.0100.005-6 24 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 60
1.5537.0100.006-4 24 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 90
1.5537.0100.007-2 24 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 10
1.5537.0100.008-0 24 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 20
1.5537.0100.009-9 24 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 30
1.5537.0100.010-2 24 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 40
1.5537.0100.011-0 24 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 60
1.5537.0100.012-9 24 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 90

Leia-se:

ACCORD FARMACÊUTICA LTDA 64171697000146
Olmesartana medoxomila 25351.068364/2019-56 08/2031
155 GENERICO - REGISTRO DE MEDICAMENTO 0104298/19-0
1.5537.0100.001-3 36 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 10
1.5537.0100.002-1 36 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 20
1.5537.0100.003-1 36 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 30
1.5537.0100.004-8 36 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 40
1.5537.0100.005-6 36 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 60
1.5537.0100.006-4 36 Meses
20 MG COM REV CT BL AL AL X 90
1.5537.0100.007-2 36 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 10
1.5537.0100.008-0 36 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 20
1.5537.0100.009-9 36 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 30
1.5537.0100.010-2 36 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 40
1.5537.0100.011-0 36 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 60
1.5537.0100.012-9 36 Meses
40 MG COM REV CT BL AL AL X 90

RETIFICAÇÃO

Na Resolução - RE nº. 3.320, de 17 de agosto de 2021, publicada no Diário Oficial da União nº. 164, de 30 de agosto de 2021, Seção 1, Pág. 164, referente ao processo 25351.068837/2021-30.

Onde se lê:

SUPERA FARMA LABORATÓRIOS S.A. 43312503000105
CLORIDRATO DE TIAMINA + CLORIDRATO DE PIRIDOXINA + CIANOCOBALAMINA + FOSFATO DISSÓDICO DE DEXAMETASONA
RENOVI B PLUS 25351.068837/2021-30 08/2031
10490 SIMILAR - REGISTRO DE PRODUTO - CLONE 0649222/21-3 (155 GENERICO - REGISTRO DE MEDICAMENTO - 0203409/20-3 - 25351.042463/2020-41)
1.0372.0306.001-0 18 Meses
(100 + 100) MG/ML SOL INJ IM CT AMP VD AMB X 1 ML + (5 + 4,37) MG SOL INJ IM CT AMP VD AMB X 2 ML
1.0372.0306.002-9 18 Meses
(100 + 100) MG/ML SOL INJ IM CT 3 AMP VD AMB X 1 ML + (5 + 4,37) MG SOL INJ IM CT 3 AMP VD AMB X 2 ML

Leia-se:

SUPERA FARMA LABORATÓRIOS S.A. 43312503000105
CLORIDRATO DE TIAMINA + CLORIDRATO DE PIRIDOXINA + CIANOCOBALAMINA + FOSFATO DISSÓDICO DE DEXAMETASONA
RENOVI B PLUS 25351.068837/2021-30 08/2031
10490 SIMILAR - REGISTRO DE PRODUTO - CLONE 0649222/21-3 (155 GENERICO - REGISTRO DE MEDICAMENTO - 0203409/20-3 - 25351.042463/2020-41)
1.0372.0306.001-0 18 Meses
(100,0 + 100,0) MG/ML SOL INJ IM CT AMP VD AMB X 1 ML + (5,0 + 4,37) MG SOL INJ IM AMP VD AMB X 2 ML
1.0372.0306.002-9 18 Meses
(100,0 + 100,0) MG/ML SOL INJ IM CT 3 AMP VD AMB X 1 ML + (5,0 + 4,37) MG SOL INJ IM 3 AMP VD AMB X 2 ML

RETIFICAÇÃO

Na Resolução - RE nº. 3.401, de 2 de setembro de 2021, publicada no Diário Oficial da União nº. 169, de 6 de setembro de 2021, Seção 1, Pág. 75, referente ao processo 25351.191156/ 2019-50.

Onde se lê:

LABORATÓRIO FARMACÊUTICO ELOFAR LTDA 83874628000143

AMOXICILINA TRI-hIDRATADA + CLAVULANATO DE POTÁSSIO
ACLAF 25351.191156/2019-50 07/2029
10507 SIMILAR - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1751441/20-0
10507 SIMILAR - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1751445/20-2
1.0385.0115.001-6 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 4
1.0385.0115.002-4 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 6
1.0385.0115.003-2 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 12
1.0385.0115.004-0 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 14
1.0385.0115.005-9 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 20
Leia-se:
LABORATÓRIO FARMACÊUTICO ELOFAR LTDA 83874628000143
AMOXICILINA TRI-HIDRATADA + CLAVULANATO DE POTÁSSIO
ACLAF 25351.191156/2019-50 07/2029
10507 SIMILAR - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1751441/20-0 (11061 - RDC 73/2016 - GENÉRICO - Inclusão de novo tipo de embalagem primária do medicamento 1507027/20-1 -25351.086820/2007-14)
10507 SIMILAR - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1751445/20-2 (11082 - RDC 73/2016 - GENÉRICO - Mudança maior de embalagem secundária ou envoltório intermediário do medicamento - 1507203/20-7 - 25351.086820/2007-14)
1.0385.0115.006-7 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 4
1.0385.0115.007-5 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 6
1.0385.0115.008-3 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 12
1.0385.0115.009-1 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 14
1.0385.0115.010-5 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 20

RETIFICAÇÃO

Na Resolução - RE nº. 3.401, de 2 de setembro de 2021, publicada no Diário Oficial da União nº. 169, de 06 de setembro de 2021, Seção 1, Pág. 75, referente ao processo 25351.575199/2017-22.
Onde se lê:
CELLERA FARMACÊUTICA S.A. 33173097000274
AMOXICILINA TRI-hIDRATADA + CLAVULANATO DE POTÁSSIO
Amoxicilina + clavulanato de Potássio 25351.575199/2017-22 02/2028
10506 GENÉRICO - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1813188/20-3
10506 GENÉRICO - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1813190/20-5
1.0440.0203.001-1 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 4
1.0440.0203.002-8 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 6
1.0440.0203.003-6 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 12
1.0440.0203.004-4 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 14
1.0440.0203.005-2 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 20
Leia-se:
CELLERA FARMACÊUTICA S.A. 33173097000274
AMOXICILINA TRI-hIDRATADA + CLAVULANATO DE POTÁSSIO
Amoxicilina + clavulanato de Potássio 2 5351.575199/2017-22 02/2028
10506 GENÉRICO - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1813188/20-3 (11082 - RDC 73/2016 - GENÉRICO - Mudança maior de embalagem secundária ou envoltório intermediário do medicamento - 1507203/20-7 - 25351.086820/2007-14)
10506 GENÉRICO - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1813190/20-5 (11061 - RDC 73/2016 - GENÉRICO - Inclusão de novo tipo de embalagem primária do medicamento 1507027/20-1 -25351.086820/2007-14)
1.0440.0203.006-0 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 4
1.0440.0203.007-9 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 6
1.0440.0203.008-7 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 12
1.0440.0203.009-5 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 14
1.0440.0203.010--9 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 20

RETIFICAÇÃO

Na Resolução - RE nº. 3.401, de 2 de setembro de 2021, publicada no Diário Oficial da União nº. 169, de 6 de setembro de 2021, Seção 1 pág. 75, referente ao processo 25351.312176/2017-17.
Onde se lê:
LABORATÓRIO TEUTO BRASILEIRO S/A 17.159.229/0001-76
AMOXICILINA TRI-hIDRATADA + CLAVULANATO DE POTÁSSIO
amoxicilina + clavulanato de potássio 25351.312176/2017-17 07/2027
10506 GENÉRICO - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1781606/20-8
10506 GENÉRICO - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1781608/20-4
1.0370.0706.001-1 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 4
1.0370.0706.002-1 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 6
1.0370.0706.003-8 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 12
1.0370.0706.004-6 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 14
1.0370.0706.005-4 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT FR VD AMB X 20
Leia-se:
LABORATÓRIO TEUTO BRASILEIRO S/A 17.159.229/0001-76
AMOXICILINA TRI-hIDRATADA + CLAVULANATO DE POTÁSSIO
amoxicilina + clavulanato de potássio 25351.312176/2017-17 07/2027
10506 GENÉRICO - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1781606/20-8 (11061 - RDC 73/2016 - GENÉRICO - Inclusão de novo tipo de embalagem primária do medicamento 1507027/20-1 - 25351.086820/2007-14)
10506 GENÉRICO - MODIFICAÇÃO PÓS-REGISTRO - CLONE 1781608/20-4 ((11082 - RDC 73/2016 - GENÉRICO - Mudança maior de embalagem secundária ou envoltório intermediário do medicamento - 1507203/20-7 - 25351.086820/2007-14)
1.0370.0706.006-2 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 4
1.0370.0706.007-0 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 6
1.0370.0706.008-9 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 12
1.0370.0706.009-7 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 14
1.0370.0706.010-0 24 Meses
875 MG + 125 MG COM REV CT ENVOL BL AL PLAS PVC/PVDC TRANS X 20

RETIFICAÇÃO

Na Resolução - RE nº. 4.789, de 23 de dezembro de 2021, publicada no Diário Oficial da União nº 243, de 27 de dezembro de 2021, Seção 1, Pág. 160, referente ao processo 25351.730170/2020-15.
Onde se lê:
GLAXOSMITHKLINE BRASIL LTDA 33247743000110
FOSTENSAVIR TROMETAMOL
RUKOBIA 25351.730170/2020-15 12/2026
11306 MEDICAMENTO NOVO - REGISTRO DE MEDICAMENTO NOVO 4564940/20-5 1.0107.0354.001-1 36 Meses
600 MG COM REV LIB PROL CT FR PLAS PEAD OPC X 60
Leia-se:
GLAXOSMITHKLINE BRASIL LTDA 33247743000110
FOSTENSAVIR TROMETAMOL
RUKOBIA 25351.730170/2020-15 12/2031
11306 MEDICAMENTO NOVO - REGISTRO DE MEDICAMENTO NOVO 4564940/20-5 1.0107.0354.001-1 36 Meses
600 MG COM REV LIB PROL CT FR PLAS PEAD OPC X 60

3ª DIRETORIA

GERÊNCIA-GERAL DE REGISTRO E FISCALIZAÇÃO DE PRODUTOS FUMÍGENOS DERIVADOS OU NÃO DO TABACO

RESOLUÇÃO-RE Nº 371, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Registro e Fiscalização de Produtos Fumígenos Derivados ou Não do Tabaco, no uso das atribuições que lhe confere o art. 127, aliado ao disposto no art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e tendo em vista o disposto na Resolução de Diretoria Colegiada nº 559, de 30 de agosto de 2021, resolve:
Art. 1º Deferir as petições relativas a produtos fumígenos derivados do tabaco, conforme anexo.
Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LUIZ BERNARDO MARQUES VIAMONTE

ANEXO

YANNKEE-FABRICAÇÃO E COMÉRCIO DE CIGARROS DE PALHA-EIRELLI
CNPJ: 29.509.390/0001-01
Marca: YANKING (cigarro de palha) - embalagem primária caixa para 20 unidades
Processo: 25351.731767/2019-43
Expediente: 2451012/21-2
Assunto: 6003 - Renovação de Registro de Produto Fumígeno - Dados Cadastrais

RESOLUÇÃO-RE Nº 372, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Registro e Fiscalização de Produtos Fumígenos Derivados ou Não do Tabaco, no uso das atribuições que lhe confere o art. 127, aliado ao disposto no art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e tendo em vista o disposto na Resolução de Diretoria Colegiada nº 559, de 30 de agosto de 2021, resolve:
Art. 1º Indeferir as petições relativas a produtos fumígenos derivados do tabaco, conforme anexo.
Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LUIZ BERNARDO MARQUES VIAMONTE

ANEXO

BFT COMÉRCIO DE FUMOS LTDA
CNPJ: 19.955.895/0001-46
Marca: ZIGGY FRESH (fumo para narguilé)
Processo: 25351.520492/2021-39
Expediente: 2000556/21-3
Assunto: 6001 - Registro de Produto Fumígeno - Dados Cadastrais

RESOLUÇÃO-RE Nº 373, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Registro e Fiscalização de Produtos Fumígenos Derivados ou Não do Tabaco, no uso das atribuições que lhe confere o art. 127, aliado ao disposto no art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e tendo em vista o disposto na Resolução de Diretoria Colegiada nº 559, de 30 de agosto de 2021, resolve:
Art. 1º Deferir as petições relativas a produtos fumígenos derivados do tabaco, conforme anexo, em cumprimento ao Mandado de Segurança nº 0054565-79.2010.4.01.3400, emitido pelo TRF1; à Decisão concedida pela 3ª VF/BA, no processo nº 0046408-58.2012.4.01.3300; e à Decisão concedida pela 12ª Vara Federal do TRF1 no processo n° 008570-42.2016.4.01.3300.
Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LUIZ BERNARDO MARQUES VIAMONTE

ANEXO

BMCS COMERCIO IMPORTACAO E EXPORTACAO EIRELI - ME
CNPJ: 24.259.866/0001-80
Marca: FRATELLO CIGARS CLÁSSICO ROBUSTO (charuto -(140 x 64(mm)) - embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO SHORT ROBUSTO (charuto -(127 x 57)mm)) - embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO CORONA (charuto -(152 x 57)mm))- embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO TORO (charuto -(152 x 70)mm))- embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO BOXER (charuto -(178 x 62)mm)) - embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO SHORTY (charuto -(101 x 77)mm)) - embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO CORONA GORDA (charuto -(152 x 70)mm)) - embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO TORO GRANDE (charuto -(178 x 62)mm)) - embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO CIGARS I (charuto -(155 x 53)mm)) - embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO II (charuto -(152 x 62)mm)) - embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO III (charuto -(127 x 70)mm)) - embalagem primária box para 20 unidades
FRATELLO CIGARS CLÁSSICO IV (charuto -(165 x 67)mm)) - embalagem primária box para 20 unidades
Processo: 25351.114765/2020-29
Expediente: 2160100/21-3
Assunto: 6003 - Renovação de Registro de Produto Fumígeno - Dados Cadastrais
REALITY CIGARS COMÉRCIO IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO LTDA. - EPP
CNPJ: 07.756.070/0001-13

Marca: DIAMOND CROWN MAXIMUS CHURCHILL N°2 (charuto -(178 x 62)mm)) - embalagem primária caixa para 20 unidades
DIAMOND CROWN MAXIMUS DOUBLE BELICOSO N°10 (charuto -(171 x 67)mm - embalagem primária caixa para 20 unidades
DIAMOND CROWN MAXIMUS DOUBLE CORONA N°1 (charuto -(203 x 62)mm)) - embalagem primária caixa para 20 unidades
DIAMOND CROWN MAXIMUS DOUBLE ROBUSTO N°6 (charuto -(127 x 69)mm)) - embalagem primária caixa para 20 unidades
DIAMOND CROWN MAXIMUS PYRAMID N°3 (charuto -(162 x 62)mm)) - embalagem primária caixa para 20 unidades
DIAMOND CROWN MAXIMUS TORO N°4 (charuto -(152 x 62)mm)) - embalagem primária caixa para 20 unidades
Processo: 25351.689026/2021-77
Expediente: 2517629/21-3
Assunto: 6001 - Registro de Produto Fumígeno - Dados Cadastrais

RESOLUÇÃO-RE Nº 374, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Registro e Fiscalização de Produtos Fumígenos Derivados ou Não do Tabaco, no uso das atribuições que lhe confere o art. 127, aliado ao disposto no art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e tendo em vista o disposto na Resolução de Diretoria Colegiada nº 559, de 30 de agosto de 2021, resolve:

Art. 1º Cancelar o registro de produto fumígeno derivado do tabaco, conforme anexo, por indeferimento da petição de renovação de registro de produto fumígeno derivado do tabaco.

Art. 2º A empresa terá o prazo de 30 (trinta) dias para recolhimento do produto em todos os pontos de venda do território brasileiro.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LUIZ BERNARDO MARQUES VIAMONTE

ANEXO

ORION DISTRIBUIDORA E TABACOS LTDA - EPP
CNPJ: 18.647.905/0001-13
Marca: PARVATHI (fumo desfiado)
Processo: 25351.283971/2015-52
Expediente: 3478466/21-7
Assunto: 6003 - Renovação de Registro de Produto Fumígeno - Dados Cadastrais

RESOLUÇÃO-RE Nº 375, DE 4 E FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Registro e Fiscalização de Produtos Fumígenos Derivados ou Não do Tabaco, no uso das atribuições que lhe confere o art. 127, aliado ao disposto no art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e tendo em vista o disposto na Resolução de Diretoria Colegiada nº 559, de 30 de agosto de 2021, resolve:

Art. 1º Deferir as petições relativas a produtos fumígenos derivados do tabaco, conforme anexo, em cumprimento ao Mandado de Segurança nº 0054565-79.2010.4.01.3400, emitido pelo TRF1; e à Decisão concedida pela 3ª VF/BA, no processo nº 0046408-58.2012.4.01.3300.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LUIZ BERNARDO MARQUES VIAMONTE

ANEXO

RC PREMIUM COMERCIO IMPORTADORA E EXPORTADORA EIRELLI - EPP
CNPJ: 17.121.200/0001-03
Marca: FLOR DE OLIVA PREMIUM ROBUSTO (charuto -(127 x 62,33)mm)) - embalagem primária caixa para 25 unidades
FLOR DE OLIVA PREMIUM TORO (charuto -(152,4 x 62,24)mm)) - embalagem primária caixa para 25 unidades
FLOR DE OLIVA PREMIUM TORPEDO (charuto -(165,1 x 64,62)mm)) - embalagem primária caixa para 25 unidades
FLOR DE OLIVA PREMIUM CHURCHILL (charuto -(177,8 x 62,20)mm)) - embalagem primária caixa para 25 unidades
Processo: 25351.631492/2020-82
Expediente: 2451008/21-4
Assunto: 6003 - Renovação de Registro de Produto Fumígeno - Dados Cadastrais

RESOLUÇÃO-RE Nº 376, DE 4 E FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Registro e Fiscalização de Produtos Fumígenos Derivados ou Não do Tabaco, no uso das atribuições que lhe confere o art. 127, aliado ao disposto no art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e tendo em vista o disposto na Resolução de Diretoria Colegiada nº 559, de 30 de agosto de 2021, resolve:

Art. 1º Deferir as petições relativas a produtos fumígenos derivados do tabaco, conforme anexo, em cumprimento à Decisão Liminar concedida pelo 3ª VF/SJ/BA, no processo 46408-58.2012.4.01.3300.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LUIZ BERNARDO MARQUES VIAMONTE

ANEXO

JTI PROCESSADORA DE TABACO DO BRASIL LTDA.
CNPJ: 03.334.170/0001-09
Marca: WINSTON SLCT GREEN & BLUE (cigarro com filtro) - embalagem primária box
Processo: 25351.980547/2021-66
Expediente: 4861300/21-2
Assunto: 6001 - Registro de Produto Fumígeno - Dados Cadastrais

RETIFICAÇÃO

Na Resolução-RE n° 273, de 28 de janeiro de 2022, publicada no Diário Oficial da União n° 21, de 31 de janeiro de 2022, seção 1, pág. 253,

Onde se lê:

"PHILIP MORRIS BRASIL INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.
CNPJ: 04.041.933/0001-88
Marca: CHESTERFIELD ORIGINAL LABEL KS (cigarro com filtro) - embalagens primárias maço e box e embalagem secundária pacote para 4 embalagens primárias box
Processo: 25351.157035/2019-89
Expediente: 2117621/21-3
Assunto: 6003 - Renovação de Registro de Produto Fumígeno - Dados Cadastrais"

Leia-se:

"PHILIP MORRIS BRASIL INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.
CNPJ: 04.041.933/0001-88
Marca: CHESTERFIELD SILVER KS (cigarro com filtro) - embalagens primárias maço e box e embalagem secundária pacote para 4 embalagens primárias box
Processo: 25351.157035/2019-89
Expediente: 2117621/21-3
Assunto: 6003 - Renovação de Registro de Produto Fumígeno - Dados Cadastrais"

GERÊNCIA-GERAL DE TECNOLOGIA DE PRODUTOS PARA SAÚDE

RESOLUÇÃO-RE Nº 362, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Tecnologia de Produtos para Saúde, no uso das atribuições que lhe confere o art. 121, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1° Deferir as petições relacionadas à Gerência-Geral de Tecnologia de Produtos para a Saúde, conforme anexo.

Art. 2° O carregamento de instruções de uso no repositório documental de dispositivos médicos, disponível no portal da Anvisa, é obrigatório e deve ser executado pela empresa responsável pela regularização do produto, a qual consente que seu conteúdo guarda concordância com a legislação vigente e consistência com o produto regularizado, de acordo com o §4º do art. 3º da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 431, de 13 de outubro de 2020.

Parágrafo único. O carregamento citado no caput deverá ser realizado em até 30 (trinta) dias após a conclusão favorável da petição que implique mudança nas instruções de uso, de acordo com §6º do art. 3º da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 431, de 13 de outubro de 2020.

Art. 3° Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LEANDRO RODRIGUES PEREIRA

ANEXO

NOME DA EMPRESA / CNPJ
NOME COMERCIAL
NUMERO DO PROCESSO / REGISTRO
PETIÇÃO(ÕES) / EXPEDIENTE(S)

BIOMÉDICA EQUIPAMENTOS E SUPRIMENTOS HOSPITALARES LTDA / 01.299.509/0001-40
Teste ONE STEP SARS-CoV-2 + Flu A + Flu B + RSV
25351.033834/2022-66 / 10355870427
8433 - IVD - Registro de produto / 0260338221
Kit de Detecção por PCR em Tempo VIASURE Flu A, Flu B & SARS-CoV-2
25351.292931/2021-16 / 10355870426
8433 - IVD - Registro de produto / 3618512214

BIO-RAD LABORATÓRIOS BRASIL LTDA / 03.188.198/0001-77
Família Coronavirus Ag Rapid Test
25351.806760/2021-15 / 80020690420
8017 - IVD - Registro de produtos importados em família / 2870595215

BIOSYS LTDA / 02.220.795/0001-79
ichroma COVID-19/Flu Ag Combo
25351.019265/2022-46 / 10350840416
8433 - IVD - Registro de produto / 0154803224
AFIAS COVID-19/Flu Ag Combo
25351.019263/2022-57 / 10350840415
8433 - IVD - Registro de produto / 0154797226

CEPALAB LABORATÓRIOS LTDA / 02.248.312/0001-44
Troponina I
25351.885550/2021-77 / 80258020129
8433 - IVD - Registro de produto / 4726664213

CHEMBIO DIAGNOSTICS BRAZIL LTDA. / 09.449.181/0001-02
DPP® Respiratory Antigen Panel
25351.045765/2021-52 / 80535240063
8433 - IVD - Registro de produto / 4978216219

CRISTÁLIA PRODUTOS QUÍMICOS FARMACÊUTICOS LTDA. / 44.734.671/0001-51
LUNERA (carmelose sodica 0,5% + glicerol 0,9%) solução oftálmica
25351.300046/2021-18 / 80021290015
8028 - MATERIAL - Registro de Material de Uso Médico / 1341486211

DIAGNÓSTICA INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA - ME / 11.462.456/0001-90
COVID-19/FLU A/B RAPID TEST
25351.026545/2022-19 / 80638720208
8433 - IVD - Registro de produto / 0216023224
COVID-19/INFLUENZA A/B RAPID TEST
25351.016931/2022-94 / 80638720207
8433 - IVD - Registro de produto / 0142620226

ENDOTEC PRODUTOS MÉDICOS LTDA / 09.586.279/0001-01
CATETER-GUIA COM BALÃO BOBBY
25351.722284/2021-72 / 80583400028
8029 - MATERIAL - Registro de Famílias de Material de Uso Médico / 2621783210

FASTTEST DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS PARA LABORATÓRIOS LTDA / 20.037.992/0001-39
COVID-19-CHECK-1 Antigen
25351.016929/2022-15 / 81086830043
8433 - IVD - Registro de produto / 0142616228

FUNDAÇÃO OSWALDO CRUZ / 33.781.055/0001-35
TR Triplo - Bio-Manguinhos
25351.030908/2022-11 / 80142170053
8433 - IVD - Registro de produto / 0243679225

GALDERMA BRASIL LTDA / 00.317.372/0001-46
Restylane Volyme
25351.041588/2021-35 / 80251760014
8028 - MATERIAL - Registro de Material de Uso Médico / 3111332210

H V COMERCIO IMPORTACAO E EXPORTACAO LTDA / 00.338.208/0001-15
Sistema de Terapia a Laser de Diodo
25351.021000/2022-16 / 10354340116
8052 - EQUIPAMENTO - Registro de Família de Equipamentos para Saúde, de Médio e Pequeno Porte / 0165585220

Jotec do Brasil importação e comercio de equipamentos hospitalares ltda / 21.996.505/0001-28
FlowLine Bipore Heparin - Parede padrão sem reforço
25351.383121/2021-60 / 81398250018
8029 - MATERIAL - Registro de Famílias de Material de Uso Médico / 1593162215
FlowLine Bipore Heparin - Parede fina com reforço
25351.383120/2021-15 / 81398250017
8029 - MATERIAL - Registro de Famílias de Material de Uso Médico / 1593159215
FlowLine Bipore Heparin - Parede padrão com reforço
25351.383119/2021-91 / 81398250016
8029 - MATERIAL - Registro de Famílias de Material de Uso Médico / 1593156211

MBIOLOG DIAGNÓSTICOS LTDA / 03.590.360/0001-89
IMUNOCROM MB SANGUE OCULTO
25351.043076/2021-11 / 80047580212
8433 - IVD - Registro de produto / 8524647216

NL COMÉRCIO EXTERIOR LTDA / 52.541.273/0001-47
Cellex qSARS-CoV-2 Antigen Rapid Test
25351.032225/2022-90 / 10230730156
8433 - IVD - Registro de produto / 0256314222

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

NUTRIEX IMPORTACAO E EXPORTACAO DE PRODUTOS NUTRICIONAIS E FARMOQUIMICOS LTDA / 06.172.459/0001-59
RENNOVA® LIFT PLUS LIDO
25351.763057/2021-05 / 80451960242
8029 - MATERIAL - Registro de Famílias de Material de Uso Médico / 4532560210

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

PERKINELMER DO BRASIL LTDA. / 00.351.210/0001-24
SuperFlex Anti-SARS-CoV-2 Ab Kit PN SARS-CoV-2-SMG-C
25351.614089/2021-70 / 10298910170
8433 - IVD - Registro de produto / 4231191218
SuperFlex Anti-SARS-CoV-2 IgG Kit PN SARS-CoV-2-SG-C
25351.614088/2021-25 / 10298910169
8433 - IVD - Registro de produto / 4231188218

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

QUANTUM - IMPORTACAO E DISTRIBUICAO DE PRODUTOS MEDICOS LTDA / 10.617.046/0001-08
ANCORA SUBKNOTLESS
25351.194594/2021-94 / 80638410094
80093 - MATERIAL - Registro de Família de Material Implantável em Ortopedia / 1020919211

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

ROBERTO SANTOS CAUDURO / 09.180.946/0001-51
âncora de sutura healfit
25351.110045/2021-75 / 80772560019
80093 - MATERIAL - Registro de Família de Material Implantável em Ortopedia / 0769210212

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

ROCHE DIAGNÓSTICA BRASIL LTDA / 30.280.358/0001-86
Família cobas® SARS-CoV-2 & Influenza A/B
25351.026541/2022-22 / 10287411594
8017 - IVD - Registro de produtos importados em família / 0216009229

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

SCITECH PRODUTOS MEDICOS SA / 01.437.707/0001-22
EMBOSOFT PLUS®
25351.684455/2021-58 / 10413960232
8029 - MATERIAL - Registro de Famílias de Material de Uso Médico / 2503564219

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

WSMED TECNOLOGIAS MEDICAS LTDA / 30.767.266/0001-25
Gerador Eletrocirúrgico Wise Surgeon®
25351.208023/2021-44 / 81807370001
8052 - EQUIPAMENTO - Registro de Família de Equipamentos para Saúde, de Médio e Pequeno Porte / 5054394216

RESOLUÇÃO-RE Nº 363, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Tecnologia de Produtos para Saúde, no uso das atribuições que lhe confere o art. 121, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1° Deferir as petições relacionadas à Gerência-Geral de Tecnologia de Produtos para a Saúde, conforme anexo.

Art. 2° O carregamento de instruções de uso no repositório documental de dispositivos médicos, disponível no portal da Anvisa, é obrigatório e deve ser executado pela empresa responsável pela regularização do produto, a qual consente que seu conteúdo guarda concordância com a legislação vigente e consistência com o produto regularizado, de acordo com o §4º do art. 3º da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 431, de 13 de outubro de 2020.

Parágrafo único. O carregamento citado no caput deverá ser realizado em até 30 (trinta) dias após a conclusão favorável da petição que implique mudança nas instruções de uso, de acordo com §6º do art. 3º da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 431, de 13 de outubro de 2020.

Art. 3° Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LEANDRO RODRIGUES PEREIRA

ANEXO

NOME DA EMPRESA / CNPJ
NOME COMERCIAL
NUMERO DO PROCESSO / REGISTRO
PETIÇÃO(ÕES) / EXPEDIENTE(S)

_____

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

A G INDUSTRIA E COMERCIO DE MATERIAIS HOSPITALAR EIRELI / 11.601.913/0001-80
MÁSCARA RESPIRATÓRIA AG COMPANI
25351.779306/2021-76 / 81366020008
8037 - MATERIAL - Cancelamento de registro ou notificação - ANVISA / 0405633227

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

ABBOTT LABORATÓRIOS DO BRASIL LTDA / 56.998.701/0001-16
FREESTYLE LIBRE SISTEMA FLASH DE MONITORAMENTO DE GLICOSE - Kit Sensor
25351.596589/2016-07 / 80146502021
8411 - IVD - Alteração ou inclusão do local de fabricação do produto registrado - unidade fabril (classes III ou IV) / 0416592206

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

ALLIAGE S/A INDÚSTRIAS MÉDICO ODONTOLÓGICA / 55.979.736/0001-45
Tomógrafo Odontológico AXR
25351.745583/2019-61 / 10101130088
80221 - EQUIPAMENTO - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração/inclusão de partes e acessórios / 0094882229

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

BARD BRASIL INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PRODUTOS PARA A SAÚDE LTDA. / 10.818.693/0001-88
ENXERTO VASCULAR DE PTFE IMPRA CARBOFLO
25351.425852/2015-53 / 80689090098
80235 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração de informações do dossiê técnico / 4249403216

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

BRAILE BIOMEDICA INDUSTRIA COMERCIO E REPRESENTACOES LTDA / 52.828.936/0001-09
ENDOPRÓTESE STENT-GRAFT DOMINUS
25351.276713/2009-94 / 10159030093
80237 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração/inclusão de apresentação comercial / 3858586213

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

DENTAL IMPLANT RESEARCH INSTITUTE LTDA ME / 22.045.126/0001-15
Componente de implante Odontológico em Titânio
25351.581739/2019-79 / 81492240003
80235 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração de informações do dossiê técnico / 0335506213

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

EDS IMPORTACAO E EXPORTACAO EIRELI / 32.416.606/0001-07
cADEIRA DE rODAS ELETRICA
25351.356566/2021-77 / 82018950001
8062 - EQUIPAMENTO - Cancelamento de registro ou notificação - ANVISA / 0240347221

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

EUROIMMUN BRASIL MEDICINA DIAGNOSTICA LTDA / 93.741.726/0001-66
EURORealTime SARS-CoV-2/Influenza A/B
25351.227212/2021-16 / 10338930259
80091 - IVD - Retificação - Correção pela EMPRESA / 0350988225

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

FUNDAÇÃO OSWALDO CRUZ / 33.781.055/0001-35
LUMINÔMETRO - Bio-Manguinhos
25351.764694/2021-91 / 80142170051
8013 - IVD - Cancelamento de registro ou notificação - ANVISA / 0409977220

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

HANDLE COMERCIO DE EQUIPAMENTOS MEDICOS S.A. / 54.756.242/0001-39
Kit Gradiente de Esperma Sydney IVF
25351.048264/2018-05 / 10330710111
80236 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração/inclusão de indicação de uso, modo de uso, contraindicações, eventos adversos, advertências ou precauções / 2015819210

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

MANDALA BRASIL IMPORTAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE PRODUTO MÉDICO HOSPITALAR LTDA / 09.117.476/0001-81
HOYA Gemetric Toric (XY1-GT and XY1-GPT) Lente Intraocular
25351.225661/2021-20 / 80686360341
80236 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração/inclusão de indicação de uso, modo de uso, contraindicações, eventos adversos, advertências ou precauções / 4356911211

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

MEDMAX COMÉRCIO DE EQUIPAMENTOS MÉDICOS E SIMILARES EIRELI ME / 07.760.277/0003-23
LISANTE MAX CEL 3 DIFF
25351.881219/2021-88 / 81313770020
8013 - IVD - Cancelamento de registro ou notificação - ANVISA / 0326583228

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

PHADIA DIAGNÓSTICOS LTDA / 04.930.429/0001-39
Família QMS Amikacin Immunoassay
25351.045760/2021-20 / 80254180402
8420 - IVD - Retificação - Correção pela ANVISA / 0143671226

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

PHILIPS MEDICAL SYSTEMS LTDA / 58.295.213/0001-78
MONITOR FETAL PRÉ-PARTO AVALON
25351.386300/2011-75 / 10216710210
80221 - EQUIPAMENTO - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração/inclusão de partes e acessórios / 0094884225

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

PORTUGUESA IMPORTACAO, EXPORTACAO E COMERCIO LTDA / 08.435.221/0001-02
ESTETOSCÓPIO ELETRÔNICO SMARTHO-D2
25351.328486/2021-21 / 81869080008
8062 - EQUIPAMENTO - Cancelamento de registro ou notificação - ANVISA / 0240168221

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

PROMEDON DO BRASIL PRODUTOS MEDICO HOSPITALARES LTDA / 00.028.682/0001-40
TESTICULAR PROSTHESIS N & S
25351.189959/2002-04 / 10306840046
80236 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração/inclusão de indicação de uso, modo de uso, contraindicações, eventos adversos, advertências ou precauções / 4340428216

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

SURE TRADING IMPORTAÇAO E EXPORTAÇAO LTDA / 38.000.403/0001-03
Teste Rápido COVID-19 Ag
25351.595742/2021-94 / 82221430007
8444 - IVD - Alteração de registro - Aprovação requerida - Informações do dossiê técnico de produtos: indicação de uso ou uso pretendido; instruções de uso (exceto interferentes e limitações); amostras biológicas; desempenho analítico (exceto interferentes e limitações); estabilidade; conservação e prazo de validade; desempenho clínico; processo de fabricação / 0179404223
Teste Rápido COVID-19 Ag
25351.595742/2021-94 / 82221430007
8420 - IVD - Retificação - Correção pela ANVISA / 0168804229

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

TECMEDIC COMÉRCIO DE PRODUTOS MÉDICOS LTDA / 05.638.301/0001-69
FIGULLA FLEX II UNI
25351.188515/2013-13 / 80202910071
80236 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração/inclusão de indicação de uso, modo de uso, contraindicações, eventos adversos, advertências ou precauções / 4454845211

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

VR MEDICAL IMPORTADORA E DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS MÉDICOS LTDA / 04.718.143/0001-94
Stent Coronário Chroma
25351.594334/2014-82 / 80102511360
80237 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração/inclusão de apresentação comercial / 2604845211
Stent Coronário Chroma
25351.594334/2014-82 / 80102511360
80239 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Composição química/matéria-prima / 2604928217
Stent Coronário Chroma
25351.594334/2014-82 / 80102511360
80240 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Prazo de validade do produto e/ou Condições de armazenamento ou transporte do produto / 2604940216

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

VUELO PHARMA LTDA - ME / 04.159.536/0001-05
MEMBRACEL
25351.002122/2008-47 / 80074780002
80235 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração de informações do dossiê técnico / 1760815215

RESOLUÇÃO-RE Nº 364, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Tecnologia de Produtos para Saúde, no uso das atribuições que lhe confere o art. 121, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1° Indeferir as petições relacionadas à Gerência-Geral de Tecnologia de Produtos para a Saúde, conforme anexo.

Art. 2° O motivo do indeferimento do processo/petição será disponibilizado por meio de ofício eletrônico, encaminhado para a caixa postal da empresa solicitante no sistema Solicita, que pode ser acessado por meio do link: https://solicita.anvisa.gov.br/.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LEANDRO RODRIGUES PEREIRA

ANEXO

NOME DA EMPRESA / CNPJ
NOME COMERCIAL
NUMERO DO PROCESSO / REGISTRO
PETIÇÃO(ÕES) / EXPEDIENTE(S)

ABBOTT LABORATÓRIOS DO BRASIL LTDA / 56.998.701/0001-16
Família Alinity m HIV-1
25351.281503/2019-35 / 80146502221
8444 - IVD - Alteração de registro - Aprovação requerida - Informações do dossiê técnico de produtos: indicação de uso ou uso pretendido; instruções de uso (exceto interferentes e limitações); amostras biológicas; desempenho analítico (exceto interferentes e limitações); estabilidade; conservação e prazo de validade; desempenho clínico; processo de fabricação / 3720736219

ANGEL CARE SOLUCOES E INOVACOES PARA MEDICINA LTDA / 08.800.570/0001-78
E.CROSS
25351.373525/2021-45 /
80097 - MATERIAL - Registro de Sistema de Material Implantável em Ortopedia / 3762598215

BIOIMPORTS COMERCIO IMPORTAÇÃO, EXPORTAÇÃO DE PRODUTOS MÉDICOS, MEDICAMENTOS LTDA - EPP / 10.729.586/0001-83
Família de Prótese Discal Cervical CP-ESP®
25351.373524/2021-09 /
80093 - MATERIAL - Registro de Família de Material Implantável em Ortopedia / 3762595211

BIOMÉDICA EQUIPAMENTOS E SUPRIMENTOS HOSPITALARES LTDA / 01.299.509/0001-40
Kit de Detecção por PCR em tempo real VIASURE Sorotipagem de Dengue
25351.049339/2020-15 /
8017 - IVD - Registro de produtos importados em família / 0230609203

BIOSINTESE HOSPITALAR LTDA / 01.086.229/0001-53
Inion Fixon Âncoras de Suturas Biocomposta
25351.138319/2021-91 /
80093 - MATERIAL - Registro de Família de Material Implantável em Ortopedia / 0854423219

CELER BIOTECNOLOGIA S/A / 04.846.613/0001-03
CELER WONDFO SARS-CoV-2 Ag AUTO TESTE
25351.031148/2022-51 /
8433 - IVD - Registro de produto / 0245320227

CHEMBIO DIAGNOSTICS BRAZIL LTDA. / 09.449.181/0001-02
DPP Dengue NS1 Ag System
25351.091026/2020-51 /
8433 - IVD - Registro de produto / 0416596209

CLAC IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO LTDA / 31.274.384/0001-64
BIOCREDIT CoviFlu Ag Duo
25351.036012/2022-37 /
8433 - IVD - Registro de produto / 0274427229

CMS PRODUTOS HOSPITALARES LTDA / 03.301.390/0001-28
HANAROSTENT - STENT BILIAR FLAP LASSO (CCC) BCT - APLICAÇÃO PERCUTÂNEA
25351.553761/2014-21 / 80065320240
80237 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Alteração/inclusão de apresentação comercial / 4356913217

CONMED DO BRASIL COMERCIO, IMPORTACAO E EXPORTACAO DE PRODUTOS MEDICOS HOSPITALARES LTDA / 23.351.545/0001-48
ÂNCORAS TENOLOK
25351.206714/2020-22 /
80093 - MATERIAL - Registro de Família de Material Implantável em Ortopedia / 0868786202

GENESTAR INOVAÇÕES E EQUIPAMENTOS MÉDICOS EIRELI / 35.489.323/0001-75
Kit de Detecção de PCR em Tempo Real SARS-CoV-2 / SARS-CoV Multiplex
25351.771155/2021-16 /
8433 - IVD - Registro de produto / 2773726218

GF MEDIKA IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO LTDA / 20.503.395/0001-52
Stents Periféricos Draco Flex Qmedics
25351.463495/2021-68 /
8029 - MATERIAL - Registro de Famílias de Material de Uso Médico / 1829280211
Stents Periféricos Draco Flex DH Qmedics
25351.463493/2021-79 /
8029 - MATERIAL - Registro de Famílias de Material de Uso Médico / 1829275215
Stents Periféricos Falcor Pull DH Qmedics
25351.418257/2021-06 /
8029 - MATERIAL - Registro de Famílias de Material de Uso Médico / 1696230213

KOVALENT DO BRASIL LTDA / 04.842.199/0001-56
SGTi-flex COVID-19 Ag
25351.046621/2020-32 / 80115310266
8444 - IVD - Alteração de registro - Aprovação requerida - Informações do dossiê técnico de produtos: indicação de uso ou uso pretendido; instruções de uso (exceto interferentes e limitações); amostras biológicas; desempenho analítico (exceto interferentes e limitações); estabilidade; conservação e prazo de validade; desempenho clínico; processo de fabricação / 0154805221

LANG ELETRO MEDICINA LTDA - EPP / 31.600.471/0001-64
Barreira Antiaderente Supro Gel
25351.779405/2021-58 /
8028 - MATERIAL - Registro de Material de Uso Médico / 4571992216

LOGIN TRADE COMERCIAL LTDA / 23.389.756/0001-70
TESTE RÁPIDO COVID ANTÍGENO
25351.042947/2022-52 /
8433 - IVD - Registro de produto / 0335421221
COVID-19 Influenza A+B Antigen Combo Rapid
25351.035893/2022-79 /
8433 - IVD - Registro de produto / 0273689226

LUMIRADX HEALTHCARE LTDA / 22.940.751/0001-20
LUMIRATEK COVID-19 Antígeno Autoteste
25351.038846/2022-87 /
8433 - IVD - Registro de produto / 0308867227

MEDLEVENSOHN COMÉRCIO E REPRESENTAÇÕES DE PRODUTOS HOSPITALARES LTDA / 05.343.029/0001-90
MedTeste Autoteste COVID-19 Ag (Teste Rápido)
25351.049884/2022-65 /
8433 - IVD - Registro de produto / 0395683221

OKAY TECHNOLOGY COMERCIO DO BRASIL LTDA / 17.178.243/0001-17
Autoteste qualitativo rápido do antígeno Innova SARS-CoV-2
25351.037832/2022-46 /
8433 - IVD - Registro de produto / 0306283220
Autoteste qualitativo rápido do antígeno Innova SARS-CoV-2 INNOVA SARS-CoV-2 Antigen Rapid Qualitative Test
25351.048770/2022-06 /
8433 - IVD - Registro de produto / 0391106223

QR CONSULTING, IMPORTACAO E DISTRIBUICAO DE PRODUTOS MEDICOS LTDA / 19.933.144/0001-29
Família Teste Rápido do Antígeno da Covid 19 (Swab nasasl)
25351.033830/2022-88 /
8017 - IVD - Registro de produtos importados em família / 0260322225
Teste Rápido de Antígeno COVID-19 (Fluido Oral)
25351.035971/2022-35 /
8017 - IVD - Registro de produtos importados em família / 0274204227
Teste Rápido em Cassete de HCV (Sangue total/Soro/Plasma)
25351.347263/2021-63 /
8017 - IVD - Registro de produtos importados em família / 3720725213
IMPLANTE ESCLERAL ESNOPER CLIP/ IMPLANTE ESCLERAL ESNOPER V2000
25351.764529/2021-39 /
8029 - MATERIAL - Registro de Famílias de Material de Uso Médico / 4533404218

SINTEGRA SURGICAL SCIENCIES LTDA / 06.373.225/0001-70
STABILITYFIX® ÂNCORA SEM NÓ
25351.956375/2020-29 /
80093 - MATERIAL - Registro de Família de Material Implantável em Ortopedia / 3134826202

STRYKER DO BRASIL LTDA / 02.966.317/0001-02
ÂNCORA DE FIXAÇÃO EM SUSPENSÃO PROCINCH AJUSTÁVEL
25351.601859/2017-38 / 80005430500
80250 - MATERIAL ORTOPEDIA - Alteração de registro - Aprovação requerida - Acréscimo de modelo em família / 4619866211

Vida Biotecnologia Ltda - ME / 11.308.834/0001-85
VIDAFIAteste DENGUE NS1
25351.639812/2021-23 /
8433 - IVD - Registro de produto / 2362287213

VR MEDICAL IMPORTADORA E DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS MÉDICOS LTDA / 04.718.143/0001-94
VARICEX S BANDAGEM COM PASTA DE ÓXIDO DE ZINCO
25351.534425/2017-15 / 80102511872
80240 - MATERIAL - Alteração de registro - Aprovação requerida - Prazo de validade do produto e/ou Condições de armazenamento ou transporte do produto / 4262539214

RESOLUÇÃO-RE Nº 365, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Tecnologia de Produtos para Saúde, no uso das atribuições que lhe confere o art. 121, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1° Deferir as petições relacionadas à Gerência-Geral de Tecnologia de Produtos para a Saúde, na conformidade da relação anexa.

Art. 2° Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LEANDRO RODRIGUES PEREIRA

ANEXO

NOME DA EMPRESA: M3 HEALTH INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PRODUTOS MÉDICOS, ODONTOLÓGICOS E CORRELATOS S.A.
CNPJ: 12.568.799/0001-04
DISPOSITIVO MÉDICO EM INVESTIGAÇÃO: ENXERTO ÓSSEO PLENUM OSS 3Dβ FIT
NUMERO DO PROCESSO DO DICD: 25351.723479/2021-30
EXPEDIENTE: 4454537/21-1
CE 8002/2022
80103 - ENSAIOS CLÍNICOS - Anuência em Processo do Dossiê de Investigação Clínica de Dispositivos Médicos - DICD
NUMERO DO PROCESSO DO DOSSIÊ ESPECÍFICO DE ENSAIO CLÍNICO: 25351.881410/2021-20
EXPEDIENTE: 4713331/21-7
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 80127 - ENSAIOS CLÍNICOS - Anuência em Processo de Pesquisa Clínica - Produtos para Saúde

RESOLUÇÃO-RE Nº 366, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Tecnologia de Produtos para Saúde, no uso das atribuições que lhe confere o art. 121, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1° Declarar o cancelamento de registro ou notificação de produtos para a saúde a pedido da empresa sob os números de registro/notificação constantes do anexo desta Resolução.

Art. 2° Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LEANDRO RODRIGUES PEREIRA

ANEXO

CNPJ	Razão Social	Nº do Processo	Nº do Expediente	Nome Comercial	Nº do Registro
03290250000100	Agilent technologies brasil ltda	25351551576201691	0361496224	Família de Marcador de Carcinoma de Próstata	80000230039
03290250000100	Agilent technologies brasil ltda	25351551617201614	0339243221	Dako LSAB+ System-HRP	80000230046
03290250000100	Agilent technologies brasil ltda	25351551624201659	0339245227	EnVision DuoFLEX Doublestain System, (Link)	80000230048
03290250000100	Agilent technologies brasil ltda	25351554780201605	0361480228	Cytology FISH Accessory Kit	80000230053
03290250000100	Agilent technologies brasil ltda	25351554993201601	0339426223	Marcador de Carcinoma Muscular	80000230056
07088722000199	BR INDUSTRIA E COMERCIO DE PRODUTOS MEDICO-HOSPITALARES LTDA	25351359446201438	0362936228	IMPLANTES DENTÁRIOS ESTERILIZADOS KONTACT	80261100022
50657402000131	EBRAM PRODUTOS LABORATORIAIS LTDA	25351050152200355	0395143220	QUIMICOL COLESTEROL	10159820107
50657402000131	EBRAM PRODUTOS LABORATORIAIS LTDA	25351891769200850	0395156221	QUIMIFOS - FÓSFORO	10159820164
05658906000111	GOYAZES BIOTECNOLOGIA LTDA	25351323074201071	0395226226	Família Painéis para Triagem Respiratória/Inalantes	80345000214
05658906000111	GOYAZES BIOTECNOLOGIA LTDA	25351323426201078	0395314229	Família Pólen de Gramíneas (SERIE G)	80345000215

05658906000111	GOYAZES BIOTECNOLOGIA LTDA	25351323472201051	0395076220	Família Carnes, Chocolate, Leite e Seus Derivados (SERIE F)	80345000206
05658906000111	GOYAZES BIOTECNOLOGIA LTDA	25351323496201007	0395145226	Família Cereais, Sementes e Seus Derivados (SERIE F)	80345000207
05658906000111	GOYAZES BIOTECNOLOGIA LTDA	25351323514201019	0395163224	Família Legumes e Verduras (SERIE F)	80345000208
05658906000111	GOYAZES BIOTECNOLOGIA LTDA	25351328554201086	0395166229	FAMILIA ALÉRGENOS OCUPACIONAIS (SERIE B)	80345000209
05658906000111	GOYAZES BIOTECNOLOGIA LTDA	25351328617201007	0395200222	Família Aves, Ovos e Seus Derivados (Série F)	80345000210
05658906000111	GOYAZES BIOTECNOLOGIA LTDA	25351328643201040	0395205223	FAMILIA ALÉRGENOS EPITÉLIOS (SÉRIE E)	80345000211
05658906000111	GOYAZES BIOTECNOLOGIA LTDA	25351328789201096	0395214222	FAMILIA FUNGOS E BOLORES (SERIE M)	80345000212
05658906000111	GOYAZES BIOTECNOLOGIA LTDA	25351328877201021	0395220227	FAMILIA ALÉRGENOS OCUPACIONAIS (SERIE K)	80345000213
57146607000100	IMPLAMED-IMPLANTES ESPECIALIZADOS COM IMPOR E EXPOR LTDA	25351334179201014	0348711223	ENXERTO ÓSSEO OSTEOVATION	10247530094
57146607000100	IMPLAMED-IMPLANTES ESPECIALIZADOS COM IMPOR E EXPOR LTDA	25351335488201021	0348839220	ENXERTO ÓSSEO OSTEOVATION EX	10247530095
87156352000119	INCOTERM INDUSTRIA DE TERMOMETROS LTDA	25351538989201601	0337553226	NEBULIZADOR COMPRESSOR INCOTERM NB100	10343209025
87156352000119	INCOTERM INDUSTRIA DE TERMOMETROS LTDA	25351539014201607	0337490224	NEBULIZADOR COMPRESSOR INCOTERM NB110	10343209024
87156352000119	INCOTERM INDUSTRIA DE TERMOMETROS LTDA	25351618408201811	0337559225	OXÍMETRO PO3M	10343209034
87156352000119	INCOTERM INDUSTRIA DE TERMOMETROS LTDA	25351858079201849	0337628221	MEDIDOR DE PRESSÃO KN550BT	10343209035
08365527000121	NEOORTHO PRODUTOS ORTOPÉDICOS S/A	25351161184201942	0417658228	SISTEMA DE LAVAGEM CIRÚRGICA DESCARTÁVEL NEOORTHO	80546720136
54253661000158	OPTO ELETRÔNICA S/A	25351578977201735	0337487224	Cadeira Oftalmologica / Otorrinológica Xenonio	10309570025
60856937000195	ORTOCIR ORTOPEDIA CIRURGIA LTDA	25351338011201079	0350497222	PINÇA VOMED	10314800105
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351000410201582	0406461225	BROCA ODONTOLÓGICA CARBIDE JOTA	80666970013
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351044354201394	0406264227	BROCA ODONTOLÓGICA VDW	80666970007
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351045734201228	0406055225	BROCAS ODONTOLÓGICAS DE AÇO	80666970003
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351045735201257	0406182229	BROCAS ODONTOLÓGICAS	80666970004
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351062723201618	0407408224	Limas endodônticas VDW	80666970024
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351100590201456	0406283223	Limas Endodônticas VDW	80666970009
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351108195201688	0407479223	Limas Endodônticas Niti VDW	80666970025
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351186871201625	0407503220	Paper Point	80666970026
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351249706201712	0407523224	RECIPROC® direct	80666970028
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351292720201440	0406291224	Polidores	80666970010
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351293992201447	0406343221	Abrasivos	80666970011
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351318636201536	0407327224	Paper Point	80666970015
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351352438201859	0407610229	Instrumento Odontológico	80666970030
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351367523200769	0405803228	LIMAS ENDODÔNTICAS VDW	10165590016
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351451068201534	0407244228	Brocas de Aço Jota	80666970016
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351459066201609	0407515223	Limas Reciproc Blue	80666970027
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351585255201512	0407341220	Lima VDW Reciproc	80666970018
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351585307201580	0407373228	LIMAS ENDODÔNTICAS VDW	80666970021
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351604480200899	0405848228	BROCAS PARA USO ODONTOLÓGICO	10165590017
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351697475201478	0406429221	Limas Endodônticas Kendo	80666970012
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351733988201453	0406473229	Limas endodônticas VDW	80666970014
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351767476201578	0407399221	GUTTA PERCHA VDW	80666970023
84704683000158	QUIMIDROL COMERCIO INDUSTRIA IMPORTACAO LTDA	25351772238201019	0405923229	LENTULO	80666970002
01449930000190	SIEMENS HEALTHCARE DIAGNÓSTICOS LTDA	25351323604201001	0404713223	APOA - Apolipoproteina A-1	10345161755
01449930000190	SIEMENS HEALTHCARE DIAGNÓSTICOS LTDA	25351337954201013	0405276225	Calibrador ASO - Anti-estreptolisina O.	10345161767
01449930000190	SIEMENS HEALTHCARE DIAGNÓSTICOS LTDA	25351365214200966	0404442228	IMMULITE IGF-I	10345161646
92792530000138	SONOVA DO BRASIL PRODUTOS AUDIOLÓGICOS LTDA	25351038955201380	0405499227	PRÓTESE AUDITIVA IMPLANTÁVEL SISTEMA BONEBRIDGE	10283310072
92792530000138	SONOVA DO BRASIL PRODUTOS AUDIOLÓGICOS LTDA	25351038956201315	0405612224	Prótese Auditiva Implantável Sistema Vibrant SoundBridge	10283310071
92792530000138	SONOVA DO BRASIL PRODUTOS AUDIOLÓGICOS LTDA	25351174546201529	0405662221	Implante Auditivo de Tronco Cerebral Mi1200 SYNCHRONY	10283310105
92792530000138	SONOVA DO BRASIL PRODUTOS AUDIOLÓGICOS LTDA	25351174875201589	0405700227	Implante Coclear Mi1200 SYNCHRONY	10283310115
92792530000138	SONOVA DO BRASIL PRODUTOS AUDIOLÓGICOS LTDA	25351505589200682	0406061220	Sistema de Implante Coclear	10283310033
92792530000138	SONOVA DO BRASIL PRODUTOS AUDIOLÓGICOS LTDA	25351595084201602	0406075220	Sistema de Implante Coclear Mi1210 Synchrony ST	10283310169
92792530000138	SONOVA DO BRASIL PRODUTOS AUDIOLÓGICOS LTDA	25351864854201663	0406086225	Vibranting Ossicular Prothesis Sistema Vibrant Soundbridge	10283310146
54446810000103	Spectrun Bio Engenharia Médica Hospitalar Ltda.	25351054246200816	0394936222	MEIO SINGLE STEP	10318390062
07415627000152	TKL IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE PRODUTOS MÉDICOS E HOSPITALARES LTDA	25351448895202062	0393212225	Kit de Teste Rápido COVID-19 IgG/IgM	80288090107
09123223000110	TRAUMEC TECNOLOGIA E IMPLANTES ORTOPÉDICOS IMP. E EXP. LTDA - EPP	25351089474201525	0402923222	FAMÍLIA DE INSTRUMENTAIS NÃO ARTICULADOS CORTANTES TRAUMEC	80455630066
03135603000199	WELCH ALLYN DO BRASIL, COMÉRCIO DE EQUIPAMENTOS MÉDICOS LTDA	25351792723201667	0422030227	Luminárias - Green Series Lights	80011680089
05421585000137	WINNER INDÚSTRIA DE DESCARTÁVEIS LTDA	25351020209201347	0420833221	MÁSCARA DESCARTÁVEL WINNER	80201960097

RESOLUÇÃO-RE Nº 387, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Tecnologia de Produtos para Saúde, no uso das atribuições que lhe confere o art. 121, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1° Indeferir as petições relacionadas à Gerência-Geral de Tecnologia de Produtos para a Saúde, conforme anexo.

Art. 2° O motivo do indeferimento do processo/petição será disponibilizado por meio de ofício eletrônico, encaminhado para a caixa postal da empresa solicitante no sistema Solicita, que pode ser acessado por meio do link: https://solicita.anvisa.gov.br/.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

LEANDRO RODRIGUES PEREIRA

ANEXO

NOME DA EMPRESA / CNPJ
NOME COMERCIAL
NUMERO DO PROCESSO / REGISTRO
PETIÇÃO(ÕES) / EXPEDIENTE(S)

_____

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

LMG LASERS - COMERCIO, IMPORTACAO E EXPORTACAO LTDA / 09.089.140/0001-52
Família Autoteste Basall 2019-nCoV
25351.050314/2022-18 /
8016 - IVD - Registro de produtos nacionais em família / 0402034221

_____

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

Nº de Processos: 1

_ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _ _

Total de Empresas: 1

GERÊNCIA-GERAL DE TOXICOLOGIA

RESOLUÇÃO - RE Nº 367, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Toxicologia, no uso das atribuições que lhe confere o art. 114, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Aprovar a avaliação toxicológica preliminar para fins de Registro Especial Temporário (RET).

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

CARLOS ALEXANDRE OLIVEIRA GOMES

ANEXO

EMPRESA/CNPJ
PROCESSO
FASE DO EXPERIMENTO

ANDERMATT DO BRASIL SOLUÇÕES BIOLÓGICAS LTDA., - 12.842.216/0001-83
25351.227590/2021-08
ANEXO III

DOW AGROSCIENCES INDUSTRIAL LTDA - 47.180.625/0001-46
25351.878896/2021-19
NÂO AGRÍCOLA

JB BIOTECNOLOGIA LTDA. - 22.175.316/0001-57
25351.790454/2021-41
ANEXO III

PROPHYTO COMÉRCIO E SERVIÇOS LTDA. - 07.118.820/0001-21
25351.867258/2021-72
ANEXO III

SOLUBIO TECNOLOGIAS AGRÍCOLAS LTDA. - 16.952.307/0001-22
25351.897599/2021-72
ANEXO III

SYNGENTA PROTEÇÃO DE CULTIVOS LTDA - 60.744.463/0001-90
25351.700931/2021-95
FASE I

RESOLUÇÃO - RE Nº 368, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Toxicologia, no uso das atribuições que lhe confere o art.114, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Aprovar os atos de avaliação toxicológica para fins de registro de produtos agrotóxicos, componentes e afins, identificados no anexo, com o respectivo resultado da análise.

Art. 2º A publicação do extrato deste informe de avaliação toxicológica não exime a requerente do cumprimento das demais avaliações procedidas pelos órgãos responsáveis pelas áreas de agricultura e de meio ambiente, conforme legislação vigente no país, aplicável ao objeto do requerimento.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

CARLOS ALEXANDRE OLIVEIRA GOMES

ANEXO

RAZÃO SOCIAL/CNPJ
MARCA COMERCIAL
NÚMERO DO PROCESSO
PETIÇÃO(ÕES)/EXPEDIENTE(S)
CLASSIFICAÇÃO TOXICOLÓGICA

ALTA - AMERICA LATINA TECNOLOGIA AGRICOLA LTDA / 10.409.614/0001-85
HARPIA
25351.124234/2015-75
5065 - PRODUTO FORMULADO COM BASE EM PRODUTO TÉCNICO EQUIVALENTE, 0178421/15-8
CATEGORIA 4 - PRODUTO POUCO TÓXICO

BASF S/A / 48.539.407/0001-18
BELYAN
25351.598894/2016-07
5066 - PRODUTO FORMULADO NOVO - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO COM INGREDIENTE ATIVO AINDA NÃO REGISTRADO NO PAÍS, 2670136/16-9
CATEGORIA 5 - PRODUTO IMPROVÁVEL DE CAUSAR DANO AGUDO
CREVIXAR
25351.235312/2017-15
5066 - PRODUTO FORMULADO NOVO - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO COM INGREDIENTE ATIVO AINDA NÃO REGISTRADO NO PAÍS, 0768379/17-1
CATEGORIA 5 - PRODUTO IMPROVÁVEL DE CAUSAR DANO AGUDO
PALIVAR
25351.235321/2017-87
5066 - PRODUTO FORMULADO NOVO - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO COM INGREDIENTE ATIVO AINDA NÃO REGISTRADO NO PAÍS, 0768369/17-3
CATEGORIA 5 - PRODUTO IMPROVÁVEL DE CAUSAR DANO AGUDO
ZAMPRO DM
25351.000961/2010-22
5002 - PRODUTO FORMULADO - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO COM INGREDIENTE ATIVO JÁ REGISTRADO NO PAÍS, 001296/10-3
CATEGORIA 4 - PRODUTO POUCO TÓXICO

BOM FUTURO AGRICOLA LTDA / 10.425.282/0073-05
BACILLUS THURINGIENSIS BOM FUTURO
25351.150640/2021-43
5064 - PRODUTO FITOSSANITÁRIO APROVADO PARA AGRICULTURA ORGÂNICA - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO BASEADO EM ESPECIFICAÇÃO DE REFERÊNCIA, 3332034/21-9
CATEGORIA 5 - PRODUTO IMPROVÁVEL DE CAUSAR DANO AGUDO

ELOIZA CRISTINA CASTELAN EIRELI / 20.969.400/0001-17
FULMINANTE AKB
25351.655491/2021-12
5064 - PRODUTO FITOSSANITÁRIO APROVADO PARA AGRICULTURA ORGÂNICA - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO BASEADO EM ESPECIFICAÇÃO DE REFERÊNCIA, 4317636/21-2
CATEGORIA 5 - PRODUTO IMPROVÁVEL DE CAUSAR DANO AGUDO

JB BIOTECNOLOGIA LTDA. / 22.175.316/0001-57
PALM-VIT
25351.634648/2021-68
5064 - PRODUTO FITOSSANITÁRIO APROVADO PARA AGRICULTURA ORGÂNICA - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO BASEADO EM ESPECIFICAÇÃO DE REFERÊNCIA, 4265077/21-8
PRODUTO NÃO CLASSIFICADO

MORSOLETTO SANTOS & VICENTE CANO LTDA - EPP / 00.270.502/0001-32
BIOPALMIS
25351.157872/2021-22
5064 - PRODUTO FITOSSANITÁRIO APROVADO PARA AGRICULTURA ORGÂNICA - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO BASEADO EM ESPECIFICAÇÃO DE REFERÊNCIA, 3347065/21-2
PRODUTO NÃO CLASSIFICADO

SUMITOMO CHEMICAL DO BRASIL REPRESENTACOES LTDA / 42.462.952/0001-77
ZELTERA
25351.680075/2017-68
5066 - PRODUTO FORMULADO NOVO - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO COM INGREDIENTE ATIVO AINDA NÃO REGISTRADO NO PAÍS, 2251538/17-1
CATEGORIA 4 - PRODUTO POUCO TÓXICO

VSF AGRICULTURA SUSTENTAVEL E COMERCIO EIRELI / 28.676.860/0001-69
CARDEAL
25351.056940/2021-37
5064 - PRODUTO FITOSSANITÁRIO APROVADO PARA AGRICULTURA ORGÂNICA - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO BASEADO EM ESPECIFICAÇÃO DE REFERÊNCIA, 3142486/21-6
CATEGORIA 5 - PRODUTO IMPROVÁVEL DE CAUSAR DANO AGUDO
CONCRIZ
25351.049152/2021-94
5064 - PRODUTO FITOSSANITÁRIO APROVADO PARA AGRICULTURA ORGÂNICA - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO BASEADO EM ESPECIFICAÇÃO DE REFERÊNCIA, 3126240/21-6
CATEGORIA 5 - PRODUTO IMPROVÁVEL DE CAUSAR DANO AGUDO
CRYPTON
25351.116395/2021-45
5064 - PRODUTO FITOSSANITÁRIO APROVADO PARA AGRICULTURA ORGÂNICA - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO BASEADO EM ESPECIFICAÇÃO DE REFERÊNCIA, 3262466/21-2
PRODUTO NÃO CLASSIFICADO
EXTERNUS
25351.168539/2021-49
5064 - PRODUTO FITOSSANITÁRIO APROVADO PARA AGRICULTURA ORGÂNICA - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO BASEADO EM ESPECIFICAÇÃO DE REFERÊNCIA, 3361856/21-3
PRODUTO NÃO CLASSIFICADO
ORIUS ATTACK
25351.116273/2021-59
5064 - PRODUTO FITOSSANITÁRIO APROVADO PARA AGRICULTURA ORGÂNICA - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE PRODUTO BASEADO EM ESPECIFICAÇÃO DE REFERÊNCIA, 3262284/21-1
PRODUTO NÃO CLASSIFICADO

RESOLUÇÃO - RE Nº 369, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Toxicologia, no uso das atribuições que lhe confere o art.114, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Aprovar os atos de avaliação toxicológica para fins de pós-registro de produtos agrotóxicos, componentes e afins, identificados no anexo, com o respectivo resultado da análise.

Art. 2º A publicação do extrato desta avaliação de resíduos não exime a requerente do cumprimento das demais avaliações procedidas pelos órgãos responsáveis pelas áreas de agricultura e de meio ambiente, conforme legislação vigente no país, aplicável ao objeto do requerimento.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

CARLOS ALEXANDRE OLIVEIRA GOMES

ANEXO

RAZÃO SOCIAL/CNPJ
MARCA COMERCIAL
NÚMERO DO PROCESSO
PETIÇÃO(ÕES)/EXPEDIENTE(S)

ADAMA BRASIL S/A / 02.290.510/0001-76
TRIVOR
25351.299560/2016-25
5000 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA INCLUSÃO DE CULTURAS, 2955746/21-5

ALLIERBRASIL AGRO LTDA / 02.850.049/0001-69
ATRAZINA TÉCNICO FW
25351.603915/2014-91
5049 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA ALTERAÇÃO DE FABRICANTE EM PRODUTO TÉCNICO, 0388743/19-0

BASF S/A / 48.539.407/0001-18
CANTUS
25351.185800/2002-11
5047 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA ALTERAÇÃO DE MODALIDADE DE APLICAÇÃO, 2661362/21-5
COMET
25351.011201/01-47
5047 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA ALTERAÇÃO DE MODALIDADE DE APLICAÇÃO, 2661194/21-5
SPOT SC
25351.716926/2010-53
5047 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA ALTERAÇÃO DE MODALIDADE DE APLICAÇÃO, 2660980/21-7
TUTOR

25351.041307/2003-62
5047 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA ALTERAÇÃO DE MODALIDADE DE APLICAÇÃO, 2661361/21-9

FMC QUÍMICA DO BRASIL LTDA. / 04.136.367/0001-98
ALTACOR
25351.551678/2007-81
5047 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA ALTERAÇÃO DE MODALIDADE DE APLICAÇÃO, 2504289/21-9
ALTACOR BR
25351.473978/2010-07
5047 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA ALTERAÇÃO DE MODALIDADE DE APLICAÇÃO, 2504200/21-8
PREMIO
25351.557090/2007-31
5000 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA INCLUSÃO DE CULTURAS, 2971445/21-6
SHENZI 200 SC
25351.505926/2010-07
5000 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA INCLUSÃO DE CULTURAS, 2971633/21-7

NORTOX S/A / 75.263.400/0001-99
ABAMECTIN 72 EC NORTOX
25351.550626/2014-83
5078 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA INCLUSÃO DE CSFI (CULTURAS COM SUPORTE FITOSSANITÁRIO INSUFICIENTE) - MINOR CROPS, 1250256/21-6
TRICLOPIR NORTOX
25351.104477/2016-27
5000 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA INCLUSÃO DE CULTURAS, 2908467/21-6

RAINBOW DEFENSIVOS AGRÍCOLAS LTDA / 10.486.463/0001-69
DECORUM
25351.190179/2010-93
5047 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA ALTERAÇÃO DE MODALIDADE DE APLICAÇÃO, 2241468/21-5

SABERO ORGANICS AMERICA LTDA / 04.016.649/0001-51
ACEHERO
25351.258699/2008-10
5000 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA INCLUSÃO DE CULTURAS, 2871018/21-9
EMZEB PLATINA
25351.960961/2016-96
5000 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA INCLUSÃO DE CULTURAS, 2871036/21-7

SUMITOMO CHEMICAL BRASIL INDÚSTRIA QUÍMICA S.A. / 07.467.822/0001-26
ABAMEX
25000.042434/99-30
5078 - AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA PARA INCLUSÃO DE CSFI (CULTURAS COM SUPORTE FITOSSANITÁRIO INSUFICIENTE) - MINOR CROPS, 4282518/21-9

RESOLUÇÃO - RE Nº 370, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Toxicologia, no uso das atribuições que lhe confere o art.114, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Aprovar os atos de avaliação toxicológica para fins de alteração de formulação de produtos agrotóxicos, componentes e afins, identificados no anexo, com o respectivo resultado da análise.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

CARLOS ALEXANDRE OLIVEIRA GOMES

ANEXO

EMPRESA / CNPJ
MARCA COMERCIAL
PROCESSO
EXPEDIENTE
NOVA CATEGORIA TOXICOLÓGICA

ADAMA BRASIL S/A - 02.290.510/0001-76
ACERT
25000.005844/84
0258286/22-9
CATEGORIA 5 - PRODUTO IMPROVÁVEL DE CAUSAR DANO AGUDO

CORTEVA AGRISCIENCE DO BRASIL LTDA. - 61.064.929/0001-79
ACCENT
25351.000688/2004-19
8437635/21-7
CATEGORIA 5 - PRODUTO IMPROVÁVEL DE CAUSAR DANO AGUDO

UPL DO BRASIL INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE INSUMOS AGROPECUÁRIOS S.A. - 02.974.733/0001-52
VITAVAX THIRAM 200 SC
25000.001390/89-43
0273063/22-7
CATEGORIA 4 - PRODUTO POUCO TÓXICO

GERÊNCIA DE PRODUTOS DE HIGIENE, PERFUMES, COSMÉTICOS E SANEANTES

RESOLUÇÃO-RE Nº 331, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente de Produtos de Higiene, Cosméticos, Perfumes e Saneantes, no uso das atribuições que lhe confere o art. 129, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art.1º Deferir os registros e as petições dos produtos de higiene pessoal, cosméticos e perfumes, conforme relação anexa.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

RODRIGO JOSE VIANA OTTONI

ANEXO

NOME DA EMPRESA / CNPJ
NOME DO PRODUTO E MARCA
NÚMERO DO PROCESSO / REGISTRO
PETIÇÃO(ÕES) / EXPEDIENTE(S)
_____
ANCLA´S INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE COSMÉTICOS LTDA - EPP / 19.138.182/0001-90
PROTETOR SOLAR COLOR BASE FPS 50 PERSONALE BEGE
25351.684875/2021-34 / 275470094
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4370661/21-8
PROTETOR SOLAR COLOR BASE FPS 50 PERSONALE PEACH
25351.684876/2021-89 / 275470095
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4370662/21-4

&CO. INDUSTRIA E COMERCIO DE COSMETICOS LTDA - EPP / 17.153.030/0001-30
STICK ILUMINADOR - &CO
25351.670356/2021-99 / 280880023
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4343337/21-9
STICK BLUSH, BATOM E SOMBRA - &CO
25351.670382/2021-17 / 280880024
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4343371/21-2

ECS INDÚSTRIA COSMÉTICA LTDA - EPP / 09.213.892/0001-83
SMOOTH EXPERIENCE AMINO ACIDS CONDITIONER
25351.763801/2014-26 / 259670031
299 - Cancelamento de Registro - ANVISA / 0349054/22-8

HENLAU QUIMICA LTDA / 01.847.902/0001-20
SUNLAU SPRAY REPELENTE DEET
25351.019753/2021-72 / 227430216
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 8437578/21-3

HIGIMARCAS DO BRASIL INDUSTRIA E COMÉRCIO DE PRODUTOS DE HIGIENE PESSOAL LTDA / 25.321.215/0001-35
BE HEALTH GEL ANTISSÉPTICO HIDRATANTE
25351.735842/2021-60 / 267900003
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4474292/21-9

LABORATÓRIO LEIFRAN DE PRODUTOS OFICINAIS LTDA. / 30.436.380/0001-72
Álcool em gel 70% - Moderna
25351.515699/2021-91 / 250230002
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4041777/21-6

Laboratórios Bagó do Brasil S/A / 04.748.181/0009-47
SOLEIL BRUSH FPS 50 CLARA
25351.552537/2021-34 / 240960013
2871 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Importado / 2098527/21-7

LABORATÓRIOS NAOS DO BRASIL LTDA / 14.590.963/0001-05
PHOTODERM NUDE SPF50+ TEINTE NATURELLE
25351.598986/2016-01 / 270150012
289 - REG. COSMÉTICOS - Alteração de Rotulagem de Produto Registrado / 2314850/21-1
PHOTODERM NUDE SPF50+ TEINTE NATURELLE
25351.598986/2016-01 / 270150012
2301 - REG. COSMÉTICOS - Modificação de Fórmula de Produto Registrado - Importado / 2344541/21-7
PHOTODERM NUDE SPF50+ TEINTE NATURELLE
25351.598986/2016-01 / 270150012
232 - REG. COSMÉTICOS - Substituição do Acondicionamento de Produto Registrado / 2344712/21-6

Nutriex Indústria de Nutracêuticos Ltda. / 22.966.065/0001-29
ÓLEO BRONZEADOR FPS 06 SOLAR GOLD
25351.735849/2021-81 / 291200369
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4474300/21-1
ÓLEO BRONZEADOR FPS 15 SOLAR GOLD
25351.735887/2021-34 / 291200370
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4474343/21-2
PROTETOR SOLAR FPS 30 CORPORAL NO+VELLO
25351.743123/2021-12 / 291200371
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4487620/21-0
PROTETOR SOLAR FPS 30 FACIAL NO+VELLO
25351.743138/2021-81 / 291200372
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4487643/21-0

SANTE COSMÉTICA INDÚSTRIA LTDA-ME / 07.787.570/0001-12
Repelente Icaridina Amorável
25351.758547/2021-81 / 244010020
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 2736123/21-2
Repelente Icaridina Dauf
25351.764135/2021-81 / 244010021
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 2752234/21-0

RESOLUÇÃO-RE Nº 332, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente de Produtos de Higiene, Cosméticos, Perfumes e Saneantes, no uso das atribuições que lhe confere o art. 129, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art.1º Indeferir os registros e as petições dos produtos de higiene pessoal, cosméticos e perfumes, conforme relação anexa.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

RODRIGO JOSE VIANA OTTONI

ANEXO

NOME DA EMPRESA / CNPJ
NOME DO PRODUTO E MARCA
NÚMERO DO PROCESSO / REGISTRO
PETIÇÃO(ÕES) / EXPEDIENTE(S)

_____
ANNE GLOBAL BEAUTY & TREND INDUSTRIA, COMERCIO, IMPORTACAO E EXPORTACAO LTDA / 26.325.382/0001-17
DETOX DESINTOXICAÇÃO CAPILAR E REDUÇÃO DE VOLUME ACQUA CÔCO PROFESSIONAL
25351.115156/2019-53 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 0174309/19-1

&CO. INDUSTRIA E COMERCIO DE COSMETICOS LTDA - EPP / 17.153.030/0001-30
BLU BIOCHRONOS - BLU
25351.997062/2021-10 / 280880014
289 - REG. COSMÉTICOS - Alteração de Rotulagem de Produto Registrado / 3873320/21-5

COSMEFAR INDUSTRIA E COMERCIO DE PRODUTOS QUIMICOS LTDA ME / 07.242.402/0001-41
UMIDIFICADOR HIALURONICO - ELITA BRAZIL COSMETICS
25351.267157/2019-82 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 0406336/19-8

DF DISTRIBUIDORA COMERCIAL LTDA / 19.410.224/0001-08
ANTI-DARK SPOTS SUNSCREEN SPF 50 GEL TEXTURE COMBINATION-OILY SKIN
25351.689486/2021-03 /
2871 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Importado / 2518226/21-4

ECS INDÚSTRIA COSMÉTICA LTDA - EPP / 09.213.892/0001-83
MEGA LIZZ - ALINHAMENTO TÉRMICO
25351.414203/2019-49 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 0633723/19-6
PROLIZER - ALINHAMENTO TÉRMICO
25351.414208/2019-71 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 0633731/19-7
SMOOTH EXPERIENCE AMINO ACIDS CONDITIONER
25351.763801/2014-26 / 259670031
289 - REG. COSMÉTICOS - Alteração de Rotulagem de Produto Registrado / 0827562/20-9
SMOOTH EXPERIENCE AMINO ACIDS CONDITIONER
25351.763801/2014-26 / 259670031
238 - REG. COSMÉTICOS - Revalidação de Registro / 2520482/19-3

IMPERATRIZ INDUSTRIA & COMERCIO ATACADISTA DE COSMETICOS LTDA - ME / 23.258.406/0001-74
POWER SUPREME ESCOVA PROGRESSIVA
25351.616215/2019-14 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 2577664/19-9

KOSMOS - INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE COSMÉTICOS LTDA / 08.273.558/0001-52
REDUTTI MULTIPROGRESS B.T.X KAGIO PRO COSMETICS
25351.101872/2019-53 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 0154087/19-4

LABORATORIO MARPESA PRODUTOS BELEZA E HIGIENE LTDA / 27.915.099/0001-08
REALINHAMENTO CAPILAR UOMAN PRO
25351.089747/2019-68 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 0135627/19-5

L`AROMATIC INDUSTRIA E COMERCIO LTDA / 17.470.182/0001-67
PROTETOR SOLAR DO LUCCAS NETO FPS 50 - ELEVE LIFE
25351.577624/2021-02 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4156366/21-9

LQB LABORATORIO QUIMICO BRASILEIRO - INDUSTRIA E COMERCIO EIRELI - EPP / 26.769.478/0001-74
ÁLCOOL EM GEL 70% CISER
25351.635676/2020-11 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 2179574/20-7

LUNIZ PRODUTOS PARA A SAUDE E COSMETICOS LTDA - ME / 09.155.178/0001-86
STARLISS-ALISAMENTO CAPILAR COM HIDRÓXIDO DE SÓDIO EXTRA FORTE - SELF
25351.785803/2008-90 / 247660011
289 - REG. COSMÉTICOS - Alteração de Rotulagem de Produto Registrado / 3266937/21-0
STARLISS-ALISAMENTO CAPILAR COM HIDRÓXIDO DE SÓDIO FORTE - SELF
25351.786461/2008-18 / 247660004
238 - REG. COSMÉTICOS - Revalidação de Registro / 0243537/22-1
STARLISS-ALISAMENTO CAPILAR COM HIDRÓXIDO DE SÓDIO SUAVE- SELF
25351.786494/2008-44 / 247660006
238 - REG. COSMÉTICOS - Revalidação de Registro / 0243631/22-7

MCJ - INDUSTRIA E COMERCIO DE COSMETICOS LTDA ME / 08.212.420/0001-43
GEL ANTISSÉPTICO PARA AS MÃOS ALGODÃO ASSEPT TOTAL CARE
25351.466209/2020-35 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 4047848/20-4
---
nossa fabrica terceirização de cosméticos ltda / 31.743.223/0001-72
ALCOOL EM GEL NAYA
25351.971532/2021-15 /
287 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Nacional / 0380279/21-5

SHISEIDO DO BRASIL LTDA. / 03.973.238/0001-91
SHISEIDO HYDRATING ANTI-BACTERIAL HAND SANITIZER
25351.708360/2020-56 /
2871 - REG. COSMÉTICOS - Registro de Produto - Importado / 2402659/20-3

RESOLUÇÃO-RE Nº 361, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente de Produtos de Higiene, Cosméticos, Perfumes e Saneantes, no uso das atribuições que lhe confere o art. 129, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Deferir os registros e as petições dos produtos saneantes, conforme relação anexa.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

RODRIGO JOSE VIANA OTTONI

ANEXO

NOME DA EMPRESA: ABC DE ITAPERUNA INDUSTRIAL DE DETERGENTES LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.04810-9
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINCRUSTANTE ALCALINO ABC-54
NUMERO DE PROCESSO: 25351.268391/2012-61
NUMERO DE REGISTRO: 3.4810.0005.001-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 09/2027
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222030 DESINCRUSTANTE ALCALINO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0363494/22-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: B-295 ABC DESINCRUSTANTE ÁCIDO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.369593/2012-18
NUMERO DE REGISTRO: 3.4810.0008.001-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 01/2028
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0363468/22-6

_ _
NOME DA EMPRESA: ADAMA BRASIL S/A
AUTORIZAÇÃO: 3.05331-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: TEKKO PRO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.443407/2017-25
NUMERO DE REGISTRO: 3.5331.0008.001-9
VENDA E EMPREGO:
VENCIMENTO: 11/2027
APRESENTAÇÃO: FRASCO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3206025 INSETICIDA PARA EMPRESAS ESPECIALIZADAS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 8451856/21-7

_ _
NOME DA EMPRESA: AMAZON QUÍMICA INDUSTRIA E COMÉRCIO DE PRODUTOS QUÍMICOS LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.08167-4
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: LAVANDA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.001-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: LAVANDA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.002-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: PINHO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.003-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: PINHO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.004-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: FLORAL

NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.005-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: FLORAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.006-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: MILFLORES
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.007-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: MILFLORES
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.008-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: EUCALIPTO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.009-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: EUCALIPTO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.010-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: TALCO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.011-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PARA USO GERAL QUALYBRILL
VERSÃO: TALCO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.909915/2020-85
NUMERO DE REGISTRO: 3.8167.0002.012-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 01/2031
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 1060525/21-6

_ _

NOME DA EMPRESA: American Nutrients do Brasil Indústria e Comércio Ltda.
AUTORIZAÇÃO: 3.05522-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: VANTOTREX
NUMERO DE PROCESSO: 25351.706204/2019-17
NUMERO DE REGISTRO: 3.5522.0018.009-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2030
APRESENTAÇÃO: TAMBOR PLASTICO + FILME DE POLIETILENO. VANTOTREX CLEAN
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 331 REG. SANEANTES - Nova versão de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0128136/22-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: VANTOTREX
NUMERO DE PROCESSO: 25351.706204/2019-17
NUMERO DE REGISTRO: 3.5522.0018.010-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2030
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO.VANTOTREX CLEAN.
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 331 REG. SANEANTES - Nova versão de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0128136/22-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: VANTOTREX
NUMERO DE PROCESSO: 25351.706204/2019-17
NUMERO DE REGISTRO: 3.5522.0018.011-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2030
APRESENTAÇÃO: BALDE PLASTICO + FILME DE POLIETILENO.VANTOTREX CLEAN.
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 331 REG. SANEANTES - Nova versão de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0128136/22-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: VANTOTREX
NUMERO DE PROCESSO: 25351.706204/2019-17
NUMERO DE REGISTRO: 3.5522.0018.012-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2030
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO.VANTOTREX CLEAN.
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 331 REG. SANEANTES - Nova versão de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0128136/22-7

_ _

NOME DA EMPRESA: Archote Indústria Química Ltda
AUTORIZAÇÃO: 3.00524-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: AGIPRO DEEP WASH HIPOCLORITO DE SÓDIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.720764/2012-76
NUMERO DE REGISTRO: 3.0524.0032.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 04/2028
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2504086/21-1

_ _

NOME DA EMPRESA: AUDAXCO INDUSTRIA E COMERCIO LTDA.
AUTORIZAÇÃO: 3.01512-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: ASSERT PRONTO USO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042746/2022-55
NUMERO DE REGISTRO: 3.1512.0022.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO SPRAY + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205029 DESINFETANTE HOSPITALAR PARA SUPERFÍCIES FIXAS E ARTIGOS NÃO CRÍTICOS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: CONCENTRAX PORCELANATOS & CERÂMICAS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.067119/2021-46
NUMERO DE REGISTRO: 3.1512.0023.001-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: CONCENTRAX REMOVEDOR DE CIMENTO & REJUNTES + FRASCO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: CONCENTRAX REMOVEDOR DE CIMENTO & REJUNTES
NUMERO DE PROCESSO: 25351.069062/2021-10
NUMERO DE REGISTRO: 3.1512.0024.001-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: CONCENTRAX REMOVEDOR DE CIMENTO & REJUNTES + FRASCO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

_ _

NOME DA EMPRESA: BASTON INDÚSTRIA DE AEROSSOIS LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.04067-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: MULTI INSETICIDA ULTRA INSET
NUMERO DE PROCESSO: 25351.077957/2010-12
NUMERO DE REGISTRO: 3.4067.0001.001-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 04/2030
APRESENTAÇÃO: TUBO DE FLANDRES
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3206017 INSETICIDA DE VENDA LIVRE
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4453021/21-6

_ _

NOME DA EMPRESA: BLAUERMANN TECNOLOGIA EM HIGIENE LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.08849-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: SUPER CLORO BLAUERMANN
NUMERO DE PROCESSO: 25351.757693/2020-17
NUMERO DE REGISTRO: 3.8849.0008.001-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE

VENCIMENTO: 02/2031
APRESENTAÇÃO: GALÃO PLÁSTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 4300215 ALVEJANTE CLORADO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 8522819/21-1

NOME DA EMPRESA: BOMBRIL S/A
AUTORIZAÇÃO: 3.00589-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: SAPÓLIO RADIUM CREMOSO ANTIBAC
NUMERO DE PROCESSO: 25351.568234/2021-33
NUMERO DE REGISTRO: 3.0589.0266.001-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: - + FRASCO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3102106 SAPONÁCEO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: CITROMAX INDUSTRIA E COMERCIO LTDA EPP
AUTORIZAÇÃO: 3.02923-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: PIK NEEM PRONTO USO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.026301/2022-28
NUMERO DE REGISTRO: 3.2923.0169.001-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222019 JARDINAGEM AMADORA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: HERBICIDA GLIFOSATO 10% CITROMAX
NUMERO DE PROCESSO: 25351.026305/2022-14
NUMERO DE REGISTRO: 3.2923.0170.001-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222019 JARDINAGEM AMADORA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: PIK NEEM CONCENTRADO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.026312/2022-16
NUMERO DE REGISTRO: 3.2923.0171.001-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222019 JARDINAGEM AMADORA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: MOSQUICIDA PIKTRINE SPRAY
NUMERO DE PROCESSO: 25351.026319/2022-20
NUMERO DE REGISTRO: 3.2923.0168.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3206017 INSETICIDA DE VENDA LIVRE
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: GLIFOSATO POWER CITROMAX MAX 20
NUMERO DE PROCESSO: 25351.152530/2018-11
NUMERO DE REGISTRO: 3.2923.0126.001-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222019 JARDINAGEM AMADORA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0214375/22-6

NOME DA EMPRESA: COMOLIMPA INDUSTRIA QUIMICA LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.02091-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: ÁGUA SANITÁRIA ZAB
NUMERO DE PROCESSO: 25351.121870/2010-71
NUMERO DE REGISTRO: 3.2091.0011.001-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2030
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103033 ÁGUA SANITÁRIA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0153485/22-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: ÁGUA SANITÁRIA ZAB
NUMERO DE PROCESSO: 25351.121870/2010-71
NUMERO DE REGISTRO: 3.2091.0011.002-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2030
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103033 ÁGUA SANITÁRIA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0153485/22-1

NOME DA EMPRESA: DIVERSEY BRASIL INDUSTRIA QUIMICA LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.02661-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: JATO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.065040/2003-07
NUMERO DE REGISTRO: 3.2661.0172.001-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 01/2029
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3202038 REMOVEDOR
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 8453365/21-1

NOME DA EMPRESA: ECOLAB QUÍMICA LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.00053-9
NOME DO PRODUTO E MARCA: LIQUID LAUNDRY OXYGEN BLEACH LT
NUMERO DE PROCESSO: 25351.563605/2021-91
NUMERO DE REGISTRO: 3.0053.0943.001-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: UNICA + BOMBONA PLASTICA + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3222050 DESINFETANTE PARA ROUPAS HOSPITALARES
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LIQUID LAUNDRY OXYGEN BLEACH LT
NUMERO DE PROCESSO: 25351.563605/2021-91
NUMERO DE REGISTRO: 3.0053.0943.002-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: UNICA + BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3222050 DESINFETANTE PARA ROUPAS HOSPITALARES
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LIQUID LAUNDRY OXYGEN BLEACH LT
NUMERO DE PROCESSO: 25351.563605/2021-91
NUMERO DE REGISTRO: 3.0053.0943.003-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: UNICA + TAMBOR PLASTICO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3222050 DESINFETANTE PARA ROUPAS HOSPITALARES
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LIQUID LAUNDRY OXYGEN BLEACH LT
NUMERO DE PROCESSO: 25351.563605/2021-91
NUMERO DE REGISTRO: 3.0053.0943.004-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: UNICA + ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3222050 DESINFETANTE PARA ROUPAS HOSPITALARES
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: EVALAR ABC QUIMICA LTDA ME
AUTORIZAÇÃO: 3.02905-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: MEDICONTROLZYME
NUMERO DE PROCESSO: 25351.406242/2021-97
NUMERO DE REGISTRO: 3.2905.0038.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + SACO PLASTICO TRANSPARENTE
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222020 DETERGENTE ENZIMÁTICO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: MEDICONTROLZYME
NUMERO DE PROCESSO: 25351.406242/2021-97
NUMERO DE REGISTRO: 3.2905.0038.002-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO + SACO PLASTICO TRANSPARENTE
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222020 DETERGENTE ENZIMÁTICO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: FERREIRA PRODUTOS DE LIMPEZA LTDA-ME
AUTORIZAÇÃO: 3.03012-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE DA CASA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.302255/2021-98
NUMERO DE REGISTRO: 3.3012.0004.001-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: LAVANDA + FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE COM VALVULA DOSADORA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE DA CASA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.302255/2021-98
NUMERO DE REGISTRO: 3.3012.0004.002-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FLORAL + FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE COM VALVULA DOSADORA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE DA CASA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.302255/2021-98
NUMERO DE REGISTRO: 3.3012.0004.003-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: PINHO + FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE COM VALVULA DOSADORA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE DA CASA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.302255/2021-98
NUMERO DE REGISTRO: 3.3012.0004.004-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: MARINE + FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE COM VALVULA DOSADORA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: FLORA PRODUTOS DE HIGIENE E LIMPEZA S.A
AUTORIZAÇÃO: 3.03548-9
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PERFUMADO MINUANO
VERSÃO: EUCALIPTO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.007290/2008-29
NUMERO DE REGISTRO: 3.3548.0001.001-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4485072/21-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PERFUMADO MINUANO
VERSÃO: LAVANDA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.007290/2008-29
NUMERO DE REGISTRO: 3.3548.0001.002-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)

CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4485072/21-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PERFUMADO MINUANO
VERSÃO: HERBAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.007290/2008-29
NUMERO DE REGISTRO: 3.3548.0001.003-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4485072/21-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PERFUMADO MINUANO
VERSÃO: FLORAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.007290/2008-29
NUMERO DE REGISTRO: 3.3548.0001.004-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4485072/21-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PERFUMADO MINUANO
VERSÃO: MARINE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.007290/2008-29
NUMERO DE REGISTRO: 3.3548.0001.006-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4485072/21-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PERFUMADO MINUANO
VERSÃO: EUCALIPTO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.007290/2008-29
NUMERO DE REGISTRO: 3.3548.0001.010-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4485072/21-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PERFUMADO MINUANO
VERSÃO: LAVANDA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.007290/2008-29
NUMERO DE REGISTRO: 3.3548.0001.011-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4485072/21-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PERFUMADO MINUANO
VERSÃO: FLORAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.007290/2008-29
NUMERO DE REGISTRO: 3.3548.0001.012-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4485072/21-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PERFUMADO MINUANO
VERSÃO: HERBAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.007290/2008-29
NUMERO DE REGISTRO: 3.3548.0001.013-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4485072/21-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE PERFUMADO MINUANO
VERSÃO: MARINE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.007290/2008-29
NUMERO DE REGISTRO: 3.3548.0001.014-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4485072/21-5

NOME DA EMPRESA: GROW QUIMICA E FARMACEUTICA LTDA.
AUTORIZAÇÃO: 3.04407-8
NOME DO PRODUTO E MARCA: PROACTION AS 100 - DETERGENTE ENZIMÁTICO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.103555/2014-16
NUMERO DE REGISTRO: 3.4407.0009.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 06/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222020 DETERGENTE ENZIMÁTICO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0350168/22-9
NOME DO PRODUTO E MARCA: PROACTION AS 100 - DETERGENTE ENZIMÁTICO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.103555/2014-16
NUMERO DE REGISTRO: 3.4407.0009.002-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 06/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222020 DETERGENTE ENZIMÁTICO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0350168/22-9
NOME DO PRODUTO E MARCA: PROACTION AS 100 - DETERGENTE ENZIMÁTICO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.103555/2014-16
NUMERO DE REGISTRO: 3.4407.0009.003-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 06/2029
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222020 DETERGENTE ENZIMÁTICO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0350168/22-9

NOME DA EMPRESA: HIGEX - INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PRODUTOS SANEANTES LTDA - EPP
AUTORIZAÇÃO: 3.04020-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: FUMITECH
NUMERO DE PROCESSO: 25351.656871/2017-80
NUMERO DE REGISTRO: 3.4020.0037.001-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 06/2028
APRESENTAÇÃO: LATA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 8429743/21-9
NOME DO PRODUTO E MARCA: CLEANGEX BAC OFF LIQUID
NUMERO DE PROCESSO: 25351.891995/2021-96
NUMERO DE REGISTRO: 3.4020.0042.001-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BAC OFF LIQUID + FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE COM VALVULA DOSADORA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: CLEANGEX BAC OFF LIQUID
NUMERO DE PROCESSO: 25351.891995/2021-96
NUMERO DE REGISTRO: 3.4020.0042.002-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BAC OFF LIQUID + BOMBONA PLASTICA OPACA + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: CLEANGEX BAC OFF LIQUID
NUMERO DE PROCESSO: 25351.891995/2021-96
NUMERO DE REGISTRO: 3.4020.0042.003-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BAC OFF LIQUID + TAMBOR PLASTICO OPACO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: CLEANGEX BAC OFF LIQUID
NUMERO DE PROCESSO: 25351.891995/2021-96
NUMERO DE REGISTRO: 3.4020.0042.004-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BAC OFF LIQUID + BOMBONA PLÁSTICA TRANSLÚCIDA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: Higiemaster Sul Industria e Comércio de Saneantes - Eireli-ME
AUTORIZAÇÃO: 3.06960-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: HM PRO 80.42
NUMERO DE PROCESSO: 25351.026317/2022-31
NUMERO DE REGISTRO: 3.6960.0052.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205029 DESINFETANTE HOSPITALAR PARA SUPERFÍCIES FIXAS E ARTIGOS NÃO CRÍTICOS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: ITAQUIMICA COMERCIO E INDUSTRIA EIRELI ME
AUTORIZAÇÃO: 3.04981-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: ITA PERFUMADO
VERSÃO: ERVA DOCE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.179274/2018-17
NUMERO DE REGISTRO: 3.4981.0017.001-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Ano(s)
CATEGORIA: 3101010 DETERGENTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 390 REG. SANEANTES - Mudança de Nome de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4265102/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: ITA PERFUMADO
VERSÃO: ERVA DOCE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.179274/2018-17
NUMERO DE REGISTRO: 3.4981.0017.002-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Ano(s)
CATEGORIA: 3101010 DETERGENTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 390 REG. SANEANTES - Mudança de Nome de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4265102/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: ITA PERFUMADO
VERSÃO: ERVA DOCE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.179274/2018-17

NUMERO DE REGISTRO: 3.4981.0017.003-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Ano(s)
CATEGORIA: 3101010 DETERGENTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 390 REG. SANEANTES - Mudança de Nome de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4265102/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: ITA DESENGRAXANTE 10.000 POWER
VERSÃO: NAO APRESENTA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.560622/2018-71
NUMERO DE REGISTRO: 3.4981.0001.001-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 10/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103084 DESENGRAXANTE
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 390 REG. SANEANTES - Mudança de Nome de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4474274/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: ITA DESENGRAXANTE 10.000 POWER
VERSÃO: NAO APRESENTA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.560622/2018-71
NUMERO DE REGISTRO: 3.4981.0001.002-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 10/2028
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103084 DESENGRAXANTE
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 390 REG. SANEANTES - Mudança de Nome de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4474274/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: ITA DESENGRAXANTE 10.000 POWER
VERSÃO: NAO APRESENTA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.560622/2018-71
NUMERO DE REGISTRO: 3.4981.0001.003-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 10/2028
APRESENTAÇÃO: TAMBOR METALICO + ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103084 DESENGRAXANTE
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 390 REG. SANEANTES - Mudança de Nome de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4474274/21-1

_ _

NOME DA EMPRESA: JPB INDUSTRIA QUIMICA LTDA ME
AUTORIZAÇÃO: 3.05192-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: ALCAPLUS
VERSÃO: ALCAPLUS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.140917/2018-24
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0017.001-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 10/2028
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222030 DESINCRUSTANTE ALCALINO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534515/21-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: ALCAPLUS
VERSÃO: ALCAPLUS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.140917/2018-24
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0017.002-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 10/2028
APRESENTAÇÃO: TAMBOR PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222030 DESINCRUSTANTE ALCALINO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534515/21-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: ALCAPLUS
VERSÃO: ALCAPLUS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.140917/2018-24
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0017.003-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 10/2028
APRESENTAÇÃO: ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222030 DESINCRUSTANTE ALCALINO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534515/21-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: ACIDMAX
VERSÃO: ACIDMAX
NUMERO DE PROCESSO: 25351.140941/2018-63
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0018.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 10/2028
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534450/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: ACIDMAX
VERSÃO: ACIDMAX
NUMERO DE PROCESSO: 25351.140941/2018-63
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0018.002-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 10/2028
APRESENTAÇÃO: TAMBOR PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534450/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: ACIDMAX
VERSÃO: ACIDMAX
NUMERO DE PROCESSO: 25351.140941/2018-63
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0018.003-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 10/2028
APRESENTAÇÃO: ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534450/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: ACIDPLUS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.163333/2018-27
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0015.001-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 08/2028
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534454/21-8
NOME DO PRODUTO E MARCA: ACIDPLUS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.163333/2018-27
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0015.002-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 08/2028
APRESENTAÇÃO: TAMBOR PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534454/21-8
NOME DO PRODUTO E MARCA: ACIDPLUS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.163333/2018-27
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0015.003-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 08/2028
APRESENTAÇÃO: ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534454/21-8
NOME DO PRODUTO E MARCA: BASPAN DETERGENTE PROFISSIONAL DESINCRUSTANTE ÁCIDO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.690080/2013-57
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0005.001-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3203018 DETERGENTE PROFISSIONAL DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534455/21-4
NOME DO PRODUTO E MARCA: BASPAN DETERGENTE PROFISSIONAL DESINCRUSTANTE ÁCIDO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.690080/2013-57
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0005.002-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3203018 DETERGENTE PROFISSIONAL DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534455/21-4
NOME DO PRODUTO E MARCA: HYPROTANK ED
NUMERO DE PROCESSO: 25351.739929/2019-91
NUMERO DE REGISTRO: 3.5192.0037.001-3
VENDA E EMPREGO:
VENCIMENTO: 05/2023
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2534583/21-2

_ _

NOME DA EMPRESA: LABNEWS INDUSTRIAL LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.02027-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: NEOZIME ECO
VERSÃO: NEOZIME ECO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.539791/2013-32
NUMERO DE REGISTRO: 3.2027.0011.001-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 12/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 16 Meses
CATEGORIA: 3222020 DETERGENTE ENZIMÁTICO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2518223/21-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: NEOZIME ECO
VERSÃO: NEOZIME ECO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.539791/2013-32
NUMERO DE REGISTRO: 3.2027.0011.002-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 12/2028
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 16 Meses
CATEGORIA: 3222020 DETERGENTE ENZIMÁTICO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2518223/21-5

_ _

NOME DA EMPRESA: LAGOS QUÍMICA LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.03135-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESENGRAXANTE JP08 BASE 40 LAGOS CLEAN
NUMERO DE PROCESSO: 25351.662781/2021-12
NUMERO DE REGISTRO: 3.3135.0011.001-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222030 DESINCRUSTANTE ALCALINO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESENGRAXANTE JP08 BASE 40 LAGOS CLEAN
NUMERO DE PROCESSO: 25351.662781/2021-12
NUMERO DE REGISTRO: 3.3135.0011.002-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222030 DESINCRUSTANTE ALCALINO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: ATIVADO LAGOS CLEAN 5000
NUMERO DE PROCESSO: 25351.662802/2021-91
NUMERO DE REGISTRO: 3.3135.0012.001-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DO PRODUTO E MARCA: ATIVADO LAGOS CLEAN 5000
NUMERO DE PROCESSO: 25351.662802/2021-91
NUMERO DE REGISTRO: 3.3135.0012.002-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESENGRAXANTE LAGOS CLEAN 5000
NUMERO DE PROCESSO: 25351.662804/2021-81
NUMERO DE REGISTRO: 3.3135.0013.001-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222030 DESINCRUSTANTE ALCALINO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESENGRAXANTE LAGOS CLEAN 5000
NUMERO DE PROCESSO: 25351.662804/2021-81
NUMERO DE REGISTRO: 3.3135.0013.002-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222030 DESINCRUSTANTE ALCALINO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: ATIVADO LAGOS CLEAN 1000
NUMERO DE PROCESSO: 25351.662806/2021-70
NUMERO DE REGISTRO: 3.3135.0014.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: ATIVADO LAGOS CLEAN 1000
NUMERO DE PROCESSO: 25351.662806/2021-70
NUMERO DE REGISTRO: 3.3135.0014.002-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: ATIVADO LAGOS CLEAN L.500 SUPER
NUMERO DE PROCESSO: 25351.662807/2021-14
NUMERO DE REGISTRO: 3.3135.0015.001-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: ATIVADO LAGOS CLEAN L.500 SUPER
NUMERO DE PROCESSO: 25351.662807/2021-14
NUMERO DE REGISTRO: 3.3135.0015.002-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3222029 DESINCRUSTANTE ÁCIDO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

---

NOME DA EMPRESA: Leandro dos Santos Rebelo 05214549997
AUTORIZAÇÃO: 3.05762-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: HIPOCLORITO DE SÓDIO QUIMIPROL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.040769/2022-25
NUMERO DE REGISTRO: 3.5762.0003.001-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: HIPOCLORITO DE SÓDIO QUIMIPROL + FRASCO DE PLASTICO OPACO + BOMBONA PLASTICA OPACA
VALIDADE DO PRODUTO: 3 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

---

NOME DA EMPRESA: LIMA & PERGHER INDÚSTRIA E COMÉRCIO S/A
AUTORIZAÇÃO: 3.01282-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: ALGICIDA DE CHOQUE E MANUTENÇÃO AQUAPOOL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.087624/2021-15
NUMERO DE REGISTRO: 3.1282.0073.001-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3210014 ALGICIDA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: ALGICIDA DE CHOQUE E MANUTENÇÃO AQUAPOOL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.087624/2021-15
NUMERO DE REGISTRO: 3.1282.0073.002-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3210014 ALGICIDA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE AZULIM ZEROBAC
VERSÃO: CRISTAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.550655/2019-93
NUMERO DE REGISTRO: 3.1282.0063.001-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 12/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0229367/22-4
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE AZULIM ZEROBAC
VERSÃO: LAVANDA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.550655/2019-93
NUMERO DE REGISTRO: 3.1282.0063.002-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 12/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0229367/22-4
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE AZULIM ZEROBAC
VERSÃO: LEMON
NUMERO DE PROCESSO: 25351.550655/2019-93
NUMERO DE REGISTRO: 3.1282.0063.003-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 12/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0229367/22-4
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE AZULIM ZEROBAC
VERSÃO: CRISTAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.550655/2019-93
NUMERO DE REGISTRO: 000
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE SPRAY + CAIXA DE PAPELÃO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0229367/22-4

NOME DA EMPRESA: LPL INDUSTRIA E COMERCIO DE SANEANTES EIRELI
AUTORIZAÇÃO: 3.05775-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: ESTÉRA SANIT
NUMERO DE PROCESSO: 25351.040774/2022-38
NUMERO DE REGISTRO: 3.5775.0029.001-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: ESTÉRA SANIT + GALAO PLASTICO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: ESTÉRA SANIT
NUMERO DE PROCESSO: 25351.040774/2022-38
NUMERO DE REGISTRO: 3.5775.0029.002-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: ESTÉRA SANIT + BOMBONA PLASTICA + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: ESTÉRA SANIT
NUMERO DE PROCESSO: 25351.040774/2022-38
NUMERO DE REGISTRO: 3.5775.0029.003-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: ESTÉRA SANIT + FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

---

NOME DA EMPRESA: LQB LABORATORIO QUIMICO BRASILEIRO - INDUSTRIA E COMERCIO EIRELI - EPP
AUTORIZAÇÃO: 3.07568-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: ORIGINAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.001-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: ORIGINAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.002-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: LAVANDA INGLESA

NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.003-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: LAVANDA INGLESA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.004-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: BOUQUET FRANCÊS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.005-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL

VERSÃO: BOUQUET FRANCÊS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.006-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: ENERGIA VIBRANTE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.007-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: ENERGIA VIBRANTE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.008-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: VALE DOS EUCALIPTOS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.009-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: VALE DOS EUCALIPTOS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.010-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: FLORAL DOCE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.011-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: FLORAL DOCE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.012-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: PINHO E LIMÃO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.013-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ESSENTIAL
VERSÃO: PINHO E LIMÃO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.227622/2021-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0013.014-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2031
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 5224028/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE EXPERT
NUMERO DE PROCESSO: 25351.508573/2021-61
NUMERO DE REGISTRO: 3.7568.0012.001-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 07/2031
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0333832/22-1

NOME DA EMPRESA: MAXX QUIMICA E SISTEMAS DE LIMPEZA EIRELI
AUTORIZAÇÃO: 3.06833-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: Lav-Maxx 3 - Alvejante Bactericida
NUMERO DE PROCESSO: 25351.040816/2022-31
NUMERO DE REGISTRO: 3.6833.0003.001-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: Lav-Maxx 3 - Alvejante Bactericida + BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 4300215 ALVEJANTE CLORADO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: MERCOQUÍMICA INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.02747-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: DETER-AL SUPER CLOR
NUMERO DE PROCESSO: 25351.747744/2021-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.2747.0187.001-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: ÚNICA + GALAO PLASTICO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DETER-AL SUPER CLOR
NUMERO DE PROCESSO: 25351.747744/2021-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.2747.0187.002-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: ÚNICA + BOMBONA PLASTICA OPACA + ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: MUSTANG PLURON QUÍMICA LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.00546-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: PLURON QUATER LH
NUMERO DE PROCESSO: 25351.107184/2015-71
NUMERO DE REGISTRO: 3.0546.3156.009-8
VENDA E EMPREGO:
VENCIMENTO: 07/2030
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 18 Meses
CATEGORIA: 3205029 DESINFETANTE HOSPITALAR PARA SUPERFÍCIES FIXAS E ARTIGOS NÃO CRÍTICOS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0183196/22-8
NOME DO PRODUTO E MARCA: PLURON 836 LL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.198128/2014-26
NUMERO DE REGISTRO: 3.0546.3138.001-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 06/2029
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 3 Meses
CATEGORIA: 3222050 DESINFETANTE PARA ROUPAS HOSPITALARES
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 7643153/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: PLURON 444 A
NUMERO DE PROCESSO: 25351.633798/2014-73
NUMERO DE REGISTRO: 3.0546.3152.001-0
VENDA E EMPREGO:
VENCIMENTO: 12/2029
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 3 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2827331/21-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: PLURON 444 A
NUMERO DE PROCESSO: 25351.633798/2014-73
NUMERO DE REGISTRO: 3.0546.3152.002-9
VENDA E EMPREGO:
VENCIMENTO: 12/2029
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 3 Meses
CATEGORIA: 3205053 DESINFETANTE PARA INDÚSTRIA ALIMENTÍCIA E AFINS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2827331/21-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: PLURON ALCALI CLOR
NUMERO DE PROCESSO: 25351.766860/2011-70
NUMERO DE REGISTRO: 3.0546.3106.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2027
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3222021 LIMPADOR DE USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2827356/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: PLURON ALCALI CLOR
NUMERO DE PROCESSO: 25351.766860/2011-70
NUMERO DE REGISTRO: 3.0546.3106.002-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2027
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3222021 LIMPADOR DE USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2827356/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: PLURON ALCALI CLOR
NUMERO DE PROCESSO: 25351.766860/2011-70
NUMERO DE REGISTRO: 3.0546.3106.003-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2027
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3222021 LIMPADOR DE USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2827356/21-0

NOME DA EMPRESA: NICHO TECNOLOGIA EIRELI
AUTORIZAÇÃO: 3.10600-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: ÁGUA SANITÁRIA KOKINO'S
NUMERO DE PROCESSO: 25351.060786/2021-06
NUMERO DE REGISTRO: 3.0600.0001.001-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103033 ÁGUA SANITÁRIA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: ÁGUA SANITÁRIA KOKINO'S
NUMERO DE PROCESSO: 25351.060786/2021-06
NUMERO DE REGISTRO: 3.0600.0001.002-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032

APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103033 ÁGUA SANITÁRIA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: NOSSA SENHORA DE FÁTIMA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE EMBALAGENS LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.02060-5
NOME DO PRODUTO E MARCA: Limpador Multiuso Castelar Vinabio
NUMERO DE PROCESSO: 25351.068398/2021-65
NUMERO DE REGISTRO: 3.2060.0008.001-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: Citrus + FRASCO DE PLASTICO OPACO SQUEEZE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: Limpador Multiuso Castelar Vinabio
NUMERO DE PROCESSO: 25351.068398/2021-65
NUMERO DE REGISTRO: 3.2060.0008.002-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: Citrus + FRASCO PLÁSTICO OPACO COM GATILHO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: Limpador Multiuso Castelar Vinabio
NUMERO DE PROCESSO: 25351.068398/2021-65
NUMERO DE REGISTRO: 3.2060.0008.003-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: Natural + FRASCO DE PLASTICO OPACO SQUEEZE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: Limpador Multiuso Castelar Vinabio
NUMERO DE PROCESSO: 25351.068398/2021-65
NUMERO DE REGISTRO: 3.2060.0008.004-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: Natural + FRASCO PLÁSTICO OPACO COM GATILHO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: NOVALE INDUSTRIA DE PRODUTOS DE HIGIENE E LIMPEZA LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.04512-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE NOVALE
VERSÃO: EUCALIPTO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042627/2017-03
NUMERO DE REGISTRO: 3.4512.0001.001-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2027
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2491663/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE NOVALE
VERSÃO: EUCALIPTO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042627/2017-03
NUMERO DE REGISTRO: 3.4512.0001.002-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2027
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2491663/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE NOVALE
VERSÃO: PINHO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042627/2017-03
NUMERO DE REGISTRO: 3.4512.0001.003-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2027
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2491663/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE NOVALE
VERSÃO: PINHO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042627/2017-03
NUMERO DE REGISTRO: 3.4512.0001.004-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2027
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2491663/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE NOVALE
VERSÃO: LAVANDA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042627/2017-03
NUMERO DE REGISTRO: 3.4512.0001.005-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2027
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2491663/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE NOVALE
VERSÃO: LAVANDA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042627/2017-03
NUMERO DE REGISTRO: 3.4512.0001.006-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2027
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2491663/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE NOVALE
VERSÃO: CITRONELA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042627/2017-03
NUMERO DE REGISTRO: 3.4512.0001.007-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2027
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2491663/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE NOVALE
VERSÃO: CITRONELA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042627/2017-03
NUMERO DE REGISTRO: 3.4512.0001.008-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2027
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2491663/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: ÁGUA SANITÁRIA NOVALE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042635/2017-07
NUMERO DE REGISTRO: 3.4512.0002.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 05/2027
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103033 ÁGUA SANITÁRIA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2491562/21-9
NOME DO PRODUTO E MARCA: ÁGUA SANITÁRIA NOVALE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042635/2017-07
NUMERO DE REGISTRO: 3.4512.0002.002-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 05/2027
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103033 ÁGUA SANITÁRIA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2491562/21-9

NOME DA EMPRESA: P. S. INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PRODUTOS DE LIMPEZA LTDA EPP
AUTORIZAÇÃO: 3.03511-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: CLORIMP LIMP 10
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763546/2011-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.3511.0003.001-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 04/2027
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 4300215 ALVEJANTE CLORADO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0277380/22-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: CLORIMP LIMP 10
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763546/2011-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.3511.0003.002-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 04/2027
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 4300215 ALVEJANTE CLORADO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0277380/22-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: CLORIMP LIMP 10
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763546/2011-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.3511.0003.003-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 04/2027
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 4300215 ALVEJANTE CLORADO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0277380/22-7

NOME DA EMPRESA: PIRISA PIRETRO INDUSTRIAL LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.00262-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: PIRINSET 60 NOITES
NUMERO DE PROCESSO: 25025.009567/2003-45
NUMERO DE REGISTRO: 3.0262.0034.001-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 07/2028
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSPARENTE
VALIDADE DO PRODUTO: 02 Ano(s)
CATEGORIA: 3208011 REPELENTE
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4531945/21-2

NOME DA EMPRESA: POLIPLAX PLASTICOS LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.10516-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: GRAFLOR DESINFETANTE
VERSÃO: ESPECIAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.812236/2021-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.0516.0001.001-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: GRAFLOR DESINFETANTE
VERSÃO: EUCALIPTO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.812236/2021-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.0516.0001.002-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: GRAFLOR DESINFETANTE
VERSÃO: LAVANDA

NUMERO DE PROCESSO: 25351.812236/2021-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.0516.0001.003-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: GRAFLOR DESINFETANTE
VERSÃO: LIMÃO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.812236/2021-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.0516.0001.004-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: GRAFLOR DESINFETANTE
VERSÃO: PINHO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.812236/2021-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.0516.0001.005-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: GRAFLOR DESINFETANTE
VERSÃO: FLORAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.812236/2021-75
NUMERO DE REGISTRO: 3.0516.0001.006-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 12 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: GRAFLOR ÁGUA SANITÁRIA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.812283/2021-19
NUMERO DE REGISTRO: 3.0516.0002.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103033 ÁGUA SANITÁRIA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

_ _

NOME DA EMPRESA: PONTO FRANCO LIMPE BEM PRODUTOS DE LIMPEZA LTDA ME
AUTORIZAÇÃO: 3.07251-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: ÁGUA SANITÁRIA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.352601/2018-83
NUMERO DE REGISTRO: 3.7251.0001.001-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2028
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103033 ÁGUA SANITÁRIA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0152930/22-1

_ _

NOME DA EMPRESA: PROTEGE QUIMICA LIMITADA
AUTORIZAÇÃO: 3.09782-4
NOME DO PRODUTO E MARCA: PROTEGE VC - DESINFETANTE USO GERAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.243090/2021-13
NUMERO DE REGISTRO: 3.9782.0001.001-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: CAPIM LIMÃO + FRASCO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: PROTEGE VC - DESINFETANTE USO GERAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.243090/2021-13
NUMERO DE REGISTRO: 3.9782.0001.002-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: CAPIM LIMÃO + GALAO PLASTICO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: PROTEGE VC - DESINFETANTE USO GERAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.243090/2021-13
NUMERO DE REGISTRO: 3.9782.0001.003-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: EUCALIPTO + FRASCO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses

CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: PROTEGE VC - DESINFETANTE USO GERAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.243090/2021-13
NUMERO DE REGISTRO: 3.9782.0001.004-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: EUCALIPTO + GALAO PLASTICO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: PROTEGE VC - DESINFETANTE USO GERAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.243090/2021-13
NUMERO DE REGISTRO: 3.9782.0001.005-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: LAVANDA + FRASCO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: PROTEGE VC - DESINFETANTE USO GERAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.243090/2021-13
NUMERO DE REGISTRO: 3.9782.0001.006-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: LAVANDA + GALAO PLASTICO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

_ _

NOME DA EMPRESA: QUÍMICA AMPARO LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.00467-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: LAVA ROUPAS PÓ TIXAN YPÊ MACIEZ
NUMERO DE PROCESSO: 25351.477193/2020-96
NUMERO DE REGISTRO: 3.0467.0046.001-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 11/2030
APRESENTAÇÃO: CAIXA DE CARTOLINA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222047 SANITIZANTE PARA TECIDOS E ROUPAS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0674118/21-9

_ _

NOME DA EMPRESA: RAWELL QUÍMICA EIRELI
AUTORIZAÇÃO: 3.03554-9
NOME DO PRODUTO E MARCA: ARRANKA PM
NUMERO DE PROCESSO: 25351.644846/2014-28
NUMERO DE REGISTRO: 3.3554.0014.001-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 12/2029
APRESENTAÇÃO: SACHE DE ALUMINIO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3222019 JARDINAGEM AMADORA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0166461/22-9

_ _

NOME DA EMPRESA: RECKITT BENCKISER (BRASIL) LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.00227-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
VERSÃO: PINHO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: PINHO + FRASCO DE PLASTICO OPACO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.002-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: PINHO + FRASCO PLÁSTICO OPACO COM GATILHO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.003-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: PINHO + FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.004-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: PINHO + FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO COM GATILHO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.005-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: PINHO + FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.006-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: PINHO + FRASCO PLÁSTICO TRANSPARENTE COM GATILHO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.007-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: LAVANDA + FRASCO DE PLASTICO OPACO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.008-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: LAVANDA + FRASCO PLÁSTICO OPACO COM GATILHO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL

ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.009-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: LAVANDA + FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.010-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: LAVANDA + FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO COM GATILHO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.011-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: LAVANDA + FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: VEJA DESINFETANTE POWER ACTION
NUMERO DE PROCESSO: 25351.004075/2021-43
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1018.012-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 06/2031
APRESENTAÇÃO: LAVANDA + FRASCO PLÁSTICO TRANSPARENTE COM GATILHO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2971562/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: SBP ULTRA INSETOS RASTEIROS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.386890/2021-10
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1028.001-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: LATA AEROSSOL + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3206017 INSETICIDA DE VENDA LIVRE
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.001-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BRISA DA MANHÃ + FRASCO DE PLASTICO OPACO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.002-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BRISA DA MANHÃ + FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.003-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BRISA DA MANHÃ + FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.004-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: BRISA DA MANHÃ + SACO PLASTICO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.005-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: PODER CÍTRICO + FRASCO DE PLASTICO OPACO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.006-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: PODER CÍTRICO + FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.007-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: PODER CÍTRICO + FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.008-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: PODER CÍTRICO + SACO PLASTICO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.009-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: PUREZA DO ALGODÃO + FRASCO DE PLASTICO OPACO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.010-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: PUREZA DO ALGODÃO + FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.011-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: PUREZA DO ALGODÃO + FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: LYSOL DESINFETANTE MULTIBENEFÍCIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.763885/2021-35
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1029.012-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: PUREZA DO ALGODÃO + SACO PLASTICO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: PRO VEJA MULTIUSO
VERSÃO: ORIGINAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.790266/2021-13
NUMERO DE REGISTRO: 3.0227.1030.001-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

_ _

NOME DA EMPRESA: RIOQUIMICA S.A.
AUTORIZAÇÃO: 3.01329-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: GERMI RIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.560895/2009-56
NUMERO DE REGISTRO: 3.1329.0357.001-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 12/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 4300211 DESINFETANTE DE NÍVEL INTERMEDIÁRIO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 3126302/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: GERMI RIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.560895/2009-56
NUMERO DE REGISTRO: 3.1329.0357.002-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 12/2029
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 4300211 DESINFETANTE DE NÍVEL INTERMEDIÁRIO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 3126302/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: GERMI RIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.560895/2009-56
NUMERO DE REGISTRO: 3.1329.0357.003-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 12/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO COM GATILHO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 4300211 DESINFETANTE DE NÍVEL INTERMEDIÁRIO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 3126302/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: GERMI RIO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.560895/2009-56
NUMERO DE REGISTRO: 3.1329.0357.004-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 12/2029
APRESENTAÇÃO: POTE PLÁSTICO OPACO + CAIXA DE PAPELÃO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 4300211 DESINFETANTE DE NÍVEL INTERMEDIÁRIO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 3126302/21-1

_ _

NOME DA EMPRESA: ROMAQ COMERCIAL QUÍMICA LTDA

AUTORIZAÇÃO: 3.02922-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: HG SANIT - AGUA SANITARIA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.732795/2018-05
NUMERO DE REGISTRO: 3.2922.0001.001-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 04/2029
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103033 ÁGUA SANITÁRIA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 396 REG. SANEANTES - Alteração (Inclusão Ou Exclusão) de Fabricante
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0346801/22-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: HG SANIT - AGUA SANITARIA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.732795/2018-05
NUMERO DE REGISTRO: 3.2922.0001.002-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 04/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 3103033 ÁGUA SANITÁRIA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 396 REG. SANEANTES - Alteração (Inclusão Ou Exclusão) de Fabricante
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0346801/22-2

NOME DA EMPRESA: RZK QUÍMICA DO BRASIL LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.02039-4
NOME DO PRODUTO E MARCA: KLASH
NUMERO DE PROCESSO: 25351.047345/2010-15
NUMERO DE REGISTRO: 3.2039.0074.001-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 05/2025
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3202038 REMOVEDOR
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2453882/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: KLASH
NUMERO DE PROCESSO: 25351.047345/2010-15
NUMERO DE REGISTRO: 3.2039.0074.002-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 05/2025
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3202038 REMOVEDOR
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2453882/21-0
NOME DO PRODUTO E MARCA: KLASH
NUMERO DE PROCESSO: 25351.047345/2010-15
NUMERO DE REGISTRO: 3.2039.0074.003-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 05/2025
APRESENTAÇÃO: TAMBOR PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3202038 REMOVEDOR
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2453882/21-0

NOME DA EMPRESA: SAUDE MAIS IND EIRELI
AUTORIZAÇÃO: 3.09162-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: INESFLY LARVA IGR
VERSÃO: 1
NUMERO DE PROCESSO: 25351.531009/2019-27
NUMERO DE REGISTRO: 3.9162.0002.002-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3206017 INSETICIDA DE VENDA LIVRE
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 3874 Registro de Produto de Risco 2 - Inseticida para Empresas Especializadas

NOME DA EMPRESA: SOBEL INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PRODUTOS DE LIMPEZA LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.00244-9
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE SUPREMA
VERSÃO: PINHO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.589880/2008-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.0244.0057.001-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2076496/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE SUPREMA
VERSÃO: FLORAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.589880/2008-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.0244.0057.004-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2076496/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE SUPREMA
VERSÃO: EUCALIPTO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.589880/2008-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.0244.0057.005-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2076496/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE SUPREMA
VERSÃO: ALPINO GREEN
NUMERO DE PROCESSO: 25351.589880/2008-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.0244.0057.006-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2076496/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE SUPREMA
VERSÃO: FLORES DO CAMPO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.589880/2008-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.0244.0057.007-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2076496/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE SUPREMA
VERSÃO: LAVANDA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.589880/2008-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.0244.0057.008-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2076496/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE SUPREMA
VERSÃO: LAVANDA BOUQUET
NUMERO DE PROCESSO: 25351.589880/2008-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.0244.0057.009-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2076496/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE SUPREMA
VERSÃO: OCEANIC
NUMERO DE PROCESSO: 25351.589880/2008-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.0244.0057.010-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2076496/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE SUPREMA
VERSÃO: TROPICAL BLUE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.589880/2008-67
NUMERO DE REGISTRO: 3.0244.0057.011-8
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 10/2024
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2076496/21-1

NOME DA EMPRESA: Spartan do Brasil Produtos Químicos Ltda.
AUTORIZAÇÃO: 3.00018-9
NOME DO PRODUTO E MARCA: CLOROSPAR
NUMERO DE PROCESSO: 25351.016718/2004-09
NUMERO DE REGISTRO: 3.0018.0139.001-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 06/2029
APRESENTAÇÃO: POTE DE PLASTICO
VALIDADE DO PRODUTO: 3 Ano(s)
CATEGORIA: 3211062 DESINFETANTE PARA HORTIFRUTÍCOLAS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0184152/22-4

NOME DA EMPRESA: SYNGENTA PROTEÇÃO DE CULTIVOS LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.00119-8
NOME DO PRODUTO E MARCA: KLERAT PELLETS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.536207/2013-96
NUMERO DE REGISTRO: 3.0119.6661.001-8
VENDA E EMPREGO:
VENCIMENTO: 02/2029
APRESENTAÇÃO: FILME DE POLIETILENO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 2 Ano(s)
CATEGORIA: 3207021 RATICIDA PARA EMPRESAS ESPECIALIZADAS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 8453436/21-5

NOME DA EMPRESA: TEM BRILHO FABRICAÇÃO DE PRODUTOS DE LIMPEZA LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.09218-7
NOME DO PRODUTO E MARCA: Cloro Tem Brilho
NUMERO DE PROCESSO: 25351.121057/2021-25
NUMERO DE REGISTRO: 3.9218.0001.001-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: Cloro Tem Brilho + BOMBONA PLASTICA OPACA + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA

VALIDADE DO PRODUTO: 6 Meses
CATEGORIA: 4300215 ALVEJANTE CLORADO
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

NOME DA EMPRESA: TEN FOUR INDÚSTRIA E SERVIÇOS LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.07011-8
NOME DO PRODUTO E MARCA: ALGICIDA CHOQUE E MANUTENÇÃO LÍQUIDO ASTRALPOOL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.406042/2017-15
NUMERO DE REGISTRO: 3.7011.0019.001-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 11/2022
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3210014 ALGICIDA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2516821/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: ALGICIDA CHOQUE E MANUTENÇÃO LÍQUIDO ASTRALPOOL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.406042/2017-15
NUMERO DE REGISTRO: 3.7011.0019.002-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 11/2022

APRESENTAÇÃO: GALAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3210014 ALGICIDA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2516821/21-2
NOME DO PRODUTO E MARCA: ALGICIDA CONCENTRADO CHOQUE E MANUTENÇÃO GRANULADO ASTRALPOOL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.406053/2017-50
NUMERO DE REGISTRO: 3.7011.0020.001-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 11/2022
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3210014 ALGICIDA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2516586/21-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: SUPER SHOCK ASTRALPOOL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.406085/2017-63
NUMERO DE REGISTRO: 3.7011.0021.001-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 11/2022
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205045 DESINFETANTE PARA PISCINAS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2517041/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: SUPER SHOCK ASTRALPOOL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.406085/2017-63
NUMERO DE REGISTRO: 3.7011.0021.002-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 11/2022
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205045 DESINFETANTE PARA PISCINAS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2517041/21-1

_ _

NOME DA EMPRESA: TNT NITROS QUÍMICA LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.03516-8
NOME DO PRODUTO E MARCA: GEL CLEAN 70
NUMERO DE PROCESSO: 25351.093120/2016-51
NUMERO DE REGISTRO: 3.3516.0010.001-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 06/2027
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO OPACO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0569194/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: GEL CLEAN 70
NUMERO DE PROCESSO: 25351.093120/2016-51
NUMERO DE REGISTRO: 3.3516.0010.002-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 06/2027
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSPARENTE
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0569194/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: GEL CLEAN 70
NUMERO DE PROCESSO: 25351.093120/2016-51
NUMERO DE REGISTRO: 3.3516.0010.003-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 06/2027
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSPARENTE COM VÁLVULA DOSADORA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 389 REG. SANEANTES - Alteração de Rotulagem de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 0569194/21-1

_ _

NOME DA EMPRESA: USINAS ITAMARATi S/A
AUTORIZAÇÃO: 3.10194-3
NOME DO PRODUTO E MARCA: Álcool Líquido 70 °INPM - UISA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.559308/2021-41
NUMERO DE REGISTRO: 3.0194.0002.001-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO + PRODUTO SOMENTE CONTEM EMBALAGEM PRIMARIA
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205029 DESINFETANTE HOSPITALAR PARA SUPERFÍCIES FIXAS E ARTIGOS NÃO CRÍTICOS
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

_ _

NOME DA EMPRESA: WALTRICK QUIMICA SUL LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.08561-4
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE WALTRICK
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042734/2022-21
NUMERO DE REGISTRO: 3.8561.0005.001-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: DESINFETANTE WALTRICK LAVANDA + GALAO + GALAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE WALTRICK
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042734/2022-21
NUMERO DE REGISTRO: 3.8561.0005.002-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: DESINFETANTE WALTRICK EUCALIPTO + GALAO + GALAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE WALTRICK
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042734/2022-21
NUMERO DE REGISTRO: 3.8561.0005.003-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: DESINFETANTE WALTRICK FLORAL + FRASCO DE PLÁSTICO TRANSLÚCIDO COM VÁLVULA DOSADORA + GALAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE WALTRICK
NUMERO DE PROCESSO: 25351.042734/2022-21
NUMERO DE REGISTRO: 3.8561.0005.004-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 02/2032
APRESENTAÇÃO: DESINFETANTE WALTRICK TALCO + GALAO + GALAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 30020 REG. SANEANTES - Registro de produtos saneantes

_ _

NOME DA EMPRESA: WTS INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PRODUTOS QUÍMICOS LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.03064-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: ALGICIDA DE MANUTENCAO ALGIPLUS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.529471/2017-01
NUMERO DE REGISTRO: 3.3064.0004.001-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 12/2027
APRESENTAÇÃO: GALAO PLASTICO + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 1 Ano(s)
CATEGORIA: 3210014 ALGICIDA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4644054/21-6
NOME DO PRODUTO E MARCA: ALGICIDA DE MANUTENCAO ALGIPLUS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.529471/2017-01
NUMERO DE REGISTRO: 3.3064.0004.002-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE,PRODUTO DE USO PROFISSIONAL OU DE VENDA RESTRITA
VENCIMENTO: 12/2027
APRESENTAÇÃO: BOMBONA PLASTICA OPACA + ACONDICIONAMENTO NAO PREVISTO NA TABELA
VALIDADE DO PRODUTO: 1 Ano(s)
CATEGORIA: 3210014 ALGICIDA
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 4644054/21-6

_ _

NOME DA EMPRESA: ZUPPANI INDUSTRIAL LTDA
AUTORIZAÇÃO: 3.00960-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: FRESCOR LAVANDA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.001-6
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: FRESCOR MARINE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.002-4
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: ERVA DOCE
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.003-2
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: FLORES TROPICAIS
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.004-0
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: PINHO TRADICIONAL
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.005-9
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: EUCALIPTO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.006-7
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: FRESCOR LIMÃO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.007-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL

ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: CHÁ DE FRESCOR
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.008-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: FRESCOR EUCALIPTO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.009-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: CITRONELA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.010-5
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: EUCALIPTO COM PODER DA CITRONELA
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.011-3
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1
NOME DO PRODUTO E MARCA: DESINFETANTE ZUPP
VERSÃO: MULTIUSO
NUMERO DE PROCESSO: 25351.816253/2018-86
NUMERO DE REGISTRO: 3.0960.0058.012-1
VENDA E EMPREGO: PRODUTO DE VENDA LIVRE
VENCIMENTO: 03/2029
APRESENTAÇÃO: FRASCO DE PLASTICO TRANSPARENTE + CAIXA DE PAPELAO
VALIDADE DO PRODUTO: 24 Meses
CATEGORIA: 3205061 DESINFETANTE PARA USO GERAL
ASSUNTO DA PETIÇÃO: 330 REG. SANEANTES - Modificação de Fórmula de Produto
EXPEDIENTE DA PETIÇÃO: 2567085/21-1

4ª DIRETORIA

GERÊNCIA-GERAL DE INSPEÇÃO E FISCALIZAÇÃO SANITÁRIA

RESOLUÇÃO-RE Nº 296, DE 1° DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o descumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação, ou o descumprimento dos procedimentos de petições submetidas à análise, preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Indeferir o Pedido de Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde das empresas constantes no anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Fabricante: Bio-Steril SAS
Endereço: 196 Route de Chessy Saint Germain-Neulles, Rhone Alpes, 69210 - França
Solicitante: Building Health Distribuidora de Produtos para a Saúde Ltda EPP CNPJ: 22577162/0001-20
Autorização de Funcionamento: 8127768 Expediente: 0052899/17-4
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico da classe IV.
Motivo: Em atendimento ao inciso I do §1º do artigo 4º da RDC nº 497/2021 e em desacordo com a RDC nº 16/2013: não cumpre as Boas Práticas de Produtos para a Saúde em relação aos itens 7.1.1.1; 3.1.6; 5.1.1.1; 5.1.1.1; 3.2.1.4; 5.1.2; 6.4.1; 5.1.3.1: 5.1.3.2; 5.4.1; 5.5.2; 5.1.3.4; 3.1.1; 5.1.1.1; 5.5.3; 6.2.1; 6.5.1; 7.1.1.3; e, 7.1.1.2 da RDC n. 16/2013.

Empresa: Plast Suture do Brasil Ind. Com. e Rep. de Fios Cirúrgicos Ltda. CNPJ: 05937544/0001-06
Endereço: Rua César Fonseca, 31 Papicu, Fortaleza - CE CEP: 60175-115
Autorização de Funcionamento: 8022611 Expediente: 0424983/20-6
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico das classes III e IV.
Motivo de Indeferimento: Em atendimento ao inciso I, parágrafo 1º do artigo 4º da RDC nº 497/2021 e em desacordo com a RDC nº 16/2013: não cumpre as Boas Práticas de Fabricação em relação aos itens 2.4.1, 4.2.1.1, 4.2.1.2, 4.2.1.4, 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.1.5, 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8, 4.1.9, 4.1.11, 5.1.2, 5.1.6, 5.5.1 e 5.5.3.

RESOLUÇÃO-RE Nº 297, DE 1° DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos dispostos no art. 39, da Resolução de Diretoria Colegiada-RDC nº 497, de 20 de maio de 2021, resolve:

Art. 1º Conceder a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde, por meio de sua renovação automática, às empresas constantes no anexo,

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 2 (dois) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Fabricante: Comex Indústria e Comércio S/A CNPJ: 01.430.765/0001-24
Endereço: Rua Doutor Álvaro Camargos, 1970, Bairro São João Batista, Belo Horizonte - MG CEP: 31.515-252
Autorização: 8.00.178-2 Expediente: 2414714/21-2
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por critérios renovação automática

RESOLUÇÃO-RE Nº 298, DE 1° DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o descumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação preconizados em legislação vigente, para a área de Produtos para Saúde, resolve:

Art. 1º Cancelar a Certificação de Boas Práticas de Fabricação da empresa WEG Drives & Controls - Automação Ltda., publicada pela Resolução -RE n° 1.804, de 3 de junho de 2020, no Diário Oficial da União nº. 106, de 4 de junho de 2020, Seção 1, pág. 90, conforme expediente nº 4318455/21-1 e 4318455/21-1.

Art. 2º Cancelar a Certificação de Boas Práticas de Fabricação ou Distribuição e/ou Armazenagem da empresa Creare Electronics Indústria e Comércio Ltda, publicada pela Resolução-RE n° 1.023, de 10 de março de 2021, no Diário Oficial da União nº. 49, de 15 de março de 2021, Seção 1, pág. 149, conforme expediente nº 4699504/21-3.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

RESOLUÇÃO-RE Nº 299, DE 1° DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Conceder a Certificação de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem de Produtos para Saúde às empresas constantes no anexo.

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 4 (quatro) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Empresa: Hummer do Brasil Comercial Imp. e Exp. de Equipamentos Hospitalares Eireli CNPJ: 09553187/0001-25
Endereço: Av. Riachuelo 187, Sobreloja Salas 02 e 03, Zona 03, Maringá - PR CEP: 87050-220
Autorização de Funcionamento: 8060360 Expediente: 2908172/21-6
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico da classe III e Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Cumprimento dos requisitos dispostos no Art 4° da RDC nº 497, de 20 de maio de 2021

Empresa: Marcell Pinheiro Ganam EPP CNPJ: 32798804/0001-74
Endereço: Av. Paraíba, no 104 - Sala 12 e 14 - Terreo - Cachoeirinha, Manaus - AM CEP: 69065-125
Autorização de Funcionamento: 8189233 Expediente: 3445529/21-3
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo: Cumprimento dos requisitos dispostos no Art 4° da RDC nº 497, de 20 de maio de 2021

RESOLUÇÃO-RE Nº 300, DE 1° DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Conceder a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde às empresas constantes no anexo.

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 2 (dois) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Fabricante: Bioceramed - Cerâmicos para Aplicações Médicas S.A.
Endereço: Rua José Gomes Ferreira, n. º 1, Armazém D, São Julião do Tojal, Loures, 2660-360 - Portugal
Solicitante: Sintegra Surgical Sciencies Ltda. CNPJ: 06373225/0001-70
Autorização de Funcionamento: 8073942 Expediente: 3109988/21-6
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico da classe IV.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeções anteriores e abordagem baseada em risco.

Fabricante: Bryllan, LLC.
Endereço: 12501 E. Grand River Avenue - Brighton, MI, 481161 - Estados Unidos da América
Solicitante: Brazil Import Soluções para Saúde Ltda. CNPJ: 34625205/0001-84
Autorização de Funcionamento: 8198706 Expediente: 3110153/21-1
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico da classe IV.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeções anteriores e abordagem baseada em risco.

Fabricante: Emed SP. Z O. O. SP. K.
Endereço: Ryþwa 69A Opacz - Kolonia, Mazovian, 05-816 - Polónia
Solicitante: Biomet 3I do Brasil Comercio de Aparelhos Médicos Ltda. CNPJ: 02913684/0001-48
Autorização de Funcionamento: 8004468 Expediente: 3110053/21-7
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeções anteriores e abordagem baseada em risco.

Fabricante: Lisi Medical Fasteners
Endereço: 19 Chemin de la Traille, BP 100, Neyron, Miribel, 01700 - França
Solicitante: VR Medical Importadora e Distribuidora de Produtos Médicos Ltda. CNPJ: 04718143/0001-94
Autorização de Funcionamento: 8010251 Expediente: 2209610/21-4
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.

Materiais de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeções anteriores e abordagem baseada em risco.

Fabricante: Shanghai Dong Yue Medical Health Product Co., Ltd.
Endereço: N° 9088 Hutai Road - Baoshan District, 200949 - Shanghai, 315104 - China
Solicitante: Parts Import Comércio de Importação e Exportação Ltda. CNPJ: 02322453/0001-60
Autorização de Funcionamento: 8088227 Expediente: 2718919/21-3
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeções anteriores e abordagem baseada em risco.

Fabricante: Stellartech Research Corporation
Endereço: 560 Cottonwood Drive, Milpitas - California , 95035 - Estados Unidos da América
Solicitante: Johnson & Johnson do Brasil Indústria e Comércio de Produtos para Saúde Ltda. CNPJ: 54516661/0001-01
Autorização de Funcionamento: 8014590 Expediente: 2502227/21-6
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeções anteriores e abordagem baseada em risco.

RESOLUÇÃO-RE Nº 301, DE 1° DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Conceder às empresas constantes no anexo a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.

Art. 2º A presente certificação terá validade de 2 (dois) anos a partir de sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Empresa: E-Med Produtos Médico-Hospitalares Ltda - ME CNPJ: 03480968/0001-50
Endereço: Rua André de Leão, nº 77 - Vila Socorro, São Paulo - SP CEP: 04762-030
Autorização de Funcionamento: 8047551 Expediente: 1915262/21-6
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

Empresa: Leedsay S/A CNPJ: 08.116.472/0001-16
Endereço: Rua José Ferreira Leal, 116, Monte Aprazível - SP CEP: 15150-000
Autorização de Funcionamento: 8044307 Expediente: 1862020/21-3
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico das classes III e IV.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

Empresa: Promm Indústria de Materiais Cirúrgicos Ltda. CNPJ: 94970142/0001-25
Endereço: Av. Pátria 312, São Geraldo, Porto Alegre - RS CEP: 90230-070
Autorização de Funcionamento: 1044739 Expediente: 1743625/21-9
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico das classes III e IV.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

RESOLUÇÃO-RE Nº 302, DE 1° DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o descumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem, resolve:

Art. 1º Indeferir os pedidos de Certificação de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem de Produtos para Saúde das empresas constantes no anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Empresa: DR Importação, Exportação e Distribuição Ltda. CNPJ: 17634786/0001-00
Endereço: SIA Trecho 03 Lote 985 Bloco D Sala 206, Brasília - DF CEP: 71200030
Autorização de Funcionamento: 8099138 Expediente: 2080499/19-7
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo: Em atendimento ao Art. 11 da RDC nº 204/2005, devido à não apresentação de relatório de inspeção emitido pela Vigilância Sanitária competente, que atesta o cumprimento das Boas Práticas de Distribuição e Armazenamento, conforme notificação de exigência nº 3654759/20-0.

Empresa: Hiperdental Comércio e Representação de Produtos Odontológicos e Médico-Hospitalar Ltda. CNPJ: 13994852/0001-93
Endereço: Rua Genesio Roberto Baggio, 1304, Sala 01, Centro, Sorriso - MT CEP: 78890-000
Autorização de Funcionamento: 8125740 Expediente: 2525404/19-0
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo: Em atendimento ao Art. 11 da RDC nº 204/2005, devido à não apresentação de relatório de inspeção emitido pela Vigilância Sanitária competente, que atesta o cumprimento das Boas Práticas de Distribuição e Armazenamento, conforme notificação de exigência nº 3654640/20-2.

Empresa: Odonto Equipo Triangulo Ltda. CNPJ: 38688818/0001-11
Endereço: R. Vigário Silva, 347, B. São Benedito CEP: 38010-130
Autorização de Funcionamento: não possui Expediente: 0604330/20-1
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo:Em atendimento ao Art. 11 da RDC nº 204/2005: não apresentação de relatório de inspeção satisfatório, conforme notificação de exigência nº 3654397/20-7 e à ausência de autorização de funcionamento para empresas sujeitas ao regime de vigilância sanitária, conforme requer o Art. 50 da Lei n. 6.360/1976.

Empresa: Siemens Healthcare Diagnósticos S.A. CNPJ: 01449930/0003-51
Endereço: Rua Dona Francisca, 8300, Bloco 1, Módulo 4, Perini Business Park, Joinville/SC CEP: 89219-600
Autorização de Funcionamento: 8106621 Expediente: 8429206/21-3
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo: Em desacordo com o art. 3º da RDC nº 25/2011: ausência de relatório de inspeção válido
---
Empresa: Unidocks Assessoria E Logística de Materiais Ltda., CNPJ: 00.233.065/0001-87, AFE: 8018760 CNPJ: 00233065/0001-87
Endereço: Avenida Ceci, nº 1900 - Bloco 03, Tamboré, Barueri - SP CEP: 06460-120
Autorização de Funcionamento: 8018760 Expediente: 0468735/19-3
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Motivo: Em atendimento ao Art. 11 da RDC No. 204/2005: Não apresentação de relatório de inspeção atestando o cumprimento as boas práticas de armazenamento e distribuição, conforme notificação de exigência No. 3658215/20-8.

RESOLUÇÃO-RE Nº 303, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Conceder a Certificação de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem de Produtos para Saúde às empresas constantes no anexo.

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 4 (quatro) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Empresa: Astramed Comércio de Materiais Médicos Ltda - ME CNPJ: 07733630/0001-14
Endereço: Rua General João Severiano da Fonseca 324A Araes - Cuiabá , Mato Grosso CEP: 78005-600
Autorização de Funcionamento: 8038745 Expediente: 2550696/21-2
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde. Motivo: Subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

Empresa: Distribuidora de Produtos Farmacêuticos Valle Med Ltda - EPP CNPJ: 19805900/0001-34
Endereço: Rua São Sebastião, 349 - Centro , Cachoeira Paulista - SP CEP: 12630-000
Autorização de Funcionamento: 8109613 Expediente: 8519569/21-8
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo: Subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

Empresa: Esse-Ene Comércio e Serviços Ltda. EPP CNPJ: 07.667.561/0001-98
Endereço: Rua Rangel Pestana, 1121 - Sapiranga, Fortaleza - CE CEP: 60833-012
Autorização de Funcionamento: 8026413 Expediente: 6980542/21-4
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo: Subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

Empresa: M. R. Hospitalar Ltda - ME. CNPJ: 24009233/0001-13
Endereço: Rua Antonio Francisco Eccard nº 135, Bairro Glória, Santo Antonio de Pádua - RJ CEP: 28470-000
Autorização de Funcionamento: 8141451 Expediente: 8429296/21-2
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo: Subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

Empresa: Massar Distribuidora Ltda CNPJ: 42.026.307/0001-01
Endereço: Rua Natal, 981, Mooca, São Paulo - SP CEP: 03186-030
Autorização de Funcionamento: 8236735 Expediente: 4938381/21-4
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo: Subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

Empresa: Medical Support Materiais Médicos e Hospitalares CNPJ: 13928215/0001-19
Endereço: Rua Rui Barbosa, 1145, sala 81,82, 83 e 84, Centro, Ribeirão Preto-SP CEP: 14015-120
Autorização de Funcionamento: 8092919 Expediente: 0003947/18-1
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo: Subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

Empresa: Signus do Brasil Comércio, Importação e Exportação de Materiais Hospitalares Ltda. CNPJ: 03543875/0001-28
Endereço: Avenida das Américas, 3959, Salas 307 e 308 - Barra da Tijuca, Rio de Janeiro. - RJ CEP: 22631-003
Autorização de Funcionamento: 8032222 Expediente: 3103006/19-5
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem:
Produtos para Saúde.
Motivo: Subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

RESOLUÇÃO-RE Nº 304, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Conceder a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde às empresas constantes no anexo.

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 2 (dois) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Fabricante: B. Braun Aesculap Japan Co. Ltd
Endereço: 285 Ogaki, Tsuga-machi, Tochigi-shi, Tochigi, 328-0101 - Japão
Solicitante: Laboratórios B. Braun S.A. CNPJ: 31673254/0001-02
Autorização de Funcionamento: 8013699 Expediente: 2604427/21-4
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeções anteriores e abordagem baseada em risco.

Fabricante: RMS Company
Endereço: 8600 Evergreen Boulevard, Coon Rapids, Minnesota, 55433 - Estados Unidos da América
Solicitante: LDR Brasil Comércio, Importação, e Exportação de Produtos Médicos Ltda. CNPJ: 08954683/0001-28
Autorização de Funcionamento: 8044481 Expediente: 4535799/20-2
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeções anteriores e abordagem baseada em risco.

RESOLUÇÃO-RE Nº 305, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Conceder às empresas constantes no anexo a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.

Art. 2º A presente certificação terá validade de 2 (dois) anos a partir de sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Empresa: MTB Tecnologia Ltda. CNPJ: 01405834/0001-40
Endereço: Rua José Carvalho Vieira, 215, Jardim Santa Bárbara, Cachoeira de Minas - Minas Gerais CEP: 37545-000
Autorização de Funcionamento: 8034925 Expediente: 0576337/21-8
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

Empresa: Nutriex Indústria de Nutracêuticos Ltda. CNPJ: 22966065/0001-29
Endereço: Avenida Brasil, nº 505, Quadra Área, Lote 01, Galpão 02 - Jardim da Luz , Goiânia - GO CEP: 74850-545
Autorização de Funcionamento: 8214931 Expediente: 4631656/21-2
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.
Materiais de uso médico das classes III e IV.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por relatório de inspeção, requisito necessário para decisão do ato.

RESOLUÇÃO-RE Nº 306, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o descumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem, resolve:

Art. 1º Indeferir os pedidos de Certificação de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem de Produtos para Saúde das empresas constantes no anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Empresa: Dimensão Comércio de Artigos Médicos Hospitalares Ltda CNPJ: 03924435/0001-10
Endereço: Rua Governador Ney Braga, 4335, sla 01, Zona I, Umuarama, PR CEP: 87501-330
Autorização de Funcionamento: 8009633 Expediente: 1094041/18-3
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem: Produtos para Saúde.
Motivo: Em atendimento ao Art 11 da RDC 204/2005: não apresentação do relatório de inspeção, conforme notificação de exigência n. 3661635/20-4.

Empresa: NS Implantes e Comércio de Produtos Hospitalares Ltda. CNPJ: 25448311/0001-49
Endereço: Rua Ouro Preto, 877 Barro Preto Belo Horizonte - MG CEP: 30170-040
Autorização de Funcionamento: 8147561 Expediente: 8429502/21-1
Certificado de Boas Práticas de Armazenamento e Distribuição de Produtos para Saúde
Motivo: Em desacordo com o Artigo 3º da RDC nº25/2011: ausência de relatório de inspeção.

Empresa: Topmedical Comércio e Representação de Produtos Médico-Hospitalares Ltda CNPJ: 10.948.986/0001-80
Endereço: Rua Octácio Schiavon 155, Curitiba, PR CEP: 82800-360
Autorização de Funcionamento: 8.063.54-8 Expediente: 1071495/18-2
Certificado de Boas Práticas de Distribuição e Armazenagem: Produtos para Saúde.
Motivo: em atendimento ao Art 11 da RDC n. 204/2005: não apresentação do relatório de inspeção, conforme notificação de exigência n. 3661636/20-2.

RESOLUÇÃO-RE Nº 307, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o descumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação, ou o descumprimento dos procedimentos de petições submetidas à análise, preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Indeferir o Pedido de Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde das empresas constantes no anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Empresa: Excel Indústria e Comércio de Equipamentos de Proteção Ltda. CNPJ: 29.327.521/0001-30
Endereço: Rua Campo Bom, 635 Bloco H, Matiel - Feliz - RS CEP: 95770-000
Autorização de Funcionamento: 8205181 Expediente: 4042107/21-4
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Materiais de classe de risco I e II.
Motivo: Em desacordo com o §2º Art 18 da RDC 497/2021.

RESOLUÇÃO-RE Nº 308, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Conceder a Certificação de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem de Produtos para Saúde às empresas constantes no anexo.

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 4 (quatro) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Empresa: FBC de Niteroi Comercio e Servicos Eireli - EPP CNPJ: 22.341.240/0001-92
Endereço: R Reverendo Armando Ferreira nº 350, sala 206 e 207, Largo da Batalha, Niterói - RJ CEP: 24310-400
Autorização: 8.14.280-6 Expediente: 2550812/21-2
Certificação de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenamento:
Produtos para Saúde.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por critérios renovação automática

RESOLUÇÃO-RE Nº 309, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos dispostos no art. 39, da Resolução de Diretoria Colegiada-RDC nº 497, de 20 de maio de 2021, resolve:

Art. 1º Conceder a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde, por meio de sua renovação automática, às empresas constantes no anexo,

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 2 (dois) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Empresa: Comex Indústria e Comércio S/A CNPJ: 01.430.765/0001-24
Endereço: Rua Doutor Álvaro Camargos, 1970, Bairro São João Batista, Belo Horizonte - MG CEP: 31.515-252
Autorização: 8.00.178-2 Expediente: 2414714/21-2
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por critérios renovação automática

---

Empresa: Engemed Indústria e Comércio Ltda. CNPJ: 04.230.057/0001-38
Endereço: Rua Andreas Florian Rieger 81 - Vila Bela Flor, Mogi das Cruzes - SP CEP: 08.745-260
Autorização: 8.01.698-5 Expediente: 2855417/21-0
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por critérios renovação automática

---

Empresa: Expansor Equipamentos Ortodônticos Ltda. CNPJ: 62.308.390/0001-19
Endereço: 62.308.390/0001-19, Rua Lourenço Inocentini, 853, Vila Nery, São Carlos - SP CEP: 13567-620
Autorização: 8.01.029-4 Expediente: 2668652/21-9
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Materiais de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por critérios renovação automática
Empresa: Implacil de Bortoli Material Odontológico S.A. CNPJ: 05.741.680/0001-18
Endereço: Rua Vicente de Carvalho, 178/182, Cambuc, São Paulo - SP CEP: 01521-020
Autorização: 8.02.598-6 Expediente: 2062096/21-6
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Materiais de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por critérios renovação automática

---

Empresa: Sintegra Surgical Sciencies Ltda. CNPJ: 06.373.225/0001-70
Endereço: Rua Dr Luiz Miranda, 1750 - Interno - Pirajá, Pompéia - SP CEP: 17580-000
Autorização: 8.07.394-2 Expediente: 2940145/21-1
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Materiais de uso médico das classes III e IV.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por critérios renovação automática

RESOLUÇÃO-RE Nº 325, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, §1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º Conceder às empresas constantes no anexo a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde.

Art. 2º A presente certificação terá validade de 2 (dois) anos a partir de sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANA CAROLINA MOREIRA MARINO ARAUJO

ANEXO

Fabricante: Abbott Ireland Diagnostics Division
Endereço: Lisnamuck, Longford, Co. Longford, N39 E932 - Irlanda
Solicitante: Abbott Laboratórios do Brasil Ltda. CNPJ: 56.998.701/0001-16
Autorização de Funcionamento: 8.01.465-0 Expediente: 3142832/21-1
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Produtos para diagnóstico de uso in vitro da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa
Fabricante: Biofire Diagnostics, LLC
Endereço: 515 Colorow Drive, Salt Lake City, UT 84108 - Estados Unidos da América
Solicitante: Biomerieux Brasil Industria e Comercio de Produtos Laboratoriais Ltda. CNPJ: 33.040.635/0001-71
Autorização de Funcionamento: 1.01.581-2 Expediente: 2636817/21-2
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Produtos para diagnóstico de uso in vitro da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa.
Fabricante: Biomet 3i Dental Ibérica, S.L.U.
Endereço: C/ Islas Baleares, 50, Pol. Ind. Fuente del Jarro, Paterna, Valencia, 46988, Espanha
Solicitante: LDR Brasil Comércio Importação e Exportação de Produtos Médicos Ltda CNPJ: 08.954.683/0001-28
Autorização de Funcionamento: 8.04.448-1 Expediente: 8452885/21-1
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Materiais de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa.
Fabricante: Biomet France SARL
Endereço: Plateau de Lautagne, Valence, 26000, França
Solicitante: Biomet 3I do Brasil Comércio de Aparelhos Médicos Ltda. CNPJ: 02.913.684/0001-48
Autorização de Funcionamento: 8.00.446-8 Expediente: 3212606/21-5

Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Materiais de uso médico das classes III e IV.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa
Fabricante: Leica Biosystems Newcastle Ltd
Endereço: Balliol Business Park West, Benton Lane, Newcastle Upon Tyne, Tyne and Wear, NE12 8EW, Reino Unido
Solicitante: Leica do Brasil Importação e Comércio Ltda CNPJ: 52.201.456/0001-13
Autorização de Funcionamento: 1.03.379-9 Expediente: 2751901/21-2
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Produtos para diagnóstico de uso in vitro da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa
Fabricante: Medacta International S.A.
Endereço: Strada Regina, CH-6874, Castel San Pietro - Suíça
Solicitante: VR Medical Importadora e Distribuidora de Produtos Médicos Ltda. CNPJ: 04.718.143/0001-94
Autorização de Funcionamento: 8.01.025-1 Expediente: 2312346/21-4
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Materiais de uso médico das classes III e IV.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa
Fabricante: NIBEC Co., Ltd.
Endereço: Iwol electricity-electronic Agro-industrial Complex, 116, Bamdi-gil, Iwolmyeon, Jincheon-gun,Chungcheongbuk-do, 27816, Coreia do Sul
Solicitante: JJGC Indústria e Comércio de Materiais Dentários S.A. CNPJ: 00.489.050/0001-84
Autorização de Funcionamento: 1.03.444-2 Expediente: 0065130/20-1
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Materiais de uso médico da classe IV.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa
Fabricante: Penumbra, Inc.
Endereço: One Penumbra Place, Alameda, CA 94502 - Estados Unidos da América
Solicitante: Penumbra Latin America Distribuidora de Equipamentos e Produtos Médicos Ltda. CNPJ: 21.873.761/0001-28
Autorização de Funcionamento: 8.12.485-2 Expediente: 2653161/21-4
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Materiais de uso médico das classes III e IV.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa
Fabricante: Varian Medical Systems Particle Therapy GmbH & Co. KG.
Endereço: Landgrafenstrasse 114, Troisdorf - 53842 - Alemanha
Solicitante: Varian Medical Systems Brasil Ltda. CNPJ: 03.009.915/0001-56
Autorização: 1.04.054-1 Expediente: 3026934/21-6
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa
Fabricante: Wipro GE Healthcare Private Ltd.
Endereço: 122, Part 1, Export Promotion Industrial Park, Whitefield, Bangalore - 560066 - Índia
Solicitante: GE Healthcare do Brasil Comércio e Serviços para Equipamentos Médico-Hospitalares Ltda. CNPJ: 00.029.372/0001-40
Autorização de Funcionamento: 8.00.712-6 Expediente: 2805767/21-7
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa.
Fabricante: Zap Surgical Systems, Inc.
Endereço: 590 Taylor Street, San Carlos, California, 94070, Estados Unidos da América
Solicitante: Emergo Brazil Import Importação e Distribuição de Produtos Médicos Hospitalares Ltda CNPJ: 04.967.408/0001-98
Autorização de Funcionamento: 8.01.175-8 Expediente: 0273089/22-6
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Equipamentos de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa.
Fabricante: Zhejiang Biomet Medical Products Co. Ltd.
Endereço: 980 Shenli Road, Jinhua City, Zhejian - 321016 - China
Solicitante: Biomet 3I do Brasil Comércio de Aparelhos Médicos Ltda. CNPJ: 02.913.684/0001-48
Autorização de Funcionamento: 8.00.446-8 Expediente: 3212576/21-9
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Produtos para Saúde:
Materiais de uso médico da classe III.
Motivo: Publicado deferimento, subsidiado por informações provenientes de autoridades regulatórias e de organismos auditores terceiros reconhecidos pela Anvisa.

RESOLUÇÃO-RE Nº 347, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

Considerando a necessidade de inclusão na certificação de boas práticas de fabricação, prevista no Art. 11 da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 497, de 20 de maio de 2021, resolve:

Art. 1º Alterar a descrição da certificação da empresa ALMAC PHARMA SERVICES LIMITED (Código único: A.000027), solicitada pela empresa VERTEX FARMACEUTICA DO BRASIL LTDA., CNPJ nº 21.798.065/0001-02, publicada pela Resolução - RE nº 2.472, de 23 de junho de 2021, no Diário Oficial da União nº 119, de 28 de junho de 2021, Seção 1, página 164, DE "Sólidos não estéreis (Embalagem primária; Embalagem secundária): Comprimidos Revestidos; Granulados" para "Sólidos não estéreis (Granel): Comprimidos Revestidos. Sólidos não estéreis: Granulados", conforme expedientes nº 4461781/20-8 e 4272782/21-5.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

RESOLUÇÃO-RE Nº 348, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

Considerando a necessidade de inclusão na certificação de boas práticas de fabricação, prevista no Art. 11 da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 497, de 20 de maio de 2021, resolve:

Art. 1º Incluir a forma farmacêutica Comprimidos Revestidos na linha de Sólidos não estéreis da certificação da empresa ROTTENDORF PHARMA GMBH (Código único: A.000535), solicitada pela empresa BOEHRINGER INGELHEIM DO BRASIL QUÍMICA E FARMACÊUTICA LTDA, CNPJ nº 60.831.658/0001-77, publicada pela Resolução - RE nº 1.817, de 7 de maio de 2021, publicada no Diário Oficial da União nº 86, de 10 de maio de 2021, Seção 1, página 111, conforme expedientes nº 3723906/20-6 e 4263182/21-9.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

RESOLUÇÃO-RE Nº 349, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

Considerando o descumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação preconizados em legislação vigente, para a área de Medicamentos, resolve:

Art. 1º Cancelar as Certificações de Boas Práticas de Fabricação de Medicamentos da empresa constante no anexo, publicada pela Resolução RE n° 2.649, de 6 de julho de 2021, no Diário Oficial da União nº 129, de 12 de julho de 2021, Seção 1, pág. 114.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

EMPRESA: BLAU FARMACEUTICA GOIAS LTDA. - CNPJ: 16.590.191/0001-29 - AUTORIZ/MS: 1072234
ENDEREÇO: AV. PEDRO LUDOVICO, SN, QUADRA 02, LOTES 06/07/08/09/50/51/52
MUNICÍPIO: ANÁPOLIS - UF: GO - EXPEDIENTE: 0407989/22-2
ASSUNTO: 70210 - MEDICAMENTO E INSUMOS FARMACÊUTICOS - Cancelamento de CBPF/CBPDA de INDÚSTRIA/DISTRIBUIDORA - PROCESSO ADMINISTRATIVO - uso exclusivo ANVISA
LINHA(S) DE CERTIFICAÇÃO CANCELADA(S): Produtos estéreis (Cefalosporínicos): Pós com Preparação Asséptica;
MOTIVO DE CANCELAMENTO: Em atendimento ao Art. 10 da RDC nº 497/2021: não cumpriu os Arts. 4º, § 2º; 7º, § 2º; 8º, inciso XII; 13; 68; 71, § 1º; 95; 116; e 148 da RDC nº 301/2019; Art. 5º da IN nº 43/2019; Art. 45, inciso II da IN nº 47/2019; e Art. 96, § 2º, inciso III, alínea "b" da IN nº 35/2019.
.....
EMPRESA: BLAU FARMACEUTICA GOIAS LTDA. - CNPJ: 16.590.191/0001-29 - AUTORIZ/MS: 1072234
ENDEREÇO: AV. PEDRO LUDOVICO, SN, QUADRA 02, LOTES 06/07/08/09/50/51/52
MUNICÍPIO: ANÁPOLIS - UF: GO - EXPEDIENTE: 0408700/22-3
ASSUNTO: 70210 - MEDICAMENTO E INSUMOS FARMACÊUTICOS - Cancelamento de CBPF/CBPDA de INDÚSTRIA/DISTRIBUIDORA - PROCESSO ADMINISTRATIVO - uso exclusivo ANVISA
MOTIVO DE CANCELAMENTO: Em atendimento ao Art. 10 da RDC nº 497/2021: não cumpriu os Arts. 4º, § 2º; 7º, § 2º; 8º, inciso XII; 13; 68; 71, § 1º; 95; 116; e 148 da RDC nº 301/2019; Art. 5º da IN nº 43/2019; Art. 45, inciso II da IN nº 47/2019; e Art. 96, § 2º, inciso III, alínea "b" da IN nº 35/2019.
.....
EMPRESA: BLAU FARMACEUTICA GOIAS LTDA. - CNPJ: 16.590.191/0001-29 - AUTORIZ/MS: 1072234
ENDEREÇO: AV. PEDRO LUDOVICO, SN, QUADRA 02, LOTES 06/07/08/09/50/51/52
MUNICÍPIO: ANÁPOLIS - UF: GO - EXPEDIENTE: 0408160/22-9
ASSUNTO: 70210 - MEDICAMENTO E INSUMOS FARMACÊUTICOS - Cancelamento de CBPF/CBPDA de INDÚSTRIA/DISTRIBUIDORA - PROCESSO ADMINISTRATIVO - uso exclusivo ANVISA
LINHA(S) DE CERTIFICAÇÃO CANCELADA(S): Produtos estéreis: Pós com Preparação Asséptica;
MOTIVO DE CANCELAMENTO: Em atendimento ao Art. 10 da RDC nº 497/2021: não cumpriu os Arts. 4º, § 2º; 7º, § 2º; 8º, inciso XII; 13; 68; 71, § 1º; 95; 116; e 148 da RDC nº 301/2019; Art. 5º da IN nº 43/2019; Art. 45, inciso II da IN nº 47/2019; e Art. 96, § 2º, inciso III, alínea "b" da IN nº 35/2019.

RESOLUÇÃO-RE Nº 350, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

Considerando o descumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação preconizados em legislação vigente, para a área de Medicamentos, resolve:

Art. 1º Cancelar a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Medicamentos da empresa constante no anexo, publicada pela Resolução RE n° 2.224, de 1º de julho de 2020, no Diário Oficial da União nº 127, de 6 de julho de 2020, Seção 1, pág. 63.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

EMPRESA: INDUSTRIA FARMACEUTICA SANTA RITA DE CASSIA LTDA - EPP - CNPJ: 82.226.754/0001-29 - AUTORIZ/MS: 1021194
ENDEREÇO: RUA NORBERTO ALCANTARA PADILHA, 247
MUNICÍPIO: CAMPO MOURÃO - UF: PR - EXPEDIENTE: 0347214/22-1
ASSUNTO: 70210 - MEDICAMENTO E INSUMOS FARMACÊUTICOS - Cancelamento de CBPF/CBPDA de INDÚSTRIA/DISTRIBUIDORA - PROCESSO ADMINISTRATIVO - uso exclusivo ANVISA
LINHA(S) DE CERTIFICAÇÃO CANCELADA(S): Líquidos não estéreis: Líquidos; Soluções; Óleos;
MOTIVO DE CANCELAMENTO: Em atendimento ao Art. 10 da RDC nº 497/2021: não cumpriu os Artigos 74; 75; 79; 150; 261, parágrafo 1º; 275 e 370, inciso I da RDC nº 301/2019; e Artigos 5º, parágrafo único; 53; 66; 68 e 97 da IN nº 47/2019.

RESOLUÇÃO-RE Nº 351, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

Considerando o descumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação de Medicamentos, ou o descumprimento dos procedimentos de petições submetidas à análise, preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Indeferir o(s) Pedido(s) de Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Medicamentos da(s) empresa(s) constante(s) no ANEXO.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

EMPRESA: INDUSTRIA FARMACEUTICA SANTA RITA DE CASSIA LTDA - EPP - CNPJ: 82.226.754/0001-29 - AUTORIZ/MS: 1021194
ENDEREÇO: RUA NORBERTO ALCANTARA PADILHA, 247
MUNICÍPIO: CAMPO MOURÃO - UF: PR - EXPEDIENTE: 4140772/21-2
ASSUNTO: 768 - MEDICAMENTOS - (Certificação de BPF) de INDÚSTRIA NACIONAL de SÓLIDOS NÃO ESTÉREIS
MOTIVO DE INDEFERIMENTO: Em atendimento ao Art. 4º, parágrafo 1º da RDC nº 497/2021: a inspeção de verificação do cumprimento às Boas Práticas de Fabricação de Medicamentos, realizada no período de 25 a 29 de outubro de 2021, teve conclusão por Ação Oficial Determinada (AOD).
.....
EMPRESA: WHITE MARTINS GASES INDUSTRIAIS LTDA - CNPJ: 35.820.448/0198-21 - AUTORIZ/MS: 2200001

ENDEREÇO: Rod BR 158 S/N ZONA RURAL
MUNICÍPIO: TRÊS LAGOAS - UF: MS - EXPEDIENTE: 4725282/21-9
ASSUNTO: 70226 - MEDICAMENTOS - (Certificação de BPF) de INDÚSTRIA NACIONAL de LÍQUIDOS CRIOGÊNICOS MEDICINAIS
MOTIVO DE INDEFERIMENTO: Em desacordo com o art. 3º da RDC nº 25/2011: ausência de Parecer técnico da Vigilância Sanitária Competente atestando o cumprimento das boas práticas de fabricação de líquidos criogênicos. O relatório juntado refere-se à concessão da Licença de Funcionamento, não sendo esta documentação apta para a concessão da certificação de boas práticas.
.....
EMPRESA: WHITE MARTINS GASES INDUSTRIAIS LTDA - CNPJ: 35.820.448/0213-03 - AUTORIZ/MS: 2200001
ENDEREÇO: R IRACEMA LUCAS, 255
MUNICÍPIO: VINHEDO - UF: SP - EXPEDIENTE: 0413281/20-5
ASSUNTO: 70225 - MEDICAMENTOS - (Certificação de BPF) de INDÚSTRIA NACIONAL de GASES MEDICINAIS
MOTIVO DE INDEFERIMENTO: Em atendimento ao Art. 4º, parágrafo 1º, da RDC nº 497/2021: Inspeção realizada no período de 19 a 22 de outubro de 2021 concluiu que o estabelecimento não cumpre com os requisitos técnicos das Boas práticas de fabricação de Gases Medicinais.

RESOLUÇÃO-RE Nº 352, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o descumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenamento de Medicamentos, ou o descumprimento dos procedimentos de petições submetidas à análise, preconizados em legislação vigente, resolve:

Art. 1º Indeferir o(s) Pedido(s) de Certificação de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenamento de Medicamentos da(s) empresa(s) constante(s) no ANEXO.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

EMPRESA: Lumar Comércio de Produtos Farmacêuticos Ltda - CNPJ: 49.228.695/0001-52 - AUTORIZ/MS: 1022081
ENDEREÇO: AV. WILSON BEGO, 745
MUNICÍPIO: FRANCA - UF: SP - EXPEDIENTE: 2136991/17-7
ASSUNTO: 770 - MEDICAMENTOS - (Certificação de Boas Práticas) de DISTRIBUIÇÃO E/ OU ARMAGENAGEM do produto
MOTIVO DE INDEFERIMENTO: Em atendimento ao Art. 11 da RDC nº 204/2005: não apresentação de Relatório de inspeção, emitido há menos de 48 meses, da Vigilância Sanitária Competente atestando o cumprimento das boas práticas de distribuição e/ou armazenamento de medicamentos, conforme notificação de exigência nº 2059986/20-2.
.....
EMPRESA: MSHS COMERCIO DE MATERIAL MEDICO HOSPITALAR LTDA - EPP - CNPJ: 40.782.468/0001-08 - AUTORIZ/MS: 1120455
ENDEREÇO: RUA ANÁLIA JOVEM DE PAULA Nº 10, LETRA A
MUNICÍPIO: PARNAMIRIM - UF: RN - EXPEDIENTE: 1171582/18-1
ASSUNTO: 770 - MEDICAMENTOS - (Certificação de Boas Práticas) de DISTRIBUIÇÃO E/ OU ARMAGENAGEM do produto
MOTIVO DE INDEFERIMENTO: Em atendimento ao Art. 11 da RDC nº 204/2005: não apresentação de Relatório de inspeção, emitido há menos de 48 meses, da Vigilância Sanitária Competente atestando o cumprimento das boas práticas de distribuição e/ou armazenamento de medicamentos, conforme notificação de exigência nº 2060748/20-2.
.....
EMPRESA: new life comercio de medicamentos eirelli - CNPJ: 29.316.592/0001-37 - AUTORIZ/MS: 1188231
ENDEREÇO: AVENIDA GOVERNADOR LUIS ROCHA, 12
MUNICÍPIO: BALSAS - UF: MA - EXPEDIENTE: 2255058/19-5
ASSUNTO: 770 - MEDICAMENTOS - (Certificação de Boas Práticas) de DISTRIBUIÇÃO E/ OU ARMAGENAGEM do produto
MOTIVO DE INDEFERIMENTO: Em atendimento ao Art. 11 da RDC nº 204/2005: não apresentação de Relatório de inspeção, emitido há menos de 48 meses, da Vigilância Sanitária Competente atestando o cumprimento das boas práticas de distribuição e/ou armazenamento de medicamentos, conforme notificação de exigência nº 2073288/20-1.
.....
EMPRESA: JOSE A M SOARES ME - CNPJ: 02.537.040/0001-00 - AUTORIZ/MS: 1123084
ENDEREÇO: AV DR. ALMIR SOARES, N° 151 -
MUNICÍPIO: PINHEIRO - UF: MA - EXPEDIENTE: 2476611/19-1
ASSUNTO: 770 - MEDICAMENTOS - (Certificação de Boas Práticas) de DISTRIBUIÇÃO E/ OU ARMAGENAGEM do produto
MOTIVO DE INDEFERIMENTO: Em atendimento ao Art. 11 da RDC nº 204/2005: não apresentação de Relatório de inspeção, emitido há menos de 48 meses, da Vigilância Sanitária Competente atestando o cumprimento das boas práticas de distribuição e/ou armazenamento de medicamentos, conforme notificação de exigência nº 2073411/20-5.

RESOLUÇÃO-RE Nº 353, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

Considerando o cumprimento dos requisitos dispostos no art. 39, da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 497, de 20 de maio de 2021, resolve:

Art. 1º Conceder à(s) empresa(s) constante(s) no ANEXO, a Certificação de Boas Práticas de Fabricação por meio de sua renovação automática.

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 2 (dois) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

EMPRESA: INOVAT INDUSTRIA FARMACEUTICA LTDA - CNPJ: 27.864.378/0001-90 - AUTORIZ/MS: 1173254
ENDEREÇO: Avenida Presidente Tancredo de Almeida Neves, 1555
MUNICÍPIO: GUARULHOS - UF: SP - EXPEDIENTE: 2312649/21-7
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Semissólidos não estéreis: Cremes; Géis; Pomadas
.....
EMPRESA: INOVAT INDUSTRIA FARMACEUTICA LTDA - CNPJ: 27.864.378/0001-90 - AUTORIZ/MS: 1173254
ENDEREÇO: Avenida Presidente Tancredo de Almeida Neves, 1555
MUNICÍPIO: GUARULHOS - UF: SP - EXPEDIENTE: 2312474/21-2
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis: Cápsulas; Comprimidos; Comprimidos Revestidos; Pós
Sólidos não estéreis (Penicilínicos): Cápsulas; Pós
.....
EMPRESA: GLAXOSMITHKLINE BRASIL LTDA - CNPJ: 33.247.743/0001-10 - AUTORIZ/MS: 1001071
ENDEREÇO: ESTRADA DOS BANDEIRANTES, Nº 8464
MUNICÍPIO: RIO DE JANEIRO - UF: RJ - EXPEDIENTE: 2114059/21-9
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Líquidos não estéreis: Emulsões; Soluções; Suspensões; Xaropes
.....
EMPRESA: GLAXOSMITHKLINE BRASIL LTDA - CNPJ: 33.247.743/0001-10 - AUTORIZ/MS: 1001071
ENDEREÇO: ESTRADA DOS BANDEIRANTES, Nº 8464
MUNICÍPIO: RIO DE JANEIRO - UF: RJ - EXPEDIENTE: 2114136/21-3
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Semissólidos não estéreis: Cremes; Pomadas
.....
EMPRESA: ASTRAZENECA DO BRASIL LTDA - CNPJ: 60.318.797/0001-00 - AUTORIZ/MS: 1016181
ENDEREÇO: RODOVIA RAPOSO TAVARES, KM 26,9
MUNICÍPIO: COTIA - UF: SP - EXPEDIENTE: 2718638/21-4
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis (Carbapenêmicos) (Embalagem secundária)
.....
EMPRESA: MJM PRODUTOS FARMACEUTICOS E DE RADIOPROTEÇÃO LTDA - CNPJ: 04.891.262/0001-44 - AUTORIZ/MS: 1073595
ENDEREÇO: AVENIDA IPIRANGA, Nº 6681 - PRÉDIO 93, SALA 101
MUNICÍPIO: PORTO ALEGRE - UF: RS - EXPEDIENTE: 3158830/21-3
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis: Pós Liofilizados; Soluções Parenterais de Pequeno Volume com Esterilização Terminal
.....
EMPRESA: CRISTALIA PRODUTOS QUIMICOS FARMACEUTICOS LTDA - CNPJ: 44.734.671/0004-02 - AUTORIZ/MS: 1002981
ENDEREÇO: AVENIDA PAOLETTI
MUNICÍPIO: ITAPIRA - UF: SP - EXPEDIENTE: 3142355/21-9
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis: Adesivos
.....
EMPRESA FABRICANTE: MSD INTERNATIONAL GMBH (SINGAPORE BRANCH)
ENDEREÇO: 21 TUAS SOUTH AVENUE 6, 637766 - PAÍS: CINGAPURA, REPÚBLICA DA - CÓDIGO ÚNICO: A.000421
EMPRESA SOLICITANTE: MERCK SHARP & DOHME FARMACEUTICA LTDA. - CNPJ: 03.560.974/0001-18
AUTORIZ/MS: 1001711 - EXPEDIENTE(s): 3109966/21-2
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis (Granel): Comprimidos; Comprimidos Revestidos
.....
EMPRESA FABRICANTE: SHARP CORPORATION
ENDEREÇO: 7451 KEEBLER WAY, ALLENTOWN, PENNSYLVANIA (PA) 18106 - PAÍS: ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA - CÓDIGO ÚNICO: A.000579
EMPRESA SOLICITANTE: TEVA FARMACÊUTICA LTDA. - CNPJ: 05.333.542/0001-08
AUTORIZ/MS: 1055731 - EXPEDIENTE(s): 3142611/21-5
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis (Embalagem primária; Embalagem secundária): Comprimidos
.....
EMPRESA FABRICANTE: AESICA PHARMACEUTICALS GMBH
ENDEREÇO: GALILEISTRASSE 6, 08056 ZWICKAU - PAÍS: ALEMANHA - CÓDIGO ÚNICO: A.000805
EMPRESA SOLICITANTE: UCB BIOPHARMA LTDA. - CNPJ: 64.711.500/0001-14
AUTORIZ/MS: 1023619 - EXPEDIENTE(s): 2940234/21-3
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis (Granel): Comprimidos Revestidos
.....
EMPRESA FABRICANTE: ALCAMI CAROLINAS CORPORATION
ENDEREÇO: 1519 NORTH 23RD STREET, WILMINGTON, NORTH CAROLINA (NC) 28405 - PAÍS: ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA - CÓDIGO ÚNICO: A.001321
EMPRESA SOLICITANTE: RECORDATI RARE DISEASES COMÉRCIO DE MEDICAMENTOS LTDA - ME - CNPJ: 53.056.057/0001-79
AUTORIZ/MS: 1171267 - EXPEDIENTE(s): 3158669/21-8
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis (Embalagem secundária)
.....
EMPRESA FABRICANTE: BSP PHARMACEUTICALS S.P.A.
ENDEREÇO: VIA APPIA KM 65,561 (LOC. LATINA SCALO) - 04013 LATINA (LT) - PAÍS: ITÁLIA - CÓDIGO ÚNICO: A.000688
EMPRESA SOLICITANTE: UNITED MEDICAL LTDA - CNPJ: 68.949.239/0001-46
AUTORIZ/MS: 1025762 - EXPEDIENTE(s): 3073914/21-8
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis: Soluções Parenterais de Pequeno Volume com Preparação Asséptica
.....
EMPRESA FABRICANTE: B. BRAUN MEDICAL, S.A.
ENDEREÇO: CTRA. DE TERRASSA, 121 08191 RUBÍ (BARCELONA) - PAÍS: ESPANHA - CÓDIGO ÚNICO: A.000912
EMPRESA SOLICITANTE: LABORATÓRIOS B. BRAUN S/A - CNPJ: 31.673.254/0001-02
AUTORIZ/MS: 1000853 - EXPEDIENTE(s): 3073740/21-0
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis: Soluções Parenterais de Grande Volume com Esterilização Terminal; Soluções Parenterais de Pequeno Volume com Esterilização Terminal
.....
EMPRESA FABRICANTE: B. BRAUN MELSUNGEN AG
ENDEREÇO: PLANT A, CARL BRAUN - STRASSE 1, 34212 MELSUNGEN - PAÍS: ALEMANHA - CÓDIGO ÚNICO: A.000064
EMPRESA SOLICITANTE: LABORATÓRIOS B. BRAUN S/A - CNPJ: 31.673.254/0001-02
AUTORIZ/MS: 1000853 - EXPEDIENTE(s): 3027233/21-1
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis: Emulsões Parenterais de Grande Volume com Esterilização Terminal; Emulsões Parenterais de Pequeno Volume com Esterilização Terminal; Soluções Parenterais de Grande Volume com Esterilização Terminal

RESOLUÇÃO-RE Nº 354, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

Considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem preconizados em legislação vigente, para a área de Medicamentos, resolve:

Art. 1º Conceder à(s) empresa(s) constante(s) no ANEXO, a Certificação de Boas Práticas de Distribuição e/ou Armazenagem de Medicamentos.

Art. 2º A presente Certificação terá validade de 4 (quatro) anos a partir da sua publicação.

Art. 3° Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

EMPRESA: INOVAMED HOSPITALAR LTDA - CNPJ: 12.889.035/0001-02 - AUTORIZ/MS: 1088740 - AE: 1232813
ENDEREÇO: R DOUTOR JOAO CARUSO, 2115
MUNICÍPIO: ERECHIM - UF: RS - EXPEDIENTE: 4282383/21-6
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU ARMAZENAGEM: Medicamentos
.....
EMPRESA: ESSENCIAL RIO DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS MÉDICOS E HOSPITALARES EIRELI - ME - CNPJ: 24.875.483/0001-36 - AUTORIZ/MS: 1159380 - AE: 1159453
ENDEREÇO: R MINAS GERAIS 829
MUNICÍPIO: NOVA IGUAÇU - UF: RJ - EXPEDIENTE: 4112650/21-3
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU ARMAZENAGEM: Medicamentos
.....
EMPRESA: ALTERMED MATERIAL MÉDICO HOSPITALAR LTDA - CNPJ: 00.802.002/0001-02 - AUTORIZ/MS: 1112401 - AE: 1112432
ENDEREÇO: ESTRADA BOA ESPERANÇA, Nº 2320
MUNICÍPIO: RIO DO SUL - UF: SC - EXPEDIENTE: 2908380/21-8
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU ARMAZENAGEM: Medicamentos
.....
EMPRESA: Distribuidora Vida ltda - CNPJ: 03.460.198/0001-84 - AUTORIZ/MS: 1145256 - AE: 1163076
ENDEREÇO: RODOVIA BR-010
MUNICÍPIO: IMPERATRIZ - UF: MA - EXPEDIENTE: 4370591/21-0
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU ARMAZENAGEM: Medicamentos
.....
EMPRESA: CRUZ COMERCIO DE MEDICAMENTOS LTDA - CNPJ: 26.748.035/0001-05 - AUTORIZ/MS: 1243283 - AE: 1259221
ENDEREÇO: RUA ALTEIA, N. 157
MUNICÍPIO: MANAUS - UF: AM - EXPEDIENTE: 4452556/21-3
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU ARMAZENAGEM: Medicamentos
.....
EMPRESA: PROFARMA SPECIALTY S.A. - CNPJ: 81.887.838/0003-02 - AUTORIZ/MS: 1021925 - AE: 1209169
ENDEREÇO: RUA JOSÉ GUERRA Nº 127, TÉRREO, SETOR A, 1º ANDAR, SALA A
MUNICÍPIO: SÃO PAULO - UF: SP - EXPEDIENTE: 2767059/21-4
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU ARMAZENAGEM: Medicamentos
.....
EMPRESA: GLOBAL DISTRIBUIDORA EIRELI - CNPJ: 08.353.510/0001-54 - AUTORIZ/MS: 1075751 - AE: 1224605
ENDEREÇO: RUA HENRIQUE PEREIRA DE SOUZA, Nº 392
MUNICÍPIO: TIMON - UF: MA - EXPEDIENTE: 3376671/21-4
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU ARMAZENAGEM: Medicamentos
.....
EMPRESA: A W DOS SANTOS GANOZA COMERCIO DE PRODUTOS FARMACÊUTICOS EIRELI - CNPJ: 27.191.363/0001-08 - AUTORIZ/MS: 1175485
ENDEREÇO: RUA CORONEL MADEIRA, N. 645 - SEGUNDO PISO
MUNICÍPIO: MANACAPURU - UF: AM - EXPEDIENTE: 4398587/21-7
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU ARMAZENAGEM: Medicamentos
.....
EMPRESA: GRIFOLS BRASIL LTDA - CNPJ: 02.513.899/0001-71 - AUTORIZ/MS: 1036417
ENDEREÇO: AVENIDA GIANNI AGNELLI, 1909
MUNICÍPIO: CAMPO LARGO - UF: PR - EXPEDIENTE: 3041911/21-3
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU ARMAZENAGEM: Medicamentos
.....
EMPRESA: dl distribuidora de medicamentos eireli - CNPJ: 31.556.536/0001-11 - AUTORIZ/MS: 1184179 - AE: 1184165
ENDEREÇO: ST SPLM CONJUNTO 9 S/N LOTE 4
MUNICÍPIO: BRASÍLIA - UF: DF - EXPEDIENTE: 2766987/21-5
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU ARMAZENAGEM: Medicamentos

RESOLUÇÃO-RE Nº 355, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

Considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação preconizados em legislação vigente, para a área de Medicamentos, resolve:

Art. 1º Conceder à(s) Empresa(s) constante(s) no ANEXO, a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Medicamentos.

Art. 2º A presente Certificação terá validade de 2 (dois) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

EMPRESA: CIMED INDUSTRIA S.A. - CNPJ: 02.814.497/0008-83 - AUTORIZ/MS: 1043810
ENDEREÇO: Rodovia Fernão Dias, BR 381, S/N Km 848
MUNICÍPIO: POUSO ALEGRE - UF: MG - EXPEDIENTE: 4644151/21-1
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis: Cápsulas; Cápsulas Moles; Comprimidos; Comprimidos Efervescentes; Comprimidos Revestidos; Granulados; Pastilhas; Pós; Pós Efervescentes
.....
EMPRESA: BIOLAB SANUS FARMACÊUTICA LTDA - CNPJ: 49.475.833/0015-01 - AUTORIZ/MS: 1009744
ENDEREÇO: RUA SOLANGE APARECIDA MONTAN, 80
MUNICÍPIO: ITAPEVI - UF: SP - EXPEDIENTE: 2372199/20-0
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis: Granulados
.....
EMPRESA: ACHÉ LABORATÓRIOS FARMACÊUTICOS S.A. - CNPJ: 60.659.463/0030-26 - AUTORIZ/MS: 1005739
ENDEREÇO: ROD PE 09, 5601
MUNICÍPIO: CABO DE SANTO AGOSTINHO - UF: PE - EXPEDIENTE: 4531624/21-1
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis (Embalagem secundária)
.....
EMPRESA: Samtec Biotecnologia Limitada - CNPJ: 04.459.117/0001-99 - AUTORIZ/MS: 1055926
ENDEREÇO: Rua General Augusto Soares dos Santos, 465
MUNICÍPIO: RIBEIRÃO PRETO - UF: SP - EXPEDIENTE: 0959763/18-8
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis: Soluções Parenterais de Pequeno Volume com Esterilização Terminal
.....
EMPRESA FABRICANTE: MAYNE PHARMA INC
ENDEREÇO: 1240 SUGG PARKWAY, GREENVILLE, NORTH CAROLINA (NC) 27834 - PAÍS: ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA - CÓDIGO ÚNICO: A.001510
EMPRESA SOLICITANTE: VERTEX FARMACEUTICA DO BRASIL LTDA. - CNPJ: 21.798.065/0001-02
AUTORIZ/MS: 1138239 - EXPEDIENTE(s): 4644177/21-1
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis (Granel): Granulados
.....
EMPRESA FABRICANTE: ARES TRADING URUGUAY S. A.
ENDEREÇO: RUTA 8, KM 17.500, ZONAMÉRICA, MONTEVIDEO - EDIFICIO 1800 (MERCK SERONO) - PAÍS: URUGUAI - CÓDIGO ÚNICO: A.000036
EMPRESA SOLICITANTE: MERCK S/A - CNPJ: 33.069.212/0001-84
AUTORIZ/MS: 1000898 - EXPEDIENTE(s): 2636927/21-2
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Semissólidos não estéreis (Embalagem secundária)
.....
EMPRESA FABRICANTE: ARES TRADING URUGUAY S. A.
ENDEREÇO: RUTA 8, KM 17.500, ZONAMÉRICA, MONTEVIDEO - EDIFICIO 1800 (MERCK SERONO) - PAÍS: URUGUAI - CÓDIGO ÚNICO: A.000036
EMPRESA SOLICITANTE: MERCK S/A - CNPJ: 33.069.212/0001-84
AUTORIZ/MS: 1000898 - EXPEDIENTE(s): 2636958/21-5
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis (Embalagem secundária)
.....
EMPRESA FABRICANTE: ARES TRADING URUGUAY S. A.
ENDEREÇO: RUTA 8, KM 17.500, ZONAMÉRICA, MONTEVIDEO - EDIFICIO 1800 (MERCK SERONO) - PAÍS: URUGUAI - CÓDIGO ÚNICO: A.000036
EMPRESA SOLICITANTE: MERCK S/A - CNPJ: 33.069.212/0001-84
AUTORIZ/MS: 1000898 - EXPEDIENTE(s): 2636926/21-6
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis (Embalagem secundária)
.....
EMPRESA FABRICANTE: SUN PHARMACEUTICAL INDUSTRIES LIMITED
ENDEREÇO: SEZ UNIT 1, A-41, INDUSTRIAL AREA , PHASE VIIIA, S.A.S. NAGAR, MOHALI - 160071, PUNJAB - PAÍS: ÍNDIA - CÓDIGO ÚNICO: A.000521
EMPRESA SOLICITANTE: RANBAXY FARMACÊUTICA LTDA - CNPJ: 73.663.650/0001-90
AUTORIZ/MS: 1023528 - EXPEDIENTE(s): 2295947/21-9
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis: Cápsulas; Comprimidos; Comprimidos Revestidos
.....
EMPRESA FABRICANTE: ALMAC PHARMA SERVICES (IRELAND) LIMITED
ENDEREÇO: FINNABAIR INDUSTRIAL ESTATE, DUNDALK, CO. LOUTH,A91 P9KD - PAÍS: IRLANDA - CÓDIGO ÚNICO: A.001420
EMPRESA SOLICITANTE: BIOMARIN BRASIL FARMACÊUTICA LTDA - CNPJ: 08.002.360/0001-34
AUTORIZ/MS: 1073334 - EXPEDIENTE(s): 3910736/21-1
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis (Embalagem secundária)
.....
EMPRESA FABRICANTE: SUN PHARMA LABORATORIES LIMITED
ENDEREÇO: 6-9, EPIP, KARTHOLI, BARI BRAHMANA, JAMMU - PAÍS: ÍNDIA - CÓDIGO ÚNICO: A.001413
EMPRESA SOLICITANTE: SUN FARMACÊUTICA DO BRASIL LTDA - CNPJ: 05.035.244/0001-23
AUTORIZ/MS: 1046820 - EXPEDIENTE(s): 0527019/20-8
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis: Comprimidos Revestidos
.....
EMPRESA FABRICANTE: NOVO NORDISK A/S
ENDEREÇO: HALLAS ALLÉ, KALUNDBORG, 4400 - PAÍS: DINAMARCA - CÓDIGO ÚNICO: A.000444
EMPRESA SOLICITANTE: NOVO NORDISK FARMACÊUTICA DO BRASIL LTDA - CNPJ: 82.277.955/0001-55
AUTORIZ/MS: 1017662 - EXPEDIENTE(s): 3041830/21-3
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis (Embalagem primária; Embalagem secundária): Comprimidos
.....
EMPRESA FABRICANTE: ALMAC PHARMA SERVICES LIMITED
ENDEREÇO: SEAGOE INDUSTRIAL ESTATE, PORTADOWN, CRAIGAVON, COUNTY ARMAGH BT63 5UA - PAÍS: REINO UNIDO - CÓDIGO ÚNICO: A.000027
EMPRESA SOLICITANTE: E-LOG LOGISTICA LTDA - EPP - CNPJ: 22.566.515/0001-96
AUTORIZ/MS: 1160905 - EXPEDIENTE(s): 6181261/21-4
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis (Embalagem primária; Embalagem secundária): Cápsulas
.....
EMPRESA FABRICANTE: VETTER PHARMA-FERTIGUNG GMBH & CO. KG.
ENDEREÇO: MOOSWIESEN 2, 88214, RAVENSBURG - PAÍS: ALEMANHA - CÓDIGO ÚNICO: A.000624
EMPRESA SOLICITANTE: BAYER S.A. - CNPJ: 18.459.628/0001-15
AUTORIZ/MS: 1070568 - EXPEDIENTE(s): 3718558/21-1
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis (Granel): Soluções Parenterais de Pequeno Volume com Preparação Asséptica
.....
EMPRESA: UNIDADE WHITE MARTINS LTDA- CNPJ: 35.820.448/0179-69- AUTORIZ/MS: 2200001
ENDEREÇO: AV. BRIGADEIRO EDUARDO GOMES, 930
MUNICÍPIO: VITÓRIA - UF: ES - EXPEDIENTE: 1128642/14-3
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Gases Medicinais: Gases Medicinais

RESOLUÇÃO-RE Nº 356, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

Considerando o cumprimento dos requisitos dispostos no Art. 3° da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 346/2020, de 13 de março de 2020, resolve:

Art. 1º Conceder à(s) Empresa(s) constante(s) no ANEXO, a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Medicamentos.

Art. 2º A presente Certificação terá validade de 2 (dois) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

EMPRESA FABRICANTE: BLUEPHARMA - INDÚSTRIA FARMACÊUTICA, S. A.
ENDEREÇO: S. MARTINHO DO BISPO, COIMBRA, 3045-016, PORTUGAL - PAÍS: PORTUGAL - CÓDIGO ÚNICO: A.001105
EMPRESA SOLICITANTE: SANDOZ DO BRASIL INDÚSTRIA FARMACÊUTICA LTDA - CNPJ: 61.286.647/0001-16
AUTORIZ/MS: 1000472 - EXPEDIENTE(s): 4855026/21-2
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Sólidos não estéreis: Comprimidos
.....
EMPRESA FABRICANTE: EXCELVISION
ENDEREÇO: 27, RUE DE LA LOMBARDIÈRE, ZI LA LOMBARDIÈRE, ANNONAY 07100 - PAÍS: FRANÇA - CÓDIGO ÚNICO: A.000213
EMPRESA SOLICITANTE: CRISTÁLIA PRODUTOS QUÍMICOS FARMACÊUTICOS LTDA. - CNPJ: 44.734.671/0001-51
AUTORIZ/MS: 1002981 - EXPEDIENTE(s): 4855075/21-3
CERTIFICADO DE BOAS PRÁTICAS DE FABRICAÇÃO DE MEDICAMENTOS: Produtos estéreis: Soluções com Preparação Asséptica

RESOLUÇÃO-RE Nº 357, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação preconizados em legislação vigente, para a área de Insumos Farmacêuticos, resolve:

Art. 1º Conceder à(s) empresa(s) constante(s) no anexo, a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos.

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 02 (dois) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

Fabricante: Alcaliber S.A.U.
Endereço: Avenida Ventalomar N° 01, Polígono Industrial de Toledo, Toledo - 45007
País: Espanha Código Único: B.000897
Expediente: 1357525/21-4
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos
Insumo farmacêutico ativo obtido por extração vegetal: sulfato de morfina pentaidratado
---
Fabricante: Farmson Pharmaceutical Gujarat Private Limited - Unit II
Endereço: Plot No. 14. GIDC Industrial State, Nandesari, District Vadodara, Gujarat - 391340
País: Índia Código Único: B.001002
Expediente: 6181065/21-1
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos
Insumo farmacêutico ativo obtido por síntese química: paracetamol
---
Fabricante: F. I. S. - Fabbrica Italiana Sintetici S.P.A.
Endereço: Viale Milano 26, Alte di Montecchio Maggiore, Vicenza - 36075
País: Itália Código Único: B.000029
Expediente: 4247300/21-1
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos:
Insumo farmacêutico ativo obtido por síntese química: tezacaftor
---
Fabricante: F.I.S - Fabbrica Italiana Sintetici S.P.A
Endereço: Via Massimo D'Antona S.N.C - Zona Industriale Termoli, Termoli, Campobasso - 86039
País: Itália
Expediente: 1004016/21-2 Código Único: B.000384
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos:
Insumo farmacêutico ativo obtido por síntese química: micofenolato de mofetila
---
Fabricante: Jubilant Generics Ltd.
Endereço: Plot # 18, 56, 57 and 58, KIADB Industrial Area, Nanjangud, Mysore District Karnataka - 571302
País: Índia Código único: B.000042
Expediente(s): 3828209/21-1
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos:
Insumo farmacêutico ativo obtido por síntese química: Oxalato de escitalopram
---
Fabricante: Nectar Lifesciences Limited - Unit II
Endereço: Village Saidpura, Tehsil Dera Bassi, District Sahibzada Ajit Singh Nagar (Mohali), Punjab-140507
País: Índia Código Único: B.000116
Expediente: 3181293/20-2
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos
Insumo farmacêutico ativo obtido por semissíntes: cloridrato de cefepima (esterilização), ceftriaxona sódica, cefotaxima sódica e cefuroxima sódica (síntese química e esterilização)

Fabricante: Neopharma Japan Co., Ltd. - FUKUROI PLANT
Endereço: 3056, Kuno, Fukuroi, Shizuoka
País: Japão Código Único: B.000976
Expediente: 3026956/21-0
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos
Intermediário do insumo farmacêutico obtido por fermentação clássica: ácido micofenólico (intermediário do micofenolato de mofetila)

Fabricante: Recordati Industria Chimica Farmaceutica SPA
Endereço Via Mediana Cisterna 4, Campo Verde Di Aprilia (LT) - 04011
País: Itália Código único: B.000059
Expediente(s): 3026710/21-1
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos:
Insumo farmacêutico ativo obtido por síntese química: aciclovir
---
Empresa: Sustentec - Produtores Associados para Desenvolvimento de Tecnologias Sustentáveis CNPJ: 06.044.305/0001-81
Endereço: Fazenda Britânia s/nº, Perímetro 22, Lote Rural 165 B/B, Zona Rural
Município: Pato Bragado UF: PR
Expediente(s): 4282345/21-7
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos:
Insumos Farmacêuticos Ativos obtidos por extração vegetal: tintura de guaco, extrato fluido de guaco, extrato seco de espinheira santa.

RESOLUÇÃO-RE Nº 358, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos de Boas Práticas de Fabricação preconizados em legislação vigente, para a área de Insumos Farmacêuticos, resolve:

Art. 1º Conceder à(s) empresa(s) constante(s) no anexo, a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos.

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 02 (dois) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

Fabricante: Dongying Tiandong Pharmaceutical Co., Ltd.
Endereço: Nº. 1236 Nan-er Road, Dongying District, Dongying City, Shandong Province
País: República Popular da China Código único: A.000190
Solicitante: União Química Farmacêutica Nacional S.A. CNPJ: 60.665.981/0001-18
Expediente(s): 4424506/21-5
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos:
Insumos farmacêuticos ativos biológicos: enoxaparina sódica.

Fabricante: Samsung Biologics CO. Ltd.
Endereço: 300, Song-do Bio-Daero, Yeonsu-gu, Incheon
País: República da Coréia Código Único: A.001327
Solicitante: Astrazeneca do Brasil Ltda. CNPJ: 60.318.797/0001-00
Expediente: 5048806/21-2
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos:
Insumos farmacêuticos ativos biológicos: cilgavimabe e tixagevimabe.

RESOLUÇÃO-RE Nº 359, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando o cumprimento dos requisitos dispostos no Art. 3° da Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 346/2020, de 13 de março de 2020, resolve:

Art. 1º Conceder à(s) empresa(s) constante(s) no anexo, a Certificação de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos.

Art. 2º A presente Certificação tem validade de 02 (dois) anos a partir da sua publicação.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

Fabricante: Carbogen AMCIS AG
Endereço: Schachenallee 29 Aarau - 5501
País: Suíça Código Único: B.000996
Solicitante: Novo Nordisk Farmacêutica do Brasil Ltda CNPJ: 82.277.955/0001-55
Expediente: 4247784/21-8
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos:
Insumos farmacêuticos ativos: 40K PSC (intermediário do alfaturoctocogue pegol e betanonacogue pegol)

Fabricante: Carbogen AMCIS AG
Endereço: Neulandweg 5, Hunzenschwil - 5502
País: Suíça Código Único: B.001004
Solicitante: Novo Nordisk Farmacêutica do Brasil Ltda CNPJ: 82.277.955/0001-55
Expediente: 4247791/21-4
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos:
Insumos farmacêuticos ativos: 40K PSC (intermediário do alfaturoctocogue pegol e betanonacogue pegol)

Fabricante: Novartis Singapore Pharmaceutical manufacturing PTE LTD (Bioproduction Operation Singapore)
Endereço: 8 Tuas Bay Lane, Singapore 636986
País: Cingapura Código Único: A.001566
Solicitante: Novartis Biociências S.A. CNPJ: 56.994.502/0001-30
Expediente: 4011780/21-9
Certificado de Boas Práticas de Fabricação de Insumos Farmacêuticos Ativos:
Insumos farmacêuticos ativos biológicos: omalizumabe.

RESOLUÇÃO-RE Nº 360, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021,

considerando a necessidade de inclusão na certificação de boas práticas de fabricação, prevista no Art. 11 da Resolução de Diretoria colegiada - RDC nº 497, de 20 de maio de 2021, resolve:

Art. 1º Incluir o insumo etanolato de darunavir na certificação da empresa Janssen Pharmaceutical Sciences Unlimited Company (B.000326), solicitada pela empresa Janssen-Cilag Farmacêutica Ltda., CNPJ n.º 51.780.468/0001-87, publicada pela Resolução RE nº 2.475, de 24 de junho de 2021, publicada no Diário Oficial da União nº 199, de 28 de junho de 2021, seção 1, páginas 164 e 165, conforme expedientes nº 1408476/21-5 e 4424456/21-8.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

RESOLUÇÃO-RE Nº 388, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e o art. 6º, da Lei nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999, resolve:

Art. 1º Adotar a(s) medida(s) preventiva(s) constante(s) no ANEXO.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

1. Empresa: Não Identificada - CNPJ: Desconhecido
Produto - Apresentação (Lote): INMUNOGLOBULINA G ENDOVENOSA (IVL1915/50);
Tipo de Produto: Medicamento
Expediente nº: 0324713/22-9
Assunto: 70351 - Ações de Fiscalização em Vigilância Sanitária
Ações de fiscalização: Apreensão
Inutilização
Proibição - Comercialização, Distribuição, Uso
Motivação: A fabricante Laboratório de Hemoderivados da Universidade Nacional de Córdoba, localizada na Argentina, identificou unidade falsificada do medicamento denominado Imunoglobulina G Endovenosa UNC, lote IVL1915/50, solução injetável em frasco ampola de vidro transparente de 100 mL. A unidade falsificada apresenta as seguintes divergências frente ao original: o formato e tamanho do frasco é diferente, assim como não estão presentes o número do lote e data de validade gravadas no lacre, informações presentes no medicamento original. O tipo de letra, codificação de lote e validade apresentam diferenças na embalagem secundária entre produto original e falsificado. Há diferença na intensidade dos caracteres e cores da embalagem secundária entre produto original e falsificado.

RESOLUÇÃO-RE Nº 389, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente-Geral de Inspeção e Fiscalização Sanitária, Substituta, no uso das atribuições que lhe confere o art. 140, aliado ao art. 203, I, § 1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e o art. 6º, da Lei nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999, resolve:

Art. 1º Adotar a(s) medida(s) preventiva(s) constante(s) no ANEXO.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ALESSANDRA PAIXÃO DIAS

ANEXO

1. Empresa: Empresa não conhecida - CNPJ:
Produto - Apresentação (Lote): TODOS OS MEDICAMENTOS;
Tipo de Produto: Medicamento

Expediente nº: 0410214/22-2
Assunto: 70351 - Ações de Fiscalização em Vigilância Sanitária
Ações de fiscalização: Suspensão - Comercialização, Distribuição, Propaganda
Motivação: Comprovação da propaganda e comercialização de medicamentos por meio do sítio eletrônico https://www.drogasmart.com em desacordo com o artigo 6º da Lei nº 5.991/1973 e artigos 52, 53, 54, 55 e 58 da RDC nº 44/2009.
.....
2. Empresa: GUERBET PRODUTOS RADIOLÓGICOS LTDA - CNPJ: 42.180.406/0001-43
Produto - Apresentação (Lote): HENETIX - 350 MG/ML SOL INJ CX 25 FA VD INC X 50 ML (21WF359B);
Tipo de Produto: Medicamento
Expediente nº: 0405915/22-8
Assunto: 70351 - Ações de Fiscalização em Vigilância Sanitária
Ações de fiscalização: Recolhimento - Voluntário
Suspensão - Comercialização, Distribuição, Uso
Motivação: Comunicado de recolhimento voluntário iniciado pela empresa, em razão de erro de rotulagem dos frascos-ampola, em que foram colados rótulos de Henetix 300, ao invés de rótulos de Henetix 350. Esta medida preventiva está fundamentada no artigo 6º da Lei 6.360/1976 e na RDC 55/2005.

COORDENAÇÃO DE AUTORIZAÇÃO DE FUNCIONAMENTO DE EMPRESAS

RESOLUÇÃO-RE Nº 378, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador de Autorização de Funcionamento de Empresas, no uso das atribuições que lhe confere o art. 144, aliado ao art. 203, I, §1° do Regimento Interno aprovado pela Resolução da Diretoria Colegiada - RDC n° 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º. Conceder Autorização Especial para Empresas de Medicamentos e de Insumos Farmacêuticos, constantes no anexo desta Resolução, de acordo com a Portaria n°. 344, de 12 de maio de 1998 e suas atualizações, observando-se as proibições e restrições estabelecidas.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DANIEL MARCOS PEREIRA DOURADO

ANEXO

BIO FORMULAS FARMACIA DE MANIPULAÇÃO LTDA / 43.371.230/0001-70
25351.016936/2022-17 / 1269093
705 - AE - CONCESSÃO - FARMÁCIA DE MANIPULAÇÃO / 0142643225

VIOTTO COMERCIO DE PRODUTOS FARMACEUTICOS LTDA / 13.108.150/0001-65
25351.169286/2021-21 / 1269119
7056 - AFE/AE - Recurso Administrativo - DEMAIS EMPRESAS (exceto farmácia e drogaria) / 0350396221

COOPERCARGO - COOPERATIVA DOS TRANSPORTADORES DE JOINVILLE / 78.989.431/0014-34
25351.030828/2022-57 / 1269153
7176 - AE - CONCESSÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - TRANSPORTADORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL / 0243258224

FARMÁCIA BLUE FARMA LTDA - ME / 04.190.561/0003-13
25351.016937/2022-61 / 1269105
705 - AE - CONCESSÃO - FARMÁCIA DE MANIPULAÇÃO / 0142646220

FORTHOSPITALAR DISTRIBUIÇÃO LTDA / 31.469.964/0001-07
25351.028534/2022-65 / 1269136
704 - AE - CONCESSÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - DISTRIBUIDORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL / 0229359221

BEM ESTAR MANIPULAÇÕES / 41.302.839/0001-61
25351.016935/2022-72 / 1269080
705 - AE - CONCESSÃO - FARMÁCIA DE MANIPULAÇÃO / 0142640221

BAXTER HOSPITALAR LTDA / 49.351.786/0011-52
25351.031587/2021-82 / 1267885
706 - AE - CONCESSÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - IMPORTADORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL / 8469606212
25351.031587/2021-82 / 1267885
704 - AE - CONCESSÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - DISTRIBUIDORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL / 8453320217
25351.031587/2021-82 / 1267885
7175 - AE - CONCESSÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - EXPORTADORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL / 8549041211

RESOLUÇÃO-RE Nº 379, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador de Autorização de Funcionamento de Empresas, no uso das atribuições que lhe confere o art. 144, aliado ao art. 203, I, §1° do Regimento Interno aprovado pela Resolução da Diretoria Colegiada - RDC n° 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º. Alterar Autorização Especial para Empresas de Medicamentos e de Insumos Farmacêuticos, constantes no anexo desta Resolução, de acordo com a Portaria n°. 344, de 12 de maio de 1998 e suas atualizações, observando-se as proibições e restrições estabelecidas.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DANIEL MARCOS PEREIRA DOURADO

ANEXO

JAC MED DIST DE MEDIC EIRELI - EPP / 26.651.036/0001-29
25351.066006/2017-07 / 1163059
7105 - AE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - DISTRIBUIDORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0164426221

DIMEC SM DISTRIBUIDORA DE MEDICAMENTOS EIRELI / 23.635.756/0001-02
25351.143213/2021-17 / 1251824
7105 - AE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - DISTRIBUIDORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0164238221

ACEZ FARMÁCIA LTDA ME / 07.036.066/0001-80
25351.212157/2014-31 / 1103081
7027 - AE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIA DE MANIPULAÇÃO - ENDEREÇO / 0259642223

HM PHARMA MEDICAMENTOS DO BRASIL LTDA / 41.853.804/0001-10
25351.019066/2022-38 / 1268968
7105 - AE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - DISTRIBUIDORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0164245227

KPA LOGISTICA LTDA / 37.076.902/0001-11
25351.790501/2021-57 / 1266325
7254 - AE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - TRANSPORTADORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0153683228

BRASMEG TRANSPORTES LTDA - EPP / 13.520.755/0001-69
25351.654422/2019-69 / 1196648
7014 - AE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS - TRANSPORTADORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL - ENDEREÇO / 0153463228

VIP TRANSPORTE DE CARGAS LTDA / 05.996.122/0001-01
25351.568180/2014-75 / 1121097
7014 - AE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS - TRANSPORTADORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL - ENDEREÇO / 0153519223

RESOLUÇÃO-RE Nº 380, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador de Autorização de Funcionamento de Empresas, no uso das atribuições que lhe confere o art. 144, aliado ao art. 203, I, §1° do Regimento Interno aprovado pela Resolução da Diretoria Colegiada - RDC n° 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º. Indeferir o Pedido de Autorização Especial para Empresas de Medicamentos e Insumos Farmacêuticos, constantes no anexo desta Resolução, de acordo com a Portaria n°. 344, de 12 de maio de 1998 e suas atualizações, observando-se as proibições e restrições estabelecidas.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DANIEL MARCOS PEREIRA DOURADO

ANEXO

FARMACIA GOMES COELHO LTDA / 39.862.044/0001-66
25351.014499/2022-05 /
705 - AE - CONCESSÃO - FARMÁCIA DE MANIPULAÇÃO / 0129786224
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação das declarações assinadas do Anexo I e II da RDC nº 275/2019, contrariando o Art. 11 da RDC nº 275/2019 e Art. 3° da RDC n° 25/2011.

RESOLUÇÃO-RE Nº 381, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador de Autorização de Funcionamento de Empresas, no uso das atribuições que lhe confere o art. 144, aliado ao art. 203, I, §1° do Regimento Interno aprovado pela Resolução da Diretoria Colegiada - RDC n° 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º. Indeferir o Pedido de Alteração de Autorização Especial para Empresas de Medicamentos e de Insumos Farmacêuticos, constantes no anexo desta Resolução.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DANIEL MARCOS PEREIRA DOURADO

ANEXO

FULL COMEX TRADING S/A / 05.776.678/0001-84
25351.482521/2021-57 / 1263622
7105 - AE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - DISTRIBUIDORA DO PRODUTO SUJEITO A CONTROLE ESPECIAL - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 4937913212
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não há previsão para a ampliação solicitada, visto que a ampliação e redução de classe de produtos somente é permitida entre cosméticos, produtos de higiene pessoal e perfumes e entre medicamentos e insumos farmacêuticos, conforme art. 22, parágrafo único, da RDC nº 16/2014. A empresa deve solicitar concessão de AE para medicamentos sujeitos a controle especial.

RESOLUÇÃO-RE Nº 382, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador de Autorização de Funcionamento de Empresas, no uso das atribuições que lhe confere o art. 144, aliado ao art. 203, I, §1° do Regimento Interno aprovado pela Resolução da Diretoria Colegiada - RDC n° 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º. Conceder Autorização de Funcionamento para Empresas constantes no anexo desta Resolução.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DANIEL MARCOS PEREIRA DOURADO

ANEXO

IRP IMPORTADORA, EXPORTADORA E DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS PARA SAUDE LTDA / 34.482.832/0001-03
25351.030829/2022-00 / 8241371
856 - AFE - CONCESSÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - DISTRIBUIDORA / 0243263228

J.H SIMPLICIO NICACIO / 44.065.280/0001-91
25351.061148/2021-02 / 7874830
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 8535723215

MARCIO LASAREFF / 26.601.870/0003-71
25351.330798/2021-03 / 7874770
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 3683635214

COMERCIO DE MEDICAMENTOS BRAIR LTDA / 88.212.113/1094-54
25351.020961/2022-03 / 7874735
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0165453225

T E W COMERCIO FARMACEUTICO LTDA / 42.835.846/0001-91
25351.016802/2022-04 / 7875008
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141822220

D & G COMERCIO DE MEDICAMENTOS LTDA / 06.371.610/0002-69
25351.011120/2022-05 / 7874689
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0094791221

M.D.O. ANGELO EIRELI / 11.035.403/0001-92
25351.028537/2022-07 / 8241319
862 - AFE - CONCESSÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - TRANSPORTADORA / 0229371221

D. GUABIRABA DA SILVA DROGARIA ME / 41.090.772/0001-49
25351.016792/2022-07 / 7874401
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141791226

A C FARMA LTDA / 44.392.716/0001-57
25351.014403/2022-09 / 7874294
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129092224

ANA PAULA DA SILVA LARANJEIRA / 26.150.921/0001-24

25351.016816/2022-10 / 7875116
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141863227

PROMED DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS HOSPITALARES EIRELI / 36.608.030/0001-22
25351.028542/2022-10 / 8241336
856 - AFE - CONCESSÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - DISTRIBUIDORA / 0229391222

SUELLEN DA SILVA DA CONCEICAO / 40.208.820/0001-98
25351.014401/2022-10 / 7874277
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129086220

FARMA MARIANO TROMBUDO CENTRAL LTDA / 44.109.400/0001-05
25351.016799/2022-11 / 7874982
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141813221

JS ATACADO MEDICO E ODONTOLOGICO LTDA / 42.632.958/0001-45
25351.832313/2021-11 / 8241293
7056 - AFE/AE - Recurso Administrativo - DEMAIS EMPRESAS (exceto farmácia e drogaria) / 0277886228

M.D.O. ANGELO EIRELI / 11.035.403/0001-92
25351.028540/2022-12 / 1269140
701 - AFE - CONCESSÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - TRANSPORTADORA (SOMENTE MATRIZ) / 0229382223

R B DA SILVA DISTRIBUIDORA / 40.936.974/0001-04
25351.020485/2022-12 / 4042257
723 - AFE - CONCESSÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - DISTRIBUIDORA (SOMENTE MATRIZ) / 0164217223

J J MENDES FARMACIA LTDA / 43.024.963/0001-38
25351.061146/2021-13 / 7874812
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 8535717211

NEHFELL DROGARIA LTDA / 42.262.835/0001-60
25351.016800/2022-15 / 7874996
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141816225
---
comercial pharmaceutica gaspar e pereira ltda / 11.119.660/0001-02
25351.016818/2022-17 / 7875133
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141869226

FABIELLI COSTA BONETTE FARMACIA LTDA / 39.784.577/0001-77
25351.061160/2021-17 / 7874874
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 8535745216

ELAYNE LIMA MEIRA / 44.114.909/0001-46
25351.023784/2022-17 / 7874917
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0259647224

Drogaria Lins Ltda / 28.918.874/0003-03
25351.016809/2022-18 / 7875060
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141843222

DROGARIA REIS DO ESTACIO LTDA / 44.704.606/0001-83
25351.016790/2022-18 / 7874385
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141785221

CARLOS H & LUCAS ALVES LTDA / 16.851.334/0001-09
25351.011127/2022-19 / 7874141
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0094812228

FARMACIA PRO FORMULA EIRELI / 32.899.201/0001-69
25351.607785/2021-20 / 7874692
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 4211971215

TOTAL TRADE DISTRIBUIÇÃO E SUPRIMENTOS EIRELI / 10.738.397/0001-77
25351.028524/2022-20 / 3110927
740 - AFE - CONCESSÃO - SANEANTES DOMISSANITÁRIOS - DISTRIBUIDORA (SOMENTE MATRIZ) / 0229325220

PEDROSA & RIBEIRO DROGARIAS LTDA / 44.618.750/0001-05
25351.011125/2022-20 / 7874138
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0094806223

BARÃO SUL COMÉRCIO DE PRODUTOS HOSPITALARES LTDA / 43.906.605/0001-59
25351.028531/2022-21 / 4042288
723 - AFE - CONCESSÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - DISTRIBUIDORA (SOMENTE MATRIZ) / 0229347223

L M DA SILVA FARMACIA LTDA / 44.627.101/0001-62
25351.016814/2022-21 / 7875102
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141859229

LUCAS FARMA COMERCIO DE PRODUTOS FARMACEUTICOS LTDA / 41.140.894/0001-00
25351.016797/2022-21 / 7874965
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141806228

DROGARIA DMD LTDA / 10.341.045/0011-55
25351.014408/2022-23 / 7874095
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129107226

PAULO ROBERTO FORNARI E CIA LTDA / 02.521.066/0013-96
25351.020959/2022-26 / 7874718
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0165447221

FERCALFARMA COMERCIO DE MEDICAMENTOS LTDA / 44.107.202/0001-02
25351.014398/2022-26 / 7874246
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129077221

EC PRODUTOS FARMACEUTICOS LTDA / 10.209.848/0013-12
25351.016807/2022-29 / 7875042
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141837228

JOAO PAULO DOURADO COSTA EIRELI / 25.452.815/0002-13
25351.016805/2022-30 / 7875025
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141831229

DROGARIA CARMO & BENFICA LTDA / 41.965.651/0001-01
25351.061158/2021-30 / 7874888
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 8535739211

Martins & Faria Drogaria Ltda / 42.497.569/0001-54
25351.011123/2022-31 / 7874111
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0094800224

FARMACIA PHARMASUL EIRELI / 42.583.020/0001-82
25351.016812/2022-31 / 7875087
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141852221

DROGARIA PHARMA MG3 LTDA ME / 42.867.494/0001-56
25351.016788/2022-31 / 7874371
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141779227
---
farma limoeiro ltda / 08.413.928/0001-00
25351.014406/2022-34 / 7874323
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129101227
---
maria fabiana nobre leite / 09.235.526/0003-97
25351.020957/2022-37 / 7874675
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0165440223

FARMÁCIA BOTELHO LTDA / 03.792.273/0001-04
25351.014396/2022-37 / 7874229
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129071221

MEGAFARMA PRODUTOS FARMACEUTICOS LTDA / 39.495.245/0002-53
25351.020964/2022-39 / 7874766
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0165462224

PEREIRA E LEITE FARMACIA LTDA / 44.446.536/0001-00
25351.016779/2022-40 / 7874658
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141695222

G C RIBEIRO LTDA / 44.587.805/0001-59
25351.020962/2022-40 / 7874749
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0165456220

DROGARIA NOVA BIOPOPULAR LTDA / 44.422.112/0001-06
25351.012735/2022-41 / 7874169
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0125626222

TREVO FARMA COMERCIO DE MEDICAMENTOS LTDA / 38.332.022/0001-21
25351.011121/2022-41 / 7874107
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0094794226

RAIA DROGASIL S/A / 61.585.865/2851-30
25351.061156/2021-41 / 7874857
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 8535733212

FARMACIA MAIS POPULAR COMERCIO VAREJISTA EIRELI / 40.879.156/0001-09
25351.016810/2022-42 / 7875073
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141846227

M.D.O ANGELO EIRELI / 11.035.403/0002-73
25351.028538/2022-43 / 8241322
862 - AFE - CONCESSÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - TRANSPORTADORA / 0229372228

EDISONEI CARNEIRO DA TRINDADE / 40.923.558/0001-63
25351.016793/2022-43 / 7874934
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141794221

MEDICLIFE SOLUÇÃO EM SAÚDE LTDA / 37.040.737/0001-48
25351.028545/2022-45 / 8241353
856 - AFE - CONCESSÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - DISTRIBUIDORA / 0229398227

Erinaldo Figueiredo da silva / 37.771.209/0001-69
25351.028979/2022-45 / 8241367
860 - AFE - CONCESSÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - VAREJISTA / 0233333223

E S LEAO FARMACIA EIRELI / 42.793.396/0001-11
25351.014404/2022-45 / 7874306
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129095229

SARDEIRO E SILVA PRODUTOS PARA SAUDE LTDA / 42.892.396/0001-79
25351.922730/2021-47 / 8241340
856 - AFE - CONCESSÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - DISTRIBUIDORA / 4798435210

LEANDRO A SANTOS EIRELI / 31.000.554/0002-01
25351.014394/2022-48 / 7874201
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129065227

SANTOS & SANTOS COMERCIO DE MEDICAMENTOS LTDA / 43.619.581/0001-57
25351.061149/2021-49 / 7874843
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 8535727218

MANIPULAR - FARMÁCIA MAGISTRAL EIRELI / 41.869.530/0001-58
25351.061147/2021-50 / 7874826
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 8535720211

DROGARIA FONSECA E BRITO LTDA / 42.670.721/0001-59
25351.867974/2021-50 / 7874903
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0183489224

RODRIGUES & TEIXEIRA FARMACIA LTDA / 44.737.543/0001-61
25351.020960/2022-51 / 7874721
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0165450221

VIOTTO COMERCIO DE PRODUTOS FARMACEUTICOS LTDA / 13.108.150/0001-65
25351.169481/2021-51 / 8241305
7056 - AFE/AE - Recurso Administrativo - DEMAIS EMPRESAS (exceto farmácia e drogaria) / 0350393222

LIDER ORGANIZAÇÃO COMERCIAL LTDA / 23.879.331/0060-07
25351.014064/2022-52 / 7874172
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0127625225

DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS E MEDICAMENTOS HOSPITALARES SUPERMED LTDA / 43.934.068/0001-50
25351.024334/2021-52 / 3110898
7056 - AFE/AE - Recurso Administrativo - DEMAIS EMPRESAS (exceto farmácia e drogaria) / 0181530228
---
caobianco materiais medicos e hospitalares ltda / 80.246.309/0001-03
25351.482553/2021-52 / 3110900
7056 - AFE/AE - Recurso Administrativo - DEMAIS EMPRESAS (exceto farmácia e drogaria) / 0181892227

S. FEITOSA ARRAIS - ME / 42.597.024/0001-10
25351.016819/2022-53 / 7875147
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141872226

AGIL MEDICAMENTOS LTDA / 20.590.555/0002-29
25351.016791/2022-54 / 7874399
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141788226

M.D.O. ANGELO EIRELI / 11.035.403/0001-92
25351.028536/2022-54 / 3110931
737 - AFE - CONCESSÃO - SANEANTES DOMISSANITÁRIOS - TRANSPORTADORA (SOMENTE MATRIZ) / 0229370225

JAQUELINE OLIVEIRA DE SOUZA LIRA / 44.383.953/0001-51
25351.014402/2022-56 / 7874281
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129089224

M.D.O. ANGELO EIRELI / 11.035.403/0001-92
25351.028543/2022-56 / 4042291
728 - AFE - CONCESSÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - TRANSPORTADORA (SOMENTE MATRIZ) / 0229392229

VIOTTO COMERCIO DE PRODUTOS FARMACEUTICOS LTDA / 13.108.150/0001-65
25351.169548/2021-57 / 4042261
7056 - AFE/AE - Recurso Administrativo - DEMAIS EMPRESAS (exceto farmácia e drogaria) / 0350349223

NADIA FERREIRA DE OLIVEIRA SILVA EIRELI / 07.328.041/0002-31
25351.014392/2022-59 / 7874190
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129059222

RAIA DROGASIL S/A / 61.585.865/2800-90
25351.061145/2021-61 / 7874809
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 8535714216

J.G CARDOSO FILHO ME / 23.296.786/0001-31
25351.011128/2022-63 / 7874155
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0094815222

PRIMAFÓRMULA FARMÁCIA DE MANIPULAÇÃO LTDA ME / 42.203.543/0001-56
25351.016817/2022-64 / 7875120
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141866221

COMERCIO VAREJISTA DE MEDICAMENTOS IPARANA LTDA / 43.043.016/0001-94
25351.014400/2022-67 / 7874263
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129083225
---
monise prevideli da silveira drogaria ltda / 43.498.383/0001-82
25351.903053/2021-68 / 7874891
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0167383221

PN COMERCIO E SERVIÇOS / 32.173.778/0001-99
25351.030831/2022-71 / 4042317
723 - AFE - CONCESSÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - DISTRIBUIDORA (SOMENTE MATRIZ) / 0243269226

DROGARIA ALENCAR LTDA ME / 03.662.406/0001-28
25351.014399/2022-71 / 7874250
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129080221

SINEQUA FARMA LTDA / 39.880.080/0001-52
25351.016808/2022-73 / 7875056
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141840228

ROSENILDA DA SILVA MAGALHAES / 19.471.138/0001-05
25351.868156/2021-74 / 7874368
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0290222222

VIOTTO COMERCIO DE PRODUTOS FARMACEUTICOS LTDA / 13.108.150/0001-65
25351.169287/2021-75 / 3110913
7056 - AFE/AE - Recurso Administrativo - DEMAIS EMPRESAS (exceto farmácia e drogaria) / 0350399221

DROGARIA 25 DE AGOSTO LTDA / 27.809.153/0003-00
25351.016798/2022-76 / 7874979
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141810226

RAIA DROGASIL S/A / 61.585.865/2847-53
25351.014247/2022-78 / 7874186
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0127866225

ARPOADOR COMÉRCIO DE MEDICAMENTOS LTDA / 27.326.719/0059-90
25351.020958/2022-81 / 7874704
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0165443228

INDIVIDUAL PACKING LTDA / 09.574.269/0001-56
25351.550844/2021-81 / 3110884
7056 - AFE/AE - Recurso Administrativo - DEMAIS EMPRESAS (exceto farmácia e drogaria) / 4657697218

ALENCAR E CAMILO LTDA / 32.407.406/0001-80
25351.014397/2022-81 / 7874232
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129074226

L P DOS S COSTA / 37.522.896/0001-89
25351.020965/2022-83 / 7874783
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0165466227

Giovani Regis Silvestre Gomes LTDA / 44.051.269/0001-72
25351.016806/2022-84 / 7875039
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141834223

JOSE CARLOS PEREIRA DA SILVA 01587646846 / 33.438.933/0001-14
25351.028957/2022-85 / 4042303
728 - AFE - CONCESSÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - TRANSPORTADORA (SOMENTE MATRIZ) / 0233138226

RITA BARBOSA LIMA / 05.759.905/0001-63
25351.011124/2022-85 / 7874124
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0094803229

DROGARIA A FORMULA LTDA / 44.692.111/0001-81
25351.016813/2022-86 / 7875091
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141855226

DANTAS & DANTAS DROGARIAS LTDA / 29.339.687/0004-19
25351.016796/2022-87 / 7874951
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141803223

M.C. MELO DISTRIBUIDORA DE MEDICAMENTOS E MATERIAIS HOSPITALARES LTDA / 35.166.648/0001-17
25351.028530/2022-87 / 1269122
701 - AFE - CONCESSÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - TRANSPORTADORA (SOMENTE MATRIZ) / 0229346227

EMPREENDIMENTOS FARMACEUTICOS GLOBO LTDA / 63.503.007/0188-60
25351.016820/2022-88 / 7875151
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141875221

CIA LATINO AMERICANA DE MEDICAMENTOS / 84.683.481/0673-28
25351.014407/2022-89 / 7874337
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129104221

F D DA SILVA PIMENTEL DROGARIA / 28.276.205/0001-13
25351.014405/2022-90 / 7874310
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129098223

NEIRIAN GOMES REGIS BATISTA / 39.452.734/0001-47
25351.903058/2021-91 / 7874921
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0333546221

DROGARIA BANANAL LTDA / 43.449.706/0001-48
25351.014395/2022-92 / 7874215
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129068221

ALMEIDA DISTRIBUIDORA DE MEDICAMENTOS EIRELI / 43.111.555/0001-13
25351.020963/2022-94 / 7874752
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0165459224

DROGARIA SEVEN DE JPA LTDA / 43.805.939/0001-36
25351.061157/2021-95 / 7874861
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 8535736217

EC PRODUTOS FARMACEUTICOS LTDA / 10.209.848/0011-50
25351.016804/2022-95 / 7875011
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141828229

FARMACIA SENS LTDA / 43.079.592/0002-72
25351.016787/2022-96 / 7874661
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141775224

A M O GALO TRANSPORTES DE CARGAS / 23.770.345/0001-20
25351.028521/2022-96 / 4042274
728 - AFE - CONCESSÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - TRANSPORTADORA (SOMENTE MATRIZ) / 0229259227

José Renivaldo Lemos Gonçalves ME / 05.147.418/0001-40
25351.016794/2022-98 / 7874948
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141797225

MARTINS & CARRILHO LTDA EPP / 17.967.556/0003-16
25351.035621/2021-98 / 7874354
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0277878225

Ana Cristina Silva da Rocha Eireli / 37.817.741/0001-70
25351.207990/2021-99 / 7874341
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0272795221

RESOLUÇÃO-RE Nº 383, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador de Autorização de Funcionamento de Empresas, no uso das atribuições que lhe confere o art. 144, aliado ao art. 203, I, §1° do Regimento Interno aprovado pela Resolução da Diretoria Colegiada - RDC n° 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º. Alterar a Autorização de Funcionamento das Empresas constantes no anexo desta Resolução.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DANIEL MARCOS PEREIRA DOURADO

ANEXO

PS HOSPITALAR COMÉRCIO E REPRESENTAÇÕES LTDA / 02.989.653/0001-70
25351.958117/2016-00 / 8135701
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0153664223
25351.958117/2016-00 / 8135701
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0153611227
25351.958117/2016-00 / 8135701
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0153601221

FARMACIAS BRAVA LTDA / 09.597.446/0018-68
25351.275620/2020-01 / 7718182
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0166187226

JAC MED DIST DE MEDIC EIRELI - EPP / 26.651.036/0001-29
25351.066004/2017-02 / 1163045
7152 - AFE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - DISTRIBUIDORA - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0164212221

FARMA STORE LTDA / 43.287.506/0001-36
25351.298452/2021-03 / 7847135
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0305393228

DROGARIA FLOR DE MAIO LTDA / 23.108.195/0001-93
25351.006784/2016-04 / 7449400
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0179420225
25351.006784/2016-04 / 7449400
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0179451225

G Rodrigues de Sousa LTDA-ME / 43.557.882/0001-01
25351.677857/2021-04 / 7859513
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0308848221

DROGARIA FIRMO E FIRMO LTDA / 05.853.325/0001-30
25351.202138/2014-04 / 7159389
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0179422221

JAC MED DIST DE MEDIC EIRELI - EPP / 26.651.036/0001-29
25351.066001/2017-04 / 8147380
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0164213228

CRITICALMED COMERCIO DE PRODUTOS E SERVIÇOS PARA DIAGNOSTICO LTDA - EPP / 07.104.704/0001-53
25351.072140/2017-05 / 8147743
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0153702222
25351.072140/2017-05 / 8147743
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0153675225

MD CONQUISTA COMERCIO DE PRODUTOS FARMACEUTICOS-ME / 28.315.958/0001-90
25351.291203/2020-06 / 7760422
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0166185220

BRASMEG TRANSPORTES LTDA - EPP / 13.520.755/0001-69
25351.576422/2015-06 / 8128230
866 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - ENDEREÇO / 0153471221

DROGARIA EXPANSAO ALEXANDRE LTDA - ME / 14.883.551/0016-31
25351.216779/2016-08 / 7467446
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0308781226

VIP TRANSPORTE DE CARGAS LTDA / 05.996.122/0001-01
25351.020384/2012-09 / 8083369
866 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - ENDEREÇO / 0153598221

GEDERSON M G LIMA FARMACIA / 41.896.667/0001-00
25351.511269/2021-09 / 7853279
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0260384225
---
ns implantes e comercio de produtos hospitalares ltda / 25.448.311/0001-49
25351.047525/2017-09 / 8147561
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0164267221

FARMA POPULAR DO TRABALHADOR LTDA / 38.871.973/0001-79
25351.892249/2021-10 / 7865171
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0230753227

ISAURA PIRES RUAS / 42.885.043/0001-41
25351.156461/2021-10 / 7837970
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0163118227

HOMEOPATIA DOCE FLORA DA BARRA LTDA EPP / 30.814.834/0001-00
25351.266607/2019-10 / 7652464
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0216041222

A. R. CAMPOS DROGARIA LTDA / 37.971.323/0001-32
25351.723282/2020-10 / 7776327
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0179427222

SC Comércio de Produtos Hospitalares Eireli / 34.396.122/0001-60
25351.307815/2020-10 / 3093546
714 - AFE - ALTERAÇÃO - SANEANTES DOMISSANITÁRIOS - ENDEREÇO MATRIZ / 0153744227

SOARES & PEREIRA LTDA / 10.228.512/0001-63
25351.356715/2009-10 / 0608727
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0320933224

R. C. DA SILVA REIS LTDA / 22.849.818/0001-16
25351.792569/2016-11 / 7430911
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0245346221

NATHAN MESQUITA DE MORAIS LTDA / 15.624.464/0002-27
25351.141425/2015-11 / 7371641
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0166159221

CIA LATINO AMERICANA DE MEDICAMENTOS / 84.683.481/0398-98
25351.609915/2015-11 / 7418467
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0308763228

FARMAVIDA POPULAR LTDA / 09.341.740/0001-66
25351.099851/2011-11 / 0747616
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0309040220

BRASMEG TRANSPORTES LTDA - EPP / 13.520.755/0001-69
25351.654399/2019-11 / 3090749
714 - AFE - ALTERAÇÃO - SANEANTES DOMISSANITÁRIOS - ENDEREÇO MATRIZ / 0153503220

HCE DROGARIA E PERFUMARIA SPF LTDA / 28.054.759/0001-76
25351.409932/2017-11 / 7529895
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0260394222
25351.409932/2017-11 / 7529895
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0260370225

SC Comércio de Produtos Hospitalares Eireli / 34.396.122/0001-60
25351.687925/2019-11 / 8192535
866 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - ENDEREÇO / 0153548223

FARMAVIDA POPULAR LTDA / 09.341.740/0001-66
25351.099851/2011-11 / 0747616
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0308734224

NEIDENEIA PEREIRA LTDA / 40.760.045/0001-89
25351.656544/2021-12 / 7818298
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0230232222

DROGARIA BOA VISTA LTDA / 11.816.448/0001-02
25351.672058/2014-12 / 7329796
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0260368223
---
scolari scremin e cia ltda me / 07.488.280/0002-59
25351.370130/2017-12 / 7531026
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0321875229

DROGARIA LAMEIRAO DA POSSE LTDA / 40.763.289/0005-49
25351.595803/2021-13 / 7814677
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0230339226

DROGARIA MJ CARVALHO LTDA / 43.754.489/0001-08
25351.515511/2021-13 / 7853188
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0321871226
---
drogaria ultrapopular manejo ltda me / 22.082.397/0004-93
25351.444149/2016-13 / 7484516
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0260386221

T A PEREIRA LTDA / 11.500.457/0001-81
25351.063594/2014-14 / 7101886
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0230554222

EXPRESSO RENOVAÇÃO EIRELI / 01.344.733/0001-06
25351.500624/2021-14 / 8235440
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 4531567218

VIP TRANSPORTE DE CARGAS LTDA / 05.996.122/0001-01
25351.051273/2012-14 / 3050299
714 - AFE - ALTERAÇÃO - SANEANTES DOMISSANITÁRIOS - ENDEREÇO MATRIZ / 0153766221

NATHAN MESQUITA DE MORAIS LTDA / 15.624.464/0004-99
25351.057740/2017-15 / 7499264
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0166155228

FARMACIA BOM JESUS DE GUARACI EIRELI / 19.864.672/0001-73
25351.617479/2017-15 / 7552041
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0260362224
25351.617479/2017-15 / 7552041
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0260396229

DROGARIA MESSNER LTDA ME / 11.573.806/0001-95
25351.288342/2013-15 / 0916312
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0263416223

DROGARIA E DRUGSTORE OLIVEIRA BD EIRELI / 19.317.742/0001-73
25351.015467/2014-17 / 7269212
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0321867228

FERNANDEZ COMÉRCIO DE MEDICAMENTOS S.A / 93.641.710/0066-27
25351.435383/2021-17 / 7805450
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0260374228

KPA LOGISTICA LTDA / 37.076.902/0001-11
25351.735811/2021-17 / 1266248
7317 - AFE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - TRANSPORTADORA - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0153682221

FARMÁCIA SANTANA DE SIMÃO DIAS LTDA - ME / 32.738.734/0001-69
25351.175661/2002-17 / 0017711
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0166173226

LJM SAUDE E MANIPULACAO LTDA / 26.666.686/0001-48
25351.294989/2017-18 / 7521385
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0216037224

FARMACIA TORRES LTDA / 09.057.062/0001-04
25351.664089/2013-19 / 7041822
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0260372221

COMÉRCIO DE MEDICAMENTOS BRAIR LTDA / 88.212.113/0256-09
25351.460804/2014-19 / 7256210
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0229650221

NATHAN MESQUITA DE MORAIS LTDA / 15.624.464/0001-46
25351.466955/2012-19 / 0868963
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0166157224

NATALIA MORALES SOLE LTDA / 06.981.967/0001-88
25351.209891/2005-21 / 0434565
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0308976222

DIMED S/A DISTRIBUIÇÃO DE MEDICAMENTOS / 92.665.611/0114-54
25351.113300/2013-21 / 0897984
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0166167221

DIMEC SM DISTRIBUIDORA DE MEDICAMENTOS EIRELI / 23.635.756/0001-02
25351.143308/2021-22 / 1251811
7152 - AFE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - DISTRIBUIDORA - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0164329226

J R DA COSTA JUNIOR LTDA / 31.687.489/0001-45
25351.851091/2018-22 / 7643771
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0260382229

ANELISE VARGAS BICCA EIRELI / 06.960.588/0001-01
25351.609265/2014-22 / 7303344
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0308944224

COSMETICS TEND LIFE INDUSTRIAL E COMERCIAL LTDA / 41.471.151/0001-05
25351.072451/2021-22 / 4037579
7170 - AFE - ALTERAÇÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0164296221

J R DA COSTA JUNIOR LTDA / 31.687.489/0001-45
25351.851091/2018-22 / 7643771
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0260364221

DROGARIA E PERFUMARIA SAUDE JA LTDA ME / 10.462.288/0001-70
25351.400800/2017-24 / 7528901
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0230030223

IZEPPE & ALEXANDRE DROGARIA E PERFUMARIA LTDA. / 18.796.519/0001-93
25351.730582/2013-26 / 7066407
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0179431221

KATYNEIA NASCIMENTO OLIVEIRA / 09.290.449/0001-06
25351.192788/2014-26 / 7150666
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0216047221

CUNHA COMERCIO E DISTRIBUIDORA EIRELI / 69.420.040/0001-99
25351.688032/2020-26 / 8214701
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0140981225

FARMALIDER DROGARIA DE PIABETÁ LTDA / 11.824.405/0001-60
25351.375282/2010-27 / 0673071
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0179461222

DEFAMA INDUSTRIA E COMERCIO DE PRODUTOS ODONTOLOGICOS LTDA / 05.146.250/0001-58
25351.689133/2008-28 / 8047669
829 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - RAZÃO SOCIAL / 0143662228

COMERCIO MEDICAMENTOS BOM PREÇO LTDA / 35.712.563/0001-97
25351.050398/2020-28 / 7705176
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0179441228

Y R DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS E SERVICOS EIRELI / 13.134.595/0001-10
25351.779417/2011-28 / 3050129
732 - AFE - ALTERAÇÃO - SANEANTES DOMISSANITÁRIOS - RAZÃO SOCIAL / 0141032227

FARMACIA MINAS NORTE LTDA / 15.318.320/0001-61
25351.457473/2014-30 / 7378151
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0319424228
25351.457473/2014-30 / 7378151
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0319450227

CRISTIANE L. VIEIRA & CIA. LTDA. / 11.703.384/0001-25
25351.290972/2014-31 / 7176047
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0260358226

FITO FARMA LTDA / 33.855.293/0001-48
25351.059494/2020-31 / 7706123
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0308771229

SIL FARMA MEDICAMENTO E PERFUMARIA LTDA / 39.815.607/0001-65
25351.770692/2021-31 / 7835401
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0245344224
---
jensen organizações farmaceuticas ltda me / 00.906.742/0001-80
25351.583944/2010-31 / 0691848
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0245371221

A & T DROGARIA LTDA ME / 10.840.702/0001-37
25351.435169/2014-31 / 7247054
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0245379227

MAZZUCO & CIA LTDA / 10.695.648/0001-83
25351.335899/2014-33 / 7207062
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0216043229

REIS ANDRADE FARMACIA LTDA / 40.921.152/0001-41
25351.322820/2021-33 / 7799508
7112 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0179449223

KJM PHARMACOS & COSMETICOS LTDA / 40.834.635/0001-09
25351.761292/2021-34 / 7861121
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0163493223

CARVALHO FARMACIAS LTDA / 34.069.691/0001-00
25351.491076/2020-35 / 7735391
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0321861229

DROGARIA ALVES GOMES LTDA / 40.313.240/0001-60
25351.045303/2021-35 / 7785206
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0179418223

A.C. MARTINS MANIPULAÇÃO DE MEDICAMENTOS - ME / 11.512.694/0001-62
25351.508894/2014-36 / 7276456
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0260400221

FARMACIA SANTA RITA NOVA LONDRINA LTDA - ME / 05.512.746/0001-06
25351.598812/2014-37 / 7334014
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0175583228

IDEAL CARE COMÉRCIO DE MATERIAIS MÉDICOS E HOSPITALARES LTDA / 29.478.285/0001-52
25351.016132/2021-37 / 8239381
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 8429695214

GUILHERME PIANI DE MELLO LTDA / 42.542.569/0001-29
25351.577921/2021-40 / 7857878
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0163331227

FARMÁCIA JJ DE ÀVILA LTDA ME / 03.318.632/0001-96
25351.470871/2014-41 / 7257979
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0166165225

Drogaria Ultrapopular Manejo LTDA ME / 22.082.397/0001-40
25351.327507/2015-43 / 7391721
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0260380222

COMERCIO DE MEDICAMENTOS BRAIR LTDA / 88.212.113/0343-49
25351.514392/2014-44 / 7278673
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0227355221

COMERCIO DE MEDICAMENTOS BRAIR LTDA / 88.212.113/0584-42
25351.240339/2017-44 / 7516537
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0230735229

MEDICAL LIFE COMÉRCIO DE PRODUTOS HOSPITALARES EIRELI / 14.361.780/0002-90
25351.119314/2019-44 / 8180161
7056 - AFE/AE - Recurso Administrativo - DEMAIS EMPRESAS (exceto farmácia e drogaria) / 0423118226

COMERCIO DE MEDICAMENTOS BRAIR LTDA / 88.212.113/0140-70
25351.597836/2009-45 / 0626781
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0309028221

DYNAMIC HEALTH SOLUTIONS PRODUTOS MÉDICOS EIRELI / 33.922.414/0001-27
25351.392705/2020-45 / 8200119
866 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - ENDEREÇO / 0153762225

BRASMEG TRANSPORTES LTDA - EPP / 13.520.755/0001-69
25351.682338/2015-45 / 2084013
751 - AFE - ALTERAÇÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - ENDEREÇO MATRIZ / 0153462221

DROGARIA APODI PRODUTOS FARMACEUTICOS LTDA - ME / 28.465.919/0001-70
25351.612796/2017-45 / 7552271
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0166171220

SC Comércio de Produtos Hospitalares Eireli / 34.396.122/0001-60
25351.545506/2020-46 / 4021367
751 - AFE - ALTERAÇÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - ENDEREÇO MATRIZ / 0153757221

J S PALHANO FARMA LTDA / 36.139.332/0001-07
25351.193138/2020-46 / 7714925
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0230751221

JAC MED DIST DE MEDIC EIRELI - EPP / 26.651.036/0001-29
25351.439749/2020-46 / 4020470
7170 - AFE - ALTERAÇÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0164271228

MIGUEL CHEQUER BOU-HABIB / 27.324.599/0001-75
25351.023908/2014-46 / 7090161
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0230795222

BAXTER HOSPITALAR LTDA / 49.351.786/0011-52
25351.169412/2021-47 / 8239701
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 6980847210

FARMACIA E DROGARIA DOSE MAIS LTDA / 35.338.582/0001-03
25351.193145/2020-48 / 7714882
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0179455228

PRO LIFE DISTRIBUICOES, IMPORTACOES E REPRESENTACOES COMERCIAIS LTDA / 31.901.501/0001-72
25351.832323/2021-49 / 8238386
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0153653221

JANETI OSAYDA VIEIRA LTDA / 07.646.665/0001-16
25025.016730/2007-50 / 0497204
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0260366227

ADRIANA OLIVEIRA DOS SANTOS SILVA / 11.930.668/0001-54
25351.764830/2010-51 / 0721763
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0321298220

KARLA MELYSE DE CASTRO LOPES / 42.819.905/0001-38
25351.145927/2021-51 / 7857128
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0179453221

Drogaria burdo nogueira ltda / 42.260.918/0001-10
25351.063828/2021-52 / 7834436
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0179443224

UNICA FARMA IMPERIAL DROGARIA LTDA / 02.681.809/0001-51
25351.713400/2013-52 / 7060284
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0216039221
---
comercio medicamentos brair ltda / 88.212.113/0081-86
25351.175589/2014-53 / 7146798
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0230760220

POUPE FARMA DA 14 LTDA / 28.368.968/0001-94
25351.150889/2018-53 / 7573801
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0230489229

MARCONI DE M BARBOSA EIRELI - ME / 28.573.556/0001-96
25351.524497/2017-54 / 7543331
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0260398225

MARIA MARLEIDE DOS SANTOS MUNIZ - ME. / 01.911.653/0001-95
25351.129802/2014-55 / 7166392
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0162456223

E.SOUZA FARMACIA LTDA / 34.062.019/0001-84
25351.541986/2021-57 / 7824915
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0321865221

NATHAN MESQUITA DE MORAIS LTDA / 15.624.464/0003-08
25351.066165/2016-61 / 7457132
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0166153221

QUANTUM IMPORTAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE PRODUTOS MÉDICOS LTDA / 10.617.046/0002-99
25351.399830/2018-61 / 8169275
866 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - ENDEREÇO / 0177836229
25351.399830/2018-61 / 8169275
867 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0405140223

SILVA & CABRAL LTDA ME / 23.599.591/0001-60
25351.832479/2016-62 / 7435767
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0244023227

DROGARIA PHAMA VIDA ALVORADA DE MINAS LTDA ME / 17.640.514/0001-04
25351.002413/2015-64 / 7362121
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0308814226

DESCMED COMERCIO E IMPORTAÇÃO DE PRODUTOS LTDA / 31.700.660/0001-09
25351.699717/2019-64 / 8192839
866 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - ENDEREÇO / 0141073225

COMÉRCIO DE MEDICAMENTOS BRAIR LTDA. / 88.212.113/0377-98
25351.678651/2014-64 / 7330239
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0164947227
25351.678651/2014-64 / 7330239
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0164938228

FARMACIAS BRAVA LTDA / 09.597.446/0005-43
25351.452822/2012-65 / 0867098
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0166181227

JORGE FELIPE DA COSTA PAES LANDIM ME / 37.094.032/0001-03
25351.536127/2020-65 / 7728616
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0308739225

DROGARIA DA PRAIA DA COSTA LTDA / 39.687.771/0001-34
25351.070457/2021-65 / 7786281
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0230669227

VIP TRANSPORTE DE CARGAS LTDA / 05.996.122/0001-01
25351.051271/2012-66 / 2062449
751 - AFE - ALTERAÇÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - ENDEREÇO MATRIZ / 0153599227

Drogaria m & d ltda / 25.187.861/0001-51
25351.419960/2016-66 / 7482728
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0276934224
---
cm produtos farmacêuticos ltda - me / 27.868.092/0001-82
25351.557967/2017-66 / 7547377
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0309042226

DINAMICA PHARMA LTDA / 14.334.376/0001-47
25351.161256/2014-67 / 8103624
7151 - AFE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - DISTRIBUIDORA - RAZÃO SOCIAL / 0164285229

ERUINA SEVERINO DE FIGUEIREDO / 36.275.289/0001-07
25351.807277/2020-69 / 7741152
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0245369220

FIDELINO CARVALHO FILHO / 07.175.491/0002-31
25351.082906/2015-70 / 7364382
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0166175222

DROGARIA TANUMA LTDA ME / 06.887.219/0001-30
25351.678808/2013-71 / 7047001
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0179416227

CIRCULO DISTRIBUIDORA DE MEDICAMENTOS E MATERIAIS HOSPITALAR LTDA - ME / 16.703.014/0001-01
25351.744264/2013-71 / 8101117
866 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - ENDEREÇO / 0358760224

FARMACIA PREÇO POPULAR DE PIEDADE LTDA - EPP / 22.934.526/0002-62
25351.711398/2019-72 / 7698033
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0176835222

SAUDE FARMACIA LTDA - ME / 20.964.454/0001-90
25351.397166/2015-73 / 7398625
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0321513220

COMERCIO DE MEDICAMENTOS BRAIR LTDA / 88.212.113/0375-26
25351.002549/2015-74 / 7355577
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0179445221

WALTER LUCIO MACIEL ME / 10.703.620/0001-40
25351.291009/2014-74 / 7187234
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0215311224

GROTENSE MEDICAMENTOS E PERFUMARIA LTDA / 26.589.170/0001-47
25351.885409/2021-74 / 7863565
70152 - AFE/AE - RECURSO ADMINISTRATIVO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0312367227

Francisco edne almeida cartaxo / 10.904.478/0001-08
25351.410843/2014-75 / 7240441
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0308713221

FARMACIA CANASSA LTDA / 80.519.671/0001-00
25351.054958/2014-75 / 7100252
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0230838220

APG DROGARIA LTDA / 10.304.025/0001-32
25351.394031/2009-76 / 0611557
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0321899226
25351.394031/2009-76 / 0611557
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0321869224

EXPRESSO RENOVAÇÃO EIRELI / 01.344.733/0001-06
25351.476383/2021-77 / 1264111
7124 - AFE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - ARMAZENADORA - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 4531570219

JAC MED DIST DE MEDIC EIRELI - EPP / 26.651.036/0001-29
25351.439736/2020-77 / 3094161
716 - AFE - ALTERAÇÃO - SANEANTES DOMISSANITÁRIOS - AMPLIAÇÃO OU REDUÇÃO DE ATIVIDADES / 0164581227

ACHEI FARMA 6 REDE DE DROGARIAS LTDA / 17.920.893/0001-96
25351.254683/2014-78 / 7175440
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0260360228

MOR INDUSTRIA E COMERCIO DE COSMETICO EIRELI / 34.860.401/0001-33
25351.425659/2020-78 / 4027112
724 - AFE - ALTERAÇÃO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE - RAZÃO SOCIAL / 0153539224

DROGARIA FEDERAL FARMA LTDA / 37.268.993/0001-97
25351.924574/2020-78 / 7747462
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0321897220
25351.924574/2020-78 / 7747462
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0321859227

DROGARIA SOUZA & SOUZA OLIVEIRA LTDA / 38.570.327/0001-71
25351.063711/2021-79 / 7842721
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0308850222

NUNES, ALVES & CIA LTDA / 07.893.610/0001-00
25351.374012/2009-81 / 0610213
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0164034228

BARBARA SANTOS BISPO FARMACEUTICO / 43.884.356/0001-48
25351.924000/2021-81 / 7868241
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0179435223

DROGARIA E PERFUMARIA FARMACEUTICA LTDA / 41.545.006/0001-21
25351.639681/2021-84 / 7817028
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0308749222

DROGARIA E PERFUMARIA ENGENHO LTDA / 13.873.669/0003-00
25351.171993/2021-87 / 7790802
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0245383225

FARMACIA ALEXANDRINA EIRELI / 01.197.441/0001-98
25351.202790/2002-87 / 0246338
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0179439226
25351.202790/2002-87 / 0246338
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0179425226

DROGARIA RODRIGUES LTDA / 41.330.020/0001-08
25351.787323/2021-87 / 7838256
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0308998223

JMT COMERCIO DE PRODUTOS HOSPITALARES LTDA / 30.457.005/0001-09
25351.734242/2018-89 / 8173971
866 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - ENDEREÇO / 0153583223

DROGARIAS PACHECO S.A / 33.438.250/0012-10
25351.149099/2015-89 / 7368262
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0245381229

ANILTON SEGOBIA CRUZ EIRELI / 15.039.660/0001-53
25351.189052/2013-90 / 0907308
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0321909227
25351.189052/2013-90 / 0907308
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0321863225

FRANCIELI PALUDO ME / 14.239.201/0001-50
25351.172887/2014-91 / 7148524
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0179447227

FAMILIA FARMA DROGARIA LTDA / 34.630.469/0001-26
25351.555283/2019-91 / 7682481
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0179429229

L D M CANTANHEDE / 30.645.891/0001-02
25351.671811/2020-92 / 7735098
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0230827224

DROGAMINAS DROGARIA DE MURIAE - EIRELI / 86.518.164/0001-20
25351.203288/2002-93 / 0153574
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0179433227

M GALINDO & CIA LTDA / 01.124.215/0001-87
25351.060454/2014-94 / 7105861
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0230449220

RORIZ & CRESPILHO LTDA / 03.857.822/0001-81
25351.748615/2013-94 / 7073121
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0258967222

N L S FARMACIA LTDA. / 04.263.672/0001-40
25351.192675/2002-97 / 0080657
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0216045225

DROGARIA MOURA COMERCIO LTDA / 04.081.742/0001-40
25351.340965/2014-97 / 7213850
7110 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - RAZÃO SOCIAL / 0308970223

BRASMEG TRANSPORTES LTDA - EPP / 13.520.755/0001-69
25351.654378/2019-97 / 1196634
7120 - AFE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - TRANSPORTADORA - ENDEREÇO MATRIZ / 0153473223

DROGARIA BONIFACIO LTDA EPP / 15.694.497/0001-62
25351.448714/2012-98 / 0866669
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0308756225

DROGARIA PRIMUS JUIZFORANA LTDA / 32.933.570/0001-20
25351.581566/2019-99 / 7685044
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0179459221

RESOLUÇÃO-RE Nº 384, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador de Autorização de Funcionamento de Empresas, no uso das atribuições que lhe confere o art. 144, aliado ao art. 203, I, §1° do Regimento Interno aprovado pela Resolução da Diretoria Colegiada - RDC n° 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º. Cancelar, a pedido, a Autorização de Funcionamento das Empresas constantes no anexo desta Resolução.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DANIEL MARCOS PEREIRA DOURADO

ANEXO

NOVA MED TEC LTDA / 10.682.855/0001-01
25351.660775/2010-78 / 1085604
7037 - AFE - CANCELAMENTO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - DISTRIBUIDORA / 4621811215

BULLE DE SAVON COSMÉTICOS LTDA. / 68.339.779/0001-08
25000.013425/98-14 / 2026661
729 - AFE - CANCELAMENTO - COSMÉTICOS, PERFUMES E PRODUTOS DE HIGIENE / 0422090221

RESOLUÇÃO-RE Nº 385, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador de Autorização de Funcionamento de Empresas, no uso das atribuições que lhe confere o art. 144, aliado ao art. 203, I, §1° do Regimento Interno aprovado pela Resolução da Diretoria Colegiada - RDC n° 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º. Indeferir o pedido de Autorização de Funcionamento para as Empresas constantes no anexo desta Resolução.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DANIEL MARCOS PEREIRA DOURADO

ANEXO

Silca Comercial e Distribuidora LTDA / 01.643.640/0001-82
25351.014393/2022-01 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0129062222
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

LJM comercio e medicamentos eireli / 43.074.070/0001-05
25351.061155/2021-04 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 8535730218
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo Ida RDC nº 275/2019ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011e Lei nº 5.991/1973. A empresa apresentou declaração do Anexo II sem identificação do fiscal responsável pela assinatura.

FARMÁCIA PREÇO + POPULAR LTDA. / 35.067.442/0001-30
25351.016710/2022-16 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141192226
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973. O documento encaminhado está incompleto e sem assinaturas.

FARMA VIDA DROGARIA LTDA / 42.314.251/0001-90
25351.016795/2022-32 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141800229
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo Ida RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.
---
spedo & spedo / 72.689.409/0002-59
25351.016803/2022-41 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141825224
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo Ida RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

L V S DOS SANTOS MOUTA / 42.142.859/0001-85
25351.016801/2022-51 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141819220
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo Ida RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

FERREIRA & OLIVEIRA LTDA / 18.145.692/0003-93
25351.047012/2022-62 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 6598142211
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
A declaração do Anexo I da RDC nº 275/2019 apresentada não contém as assinaturas dos Representantes Técnico e Legal, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019.

DROGARIA MEG FARMA EIRELI / 43.208.959/0001-20
25351.011126/2022-74 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0094809228
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

LR FARMA LTDA / 43.253.110/0001-78
25351.011318/2022-81 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0097730226
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.
---
francisco torres da silva filho eireli / 26.252.105/0001-21
25351.016789/2022-85 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0141782227
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

AGUIAR MURINELLY PAULINO LTDA / 39.593.887/0001-04
25351.011122/2022-96 /
733 - AFE - CONCESSÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS / 0094797221
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

RESOLUÇÃO-RE Nº 386, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador de Autorização de Funcionamento de Empresas, no uso das atribuições que lhe confere o art. 144, aliado ao art. 203, I, §1° do Regimento Interno aprovado pela Resolução da Diretoria Colegiada - RDC n° 585, de 10 de dezembro de 2021, resolve:

Art. 1º. Indeferir o pedido de Alteração de Autorização de Funcionamento das Empresas constantes no anexo desta Resolução.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

DANIEL MARCOS PEREIRA DOURADO

ANEXO

CIRCULO DISTRIBUIDORA DE MEDICAMENTOS E MATERIAIS HOSPITALAR LTDA - ME / 16.703.014/0001-01
25351.387351/2013-17 / 1103519
7317 - AFE - ALTERAÇÃO - MEDICAMENTOS E INSUMOS FARMACÊUTICOS - TRANSPORTADORA - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0358783224
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação do relatório de inspeção ou documento equivalente que ateste o cumprimento dos requisitos técnicos para as atividades e classes pleiteadas contrariando o disposto no art. 15, inciso III, alínea a, da RDC 16/2014.

LJM SAUDE E MANIPULACAO LTDA / 26.666.686/0001-48
25351.294989/2017-18 / 7521385
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0216049228
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

DROGARIA E PERFUMARIA MINEIRA LTDA ME / 07.074.597/0001-68
25351.742729/2013-21 / 7268828
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0166183223
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade de funcionamento do estabelecimento no novo endereço, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

ANELISE VARGAS BICCA EIRELI / 06.960.588/0001-01
25351.609265/2014-22 / 7303344
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0412325225
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

ALLANA ALMEIDA DE SOUZA / 34.037.667/0001-80
25351.090839/2020-24 / 7709164
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0216051220
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

Y R DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS E SERVICOS EIRELI / 13.134.595/0001-10
25351.779417/2011-28 / 3050129
714 - AFE - ALTERAÇÃO - SANEANTES DOMISSANITÁRIOS - ENDEREÇO MATRIZ / 0141027223
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação do relatório de inspeção ou documento equivalente que ateste o cumprimento dos requisitos técnicos para as atividades e classes pleiteadas contrariando o disposto no art. 15, inciso III, alínea b, da RDC 16/2014.

FARMACIA HIPER ECONOMICA LTDA / 40.126.285/0001-26
25351.971962/2021-29 / 7781923
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0179206227
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

DERMAPELLE FARMÁCIA DE MANIPULAÇÃO LTDA / 01.418.867/0001-24
25351.627012/2014-31 / 7336583
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0166163229
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC 275/2019 e o documento emitido pela Vigilância Sanitária local encontra-se vencido, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

FARMACIA SANTA RITA LTDA / 26.846.583/0001-60
25351.096162/2017-32 / 7503318
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0245377221
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo Ida RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

METTA DROGARIAS LTDA / 35.812.253/0001-44
25351.635947/2020-39 / 7733632
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0245375224
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo Ida RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

FRANCISCA DAS CHAGAS COSTA SOUSA / 38.428.184/0001-68
25351.799552/2021-44 / 7777137
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0179457224
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

SIBELI MEDEIROS DE ALMEIDA / 11.331.936/0001-11
25351.509562/2010-45 / 0684024
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0260377222

MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo Ida RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

ALEX JUNIOR JACOBY SOARES FARMACIA EIRELI / 35.376.270/0001-86
25351.684326/2019-45 / 7694349
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0321873222
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

POUPE FARMA DA 14 LTDA / 28.368.968/0001-94
25351.150889/2018-53 / 7573801
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0230445227
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

MEDPRO COMERCIO IMPORTACAO E EXPORTACAO EIRELI / 08.064.928/0001-41
25351.426660/2006-61 / 8034194
866 - AFE - ALTERAÇÃO - PRODUTOS PARA SAÚDE - ENDEREÇO / 0140961224
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação do relatório de inspeção ou documento equivalente que ateste o cumprimento dos requisitos técnicos para as atividades e classes pleiteadas contrariando o disposto no art. 15, inciso III, alínea b, da RDC 16/2014.

TANIA CRISTINA DE SOUZA FLAUSINO SANTOS LTDA / 43.132.314/0001-50
25351.409217/2021-65 / 7848496
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0230509227
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973. O documento encaminhado não é sanitário.

DROGARIA E PERFUMARIA JSC LTDA / 16.555.419/0001-40
25351.349582/2015-65 / 7393429
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0230532221
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

A DA S RAPOSO FILHO ME / 14.813.975/0001-43
25351.563288/2014-83 / 7278890
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0245373228
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo Ida RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

AZ DROGARIA LTDA / 32.291.195/0001-62
25351.320191/2019-92 / 7658090
7113 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - ENDEREÇO / 0166169228
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade de funcionamento do estabelecimento no novo endereço, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

Drogaria Saúde Gyn Produtos Farmaceutico LTDA / 43.809.203/0001-36
25351.743337/2021-99 / 7868528
7111 - AFE - ALTERAÇÃO - FARMÁCIAS E DROGARIAS - AMPLIAÇÃO DE ATIVIDADES / 0308398225
MOTIVO DO INDEFERIMENTO:
Não apresentação da declaração assinada do Anexo I da RDC nº 275/2019 ou outro documento vigente emitido pela Vigilância Sanitária local que ateste a capacidade do estabelecimento, contrariando o art. 11 da RDC nº 275/2019, art. 3° da RDC n° 25/2011 e Lei nº 5.991/1973.

GERÊNCIA DE LABORATÓRIOS DE SAÚDE PÚBLICA

RESOLUÇÃO-RE Nº 329, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente de Laboratórios de Saúde Pública, no uso das atribuições que lhe confere o art. 138 aliado ao art. 203, I, §1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, tendo em vista o disposto na Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 390, de 26 de maio de 2020, resolve:

Art. 1º Indeferir o pedido de habilitação na Rede Brasileira de Laboratórios Analíticos em Saúde (REBLAS) o(s) laboratório(s) constante(s) no anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

GRAZIELA COSTA ARAÚJO

ANEXO

ASSUNTO PETIÇÃO EXPEDIENTE
LABORATÓRIO CNPJ
ENDEREÇO CIDADE UF
MOTIVAÇÃO INDEFERIMENTO

70675- REBLAS - Habilitação Inicial de Laboratório Analítico. 0311155/22-7
Programa Nacional de Controle de Qualidade Ltda. 73.302.879/0001-08
Rua Vicente Licínio, nº 191 e 193 - Tijuca. Rio de Janeiro/RJ
Descumprimento dos artigos 5º, 7º - inciso II, alínea "a" - e 8º da RDC nº 390/2020

RESOLUÇÃO-RE Nº 330, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

A Gerente de Laboratórios de Saúde Pública, no uso das atribuições que lhe confere o art. 138 aliado ao art. 203, I, §1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, tendo em vista o disposto na Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 390, de 26 de maio de 2020, resolve:

Art. 1º Indeferir o pedido de alteração, na Rede Brasileira de Laboratórios Analíticos em Saúde (REBLAS), do escopo do(s) laboratório(s) constante(s) no anexo.

Art. 2º Esta Resolução não altera o período de vigência do laboratório, estabelecida por sua Resolução de habilitação inicial.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

GRAZIELA COSTA ARAÚJO

ANEXO

ASSUNTO PETIÇÃO EXPEDIENTE
LABORATÓRIO CNPJ
ENDEREÇO CIDADE UF
ALTERAÇÃO

70682 - REBLAS - Alteração de Escopo da Habilitação. 0247527/22-0
Zinia Análises Químicas e Microbiológicas Ltda. 07.186.807/0001-00
Rua José Rafael Reinert, 145 - Nova Brasília. Joinville/SC
Descumprimento do artigo 7º, inciso II, da RDC nº 390/2020

5ª DIRETORIA

GERÊNCIA-GERAL DE PORTOS, AEROPORTOS, FRONTEIRAS E RECINTOS ALFANDEGADOS

RESOLUÇÃO-RE Nº 326, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Portos, Aeroportos, Fronteiras e Recintos Alfandegados, Substituto, no uso das atribuições que lhe confere o art. 160, aliado ao art. 203, I, §1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e ainda amparado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 61, de 19 de março de 2004, resolve:

Art. 1º Conceder Autorização de Funcionamento de Empresas em conformidade com o disposto no anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ARTHUR LEONARDO LOPES DA SILVA

ANEXO

MATRIZ
EMPRESA: CF COMERCIO INTERNACIONAL LTDA.
ENDEREÇO: RUA CORONEL PEDRO DEMORO, N° 1.793, SALA 101 GALERIA ALECIO
BAIRRO: ESTREITO
MUNICÍPIO: FLORIANÓPOLIS
UF: SC
CEP: 88.075-301
CNPJ: 38.185.478/0001-06
PROCESSO N°: 25351.560071/2021-41 (EXP: 4125997/21-7)
AUTORIZ/MS: 9.09800-5
ÁREA: PAF
ATIVIDADE: PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE IMPORTAÇÃO DE PRODUTOS PARA SAÚDE E PARA DIAGNÓSTICO "IN VITRO", POR CONTA E ORDEM DE TERCEIRO.

MATRIZ
EMPRESA: CF COMERCIO INTERNACIONAL LTDA.
ENDEREÇO: RUA CORONEL PEDRO DEMORO, N° 1.793, SALA 101 GALERIA ALECIO
BAIRRO: ESTREITO
MUNICÍPIO: FLORIANÓPOLIS
UF: SC
CEP: 88.075-301
CNPJ: 38.185.478/0001-06
PROCESSO N°: 25351.560198/2021-60 (EXP: 4126115/21-8)
AUTORIZ/MS: 9.09801-9
ÁREA: PAF
ATIVIDADE: PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE IMPORTAÇÃO DE COSMÉTICOS, PRODUTOS DE HIGIENE E PERFUMES, POR CONTA E ORDEM DE TERCEIRO.

RESOLUÇÃO-RE Nº 327, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Portos, Aeroportos, Fronteiras e Recintos Alfandegados, Substituto, no uso das atribuições que lhe confere o art. 160, aliado ao art. 203, I, §1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e ainda amparado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 345, de 16 de dezembro de 2002, resolve:

Art. 1º Conceder Autorização de Funcionamento de Empresas Prestadoras de Serviços de Interesse de Saúde Pública em conformidade com o disposto no anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ARTHUR LEONARDO LOPES DA SILVA

ANEXO

MATRIZ
EMPRESA: X AVIATION LIMPEZA E HIGIENIZACAO DE AERONAVES LTDA
ENDEREÇO: AV EMILIO ANTONON, 1501 GALPAO HANGAR I SALA 10
BAIRRO: AEROPORTO
MUNICÍPIO: JUNDIAI
UF: SP
CEP: 13.212-010
CNPJ: 42.202.434/0001-14
PROCESSO Nº: 25351.891812/2021-32 (EXP. 4739533/21-9)
AUTORIZ/MS: 9.09799-3
ÁREA: PAF
ATIVIDADE: PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE LIMPEZA, DESINFECÇÃO OU DESCONTAMINAÇÃO DE SUPERFÍCIES DE VEÍCULOS TERRESTRES EM TRÂNSITO POR POSTOS DE FRONTEIRA, AERONAVES, EMBARCAÇÕES, TERMINAIS AQUAVIÁRIOS, PORTOS ORGANIZADOS, AEROPORTOS, POSTOS DE FRONTEIRAS E RECINTOS ALFANDEGADOS;

MATRIZ
EMPRESA: INTERSEC SHIPPING SERVIÇO DE TRANSPORTE EIRELI.
ENDEREÇO: PASSAGEM LAMEIRA BITTENCURT N°12 - FUNDO SALTOS
BAIRRO: FATIMA
MUNICÍPIO: BELÉM
UF: PA
CEP: 66.060-290
CNPJ: 31.369.868/0001-97
PROCESSO Nº: 25351.898040/2021-60 (EXP:4754452/21-6)
AUTORIZ/MS: 9.09803-6
ÁREA: PAF
ATIVIDADE: PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE ADMINISTRAÇÃO OU REPRESENTAÇÃO DE NEGÓCIOS, EM NOME DO REPRESENTANTE LEGAL OU RESPONSÁVEL DIRETO POR EMBARCAÇÃO, TOMANDO AS PROVIDÊNCIAS NECESSÁRIAS AO SEU DESPACHO EM PORTOS ORGANIZADOS E TERMINAIS AQUAVIÁRIOS INSTALADOS NO TERRITÓRIO NACIONAL.

MATRIZ
EMPRESA: RESILOG ES TRANSPORTE E LOGÍSTICA LTDA
ENDEREÇO: R. MARATAIZES, Nº 250, COND. VILLAGGIO LARANJEIRAS BLOCO I, SALA 1018
BAIRRO: PLANALTO DE CARAPINA

MUNICÍPIO: SERRA
UF: ES
CEP: 29162-738
CNPJ: 43.160.689/0001-24
PROCESSO Nº: 25351.761727/2021-41 (EXP:4531801/21-1)
AUTORIZ/MS: 9.09802-2
ÁREA: PAF
ATIVIDADE: PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE SEGREGAÇÃO, COLETA, ACONDICIONAMENTO, ARMAZENAMENTO, TRANSPORTE, TRATAMENTO E DISPOSIÇÃO FINAL DE RESÍDUOS SÓLIDOS RESULTANTES DE VEÍCULOS TERRESTRES EM TRÂNSITO POR POSTOS DE FRONTEIRA, AERONAVES, EMBARCAÇÕES, TERMINAIS AQUAVIÁRIOS, PORTOS ORGANIZADOS, AEROPORTOS, POSTOS DE FRONTEIRAS E RECINTOS ALFANDEGADOS;.

MATRIZ
EMPRESA: SERVISAM - SERVIÇOS DE SANEAMENTO E MEIO AMBIENTE LTDA
ENDEREÇO: TV. TEÓFILO CONDURU N° 920 - ANDAR 2
BAIRRO: CANUDOS
MUNICÍPIO: BELÉM
UF: PA
CEP: 66070 - 530
CNPJ: 21.332.050/0001-46
PROCESSO Nº: 25351.413711/2021-24 (EXP: 3842335/21-1)
AUTORIZ/MS: 9.09786-8
ÁREA: PAF
ATIVIDADE: PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE DESINSETIZAÇÃO OU DESRATIZAÇÃO EM VEÍCULOS TERRESTRES EM TRÂNSITO POR POSTOS DE FRONTEIRA, EMBARCAÇÕES, AERONAVES, TERMINAIS AQUAVIÁRIOS, PORTOS ORGANIZADOS, AEROPORTOS, POSTOS DE FRONTEIRAS E RECINTOS ALFANDEGADOS;

RESOLUÇÃO-RE Nº 328, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O Gerente-Geral de Portos, Aeroportos, Fronteiras e Recintos Alfandegados, Substituto, no uso das atribuições que lhe confere o art. 160, aliado ao art. 203, I, §1º do Regimento Interno aprovado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 585, de 10 de dezembro de 2021, e ainda amparado pela Resolução de Diretoria Colegiada - RDC nº 345, de 16 de dezembro de 2002, resolve:

Art. 1º Conceder Alteração de Razão Social na Autorização de Funcionamento de Empresas Prestadoras de Serviços de Interesse de Saúde Pública em conformidade com o disposto no anexo.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ARTHUR LEONARDO LOPES DA SILVA

ANEXO

MATRIZ
EMPRESA: AC GLOBAL TRAVEL LTDA
ENDEREÇO: RUA JOSÉ ALEXANDRE BUAIZ, Nº 300, 20º ANDAR, EDIF. WORK CENTER OFFICE, SALA 2001
BAIRRO: ENSEADA DO SUÁ
MUNICÍPIO: VITÓRIA
UF: ES
CEP: 29050-545
CNPJ: 17.192.150/0001-47
PROCESSO: 25748.889127/2020-10 (EXP. 0093743/22-0)
AUTORIZ/MS: 9.09317-8
ÁREA: PAF
ATIVIDADE: PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE ADMINISTRAÇÃO OU REPRESENTAÇÃO DE NEGÓCIOS, EM NOME DO REPRESENTANTE LEGAL OU RESPONSÁVEL DIRETO POR EMBARCAÇÃO, TOMANDO AS PROVIDÊNCIAS NECESSÁRIAS AO SEU DESPACHO EM PORTOS ORGANIZADOS E TERMINAIS AQUAVIÁRIOS INSTALADOS NO TERRITÓRIO NACIONAL;

Ministério do Trabalho e Previdência

SECRETARIA DE TRABALHO
SUBSECRETARIA DE RELAÇÕES DO TRABALHO
COORDENAÇÃO-GERAL DE REGISTRO SINDICAL

DESPACHOS DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a regularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 316 (SEI 22028091), resolve: DEFERIR o registro sindical ao SINDICATO DOS TRABALHADORES EFETIVOS DO MINISTERIO PUBLICO DO ESTADO DE SERGIPE - SINDSEMP-SE, CNPJ 22.076.314/0001-00, Processo 14022.158218/2021-41, para representar a Categoria Profissional dos Servidores públicos efetivos do Ministério Público do Estado de Sergipe, com abrangência Estadual e base territorial no Estado de Sergipe, nos termos do inciso I do art. 252 da Portaria 671/2021. Para fins de anotação no Cadastro Nacional de Entidades Sindicais - CNES, resolve: ANOTAR a representação das seguintes entidades: A) UNSP-SINDICATO NACIONAL - União Nacional dos Servidores Públicos Civis do Brasil, CNPJ 33.721.911/0001-67, Processo 46219.007289/2009-80; excluindo a Categoria dos Servidores públicos efetivos do Ministério Público do Estado de Sergipe; do Estado de Sergipe B) SINTRASE - SIND DOS TRAB. NOS SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SERGIPE, CNPJ 32.724.254/0001-49, Processo 46221.002136/94-22; excluindo a Categoria dos Servidores públicos efetivos do Ministério Público do Estado de Sergipe; do Estado de Sergipe, nos termos do art. 255 do mesmo normativo.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das sua atribuições legais, considerando a regularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 346 (SEI 22143321), resolve: DEFERIR o registro de alteração estatutária do SINDICATO DOS TRABALHADORES RURAIS AGRICULTORES E AGRICULTORAS FAMILIARES DE SAO FELIPE - BAHIA, CNPJ 13.826.995/0001-96, Processo nº 46204.002074/2016-61, para representar a Categoria Profissional dos Trabalhadores rurais agricultores e agricultoras familiares proprietários ou não, que exerçam suas atividades no meio rural, individualmente ou em regime de economia familiar, em área igual ou inferior a dois (2) módulos rurais, nos termos do Decreto Lei 1166/1971, ativos ou aposentados, com abrangência municipal e base territorial no município de São Felipe, Estado da Bahia, nos termos do inciso I do art. 252 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a regularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 296 (21984938), resolve: PUBLICAR o pedido de alteração estatutária n.º 19964.100571/2022-05, de interesse do SINDICATO DOS TRABALHADORES AGRICULTORES FAMILIARES DE CANGUCU, CNPJ 88.240.924/0001-06, para representação da categoria dos Trabalhadores Agricultores Familiares, proprietários ou não, que exerçam suas atividades no meio rural, individualmente ou em regime de economia familiar, nos termos do Decreto Lei 1.166/1971, em área igual ou inferior a 02 (dois) módulos rurais; ativos e aposentados, com abrangência municipal e base territorial no município de Canguçu no Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos arts. 245 e 246 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021, para fins de abertura do prazo de 30 (trinta) dias para impugnações.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a regularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 298 (SEI 21996032), resolve: PUBLICAR o pedido de alteração estatutária n.º 19964.100767/2022-91, de interesse do SINDICATO DOS EMPREGADOS EM EMPRESAS DE REFEIÇÕES COLETIVAS, REFEIÇÕES CONVÊNIO, COZINHAS INDUSTRIAIS, RESTAURANTES INDUSTRIAIS, EMPREGADOS EM EMPRESAS DE REFEIÇÕES ESCOLARES TERCEIRIZADAS (MERENDA ESCOLAR TERCEIRIZADA) DE OSASCO, BARUERI, CARAPICUÍBA, JANDIRA, ITAPEVI E SANTANA DO PARNAÍBA, CNPJ 65.690.208/0001-25, para representação da categoria dos Empregados nas Empresas de Refeições Coletivas, Refeições Convênio, Cozinhas Industriais, Restaurantes Industriais, Empregados em Empresas de Refeições Escolares Terceirizadas (Merenda Escolar Terceirizada), com abrangência Intermunicipal e base territorial nos municípios de Barueri, Carapicuíba, Itapevi, Jandira, Osasco e Santana de Parnaíba, no Estado de São Paulo, nos termos dos arts. 245 e 246 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021, para fins de abertura do prazo de 30 (trinta) dias para impugnações.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a regularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 314 (SEI 22019997), resolve: PUBLICAR o pedido de alteração estatutária n.º 19964.100841/2022-70, de interesse do SINDICATO DOS TRABALHADORES NAS INDÚSTRIAS DE ALIMENTACAO DE VARGINHA E REGIAO DO SUL DE MINAS, CNPJ 19.108.315/0001-85, para representação da categoria profissional dos Trabalhadores nas Indústrias de alimentação que Abrange as atividades Profissionais dos Trabalhadores na Indústria do Trigo, Milho, Soja e Mandioca; Trabalhadores na Indústria de Açúcar em Geral; Trabalhadores na Indústria do Arroz, Feijão e Aveia; Trabalhadores na Indústria de Torrefação, Moagem, Beneficiamento de Café; Trabalhadores na Indústria e beneficiamento de grãos alimentícios em geral; Trabalhadores na Indústria de Café Solúvel; Trabalhadores na Indústria de Refinação do Sal; Trabalhadores na Indústria de Panificação e Confeitaria; Trabalhadores na Indústria de Produtos de Cacau e seus derivados, Trabalhadores na Indústria de Balas, Gomas de Mascar; Trabalhadores na Indústria de Mate; Trabalhadores na Indústria de Laticínios e seus Produtos Derivados; Trabalhadores na Indústria de Massas Alimentícias e Biscoitos; Trabalhadores na Indústria de Águas Minerais, Cervejas, Refrigerantes, Vinho e Bebidas em Geral; Trabalhadores na Indústria de Azeito e Óleos Alimentícios; Trabalhadores na Indústria de Doces e Conservas Alimentícias; Trabalhadores na Indústria de Carnes e seus Derivados; Trabalhadores na Indústria do Frio; Trabalhadores na Indústria da Imunização, Tratamento e Industrialização de Frutas; Trabalhadores na Indústria de Rações Balanceadas e Demais Alimentação Animal; Trabalhadores na Indústria de Pesca e Beneficiamento em geral; Trabalhadores na Indústria de Congelados, Supercongelados, Sorvetes, Concentrados e Liofilizados, com abrangência Intermunicipal e base territorial nos municípios de Aguanil, Aiuruoca, Albertina, Alfenas, Baependi, Bandeira do Sul, Boa Esperança, Botelhos, Bueno Brandão, Cabo Verde, Cambuquira, Campanha, Campestre, Campo do Meio, Campos Gerais, Capetinga, Carmo da Cachoeira, Claraval, Conceição do Rio Verde, Coqueiral, Cordislândia, Cristais, Cruzília, Delfinópolis, Divisa Nova, Elói Mendes, Fama, Fortaleza de Minas, Guapé, Guaxupé, Ilicínea, Itanhandu, Juruaia, Lambari, Monsenhor Paulo, Monte Belo, Muzambinho, Nepomuceno, Paraguaçu, Passa Quatro, Pimenta, Pouso Alto, Pratápolis, Santa Rita de Caldas, Santana da Vargem, São João Batista do Glória, São José da Barra, São Lourenço, São Pedro da União, Tocos do Moji, Três Pontas, Turvolândia, Vargem Bonita e Varginha, no Estado de Minas Gerais, nos termos dos arts. 245 e 246 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021, para fins de abertura do prazo de 30 (trinta) dias para impugnações.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a regularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 289 (21974109), resolve: PUBLICAR o pedido de alteração estatutária n.º 19964.100721/2022-72 (SA05783), de interesse do Sindicato dos Empregados em Postos de Serviços de Combustíveis, Derivados de Petróleo e de Lojas de Conveniências de Cascavel e Região, CNPJ nº 78.688.397/0001-43, para representação da categoriados empregados em Postos de Serviços de Combustíveis e Derivados de Petróleo, os empregados de lojas de conveniências em postos de combustíveis e os empregados em empresas de lubrificação e de troca de óleo de veículos, que compreendam ou ocupem os espaços físicos de postos de combustíveis, com abrangência intermunicipal e base territorial em Altamira do Paraná, Ampére, Anahy, Assis Chateaubriand, Barracão, Bela Vista da Caroba, Boa Esperança do Iguaçu, Boa Vista da Aparecida, Bom Jesus do Sul, Bom Sucesso do Sul, Braganey, Cafelândia, Campina da Lagoa, Campo Bonito, Capanema, Capitão Leônidas Marques, Cascavel, Catanduvas, Céu Azul, Chopinzinho, Corbélia, Coronel Vivida, Cruzeiro do Iguaçu, Diamante do Sul, Diamante D'Oeste, Dois Vizinhos, Enéas Marques, Entre Rios do Oeste, Espigão Alto do Iguaçu, Flor da Serra do Sul, Formosa do Oeste, Foz do Iguaçu, Francisco Beltrão, Guaíra, Guaraniaçu, Honório Serpa, Ibema, Iguatu, Iracema do Oeste, Itaipulândia, Itapejara d'Oeste, Jesuítas, Laranjal, Laranjeiras do Sul, Lindoeste, Manfrinópolis, Marechal Cândido Rondon, Mariópolis, Maripá, Marmeleiro, Marquinho, Matelândia, Medianeira, Mercedes, Missal, Nova Aurora, Nova Cantu, Nova Esperança do Sudoeste, Nova Laranjeiras, Nova Prata do Iguaçu, Nova Santa Rosa, Ouro Verde do Oeste, Palmital, Palotina, Pato Bragado, Pato Branco, Pérola d'Oeste, Pinhal de São Bento, Planalto, Porto Barreiro, Pranchita, Quatro Pontes, Quedas do Iguaçu, Ramilândia, Realeza, Renascença, Rio Bonito do Iguaçu, Salgado Filho, Salto do Lontra, Santa Helena, Santa Izabel do Oeste, Santa Lúcia, Santa Tereza do Oeste, Santa Terezinha de Itaipu, Santo Antônio do Sudoeste, São João, São Jorge d'Oeste, São José das Palmeiras, São Miguel do Iguaçu, São Pedro do Iguaçu, Saudade do Iguaçu, Serranópolis do Iguaçu, Sulina, Terra Roxa, Toledo, Três Barras do Paraná, Tupãssi, Ubiratã, Vera Cruz do Oeste, Verê, Virmond e Vitorino., no Estado Paraná, nos termos dos arts. 245 e 246 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021, para fins de abertura do prazo de 30 (trinta) dias para impugnações.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a regularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 331 (SEI 22091412), resolve: PUBLICAR o pedido de alteração estatutária n.º 19964.101134/2022-09, de interesse do SITIEML - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Extração de Madeira e Lenha, CNPJ 74.870.668/0001-26, para representação da categoria profissional dos Trabalhadores nas Indústrias de Extração de Madeira e Lenha, Trabalhadores na Área Florestal, Trabalhadores na Produção de Mudas, Trabalhadores nas Indústrias de Extração de Carvão Vegetal, com abrangência estadual e base territorial no Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos arts. 245 e 246 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021, para fins de abertura do prazo de 30 (trinta) dias para impugnações.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a regularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 340 (SEI22120113), resolve: PUBLICAR o pedido de alteração estatutária n.º 19964.101177/2022-86, de interesse do Sindicato dos Trabalhadores em Eletricidade no Estado do Tocantins - STEET, CNPJ 25.061.748/0001-25, para representação da categoria Profissional dos Empregados das Empresas Concessionárias de Serviço Público de Produção, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica e Gás. Como produção de energia elétrica compreende-se todas as empresas que produzem energia através de usina hidrelétrica, eólica, termelétrica e solar. Como transmissão compreende-se todas as empresas que atuam com linhas de sub transmissão e transmissão de energia em corrente contínua ou corrente alternada entre 34,5kV e 500kV. Como distribuição compreende-se as empresas que detém a concessão ou a permissão para distribuir energia aos consumidores finais, sejam industriais, comerciais, rurais ou residenciais, bem como todos os trabalhadores que prestam serviços as empresas terceirizadas das categorias acima descritas, com base territorial em todo Estado de Tocantins, com abrangência Estadual e base territorial, no Estado de Tocantins/TO, nos termos dos arts. 245 e 246 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021, para fins de abertura do prazo de 30 (trinta) dias para impugnações.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical , no uso das suas atribuições legais, considerando a regularidade processual e com fundamento na ANÁLISE TÉCNICA n° 313 (anexo SEI n° 22016871), resolve: 1) CONHECER o Recurso Administrativo nº 19964.117920/2021-39, nos termos do art. 56, § 1º, da Lei nº 9.784/99; 2) ANULAR os efeitos da Análise Técnica n° 5 (anexo SEI n° 21169430), com fundamento no art. 53 da Lei 9.784/1999; 3) PUBLICAR o pedido de registro sindical n° 19964.117474/2021-62, de interesse do Sindicato dos Pescadores Profissionais, Artesanais, Criadores de Peixe e Marisco do Município de Tutoia no Estado do Maranhão - SIMPEMAT/MA, inscrição no CNPJ n° 07.560.938/0001-05 para representar a categoria profissional dos trabalhadores

na pesca, pescadores artesanais, criadores de peixe, coletas de mariscos, aquicultores, marisqueiros compreendendo os que exercem atividades como assalariados e assalariadas, permanentes ou eventuais, na pesca, aquicultura e maricultura, independentemente da natureza do órgão empregador, bem como pescadores, aquicultores, marisqueiros criadores de peixe e marisco e trabalhadores na pesca que exerçam a atividade econômica objeto de classe, individual, em parceria ou regime de economia familiar, assim entendido o trabalho dos membros da mesma família, executando em condições de mutua dependência e colaboração, com a ajuda eventual de terceiros, com abrangência municipal e base territorial na cidade de Tutóia no Estado do Maranhão, nos termos dos arts. 245 e 246 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021, para fins de abertura do prazo de 30 (trinta) dias para impugnações.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a irregularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 303 (22000966), resolve: INDEFERIR o pedido de alteração estatutária n.º 14022.110607/2022-77 , de interesse do Sindicato dos Estabelecimentos de Ensino no Estado do Maranhão-SENEPE/MA, CNPJ n.º 23.603.814/0001-16, tendo em vista a irregularidade documental, no termo do inciso I do art. 253 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a irregularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 304 (SEI 22003966), resolve: INDEFERIR o pedido de registro sindical n.º 19964.100853/2022-02, de interesse do SINDICATO DAS EMPRESAS DE TRANSPORTE DE COMBUSTIVEIS, DERIVADOS DE PETROLEO, MATERIAIS INFLAMAVEIS E CARGAS PERIGOSAS NO ESTADO DE GOIAS-STPP, CNPJ 30.540.748/0001-48, tendo em vista irregularidade documental, nos termos do inciso I do art. 253 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a irregularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 333 (22094065), resolve: INDEFERIR o pedido de alteração estatutária n.º 14022.101715/2022-59, de interesse do Sindicato dos Trabalhadores em Empresas Ferroviárias da Zona Mogiana, CNPJ 46.111.811/0001-60, tendo em vista irregularidade documental, bem como a não caracterização da categoria, nos termos do art. 253, incisos I e II da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021, respectivamente.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a irregularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 301 (SEI 21996395), resolve: INDEFERIR o pedido de registro sindical n.º 19964.100817/2022-31, de interesse do SINDICATO DAS EMPRESAS COM ATIVIDADES ECONÔMICAS RELACIONADAS A EVENTOS SOCIAIS, CORPORATIVOS, INSTITUCIONAIS, CULTURAIS, ESPORTIVOS, RELIGIOSOS, EDUCATIVOS, TURÍSTICOS E TÉCNICO-CIENTÍFICO, DO ESTADO DO AMAPÁ - SINDEVENTOS/AP, CNPJ 42.996.764/0001-29, tendo em vista irregularidade documental, nos termos do inciso I do art. 253 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a irregularidade processual e com fundamento na análise técnica nº 288 (21972483), resolve: INDEFERIR o pedido de registro sindical n.º 19964.100823/2022-98, de interesse do SINDICATO DAS INDÚSTRIAS DE VIDROS DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO -SINDIVIDROS, CNPJ 18.788.643/0001-07, tendo em vista irregularidade documental, nos termos do art. 253 , inciso I da Portaria 671/2021.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a irregularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 279 (21950563), resolve: INDEFERIR o pedido de registro sindical n.º 14022.109214/2022-11, de interesse do SINDICATO DOS AGENTES DE COMBATE A ENDEMIAS E AGENTES COMUNITARIOS DE SAUDE DE SAO PEDRO DA ALDEIA , CNPJ 38.406.574/0001-37, tendo em vista a irregularidade e insuficiência documental, nos termos do art. 253 , inciso I da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a irregularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 326 (22063110), resolve: INDEFERIR o pedido de registro sindical n.º 19964.101034/2022-74, de interesse do Sindicato dos Produtores Rurais de Theobroma - RO, CNPJ nº 43.965.757/0001-22, tendo em vista a irregularidade e insuficiência documental, nos termos do art. 253, inciso I da Portaria nº 671/2021.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a irregularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 327 (SEI 22063965), resolve: INDEFERIR o pedido de registro sindical n.º 19964.100956/2022-64, de interesse do STTRI - SINDICATO DOS TRABALHADORES RURAIS DE IGAPORÃ, CNPJ 16.228.199/0001-40, tendo em vista irregularidade documental, nos termos do inciso I do art. 253 da Portaria/MTP nº 671, de 8 de novembro de 2021.

O Coordenador-Geral de Registro Sindical, no uso das suas atribuições legais, considerando a irregularidade processual e com fundamento na Análise Técnica nº 286 (21966852), resolve: INDEFERIR o pedido de registro sindical n.º SC21593, processo 19964-100494/2022-85, de interesse do SINDACS/ACE DO OESTE GOIANO- Sindicato dos Agentes Comunitários de Saúde e Agentes de Combate às Endemias do oeste Goiano, CNPJ 32.971.602/0001-82, tendo em vista a insuficiência documental, nos termos do art. 253, inciso I da Portaria MTP671/2021.

LUIZ ALBERTO MATOS DOS SANTOS

INSTITUTO NACIONAL DO SEGURO SOCIAL

PORTARIA PRES/INSS Nº 1.409, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Dispõe sobre a suspensão de atos de conteúdo normativo publicados em cumprimento a Ações Civis Públicas envolvendo a operacionalização do Benefício Assistencial de Prestação Continuada.

O PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DO SEGURO SOCIAL - INSS, no uso da competência que lhe confere o Decreto nº 9.746, de 8 de abril de 2019, e tendo em vista o que consta no Processo Administrativo nº 35014.367096/2021-51, resolve:

Art. 1º Suspender, retroativamente a 8 de outubro de 2021, a eficácia dos seguintes atos, publicados em cumprimento às Ações Civis Públicas envolvendo a operacionalização do benefício assistencial de prestação continuada na aferição do comprometimento de renda em face do Acordo Homologado em Plenário do Supremo Tribunal Federal no Recurso Extraordinário nº 1.171.152/SC e da Portaria Conjunta/MC/MTP/INSS nº 14, de 7 de outubro de 2021:

I - Memorandos-Circulares Conjuntos:

a) nº 32/DIRBEN/DIRSAT/PFE/INSS, de 1º de novembro de 2011, que trata da ACP nº 2001.72.05.007738-6 ou 0007738-72.2001.4.04.7205/Blumenau/SC;

b) nº 3/DIRSAT/DIRBEN/PFE/INSS, de 27 de fevereiro de 2014, que trata da ACP nº 2007.72.15.000170-9/Brusque/SC;

c) nº 40/DIRBEN/PFE/DIRSAT/INSS, de 29 de outubro de 2014, que trata da ACP nº 2001.72.03.001315-9/Joaçaba/SC;

d) nº 36/DIRBEN/DIRSAT/PFE/INSS, 17 de julho de 2015, que trata da ACP nº 2003.72.00.001108-0 ou 0001108-44.2003.4.04.7200/Florianópolis/SC;

e) nº 61/DIRBEN/PFE/DIRAT/DIRSAT/INSS, de 4 de dezembro de 2015, que trata da ACP nº 2001.72.03.001315-9/Joaçaba/SC;

f) nº 33/DIRBEN/DIRSAT/PFE/INSS, de 29 de junho de 2016, que trata da ACP nº 2003.72.00.001108-0 ou 0001108-44.2003.4.04.7200/Florianópolis/SC;

g) nº 54/DIRBEN/DIRAT/DIRSAT/PFE/INSS, de 29 de setembro de 2016, que trata da ACP nº 2003.72.00.001108-0 ou 0001108-44.2003.4.04.7200/Florianópolis/SC;

h) nº 58/DIRBEN/DIRAT/DIRSAT/PFE/INSS, de 16 de novembro de 2016, que trata da ACP nº 5044874-22.2013.404.7100/RS (alcance nacional);

i) nº 62/DIRBEN/DIRAT/DIRSAT/INSS, de 30 de novembro de 2016, que trata da ACP nº 5044874-22.2013.404.7100/RS (alcance nacional);

j) nº 4/DIRBEN/DIRAT/DIRSAT/PFE/INSS, de 16 de janeiro de 2017, que trata da ACP nº 0002356-52.2002.404.7209/Jaraguá do Sul/SC; e

k) nº 15/DIRBEN/DIRAT/DIRSAT/PFE/INSS, de 13 de abril de 2018, que trata da ACP nº 5044874-22.2013.404.7100/RS (alcance nacional);

II - o Memorando-Conjunto nº 2/DIRBEN/DIRSAT/PFE/INSS, de 7 de agosto de 2014, que trata da ACP nº 2002.71.04.000395-5/Ijuí/SC; e

III - a Portaria Conjunta nº 2/DIRBEN/DIRAT/INSS, de 7 de fevereiro de 2020, que trata da ACP nº 5044874-22.2013.404.7100/RS (alcance nacional).

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ CARLOS DE OLIVEIRA

PORTARIA PRES/INSS Nº 1.410, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

Altera o Anexo III da Resolução nº 173/INSS/PRES, de 19 de janeiro de 2012.

O PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DO SEGURO SOCIAL - INSS, no uso das atribuições que lhe confere o Decreto nº 9.746, de 8 de abril de 2019, e considerando o que consta no Processo Administrativo nº 35014.406163/2021-61, resolve:

Art. 1º O Anexo III da Resolução nº 173/INSS/PRES, de 19 de janeiro de 2012, passa a vigorar com as seguintes alterações:

ANEXO III - GERÊNCIAS-EXECUTIVAS E AGÊNCIAS DA PREVIDÊNCIA SOCIAL

CÓDIGO	DENOMINAÇÃO	SIGLA	TIPO
	(...)		
04.022	Gerência-Executiva Feira de Santana	GEXFEI	B
	(...)		
04.022.15.0	Agência da Previdência Social Feira de Santana - Getúlio Vargas	APSFSGV	B
	(...)		

Art. 2º Caberá aos Órgãos Seccionais, Órgãos Específicos, Órgãos Descentralizados e à Empresa de Tecnologia e Informações da Previdência - Dataprev, adotar as providências de caráter técnico e administrativo para a concretização deste Ato.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor em 15 de fevereiro de 2022.

JOSÉ CARLOS OLIVEIRA

PORTARIA PRES/INSS Nº 1.411, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022 (*)

Dispõe sobre o formulário Perfil Profissiográfico Previdenciário - PPP e informações prévias à implantação em meio digital.

O PRESIDENTE DO INSTITUTO NACIONAL DO SEGURO SOCIAL - INSS, no uso das atribuições que lhe confere o Decreto nº 9.746, de 8 de abril de 2019, e considerando o que consta do Processo Administrativo nº 35014.030900/2022-21, resolve:

Art. 1º Disciplinar que, a partir de 1º de janeiro de 2023, o formulário Perfil Profissiográfico Previdenciário - PPP será emitido exclusivamente em meio eletrônico para os segurados das empresas obrigadas, em consonância com os §§ 3º e 8º do art. 68 do Regulamento da Previdência Social, aprovado pelo Decreto nº 3.048, de 6 de maio de 1999, com redação dada pelo Decreto nº 10.410, de 30 de junho de 2020, bem como a Portaria MTP nº 313, de 22 de setembro de 2021, com as alterações promovidas pela Portaria MTP nº 1.010, de 24 de dezembro de 2021, a partir das informações dos eventos de Segurança e Saúde no Trabalho (SST) no Sistema Simplificado de Escrituração Digital das Obrigações Previdenciárias, Trabalhistas e Fiscais - eSocial.

Art. 2º A empresa ou equiparada à empresa deverá preencher o PPP de forma individualizada para seus empregados, trabalhadores avulsos e contribuintes individuais cooperados vinculados a cooperativas de trabalho ou de produção, que trabalhem expostos a agentes químicos, físicos, biológicos ou associação de agentes prejudiciais à saúde, ainda que não presentes os requisitos para fins de caracterização de atividades exercidas em condições especiais, seja pela eficácia dos equipamentos de proteção, coletivos ou individuais, seja por não se caracterizar a permanência.

§ 1º A partir da implantação em meio digital do PPP ou de documento que venha a substituí-lo, esse formulário deverá ser preenchido para todos os segurados empregados, trabalhadores avulsos e cooperados vinculados à cooperativa de trabalho ou de produção, independentemente do ramo de atividade da empresa e da exposição a agentes nocivos.

§ 2º A implantação do PPP em meio digital, ou de documento que venha substituí-lo nesse formato, será gradativa e haverá período de adaptação conforme critérios definidos pela Previdência Social.

§ 3º A declaração de inexistência de exposição da riscos físicos, químicos e biológicos ou associação desses agentes no PPP poderá ser feita:

I - para a Microempresa - ME e a Empresa de Pequeno Porte - EPP, embasada na declaração eletrônica de ausência de riscos físicos, químicos e biológicos prevista no item 1.8.4 da NR-01, com redação dada pela Portaria nº 6.730/SEPRT/ME, de 9 de março de 2020; e

II - para o Micro Empreendedor Individual - MEI, sempre que nas fichas com orientações sobre as medidas de prevenção a serem adotadas de acordo com a atividade econômica de desenvolvida, nos termos do item 1.8.2 da NR-01, com redação dada pela Portaria nº 6.730/SEPRT/ME, de 2020, não existir a indicação de exposição a agentes físicos, químicos ou biológicos.

§ 4º A exigência da informação no PPP, em relação aos agentes nocivos químicos e físicos, para os quais haja limite de tolerância estabelecido na legislação trabalhista e aplicável no âmbito da legislação previdenciária, fica condicionada ao alcance dos níveis de ação e, aos demais agentes nocivos, à simples presença no ambiente de trabalho.

Art. 3º Para complementar ou substituir o LTCAT, quando for o caso, será aceito, desde que informem os elementos básicos do referido laudo, o Programa de Gerenciamento de Riscos no Trabalho Rural - PGRTR , previsto na NR-31.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ CARLOS OLIVEIRA

(*) Republicada por ter saído com incorreções no original publicado no Diário Oficial da União nº 25, de 4 de fevereiro de 2022, Seção 1, pág. 76.

SUPERINTENDÊNCIA NACIONAL DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DIRETORIA DE LICENCIAMENTO

PORTARIA PREVIC Nº 122, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR DE LICENCIAMENTO, no uso das atribuições que lhe confere as alíneas "a" e "c" do inciso I do art. 64 da Portaria nº 529, de 8 de dezembro de 2017 (Regimento Interno da Superintendência Nacional de Previdência Complementar - Previc), e considerando as manifestações técnicas exaradas no Processo nº 44011.004002/2021-57, resolve:

Art. 1º Aprovar o Regulamento do Plano FRG MULTIPREV, sob o CNPB nº 2022.0006-92, administrado pela Real Grandeza - Fundação de Previdência e Assistência Social, CNPJ nº 34.269.803/0001-68, e fixar o prazo de 180 (cento e oitenta) dias para que a referida entidade fechada de previdência complementar comunique o início de funcionamento do Plano à Previc.

Art. 2 º Aprovar o Termo de Adesão da Real Grandeza - Fundação de Previdência e Assistência Social, CNPJ nº 34.269.803/0001-68, na condição de patrocinadora do Plano FRG MULTIPREV.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ REYNALDO DE ALMEIDA FURLANI

PORTARIA PREVIC Nº 124, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR DE LICENCIAMENTO, no uso das atribuições que lhe confere a alínea "d" do inciso I do art. 64 da Portaria nº 529, de 8 de dezembro de 2017 (Regimento Interno da Superintendência Nacional de Previdência Complementar - Previc), e considerando as manifestações técnicas exaradas no Processo nº 44011.003024/2021-08, resolve:

Art. 1º Autorizar a retirada de patrocínio da NXP Semicondutores Brasil Ltda., CNPJ nº 06.136.786/0001-55, do Plano Save Plus, CNPB nº 2007.0013-65, administrado pela Mercerprev - Fundo de Pensão Multipatrocinado, CNPJ nº 61.365.136/0001-90.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ REYNALDO DE ALMEIDA FURLANI

Ministério do Turismo

SECRETARIA ESPECIAL DE CULTURA
SECRETARIA NACIONAL DE FOMENTO E INCENTIVO À CULTURA

PORTARIA Nº 76, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O SECRETÁRIO NACIONAL DE FOMENTO E INCENTIVO À CULTURA, no uso das atribuições legais, que lhe confere a Portaria nº 464, de 29 de setembro de 2020 e a Portaria SECULT/MTUR n. 41, de 4 de outubro de 2021, resolve:

Art. 1.º - Homologar a prorrogação do prazo de captação de recursos do(s) projeto(s) cultural(is), relacionado(s) no(s) anexo(s) desta Portaria, para o(s) qual(is) o(s) proponente(s) fica(m) autorizado(s) a captar recursos, mediante doações ou patrocínios, na forma prevista no § 1º do Artigo 18 e no Artigo 26 da Lei n.º 8.313, de 23 de dezembro de 1991, alterada pela Lei nº 9.874, de 23 de novembro de 1999.

Art. 2.º - Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PORCIUNCULA ALAY ESTEVES

ANEXO I

ÁREA: 1 ARTES CÊNICAS (Artigo 18 , § 1º)
181801 - ALICE NO PAÍS DAS MARAVILHAS - Uma aventura no Circo
GUSTAVO ALVES NUNES EVENTOS
CNPJ/CPF: 22.210.887/0001-85
Cidade: Taubaté - SP;
Prazo de Captação: 01/01/2021 à 31/12/2021

191413 - UNIDOS DA TIJUCA CARNAVAL 2020
Grêmio Recreativo Escola de Samba Unidos da Tijuca
CNPJ/CPF: 27.148.592/0001-40
Cidade: Rio de Janeiro - RJ;
Prazo de Captação: 01/01/2022 à 31/12/2022

ÁREA: 3 MÚSICA (Artigo 18 , § 1º)
204837 - Centro Cultural Sesi Heitor Stockler de França / PROGRAMAÇÃO ANUAL 2021
SERVICO SOCIAL DA INDUSTRIA SESI
CNPJ/CPF: 03.802.018/0001-03
Cidade: Curitiba - PR;
Prazo de Captação: 01/01/2022 à 30/06/2022

201505 - Coro Juvenil de Cascavel
Geferson Luis Fell
CNPJ/CPF: 077.772.499-59
Cidade: Cascavel - PR;
Prazo de Captação: 02/02/2022 à 31/12/2022

203826 - Música Instrumental Brasileira 2021
Modernarte Espetáculos e Eventos LTDA
CNPJ/CPF: 07.343.555/0001-85
Cidade: Rio de Janeiro - RJ;
Prazo de Captação: 01/01/2022 à 31/12/2022

ÁREA: 5 PATRIMÔNIO CULTURAL (Artigo 18 , § 1º)
164805 - PROJETO DE RESTAURAÇÃO DO CINE TEATRO LEON
FUNDACAO MUNICIPAL DE CULTURA, LAZER E TURISMO - FUMCULT
CNPJ/CPF: 19.141.308/0001-85
Cidade: Congonhas - MG;
Prazo de Captação: 01/01/2022 à 31/12/2022

ANEXO II

ÁREA: 3 MÚSICA (Artigo 26)
193844 - RESGATE ANCESTRAL CULTURA NEGRA
SP ELITE EVENTOS E TURISMO EIRELI
CNPJ/CPF: 23.460.542/0001-42
Cidade: São Paulo - SP;
Prazo de Captação: 01/01/2022 à 31/12/2022

SECRETARIA NACIONAL DO AUDIOVISUAL

PORTARIA Nº 8, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O(A) SECRETÁRIO NACIONAL DO AUDIOVISUAL, no uso de suas atribuições legais, que lhe confere a Portaria nº 1.258, de 03 de novembro de 2021 e o art. 1º da Portaria nº 1.201, de 18 de dezembro de 2009, resolve:

Art. 1.º - Homologar a complementação de valor em favor dos projetos culturais relacionados abaixo, para o qual o proponente fica autorizado a captar recursos, mediante doações ou patrocínios, na forma prevista no § 1º do artigo 18 da lei nº 8.313, de 23 de dezembro de 1991, alterada pela Lei nº 9.874, de 23 de novembro de 1999.

212797 - Cine MIAU - 4ª edição
INSTITUTO SEARA DE CULTURA E DESENVOLVIMENTO
CNPJ/CPF: 15.714.669/0001-12
Cidade: Fortaleza -CE;
Valor Complementado: R$ 184.704,00
Valor total atual: R$ 730.634,85

Art. 2.º - Homologar a redução de valor em favor dos projetos culturais relacionados abaixo, para o qual o proponente fica autorizado a captar recursos, mediante doações ou patrocínios, na forma prevista no § 1º do artigo 18 da lei n.º 8.313, de 23 de dezembro de 1991, alterada pela Lei nº 9.874, de 23 de novembro de 1999.

203616 - GUAPORE
Espaço Vídeo e Cinema
CNPJ/CPF: 01.900.387/0001-03
Cidade: Porto Velho - RO;
Valor Reduzido: R$ 3.547,00
Valor total atual: R$ 595.811,10
211528 - Minuto Escola 2022
UM MINUTO PRODUÇÕES CULTURAIS - EIRELI
CNPJ/CPF: 66.708.900/0001-04
Cidade: São Paulo - SP;
Valor Reduzido: R$ 49.843,00
Valor total atual: R$ 1.535.541,25

Art. 3.º Homologar os projetos audiovisuais, relacionados nos anexos desta Portaria, que após terem atendido aos requisitos de admissibilidade estabelecidos pela Lei nº 8.313/1991, Decreto nº 5.761/2006 e a Instrução Normativa vigente, passam para a fase de obtenção de doações e patrocínio.

Art. 4º - Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

FELIPE CRUZ PEDRI

ANEXO I - Artigo 18, § 1º

220285 - Produção Media Metragem Animado Meu Lugar Silencioso
CUBO ANIMADO STUDIO SERVIÇOS DE PRODUÇÃO CINEMATOGRÁFICA LTD A
CNPJ/CPF: 42.797.367/0001-28
Cidade: São Paulo - SP;
Valor Aprovado: R$ 199.982,75
Prazo de Captação: 04/02/2022 à 31/12/2022
Resumo do Projeto: O projeto é a produção de um média-metragem de fantasia infantil em animação 3D, de classificação livre. A história trata o tema da solidão voluntária e tem como objetivo despertar sentimentos e transmitir valores positivos como a amizade, compaixão e solidariedade. O média metragem será apresentado em streamer de video gratuito YouTube, para acesso a todos os brasileiros e pré-estréia em cinema local no Rio de Janeiro, seguida de palestra sobre produção de cenas animadas e os príncipios da animação, para alunos e professores da rede pública de ensino, sendo esse ultimo como contrapartida social. A animação terá duração de 20 minutos e será exibida em Full HD.

220287 - Cine Sustentável
Cinear Produções e Exibições Cinematográficas LTDA
CNPJ/CPF: 07.137.708/0001-38
Cidade: Belo Horizonte - MG;
Valor Aprovado: R$399.997,91
Prazo de Captação: 04/02/2022 à 01/08/2022
Resumo do Projeto: O projeto Cine Sustentável consiste em um cinema itinerante movido à energia solar, com emissão neutra de carbono, que tem como objetivo a realização de 01 sessão gratuita de cinema em 10 cidades do Brasil, com exibição total de 30 filmes, para um público estimado de até 10.000 pessoas presencialmente e 5mil pessoas pelas redes sociais. Além das sessões de cinema recheadas com muita pipoca, o projeto prevê, também em cada uma das 10 cidades, a realização de 01 oficina de fotografia para jovens de escolas públicas e pessoas idosas, com foco na valorização da natureza e do meio ambiente.

220288 - Cine Falante II
VERITAH CULTURA E EVENTOS LTDA. - ME
CNPJ/CPF: 07.864.437/0001-12
Cidade: São Paulo - SP;
Valor Aprovado: R$879.125,50
Prazo de Captação: 04/02/2022 à 31/12/2022
Resumo do Projeto: O projeto Cine Falante II tem como objetivo produzir um documentário média-metragem, com duração aproximada de 26 minutos, finalizado em HD, cujo conteúdo será baseado em temas e discussões atuais da sociedade contemporânea. Além disso, pretende realizar, também, encontros presenciais para discussão do conteúdo produzido, que contarão com a participação de especialistas, nos respectivos temas abordados no documentário, bem como ação de contrapartida social, por mio de um debate com o diretor do documentário que, além de discutir o filme a ser exibido, abordará o processo de produção, técnicas e recursos para a criação de uma obra audiovisual.

220289 - Festival do Cinema Independente V
VERITAH CULTURA E EVENTOS LTDA. - ME
CNPJ/CPF: 07.864.437/0001-12
Cidade: São Paulo - SP;
Valor Aprovado: R$891.630,85
Prazo de Captação: 04/02/2022 à 31/12/2022
Resumo do Projeto: O projeto tem como objetivo principal produzir 1 documentário média-metragem, com duração aproximada de 26 minutos, finalizado em HD, cujo conteúdo será produzido a partir de discussões (palestras) atuais da sociedade contemporânea. Também são objetivos do projeto, realizar um festival de cinema (com duração de 7 dias, onde serão exibidos 7 documentários, incluindo a obra a ser produzida por este projeto, além dos 06 documentários produzidos na edição anterior do projeto) e, como contrapartida social,bate papo com o diretor do documentário, para tratar o processo de produção, técnicas e recursos para a criação de uma obra audiovisual.

220290 - Caminho das Oliveiras
Tunna Entretenimento e Audiovisual Ltda
CNPJ/CPF: 14.807.981/0001-98
Cidade: Novo Hamburgo - RS;
Valor Aprovado: R$570.711,68
Prazo de Captação: 04/02/2022 à 31/12/2022
Resumo do Projeto: Produzir um documentário com 48 minutos, "Caminho das Oliveiras", buscando apresentar um amplo panorama do cultivo e fabricação do azeite de oliva, com um enquadramento histórico, cultural, social e econômico, com captação em 4K, imagens

aéreas, mesclando animação, finalizado em FullHD, tiragem em DVD, com distribuição e exibição em Canais de Televisão, Escolas, Faculdades, Secretarias de Culturas e Educacionais dos locais de gravação.

220291 - Festival Internacional de Mulheres no Cinema - 3ª Edição
Pinho Produções Culturais LTDA - EPP
CNPJ/CPF: 05.509.414/0001-64
Cidade: São Paulo - SP;
Valor Aprovado: R$674.901,31
Prazo de Captação: 04/02/2022 à 31/12/2022
Resumo do Projeto: Realização da 3ª Edição do Festival Internacional de Mulheres no Cinema, com a exibição de 29 longas-metragens e 6 curtas-metragens ao longo de 53 sessões durante 6 dias, visando identificar, promover e premiar obras nacionais e internacionais criadas, dirigidas, produzidas e protagonizadas por mulheres. Serão 3 mostras competitivas, 1 mostra não competitiva e sessões especiais com debates de obras históricas e contemporâneas com vistas ao alcance da equidade de gênero no audiovisual brasileiro e mundial.

220292 - Mostra Comemorativa dos 30 anos do Festival de Cinema de Vitória
Instituto Brasil de Cultura e Arte - IBCA
CNPJ/CPF: 11.474.955/0001-05
Cidade: Vitória -ES;
Valor Aprovado: R$1.545.540,04
Prazo de Captação: 04/02/2022 à 31/12/2022
Resumo do Projeto: Realização da mostra comemorativa de 30 anos do Festival de Cinema de Vitória (FCV), inteiramente gratuita, oferecendo extensa programação com os melhores filmes desses 30 anos de Festival de Vitória, com mostras e sessões gratuitas para o público, além de debates com os realizadores homenageadose oficinas, promovendo a democratização ao acesso à cultura por meio da exibição de produtos audiovisuais nacionais e a formação cultural. A mostra percorrerá 8 cidades brasileiras (a definir) e, como contrapartida social, será oferecido um Workshop de "Produção de Curta-Metragem".

220293 - Animaí! - VI Festival Baiano de Animação e Games
VISION PRODUÇÃO & IMAGENS
CNPJ/CPF: 14.184.538/0001-08
Cidade: Salvador -BA;
Valor Aprovado: R$199.573,20
Prazo de Captação: 04/02/2022 à 30/06/2022
Resumo do Projeto: Animaí ! - VI Festival Baiano de Animação e Games é um evento pioneiro e baiano com foco em animação e games com uma programação gratuita e totalmente virtual, composta por workshops digitais, palestras virtuais, webnários, exposições virtuais e mostra competitiva de animação e games e ocorrerá no período de 30 dias.

ANEXO II - Artigo 26

220283 - Sustentabilidade.BR
TW COMUNICACAO LTDA
CNPJ/CPF: 32.166.740/0001-99
Cidade: Belo Horizonte - MG;
Valor Aprovado: R$ 149.843,95
Prazo de Captação: 04/02/2022 à 30/12/2022
Resumo do Projeto: Criação de uma websérie SUSTENTABILIDADE.BR que debate sustentabilidade e meio ambiente, a partir do registro de ações sustentáveis em diferentes núcleos sociais, com gravações de entrevistas e esquetes. Personagens reais e cenicamente construídos conduzem a história, que passa pela preservação do planeta. Exclusivamente virtual propõe ainda lives com a equipe técnica e artística, exibição do que acontece por trás das câmeras, o making of. Será exibida gratuitamente no Youtube e INSTAGRAM com 10 episódios de 30 minutos cada (um episódio a cada 15 dias) , formato de finalização/resolução do vídeo 4K, 9 intervenções em espaços públicos (que são as gravações dos episódios), por fim, 4 lives sobre processo de produção de audiovisual e 4 oficinas técnicas como ação formativa e contrapartida social em escolas públicas da rede ensino estadual de Minas Gerais.

220286 - Papo Firmeza Total
WANDER APARECIDO DE OLIVEIRA 18531577837
CNPJ/CPF: 42.081.222/0001-26
Cidade: Guarulhos - SP;
Valor Aprovado: R$ 179.045,24
Prazo de Captação: 04/02/2022 à 31/12/2022
Resumo do Projeto: Produção da webserie Papo Firmeza Total, com 12 episódios apresentados semanalmente, com duração de 1:30 minutos, no formato vídeo 4K. Serão entrevistas com músicos, artistas, compositores, produtores, gestores de espaços, todos relacionados com o Samba. Como forma de democratização e acessibilidade, realizaremos palestras em escolas da rede pública de ensino sobre a importância do samba na cultura popular.

INSTITUTO DO PATRIMÔNIO HISTÓRICO E ARTÍSTICO NACIONAL
DEPARTAMENTO DO PATRIMÔNIO MATERIAL E FISCALIZAÇÃO
CENTRO NACIONAL DE ARQUEOLOGIA

PORTARIA Nº 7, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

O DIRETOR DO CENTRO NACIONAL DE ARQUEOLOGIA DO DEPARTAMENTO DE PATRIMÔNIO MATERIAL E FISCALIZAÇÃO DO INSTITUTO DO PATRIMÔNIO HISTÓRICO E ARTÍSTICO NACIONAL - IPHAN, no uso da atribuição que lhe foi conferida pela Portaria n.º 459, de 05/08/2021, e de acordo com o disposto no inciso § 2, art. 25, Anexo I, do Decreto n.º 9.238, de 15/12/2017, e com a Lei n.º 3.924, de 26/07/1961, e com a Portaria SPHAN n.º 07, de 1º/12/1988, e ainda do que consta dos processos administrativos relacionados nos anexos a esta Portaria, resolve:

I - Expedir RENOVAÇÃO, sem prejuízo das demais autorizações exigíveis por diferentes órgãos e entidades da Administração Pública, aos arqueólogos coordenadores dos projetos das pesquisas arqueológicas relacionadas no anexo I desta Portaria, regidos pela Portaria Iphan nº 230/02 e Portaria SPHAN 07/88;

II - Expedir AUTORIZAÇÃO, sem prejuízo das demais autorizações exigíveis por diferentes órgãos e entidades da Administração Pública, aos arqueólogos coordenadores dos projetos das pesquisas arqueológicas relacionadas no anexo II desta Portaria, regidos pela Portaria SPHAN 07/88;

III - Expedir RENOVAÇÃO, sem prejuízo das demais autorizações exigíveis por diferentes órgãos e entidades da Administração Pública, aos arqueólogos coordenadores dos projetos das pesquisas arqueológicas relacionadas no anexo III desta Portaria, regidos pela Instrução Normativa 001/2015, de 25 de março de 2015;

IV - Expedir AUTORIZAÇÃO, sem prejuízo das demais autorizações exigíveis por diferentes órgãos e entidades da Administração Pública, aos arqueólogos coordenadores dos projetos e programas de pesquisas arqueológicas relacionadas no anexo IV desta Portaria, regidos pela Instrução Normativa 001/2015, de 25 de março de 2015;

V - As autorizações para a execução dos projetos e programas relacionados nesta Portaria não correspondem à manifestação conclusiva do Iphan para fins de obtenção de licença ambiental.

VI - As Superintendências Estaduais são as unidades responsáveis pela aprovação dos projetos e programas de sua competência, cujas execuções estão sendo autorizadas na presente portaria, bem como pela fiscalização e monitoramento das ações oriundas dos mesmos, com base nas vistorias realizadas a partir do cronograma do projeto, inclusive no que diz respeito à destinação e à guarda do material coletado, assim como das ações de preservação e valorização dos remanescentes.

VII - Condicionar a eficácia das presentes autorizações, permissões e renovações à apresentação, por parte dos arqueólogos coordenadores, de relatórios parciais e finais, em meio físico e digital, ao término dos prazos fixados nos projetos de pesquisa anexos a esta Portaria.

VIII - Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação

HERBERT MOURA REGO

ANEXO I

01-Processo nº 01410.000051/2021-13
Projeto: Vistoria interventiva, prospecção sistemática e acompanhamento arqueológico na área de instalação dos Radares LP23SST-NG & RSM970S de Forte Príncipe da Beira
Arqueóloga Coordenadora: Lúcia de Jesus Cardoso Oliveira Juliani
Apoio Institucional: Departamento de Arqueologia da Fundação Universidade Federal de Rondônia (DARQ / UNIR)
Área de Abrangência: Município de Costa Marques, estado de Rondônia
Prazo de Validade: 06 (seis) meses

02-Processo nº 01409.000453/2011-77
Projeto: Programa de Gestão do Patrimônio Arqueológico, Educação Patrimonial e Monitoramento Duplicação da BR-101: Entroncamento BR-262 (B) - Divisa ES/RJ, Segmento: Km 304,70 - Km 460,60
Arqueólogo Coordenador: Filipe André do Nascimento Coelho
Apoio Institucional: Museu Histórico da Serra - Prefeitura Municipal da Serra
Área de Abrangência: Município de Anchieta, Atílio Vivacqua, Viana, Vila Velha, ltapemirim, Cachoeira de Itapemirim, Rio Novo do Sul, Guarapari, lconha, Presidente Kennedy e Mimoso do Sul, estado do Espírito Santo
Prazo de Validade: 12 (doze) meses

ANEXO II

01-Processo nº 01408.000021/2022-29
Projeto: Estudos para delimitação de uma possível área arqueológica no sertão da Paraíba, na região polarizada por Catolé do Rocha
Arqueólogo Coordenador: Juvandi de Souza Santos
Apoio Institucional: Laboratório de Arqueologia e Paleontologia - LABAP - Universidade Estadual da Paraíba (UEPB)
Área de Abrangência: Municípios de Catolé do Rocha, Brejo do Cruz, Belém do Brejo do Cruz, São José do Brejo do Cruz, São Bento e Pombal, estado da Paraíba
Prazo de Validade: 12 (doze) meses

02-Processo nº 01403.000429/2021-60
Projeto: Acompanhamento e Resgate Arqueológico para obras de Acessibilidade, executadas no bairro Centro
Arqueóloga Coordenadora: Cecília Barthel Carneiro
Apoio Institucional: Instituto Histórico e Geográfico de Alagoas - IHGAL - Governo do Estado de Alagoas
Área de Abrangência: Município de Maceió, estado de Alagoas
Prazo de Validade: 12 (doze) meses

03-Processo nº 01500.000085/2022-21
Projeto: Levantamento Arqueológico Interventivo na Área dos Remanescentes do Antigo Recolhimento de Santa Teresa de Itaipu
Arqueólogo Coordenador: Marcos André Torres de Souza
Área de Abrangência: Município de Niterói, estado do Rio de Janeiro.
Prazo de Validade: 18 (dezoito) meses

ANEXO III

01-Enquadramento IN: Nível III
Empreendedor: Tupi Participações Societárias Ltda
Empreendimento: CGH das Cinzas IV
Processo nº 01508.000800/2019-09
Projeto: Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico na área da CGH das Cinzas IV
Arqueólogo Coordenador: Cleiton Silva da Silveira
Arqueólogos de Campo: Fábio Isídio dos Santos e Murilo Galho Ribeiro
Apoio institucional: Laboratório de Arqueologia, Etnologia e Etno-História (LAEE) - Universidade Estadual de Maringá (UEM)
Área de abrangência: Município de Arapoti, estado do Paraná
Prazo de validade: 02 (dois) meses

02-Enquadramento IN: Nível III
Empreendedor: Futura Energia e Holding Ltda
Empreendimento: Complexo Fotovoltaico UFV Futura
Processo nº 01502.000496/2020-85
Projeto: Gestão do Patrimônio Arqueológico do Complexo Fotovoltaico UFV Futura
Arqueólogo Coordenador: Jonas Israel de Sousa Melo
Arqueólogas de Campo: Wyslanne Gomes Lopes e Larissa Cruz da Silva Santos
Área de Abrangência: Município de Juazeiro, estado da Bahia
Prazo de Validade: 07 (sete) meses

03-Enquadramento IN: Nível III
Empreendedor: EKTT 6 Serviços De Transmissão De Energia Elétrica SPE S.A
Empreendimento: LT 230 kV Rio das Éguas - Rio Formoso II C1/C2 CD SE 230/138 kV Rio Formoso II SE Rio das Éguas (novo pátio 230kV e transformação 500/230 kV)
Processo nº 01502.000352/2020-29
Projeto: Gestão do Patrimônio Arqueológico na área de implantação da LT 230 kV Rio das Éguas - Rio Formoso II C1/C2 CD SE 230/138 kV Rio Formoso II SE Rio das Éguas (novo pátio 230kV e transformação 500/230 kV)
Arqueóloga Coordenadora: Sergia Meire da Silva
Arqueóloga de Campo: Kaira Pauline Sampaio Rocha Consta
Apoio Institucional: Centro de Arqueologia e Antropologia de Paulo Afonso/CAAPA - Universidade do Estado da Bahia (UNEB)
Área de Abrangência: Municípios de Jaborandi e Correntina, estado da Bahia
Prazo de Validade: 06 (seis) meses

ANEXO IV

01-Enquadramento IN: Nível III
Empreendedor: Icon Realty Cajamar II Empreendimentos Imobiliários Ltda
Empreendimento: Condomínio Logístico (Galpões) - Icon Realty Cajamar II
Processo nº 01506.001683/2021-27
Projeto: Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico na área do Condomínio Logístico (Galpões) - Icon Realty Cajamar II
Arqueóloga Coordenadora: Lilia Benevides Guedes
Arqueóloga de Campo: Thaissa de Castro Almeida Caino
Apoio Institucional: Museu Municipal Elizabeth Aytai - Prefeitura de Monte Mor
Área de Abrangência: Municípios de Cajamar, estado de São Paulo
Prazo de Validade: 04 (quatro) meses

02-Enquadramento IN: Nível III
Empreendedor: Neoenergia Renováveis S.A
Empreendimento: Complexo Eólico Serra da Gameleira
Processo nº 01502.000560/2020-28
Projeto: Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico para Implantação do Complexo Eólico Serra da Gameleira
Arqueólogo Coordenador: Giovani Scaramella

Arqueólogo de Campo: Diógenes Rodrigues Costa
Área de Abrangência: Municípios de Umburanas e Sento Sé, estado da Bahia
Prazo de Validade: 03 (três) meses

03-Enquadramento IN: Nível III
Empreendedor: MRV Engenharia e Participações S/A
Empreendimento: Residencial Flor de Liz
Processo nº 01402.000498/2021-83
Projeto: Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico do Empreendimento Residencial Flor de Liz
Arqueóloga Coordenadora: Virginia Marques da Silva Neta
Arqueóloga de Campo: Virginia Marques da Silva Neta
Apoio Institucional: Museu Dom Avelar Brandão Vilela - Fundação Cultural Cristo Rei
Área de Abrangência: Município de Teresina, estado do Piauí
Prazo de Validade: 03 (três) meses

04-Enquadramento IN: Nível III
Empreendedor: João Carlos Deboni
Empreendimento: Área em Estudo de Viabilidade
Processo nº 01512.000530/2020-01
Projeto: Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico na Área em Estudo de Viabilidade
Arqueóloga Coordenadora: Danielle Crescenti Dias
Arqueóloga de Campo: Danielle Crescenti Dias
Apoio Institucional: Reserva Técnica Lepan - Universidade Federal de Rio Grande - Furg
Área de Abrangência: Município de Ijuí, estado do Rio Grande do Sul
Prazo de Validade: 04 (quatro) meses

05-Enquadramento Nível IN: III
Empreendedor: Secretária de Transporte e Desenvolvimento Urbano do Estado de Alagoas
Empreendimento: Implantação e Pavimentação da Via Alternativa AL-101 Norte (Estrada Parque da Rota Ecológico)
Projeto: Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico na Área de Implantação e Pavimentação da Via Alternativa AL-101 Norte (Estrada Parque da Rota Ecológico) e seu acessos
Processo nº 01403.000037/2021-09
Arqueólogo Coordenador: Scott Joseph Allen
Arqueólogo de Campo: Marcos Victor Gomes de Oliveira
Apoio Institucional: Núcleo de Ensino de Pesquisa Arqueológico - NEPA - Universidade Federal de Alagoas (UFAL)
Área de Abrangência: Municípios de Barra de Santo Antônio, Passo de Camaragibe, São Miguel dos Milagres e Porto de Pedras, estado de Alagoas
Prazo de Validade: 06 (seis) meses

06-Enquadramento IN: Nível IV
Empreendedor: Voltalia Energia Do Brasil Ltda
Empreendimento: Complexo Eólico Dom Basílio
Processo nº 01502.001912/2021-43
Projeto: Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico do Complexo Eólico Dom Basílio
Arqueólogo Coordenador: Felipe Silva Sales
Arqueólogo de Campo: Gelson Pequeno Evangelista
Área de Abrangência: Municípios de Dom Basílio e Rio de Contas, estado da Bahia
Prazo de Validade: 03 (três) meses

07-Enquadramento IN: Nível III
Empreendedor: Baldissera Incorporadora e Construtora Ltda
Empreendimento: Loteamento Via Dell Solle
Processo nº 01510.000984/2021-74
Projeto: Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico do Loteamento Via Dell Solle
Arqueólogo Coordenador: Juliano Bitencourt Campos
Arqueólogo de Campo: Juliano Bitencourt Campos
Apoio Institucional: Museu Etno-histórico de Itajaí - Fundação Genésio Miranda Lins - Prefeitura Municipal de Itajaí
Área de Abrangência: Município de Içara, estado de Santa Catarina
Prazo de Validade: 03 (três) meses

08-Enquadramento IN: Nível IV
Empreendedor: Eólica Farroupilha Ltda
Empreendimento: Complexo Eólico Farroupilha
Processo nº 01512.000533/2020-36
Projeto: Avaliação de Potencial de Impacto ao Patrimônio Arqueológico na área de Implantação do Complexo Eólico Farroupilha
Arqueólogo Coordenador: André Garcia Loureiro
Arqueólogo de Campo: André Garcia Loureiro
Apoio Institucional: Laboratório de Cultura Material e Arqueologia, Núcleo de Pré História e Arqueologia (Lacuma/Nupha) - Universidade de Passo Fundo (UPF)
Área de Abrangência: Município de Piratini, estado do Rio Grande do Sul
Prazo de Validade: 03 (três) meses

09-Enquadramento IN: Nível III
Empreendedor: PAZZETI Empreendimentos Imobiliários Ltda
Empreendimento: Residencial das Acácias
Processo nº 01506.001853/2019-59
Projeto: Programa de Gestão do Patrimônio Arqueológico na Área de Implantação do Residencial das Acácias
Arqueóloga Coordenadora: Lilia Benevides Guedes
Arqueólogo de Campo: João Eduardo Abrahão
Apoio Institucional: Museu Municipal Elizabeth Aytai - Prefeitura de Monte Mor
Área de Abrangência: Município de Paulínia, estado de São Paulo.
Prazo de Validade: 06 (seis) meses

RETIFICAÇÃO

Na Portaria nº 81, de 23 de dezembro de 2021, Seção 1, Anexo V, Página 259, Autorização nº 19, processo nº 01494.000382/2021-62, publicada em 24/12/2021, onde se lê: "Arqueóloga Coordenadora Geral: Jessiane Montenegro Barboza dos Santos", leia-se: "Arqueóloga Coordenadora: Jessiane Montenegro Barboza dos Santos e Arqueóloga de Campo: Laura Cecília Fernandes de Melo ".

Controladoria-Geral da União

CORREGEDORIA-GERAL DA UNIÃO

DECISÃO Nº 15, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

Processo nº 00190.104745/2021-90

No exercício da competência que me foi delegada pelo inciso III do art. 30 da IN CGU 13/2019, com a redação que lhe foi dada pela IN CGU 2/2021, c/c com o art. 8º a 12 da Lei nº 12.846/2013, adoto, como fundamento deste ato, a Nota Técnica 3230, tal como aprovados pelos Despachos COREP 2258736 e DIREP 2223663 da Diretoria de Responsabilização de Entes Privados da Controladoria-Geral da União, para determinar o arquivamento do Processo Administrativo de Responsabilização nº 00190.104745/2021-90, instaurado em face das pessoas jurídicas pessoas jurídicas FDS ENGENHARIA DE ÓLEO E GÁS S/A, CNPJ nº 05.468.184/0001-32 e MENDES JÚNIOR TRADING E ENGENHARIA S/A - em recuperação judicial, CNPJ nº 19.394.808/0001-29.

À Diretoria de Responsabilização de Entes Privados para proceder aos demais encaminhamentos decorrentes desta decisão.

GILBERTO WALLER JUNIOR
Corregedor-Geral da União

Ministério Público da União

MINISTÉRIO PÚBLICO DO DISTRITO FEDERAL E TERRITÓRIOS
PROCURADORIA-GERAL DE JUSTIÇA
COORDENADORIAS DAS PROMOTORIAS DE JUSTIÇA
1ª PROMOTORIA DE JUSTIÇA DE DEFESA DOS DIREITOS DO CONSUMIDOR

PORTARIA Nº 884, DE 4 DE FEVEREIRO DE 2022

ICP n.º 08190.003161/22-19

O MINISTÉRIO PÚBLICO DO DISTRITO FEDERAL E TERRITÓRIOS, por sua Primeira Promotoria de Justiça de Defesa dos Direitos do Consumidor, no uso de suas atribuições legais e

CONSIDERANDO que compete ao Ministério Público a defesa dos interesses difusos, coletivos e individuais homogêneos dos consumidores (artigo 129, inciso III, da Constituição Federal, e artigos 81 e 82, ambos da Lei Federal nº 8.078/90);

CONSIDERANDO que chegou ao conhecimento desta Promotoria que a empresa Serasa S.A., por intermédio da plataforma Serasa eCred (https://www.serasa.com.br/ecred/parceiros/emprestimo-com-garantia-de-celular), tem concedido empréstimos, ao atuar como correspondente bancário das instituições de crédito abaixo listadas, mediante a possibilidade de efetuar o bloqueio remoto do aparelho celular do consumidor, sendo que, diante de eventual inadimplência das parcelas, o celular será travado remotamente pela empresa, tendo o cliente acesso somente para ligações de emergência;

CONSIDERANDO que na página da internet da Serasa eCred há menção expressa ao aplicativo SuperSim e que a Serasa auto declara ser um correspondente bancário, atuando em favor de empresas fornecedoras de crédito, mediante contrato de prestação de serviços;

CONSIDERANDO que a Serasaecred é auto declarada pertencer à SERASA S.A., sociedade anônima sob o CNPJ/MF 62.173.620/0104-95, com domicílio na Rua Dr. Léo de Carvalho, 74 - Sala 1105 - Bairro Velha - Blumenau-SC - CEP 89036-239 e atuar como preposto (correspondente bancário) de BANCO CBSS S/A - CNPJ: 27.098.060/0001- 45, Banco Votorantim S.A. - CNPJ/ME: 59.588.111/0001-03, Banco Pan S.A. - CNPJ: 59.285.411/0001-13, Finamax S./A. - Crédito, financiamento e investimento - CNPJ: 00.411.939/0001-49.

CONSIDERANDO que na página da internet do aplicativo SuperSim (https://www.supersim.com.br/emprestimo-comgarantia/?originalReferer=www.google.com&originalSource=www.supersim.com.br%2F) consta a informação de ser um correspondente bancário, ou seja, a SUPERSIM ANALISE DE DADOS E CORRESPONDENTE BANCARIO LTDA., registrada sob o CNPJ/MF 33.030.944/0001-60, localizada na Av. Nove de Julho, 5143 - Conj 121 - Jardim Paulista - São Paulo - SP - 01407-200 e de ser um correspondente bancário da Socinal S.A. - Crédito, Financiamento e Investimento, registrada sob o CNPJ/MF 03.881.423/0001-56;

CONSIDERANDO que das informações preliminares colhidas nas páginas da Internet da SERASA e do SUPERSIM ficou evidenciado que o atraso no pagamento das dívidas assumidas implica no bloqueio das funcionalidades do aparelho celular, o que resta possível por exigir do consumidor que baixe o aplicativo no respectivo bem de sua propriedade;

CONSIDERANDO que há indícios de desrespeito às normas consumeristas e aos termos da Lei nº 13.079/2018 (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais - LGPD), na medida em que a empresa acessa, de forma remota, o dispositivo do consumidor para impedir o seu livre acesso;

CONSIDERANDO que é imprescindível a realização de diligências para analisar o modo como é operacionalizado o aplicativo de bloqueio de dados pelo aplicativo, bem como para verificar se são utilizadas aplicações ilícitas para interferência remota em um bem particular;

CONSIDERANDO que as funcionalidades do referido aplicativo subtraem da apreciação do Poder Judiciário a constrição de bens, conferindo uma garantia para além das próprias garantias reais e pessoais do Código Civil e não autorizada, em cognição sumária, pela ANATEL e Banco Central;

CONSIDERANDO que o aplicativo oferecido no mercado pare conter funcionalidades que violam frontalmente o princípio da liberdade de expressão previsto na Lei do Marco Civil da Internet, além de configurar bloqueio indevido no direito de propriedade, sequer autorizado na própria Lei da Alienação Fiduciária, resolve:

Com suporte nas Leis Federais nºs 7.347/85, 8.078/90 e 13.079/2018, na Lei Complementar nº 75/93, no artigo 1º da Resolução nº 66/2005 do Conselho Superior do Ministério Público do Distrito Federal e Territórios, instaurar, de ofício, o presente

INQUÉRITO CIVIL PÚBLICO

a ser conduzido pela 1ª PRODECON, objetivando à apuração dos fatos, indicação de responsabilidade e adoção das medidas judiciais e extrajudiciais em defesa dos consumidores e, para tanto, determina-se:

a) a autuação e o registro desta portaria;

b) o encaminhamento de cópia desta portaria para publicação na imprensa oficial;

c) a comunicação à Câmara de Coordenação e Revisão da Ordem Jurídica Cível deste MPDFT da instauração deste Inquérito Civil Público; e

d) constar como investigados a SERASA, SUPERSIM e demais entidades financeiras citadas pelas referidas empresas;

e) Requisite-se informações, por enquanto, das empresas SERASA e SUPERSIM, para que apresentem em até 10 dias úteis, os modelos de contrato padrão e da autorização ou não da ANATEL para o estabelecimento de bloqueios em funcionalidades de aparelhos celular, informando desde logo o número de contratos firmados com consumidores com a referida garantia, com a data do início de tais contratos;

f) comunique-se ao Banco Central e à SENACON da abertura desta investigação;

g) Comunique-se à ANATEL da abertura desta investigação e para que informe sobre eventual autorização ou investigação acerca do assunto.

URGENTE.

PAULO ROBERTO BINICHESKI
Promotor de Justiça

Tribunal de Contas da União

SECRETARIA-GERAL DE ADMINISTRAÇÃO

PORTARIA-SEGEDAM Nº 4, DE 2 DE FEVEREIRO DE 2022

Autoriza a descentralização externa de créditos orçamentários e repasse de recursos financeiros para a Superintendência Regional de Administração do Ministério da Economia no Estado do Rio de Janeiro.

O SECRETÁRIO-GERAL DE ADMINISTRAÇÃO DO TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO, no uso da competência que lhe é delegada pelo art. 1º, inciso I, alínea *"d"*, da Portaria-TCU nº 6, de 5 de janeiro de 2021, resolve:

Art. 1º Fica autorizada, na forma do Anexo único desta portaria, a descentralização externa de créditos e o repasse de recursos financeiros para a Superintendência Regional de Administração do Ministério da Economia no Estado do Rio de Janeiro (SRAME/RJ),

UG 170114, Gestão 00001, no valor de R$ 679.000,00 (seiscentos e setenta e nove mil reais), para atender ao rateio de despesas condominiais estimadas para o exercício de 2022, relativas ao imóvel situado na Avenida Presidente Antônio Carlos, nº 375, Centro - Rio de Janeiro, conforme informações constantes no TC 001.034/2022-7.

Art. 2º Os saldos dos créditos orçamentários descentralizados e dos recursos financeiros repassados à SRAME/RJ não comprometidos até 31 de dezembro de 2022 deverão ser devolvidos ao Tribunal de Contas da União em data anterior àquela anualmente estabelecida pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN para encerramento do exercício financeiro.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

LUCIO FLAVIO FERRAZ

ANEXO ÚNICO

Atividade	Grupo de Natureza de Despesa	Valor (em R$)
01.032.0034.4018.0001 - Fiscalização da Aplicação dos Recursos Públicos Federais	3	679.000,00

Poder Legislativo

CÂMARA DOS DEPUTADOS

DIRETORIA-GERAL

PORTARIA Nº 274, DE 20 DE SETEMBRO DE 2021

Aplica a penalidade de impedimento de licitar e de contratar com a União à empresa Cotton Doctor Têxtil Ltda.

O DIRETOR-GERAL DA CÂMARA DOS DEPUTADOS, no uso das atribuições que lhe confere o inciso XXXVII do artigo 147 da Resolução n° 20, de 1971, da Câmara dos Deputados,

Considerando que a Cotton Doctor Têxtil Ltda., inscrita no CNPJ sob o n° 37.013.845/0001-21, situada na Rua Sete de Setembro, 275, Centro - Rodeio (SC), incorreu em infração administrativa de falha contratual, por não haver fornecido integralmente o objeto da Nota de Empenho 2021NE000518 (7.800 aventais descartáveis), segundo apurado nos autos do Processo n° 354.354/2021 (ref. Processo n° 364.885/2020), resolve:

Art. 1° Aplicar à Cotton Doctor Têxtil Ltda. a sanção administrativa de impedimento de licitar e de contratar com a União, com descredenciamento no SICAF, pelo período total de 2 (dois) anos, com amparo nos arts. 190 e 193 da Lei n° 14.133/2021, 7° da Lei n° 10.520/2002, 49, VI, do Decreto n° 10.024/2019, 2°, VI e §3°, e 8° da Norma Operacional n° 2 Dirad/2017 do Ministério do Planejamento Desenvolvimento e Gestão; e no item 4, alínea 'f', do Anexo n° 3 do Edital do Pregão Eletrônico n° 127/2020.

MAURO LIMEIRA MENA BARRETO
Em exercício

Poder Judiciário

TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL DA PARAÍBA

PORTARIA Nº 14, DE 24 DE JANEIRO DE 2022

(Publicada no DOU de 27.01.2022)

ANEXO(*)

UNIAO - PODER JUDICIARIO
TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL DA PARAIBA
RELATORIO DE GESTAO FISCAL
DEMONSTRATIVO DA DESPESA COM PESSOAL
ORÇAMENTOS FISCAL E DA SEGURIDADE SOCIAL
JANEIRO A DEZEMBRO DE 2021

RGF - ANEXO 1 (LRF, art. 55, inciso I, alínea a) R$ 1,00

DESPESA COM PESSOAL	DESPESAS EXECUTADAS (Últimos 12 Meses)													
	LIQUIDADAS													INSCRITAS EM RESTOS A PAGAR NAO PROCESSADOS[1] (b)
	Jan/21	Fev/21	Mar/21	Abr/21	Mai/21	Jun/21	Jul/21	Ago/21	Set/21	Out/21	Nov/21	Dez/21	TOTAL (ULTIMOS 12 MESES) (a)	
DESPESA BRUTA COM PESSOAL (I)	14.288.597,43	10.941.193,05	11.032.680,19	10.880.881,52	10.820.654,62	10.869.182,54	10.801.566,15	10.777.520,13	10.802.279,41	10.967.924,26	16.532.879,67	12.928.673,40	141.644.032,37	223.549,02
Pessoal Ativo	11.848.938,37	9.308.408,96	9.428.181,99	9.275.098,73	9.223.411,18	9.279.103,20	9.205.029,55	9.187.790,05	9.211.251,20	9.376.896,05	14.173.355,52	11.342.349,02	120.859.813,82	223.549,02
Vencimentos, Vantagens e Outras Despesas Variaveis	10.325.009,76	7.803.980,68	7.907.117,64	7.757.333,98	7.697.290,86	7.740.956,62	7.671.049,21	7.655.140,26	7.670.585,63	7.835.860,88	11.106.054,58	9.780.519,94	100.950.900,04	222.429,03
Obrigaçoes Patronais	1.523.928,61	1.504.428,28	1.521.064,35	1.517.764,75	1.526.120,32	1.538.146,58	1.533.980,34	1.532.649,79	1.540.665,57	1.541.035,17	3.067.300,94	1.561.829,08	19.908.913,78	1.119,99
Pessoal Inativo e Pensionistas	2.439.659,06	1.632.784,09	1.604.498,20	1.605.782,79	1.597.243,44	1.590.079,34	1.596.536,60	1.589.730,08	1.591.028,21	1.591.028,21	2.359.524,15	1.586.324,38	20.784.218,55	-
Aposentadorias, Reserva e Reformas	1.633.028,04	1.095.030,14	1.066.744,25	1.064.245,90	1.063.298,45	1.056.120,02	1.055.901,16	1.055.876,05	1.055.876,05	1.055.876,05	1.572.919,98	1.074.629,15	13.849.545,24	-
Pensoes	806.631,02	537.753,95	537.753,95	541.536,89	533.944,99	533.959,32	540.635,44	533.854,03	535.152,16	535.152,16	786.604,17	511.695,23	6.934.673,31	-
Outras Despesas de Pessoal decorrentes de Contratos de Terceirização ou de Contratação de Forma Indireta (paragrafo 1 do art. 18 da LRF)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa com Pessoal nao Executada Orçamentariamente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESPESAS NAO COMPUTADAS (II) (PARAGRAFO 1 do art. 19 da LRF)	2.439.659,06	1.647.449,48	1.604.498,20	1.605.782,79	1.597.243,44	1.616.175,35	1.608.592,81	1.589.730,08	1.592.047,38	1.604.465,48	2.359.524,15	1.549.621,79	20.814.790,01	150.763,29
Indenizacoes por Demissao e Incentivos a Demissao Voluntaria	-	14.665,39	-	-	-	-	12.056,21	-	1.019,17	1.811,85	-	21.131,52	50.684,14	-
Decorrentes de Decisao Judicial de periodo anterior ao da apuracao	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas de Exercicios Anteriores de periodo anterior ao da apuracao	-	-	-	-	-	26.096,01	-	-	-	11.625,42	-	-	37.721,43	150.763,29
Inativos e Pensionistas com Recursos Vinculados	2.439.659,06	1.632.784,09	1.604.498,20	1.605.782,79	1.597.243,44	1.590.079,34	1.596.536,60	1.589.730,08	1.591.028,21	1.591.028,21	2.359.524,15	1.528.490,27	20.726.384,44	-
DESPESA LIQUIDA COM PESSOAL (III) = (I - II)	11.848.938,37	9.293.743,57	9.428.181,99	9.275.098,73	9.223.411,18	9.253.007,19	9.192.973,34	9.187.790,05	9.210.232,03	9.363.458,78	14.173.355,52	11.379.051,61	120.829.242,36	72.785,73

APURACAO DO CUMPRIMENTO DO LIMITE LEGAL	VALOR	% SOBRE A RCL
RECEITA CORRENTE LIQUIDA - RCL (IV)	1.062.519.047.775,45	-
DESPESA TOTAL COM PESSOAL - DTP (V) = (III a+III b)	120.902.028,09	0,011379
LIMITE MAXIMO (VI) (incisos I, II e III do art. 20 da LRF)	236.707.993,46	0,022278

LIMITE PRUDENCIAL (VII) = (0,95 x VI) (paragrafo unico do art. 22 da LRF)	224.872.593,79	0,021164
LIMITE DE ALERTA (VIII) = (0,90 x VI) (inciso II do paragrafo 1 do art. 59 da LRF)	213.037.194,12	0,020050

FONTE: Sistema Tesouro Gerencial, SECON/COF/SAO/TRE-PB, emissao 21/01/2022, as 19h:00min

[1]Nos demonstrativos elaborados no primeiro e no segundo quadrimestre de cada exercicio, os valores de restos a pagar nao processados inscritos em 31 de dezembro do exercicio anterior continuarao a ser informados nesse campo. Esses valores nao sofrem alteracao pelo seu processamento, e somente no caso de cancelamento podem ser excluidos.

Notas:

1. Limites Maximo e Prudencial estabelecidos pela Portaria TSE nr. 385/2013.

2. Valor da RCL referente a Portaria STN nr. 1.233, de 20 de janeiro de 2022, publicada em 21 de janeiro de 2022.

Des. JOAS DE BRITO PEREIRA FILHO
Presidente do Tribunal

ALEXANDRA MARIA SOARES CORDEIRO
Diretora-Geral

ARIOALDO ARAUJO JUNIOR
Secretario de Administracao e Orcamento

JOAO DEMAR LUCENA RODRIGUES
Coordenador de Auditoria Interna

(*) Republicado por ter saído com incorreção no DOU de 27.01.2022, Seção 1, páginas 152 e 153.

Entidades de Fiscalização do Exercício das Profissões Liberais

CONSELHO FEDERAL DE ECONOMIA

RESOLUÇÃO Nº 2.097, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Aprova o Regulamento do 7º Desafio Quero ser Economista 2022.

O CONSELHO FEDERAL DE ECONOMIA, no uso de suas atribuições legais e regulamentares conferidas pela Lei nº 1.411, de 13 de agosto de 1951; Decreto nº 31.794, de 17 de novembro de 1952; Lei nº 6.021, 3 de janeiro de 1974; e Lei nº 6.537, de 19 de junho de 1978; CONSIDERANDO que a disseminação do conhecimento econômico e a promoção de estudos técnicos fazem parte das atribuições do Cofecon, nos termos da alínea "g" do artigo 7º da Lei nº 1.411/1951; CONSIDERANDO a necessidade de promover mecanismos que estreitem a relação do Cofecon com as universidades e escolas de Economia do País, assim como os cursos e escolas de ensino médio; CONSIDERANDO o que consta no Processo Administrativo nº 19.943/2022, deliberado durante a 711ª Sessão Plenária Ordinária Ampliada do Conselho Federal de Economia, realizada no dia 28 de janeiro de 2022, em formato híbrido; resolve:

Art. 1º Aprovar o 7º Desafio Quero Ser Economista 2022 e seu respectivo regulamento, na forma do Anexo, que passa a integrar esta Resolução.

Art. 2º A presente Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANTONIO CORRÊA DE LACERDA
Presidente do Conselho

ANEXO - Regulamento do 7º Desafio Quero ser Economista 2022

Seção I. Dos Objetivos

Art. 1º O Conselho Federal de Economia (Cofecon) promove o Desafio Quero Ser Economista com os seguintes objetivos: I. introduzir conceitos econômicos básicos ao campo de conhecimento de estudantes do ensino médio a fim de incentivá-los ao estudo da Economia; II. estimular o envolvimento de estudantes do ensino médio com as páginas oficiais do Cofecon nas redes sociais; III. proporcionar uma nova ligação entre os estudantes do ensino médio e as atividades do Cofecon.

Seção II. Da Participação

Art. 2º A competição destina-se a estudantes de ensino médio, regularmente matriculados em instituições de ensino brasileiras credenciadas pelo Ministério da Educação, não havendo limitações relativas a idade. Art. 3º A participação no Desafio Quero Ser Economista não implica em nenhum recolhimento de taxa de inscrição ou qualquer outra taxa de participação. Art. 4º A participação no Desafio Quero Ser Economista implica necessariamente no aceite integral e irrevogável de todos os termos, condições e cláusulas do presente Regulamento. Art. 5º Os participantes autorizam o tratamento de seus dados pessoais por parte do Cofecon e dos Corecons, nos termos da Lei nº 13.709/2018, para toda e qualquer utilização em ações envolvendo o Desafio Quero Ser Economista, bem como cedem seus direitos e autorizam a veiculação de seus nomes, voz e imagem de forma gratuita para a divulgação da competição, por tempo indeterminado, tanto no Brasil quanto no exterior. Art. 6º As inscrições ocorrerão de 4 de abril de 2022 a 2 de maio de 2022, com ampla divulgação dos prazos pelos perfis Quero Ser Economista no Facebook e no Instagram. Parágrafo Único. São requisitos indispensáveis para a participação no Desafio Quero Ser Economista: I. Ser estudante do ensino médio, regularmente matriculado em instituições de ensino brasileiras credenciadas pelo Ministério da Educação; II. Ser seguidor dos perfis Quero Ser Economista no Facebook e no Instagram; III. Não ser empregado, estagiário ou terceirizado com vínculo profissional com o Sistema Cofecon/Corecons e não possuir parentesco de até 2º grau ou sociedade financeira com estas pessoas ou com conselheiros do Sistema.

Seção III. Do Jogo

Art. 7º O Desafio Quero Ser Economista será realizado integralmente em ambiente online. A competição terá duração de quatro semanas, com desafios lançados de 2 de maio de 2022 a 31 de maio de 2022. O jogo acontecerá de segunda-feira a sexta-feira, com uma postagem por dia, no seguinte modelo: I. Segunda-feira e quarta-feira: "Vídeo Interativo". Economistas abordam em vídeo temas como a sua motivação pessoal ao escolher a profissão, a função do profissional e as oportunidades do mercado de trabalho. Esses vídeos são postados na página junto a uma pergunta correlativa e três alternativas de resposta. Aqueles que acertarem a questão, dentro do prazo estipulado, ganham 100 pontos. II. Terça-feira e quinta-feira: "Enigma". São apresentados pequenos textos relativos a alguma escola de pensamento ou economista famoso, por exemplo, mas sem dizer sobre o que ou quem se trata. Aqueles que acertarem, dentro do prazo estipulado, ganham 50 pontos. III. Sexta-feira: "Missão". São propostas de atividades desafiadoras, como tirar uma foto com determinado tema; escrever um pequeno texto sobre algum assunto; entre outras possibilidades. Aqueles que cumprirem a missão no prazo estipulado ganham 200 pontos. IV. Última semana: "Vídeos dos Competidores". Na última missão, lançada na sexta-feira da terceira - e penúltima - semana de competição, os participantes serão desafiados a gravarem vídeos falando sobre um determinado tema e enviarem esse material para a Comissão Organizadora do Desafio Quero Ser Economista até às 12h da segunda-feira conseguinte ao lançamento dessa atividade. Esses vídeos serão postados nos perfis Quero ser economista no Facebook e no Instagram. Todos os competidores que alcançarem 100 curtidas e 10 comentários de pessoas diferentes em seus vídeos, tanto no Facebook como no Instagram, estarão automaticamente classificados para a Grande Final. Art. 8º Ao final de todas as etapas mencionadas no art. 7º, os competidores classificados para a Grande Final terão seus vídeos analisados pela Comissão Avaliadora do Desafio Quero Ser Economista, que será composta por cinco membros a serem escolhidos pela Comissão de Educação do Cofecon e designados por Portaria da Presidência. I. A comissão avaliará os vídeos dos participantes de acordo com os seguintes critérios: clareza da exposição, coerência de ideias, precisão do conteúdo, relevância do tema, criatividade e originalidade do material. II. O resultado da avaliação da Comissão Avaliadora será definido pela seguinte metodologia: cada membro enviará uma lista colocando em ordem, de acordo com os critérios de avaliação, do 1º ao 10º melhor vídeo. O primeiro colocado ganhará 200 pontos; o segundo, 150; o terceiro, 120; o quarto, 100; o quinto, 80; o sexto, 60; o sétimo, 40; o oitavo, 30; o nono, 20; o décimo, 10. Serão somados os pontos que os participantes receberem nas listas de cada membro da Comissão Avaliadora. Os pontos que cada competidor conquistar nesta etapa serão somados aos pontos conquistados ao longo dos demais desafios. Ao final desta soma, o competidor que tiver o maior número de pontos ganha o jogo. III. O resultado será divulgado na primeira quinzena de junho. Art. 9º Os três primeiros colocados serão premiados da seguinte forma: I. 1º lugar: R$ 2.000,00; II. 2º lugar: R$ 1.500,00; III. 3º lugar: R$ 1.000,00.

Seção IV. Das Penalidades

Art. 10. Serão desclassificados os participantes que: I. agirem de forma inadequada, irresponsável, desrespeitosa ou antiética em relação aos demais competidores ou aos interlocutores da Comissão Organizadora e/ou Avaliadora do Cofecon, responsável pela elaboração e administração do jogo e pelo julgamento dos competidores; II. não apresentarem, quando solicitados, os comprovantes de matrícula no Ensino Médio, ou quaisquer outros documentos eventualmente necessários para atestar a veracidade das informações e o preenchimento das condições exigidas para participação no jogo; III. apresentarem informações pessoais inverídicas.

Seção V. Da Comissão Organizadora

Art. 11. Será constituída Comissão Organizadora responsável pela administração do Desafio Quero Ser Economista, a ser coordenada por um membro do Plenário do Cofecon. Art. 12. Caberá à Comissão Organizadora o recebimento, análise e solução de ocorrências apresentadas pelos competidores, à luz do edital deste regulamento. Art. 13. Os casos omissos serão resolvidos pela Comissão Organizadora, cujas decisões, nos termos desta Resolução, são soberanas e irrecorríveis. Art. 14. Este regulamento é o documento oficial do 7º Desafio Quero Ser Economista - 2022 para todos os fins e efeitos de direito, o qual deverá prevalecer caso sejam verificadas divergências entre as informações constantes nos materiais e meios de divulgação da competição.

CONSELHO FEDERAL DE ECONOMIA
BRASÍLIA - 2022

RESOLUÇÃO Nº 2.100, DE 31 DE JANEIRO DE 2022

Altera dispositivo da Resolução nº 1.853, de 28 de maio de 2011, que cria e regula o Manual de Arrecadação no Sistema Cofecon/Corecons.

O CONSELHO FEDERAL DE ECONOMIA, no uso de suas atribuições legais e regulamentares conferidas pela Lei nº 1.411, de 13 de agosto de 1951, pela Lei nº 6.537, de 19 de julho de 1978, Decreto nº 31.794, de 17 de novembro de 1952 e pelo Regimento Interno da Autarquia, aprovado pela Resolução nº 1.832, de 30 de julho de 2010, publicada no DOU nº 149, de 5 de agosto de 2010, Seção 1, Páginas: 85 e 86; CONSIDERANDO a necessidade de ajustes na Resolução nº 1.853, de 28 de maio de 2011, publicada no DOU nº 118, de 21 de junho de 2011, Seção 1, Página: 171, e na Resolução nº 2.091, de 11 de novembro de 2021, publicada no DOU nº 222, de 26 de novembro de 2021, Seção 1, Páginas: 271 e 272; CONSIDERANDO o constante nos Processos Administrativos nº 15.043/2011, nº 19.794/2021 e o deliberado na 711ª Sessão Plenária Ampliada do Cofecon, realizada nos dias 28 e 29 de janeiro de 2022, em formato híbrido, resolve:

Art. 1º Alterar o § 2º do artigo 20 da Resolução nº 1.853, de 28 de maio de 2011, com redação dada pela Resolução nº 2.091, de 11 de novembro de 2021, que passa a vigorar com a seguinte redação: § 2º Será aplicada a Taxa SELIC para os débitos constituídos a partir de abril de 1995, respeitadas as situações jurídicas já consolidadas até o dia 31 de dezembro de 2021, salvo determinação judicial em sentido contrário.

Art. 2º A presente Resolução entra em vigor na data de sua publicação e os efeitos do disposto no §2º do art. 20 da Resolução nº 1.853, de 28 de maio de 2011 terão início no primeiro dia útil do exercício de 2022.

ANTONIO CORRÊA DE LACERDA
Presidente do Conselho

CONSELHO DE ARQUITETURA E URBANISMO DO CEARÁ

PORTARIA Nº 7, DE 3 DE FEVEREIRO DE 2022

O presidente do Conselho de Arquitetura e Urbanismo do Ceará, após análise do assunto, Considerando a Lei Complementar Nº 173, de 27 de maio de 2020, que em seu artigo 10º, suspendeu os prazos de validade dos concursos públicos já homologados na data da publicação do Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020; Considerando que nos termos do artigo 1º do Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, o estado de calamidade pública seu deu até 31 de dezembro de 2020; Considerando o prazo de validade do concurso de 2 (dois) anos contados desde a data de sua homologação, previsto no edital do Concurso Público 001/2019 do CAU/CE, resolve:

Art. 1º. Prorrogar o prazo de validade do Concurso Público nº 001/2019 para provimento de vaga e formação de cadastro de reserva em empregos de nível superior e nível médio do CAU/CE;

Art. 2º. O prazo de validade do concurso público fica prorrogado até 30 de outubro de 2022;

Esta portaria entra em vigor em 14 de janeiro de 2022.

LUCAS RIBEIRO ROZZOLINE MUNIZ

CONSELHO REGIONAL DE BIOMEDICINA DA 3ª REGIÃO

PORTARIA Nº 1, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2022

Dispõe sobre a adoção da política de recuperação de crédito tributário pelo CRBM-3 e a adesão de pessoas físicas e jurídicas ao programa de parcelamento e refinanciamento de dívida tributária -REFIS.

O Presidente do CONSELHO REGIONAL DE BIOMEDICINA DA 3ª REGIÃO - CRBM-3, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo disposto nos incisos II, III, X e XI do artigo 28 do seu Regimento Interno, aprovado pela Resolução CFBM nº 054, de 17 de novembro de 2000.

CONSIDERANDO que o Conselho Federal de Biomedicina instituiu programa de parcelamento e refinanciamento de dívida tributária - REFIS em âmbito nacional, por meio da Resolução CFBM nº 333, de 30 de novembro de 2020;

CONSIDERANDO que compete aos Conselhos Regionais cumprir e fazer cumprir as disposições das normas baixadas pelo Conselho Federal, bem como arrecadar anuidades, multas, taxas e emolumentos e adotar todas as medidas destinadas à efetivação de sua receita, conforme prescrição do art. 12, incisos XIII e XIX, da Lei nº 6.684, de 3 de setembro de1979;

CONSIDERANDO a ocorrência de estado de calamidade pública decorrente da pandemia de coronavírus (covid-19), reconhecido pelo Congresso Nacional no Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020; e

CONSIDERANDO a deliberação da Diretoria do CRBM-3 em reunião presencial realizada no dia 31 de janeiro de 2022, onde se discutiu o impacto financeiro já existente, ainda também causado pela pandemia de Covid-19, resolve:

Art. 1º O Conselho Regional de Biomedicina da 3ª Região, no âmbito de sua circunscrição, adotará prorrogação da política de recuperação de crédito tributário, mediante parcelamento e refinanciamento de débitos inadimplidos, com redução de juros e multa moratórios, inscritos ou não em dívida ativa, ajuizados ou a ajuizar, com exigibilidade suspensa ou não, nos termos previstos na Resolução CFBM nº 333, de 30 de novembro de 2020.

Art. 2º O ingresso no REFIS dar-se-á por adesão da pessoa física ou jurídica interessada, no período compreendido entre a data de publicação desta Portaria e 30 de abril de 2022, à proposta de acordo de parcelamento e refinanciamento formulada pelo CRBM-3.

§ 1º No ato de adesão, o interessado terá conhecimento de todos os débitos passíveis de negociação.

§ 2º A adesão será formalizada com a assinatura, do interessado, constando a confissão de dívida com força executiva.

§ 3º Tratando-se de débitos já parcelados e inadimplidos, a adesão fica condicionada à desistência do parcelamento em curso.

§ 4º A adesão relativa a débitos objeto de discussão judicial fica sujeita à apresentação, pelo aderente, de cópia do requerimento de desistência das ações, impugnações ou recursos relativos aos créditos negociados, com pedido de extinção do respectivo processo com resolução de mérito, nos termos da alínea "c" do inciso III do caput do art.487 da Lei nº 13.105, de 16 de março de 2015 (Código de Processo Civil).

Art. 3º O número de parcelas mensais do acordo será definido pelo devedor, em obediência ao limite previsto no art. 3º da Resolução CFBM nº 333/2020.

§ 1º O pagamento das parcelas deverá ser efetuado exclusivamente mediante documento de arrecadação emitido pelo CRBM-3, sendo considerado sem efeito, para qualquer fim, eventual pagamento realizado de forma diversa da prevista nesta Portaria.

§ 2º A primeira parcela mensal deverá ser paga até três dias após a data em que for formalizada a adesão.

§ 3º O valor de cada parcela será acrescido de juros equivalentes à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC) para títulos federais, acumulada mensalmente, calculados a partir do mês subsequente ao da adesão até o mês anterior ao do pagamento.

Art. 4º Para os débitos inscritos em dívida ativa e/ou em cobrança judicial, os encargos legais, as custas e as despesas processuais serão recolhidos integralmente, à vista ou em conjunto com o pagamento da primeira parcela do REFIS.

Parágrafo único. A requerimento do devedor, os encargos legais, as custas e as despesas processuais poderão ser parcelados em até 3 (três) prestações mensais, desde que o valor de cada parcela não seja inferior a R$ 100,00 (cem reais).

Art. 5º A adesão ao REFIS não implica desconstituição da penhora, arresto de bens ou outras garantias efetivadas nos autos da ação de execução fiscal.

Parágrafo único. A execução fiscal, e qualquer de seus atos, somente será suspensa, pelo prazo de parcelamento avençado, após o pagamento da primeira parcela.

Art. 6º Implica rescisão do acordo de parcelamento e refinanciamento, com o afastamento dos benefícios concedidos e a cobrança integral das dívidas, deduzidos os valores pagos:

I - o descumprimento das condições, das cláusulas e das obrigações previstas nesta Portaria ou no termo de confissão de dívida indicado no § 2º do art.2º;

II - o não pagamento de 2 (duas) parcelas consecutivas ou alternadas do saldo devedor negociado.

Art. 7º Parcelamentos em curso ou que tenham sido rescindidos podem ser alterados para inclusão de novos débitos, nas condições estabelecidas por esta portaria, mediante procedimento de reparcelamento.

§ 1º Observado o disposto no art. 3º quanto aos valores mínimos de prestação, o deferimento do pedido de reparcelamento de débitos fica condicionado ao recolhimento da 1ª (primeira) prestação em valor correspondente:

I - a 10% (dez por cento) do total dos débitos consolidados, caso haja débito com histórico de parcelamento anterior; ou

II - a 20% (vinte por cento) do total dos débitos consolidados, caso haja débito com histórico de reparcelamento anterior.

§ 2º O histórico de parcelamento ou de reparcelamento a que se referem os incisos I e II do § 1º independe da modalidade de parcelamento em que o débito tenha sido anteriormente incluído.

§ 3º Em caso de desistência de parcelamento que tenha por objeto débito ao qual tenham sido aplicadas as reduções a que se refere o art. 3º, para fins de reparcelamento do saldo devedor:

I - o valor da multa de ofício será restabelecido mediante recomposição do valor proporcional à receita não realizada ou ao valor das prestações não pagas; e

II - os percentuais de redução podem ser aplicados aos débitos incluídos no reparcelamento somente se a celebração deste ocorrer dentro dos prazos previstos no art 2º.

Art. 8º O devedor será notificado sobre a incidência de alguma das hipóteses de rescisão da negociação.

§ 1º A notificação será realizada exclusivamente por meio eletrônico, através do endereço eletrônico atualizado no ato do pedido de parcelamento junto ao CRBM-3.

§ 2º O devedor terá conhecimento das razões determinantes da rescisão e poderá regularizar o vício ou apresentar impugnação, ambos no prazo de 30 (trinta) dias, preservado o acordo em todos os seus termos durante esse período.

Art. 9º Os casos omissos nesta Portaria serão resolvidos pela Diretoria do CRBM-3.

Art. 10º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

RENATO PEDREIRO MIGUEL

CONSELHO REGIONAL DE ENFERMAGEM DE GOIÁS

DECISÃO COREN-GO Nº 1.258, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2021

Dispõe sobre a Prescrição das anuidades e multas eleitorais anteriores a Dezembro de 2015, não inseridas em Dívida Ativa e/ou em Execução Fiscal no âmbito do Conselho Regional de Enfermagem de Goiás - Coren/GO, e dá outras providências.

O CONSELHO REGIONAL DE ENFERMAGEM DE GOIÁS - Coren/Go no uso de suas atribuições legais e regimentais que lhe são conferidas pela Lei Federal nº 5.905, de 12 de julho de 1973 e pelo seu Regimento Interno e; CONSIDERANDO o disposto no artigo 174 do Código Tributário Nacional, segundo o qual a ação para a cobrança do crédito tributário prescreve em cinco anos, contados da sua constituição definitiva; CONSIDERANDO a regra prevista no artigo 156, V, da Lei nº 5.172/1996 que estabelece ser a prescrição causa de extinção do crédito tributário; CONSIDERANDO que, nos termos do artigo 1ºC, da Lei nº 9.469/1997, verificada a prescrição do crédito, o representante judicial da União, das Autarquias e Fundações Públicas federais não efetivará a inscrição em Dívida Ativa dos créditos, não procederá ao ajuizamento, não recorrerá e desistirá dos recursos interpostos; CONSIDERANDO o disposto no artigo 7º da Lei nº 12.514/2011, alterado pela Lei nº 14.195/2021 a qual, modificou as regras de cobrança das anuidades dos Conselhos Profissionais, notadamente com relação ao quantum mínimo para a propositura das ações de execuções fiscais; CONSIDERANDO Parecer Jurídico/PG nº 005/2021, de 29 de novembro de 2021 emitido pela Procuradoria Geral desta Autarquia; CONSIDERANDO a necessidade de normatização dos procedimentos de prescrição de débitos no âmbito deste Conselho Regional de Enfermagem de Goiás; CONSIDERANDO por fim, a deliberação do Plenário do Conselho Regional de Enfermagem de Goiás, em sua 695ª Reunião Ordinária de Plenário, realizada em 30/11/2021, decide:

Art.1º-Normatizar os procedimentos de prescrição de anuidades e multas eleitorais devidas ao Conselho Regional de Enfermagem de Goiás, Coren-Go;

Art.2º-Declarar no âmbito do Conselho Regional de Enfermagem de Goiás, a prescrição das anuidades e multas eleitorais anteriores a 31 de Dezembro de 2015, não inscritas em Dívida Ativa e/ou em Execução Fiscal;

Art.3º-Fica determinada a imediata execução da medida administrativa junto ao Sistema Incorp, ou outro que venha substituí-lo, para o devido cumprimento desta Decisão;

Art.4º-A presente Decisão, após homologada pelo Conselho Federal de Enfermagem, entrará em vigor na data de sua publicação na Imprensa Oficial.

EDNA DE SOUZA BATISTA
Presidente do Conselho

ELMA DOS SANTOS ASSIS
Secretária

MARIA HELENA CARVALHO SÁ
Tesoureira

CONSELHO REGIONAL DE FISIOTERAPIA E TERAPIA OCUPACIONAL DA 9ª REGIÃO

PORTARIA Nº 1, DE 10 DE JANEIRO DE 2022

A Presidente do Conselho Regional de Fisioterapia e Terapia Ocupacional da 9ª Região - CREFITO-9, no exercício de suas atribuições legais e regimentais conferidas no Art. 7º da Lei nº 6.316, de 17.12.1975, resolve:

Art. 1º - Aprovar a Proposta Orçamentaria para o exercício de 2022, apresentado e aprovado na Reunião Plenária n° 142 realizada no dia 17 de dezembro de 2021 com os seguintes valores: Receita e Despesa Correntes de R$ 2.695.364,90 e Receita e Despesa de Capital R$ 1.478.180,58.

Art. 2º - Esta portaria observará todas as disposições legais em vigência.

INGRIDH FARINA DA SILVA

