

30 DE OUTUBRO

DOU



ABRAPCH
abrapch.org.br

GERAÇÃO

LIMPA

RESERVATÓRIO

SUSTENTABILIDADE

SEGURANÇA

LAZER

Data Final da Votação: 20/10/2025.
Resultado: HOMOLOGADO POR UNANIMIDADE.
Processo: 08700.007461/2023-22
Partes: Conselho Administrativo de Defesa Econômica - Ex officio | Liga Do Futebol Brasileiro (Libra); ABC Futebol Clube (ABC); Associação Atlética Ponte Preta (Ponte Preta); Atlético Mineiro S.A.F. (Atlético Mineiro); Clube De Regatas Do Flamengo (Flamengo); Esporte Clube Bahia S.A.F. (Bahia); Esporte Clube Vitória (Vitória); Grêmio Foot Ball Porto Alegrense (Grêmio); Gremio Novorizontino (Novorizontino); Guarani Futebol Clube (Guarani); Ituano Futebol Clube (Ituano); Mirassol Futebol Clube (Mirassol); Paysandu Sport Club (Paysandu); Red Bull Bragantino Futebol Ltda. (Red Bull Bragantino); Sampaio Corrêa Futebol Clube (Sampaio Corrêa); Santos Futebol Clube (Santos); São Paulo Futebol Clube (São Paulo); Sociedade Esportiva Palmeiras (Palmeiras); e, Sport Club Corinthians Paulista (Corinthians).
Advogado(as): Gabriel Nobrega Goyanes de Andrade e João Vitor Teles Pimentel.
Ementa: O Plenário homologou por unanimidade o documento Despacho Decisório 80 (SEI nº 1638937).
O Presidente do Cade apresentou Voto (SEI nº 1640899) pela homologação, os demais Conselheiros acompanharam de forma tácita nos termos do art. 6º da Resolução nº 36/2025/CADE.
Data Final da Votação: 20/10/2025.
Resultado: HOMOLOGADO POR UNANIMIDADE.
Processo: 08700.005511/2023-37
Partes: Conselho Administrativo de Defesa Econômica - Ex officio | Liga Forte União do Futebol Brasileiro (LFU); América Futebol Clube S.A.F. (América); Associação Chapecoense de Futebol (Chapecoense); Atlético Clube Goianiense (Atlético Goianiense); Avaí Futebol Clube (Avaí); Brusque Futebol Clube (Brusque); Ceará Sporting Club (Ceará); Centro Sportivo Alagoano - CSA (CSA); Club Athletico Paranaense (Athletico Paranaense); Clube de Regatas Brasil - CRB (CRB); Clube Náutico Capibaribe (Náutico); Coritiba Sociedade Anônima do Futebol (Coritiba); Criciúma Esporte Clube (Criciúma); Cruzeiro Esporte Clube - Sociedade Anônima de Futebol (Cruzeiro); Cuiabá Esporte Clube S.A.F. (Cuiabá); Esporte Clube Juventude (Juventude); Figueirense Futebol Clube S.A.F. (Figueirense); Fluminense Football Club (Fluminense); Fortaleza Esporte Clube (Fortaleza); Goiás Esporte Clube (Goiás); Londrina Esporte Clube (Londrina); Operário Ferroviário Esporte Clube (Operário); S.A.F. Botafogo (Botafogo); Sport Club do Recife (Sport); Sport Club Internacional (Internacional); Tombense Futebol Clube (Tombense); Vasco da Gama Sociedade Anônima do Futebol (Vasco); e, Vila Nova Futebol Clube (Vila Nova).
Advogado(as): Olavo Zago Chinaglia e Beatriz Catto Ribeiro de Castro.
Ementa: O Plenário homologou por unanimidade o documento Despacho Decisório 81 (SEI nº 1639043).
O Presidente do Cade apresentou Voto (SEI nº 1640899) pela homologação, os demais Conselheiros acompanharam de forma tácita nos termos do art. 6º da Resolução nº 36/2025/CADE.
Data Final da Votação: 20/10/2025.
Resultado: HOMOLOGADO POR UNANIMIDADE.
Relator(a): Carlos Jacques Vieira Gomes.
Processo: 08700.008413/2014-60

Partes: Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee); Dowertech da Amazônia Indústria de Instrumentos Eletrônicos Ltda. (atual Wasion da Amazônia Indústria de Instrumentos Eletrônicos Ltda.); Eletra Indústria e Comércio de Medidores Elétricos Ltda.; Elo Sistemas Eletrônicos S.A.; Elster Medição de Energia Ltda.; FAE Sistemas de Medição S.A.; Itron Sistemas e Tecnologia Ltda.; Itron Soluções para Energia e Água Ltda.; Itron, Inc.; Landis+Gyr Equipamentos de Medição Ltda.; Nansen Instrumentos de Precisão Ltda.; Alex Saucier; Álvaro Dias Junior; Átila Cingano; Carlos Magno Alves; Carlos Sérgio Marques Leal; Claudia Onoda; Danilo Murta Coimbra; Eduardo Paoliello; Emerson de Souza; Everton Peter Santos da Rosa; Fábio Fukunaga; Gadner Falcovski Vieira; Geraldo de Assis Guimarães Junior; Hélio Lippert da Silva; João José Peixoto; Luciano José Goulart Ribeiro; Luís Paulo Elustondo; Marcelo Miziara Assef; Marcos Antônio Rizzo Mendonça; Mário Henrique Sanchez; Nilo Abreu de Menezes; Renzo Rodrigues Sudário da Silva; Roberto Barbieri; Ronaldo Borges Paiva; Samuel Chagas Lee; Vinícius Bezerra de Souza e Waldecy dos Santos Rocha.
Advogado(as): Alessandro Baumgartner; Alexandre Augusto Reis Bastos; Anderson Ribeiro da Fonseca; Andrei Cassiano; Aurélio Marchini Santos; Branca Finamor de Oliveira Adaime; Bruno Yohan Souza Gomes; Caio Mário da Silva Pereira Neto; Carla Maria Marques Leal; Catia Zillo Martini; Celso Fernandes Campilongo; Cristiane Henrique Vieira; Daniel Tinoco Douek; Daniela Maria Rosa Nascimento; Eduardo Caminati Anders; Eduardo Reale Ferrari; Eric Hadmann Jasper; Fábio Brun Goldschmidt; Fernando Ferreira Castellani; Flávio Sartori; Gabriel Fonseca Vieira; Gerardo Figueiredo Júnior; Haroldo de Almeida; Itamar de Carvalho Júnior; Ivo Teixeira Gico Júnior; Joel Picinini; José Del Chiaro Ferreira da Rosa; José Renato Camilotti; Joyce Midori Honda; Lauro Celidonio Gomes dos Reis Neto; Leandro Ricardo Adaime; Léo Iolovitch; Leonardo Maniglia Duarte; Lucas Silva Campos Pimenta; Lucas Pinheiro Tavares; Luiz Fernando Santos Lippi Coimbra; Luiz Guilherme Moreira Porto; Marcelo Bevilacqua da Cunha; Maria Augusta Fidalgo; Maria Eugênia Novis de Oliveira; Maria Lucielma da Silva Cunha; Michelle Marques Machado; Milton Campilongo; Olavo Zago Chinaglia; Othávio Valente Cardoso; Rander Augusto Andrade; Rayne Savan Brito; Ricardo Franco Botelho; Ricardo Lara Gaillard; Rogério Carmona Bianco; Tito Amaral de Andrade; Vicente Bagnoli e outros.
Ementa: O Plenário homologou por unanimidade o documento Despacho Decisório 28 (SEI nº 1635940).
O Presidente do Cade e o Conselheiro Victor Oliveira Fernandes apresentaram Votos (respectivamente SEI nº 1640899 e 1641719) pela homologação, os demais Conselheiros acompanharam de forma tácita nos termos do art. 6º da Resolução nº 36/2025/CADE.
Data Final da Votação: 20/10/2025.
Resultado: HOMOLOGADO POR UNANIMIDADE.
Ficam desde já intimadas as partes e os interessados, na forma dos §§ 1º e 2º do artigo 104 do Regimento Interno do Cade, quanto ao resultado das homologações da presente ata, cujo inteiro teor consta nos autos disponíveis para consulta no Sistema Eletrônico de Informação (SEI).

GUSTAVO AUGUSTO FREITAS DE LIMA
Presidente do Conselho

Ministério de Minas e Energia

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
DIRETORIA COLEGIADA

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.137, DE 21 DE OUTUBRO DE 2025

Estabelece disposições para o aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos severos; altera as Resoluções Normativas nº 846, de 11 de junho de 2019, nº 905, de 08 de dezembro de 2020, nº 948, de 16 de novembro de 2021, nº 956, de 7 de dezembro de 2021, nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 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 art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e o que consta nos Processos nº 48500.006650/2023-59 e nº 48500.002288/2024-28, resolve:

Art. 1º Estabelece disposições para o aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos severos, altera as Resoluções Normativas nº 846, de 11 de junho de 2019, nº 905, de 08 de dezembro de 2020, nº 948, de 21 de novembro de 2021, nº 956, de 7 de dezembro de 2021, nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências.

Seção I
Do Glossário de Termos Técnicos do PRODIST

Art. 2º O Anexo I da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com a seguinte redação:

"134.
134-A. Duração da Interrupção Individual ocorrida em Situação de Emergência por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão - DISE: corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em Situação de Emergência, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão.
....."(NR)

Seção II
Dos Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição

Art. 3º O Anexo IV da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com a seguinte redação:

"
1.
.....
e) Seção 4.5 - Coordenação operacional: apresenta os requisitos mínimos para o relacionamento operacional entre os Centros de Operação da Distribuição - COD, do agente de transmissão detentor de DIT, do Centro de Despacho de Geração Distribuída - CDGD e demais órgãos de operação de instalações dos usuários;
f) Seção 4.6 - Recursos de comunicação de voz e dados: estabelece os recursos mínimos de comunicação de voz e de dados do COD com o Centro de Operação do agente de transmissão detentor de DIT, com o CDGD e com os usuários;
g) Seção 4.7 - Poda e manejo vegetal: define os procedimentos e as responsabilidades quanto à supressão e o manejo da vegetação;
h) Seção 4.8 - Comunicação entre Distribuidoras e Consumidores em casos de interrupção no fornecimento: apresentar os critérios para comunicação com os consumidores durante situações de interrupção emergencial do fornecimento de energia elétrica de longa duração, garantindo transparência, agilidade e precisão nas informações prestadas;
i) Seção 4.9 - Comunicação entre Distribuidoras e Poder Público em Situações de Emergência: apresentar os critérios para comunicação com o Poder Público em geral durante situações de interrupção emergencial do fornecimento de energia elétrica de longa duração, garantindo transparência, agilidade e precisão nas informações prestadas;
j) Seção 4.10 - Cessão Emergencial de recursos humanos, equipamentos e materiais entre distribuidoras: estabelecer as condições para a realização de cessão de recursos humanos, equipamentos e materiais entre distribuidoras, visando garantir a continuidade do serviço em situações de crise, sem comprometer a segurança operacional ou o atendimento aos consumidores por parte da distribuidora cedente; e
k) Seção 4.11 - Planos de Contingência: estabelece os princípios norteadores, diretrizes e requisitos mínimos para a elaboração e implementação de planos de contingência por empresas de distribuição de energia elétrica."(NR)

"93.
Seção 4.7
Poda e manejo vegetal
Responsabilidades
94. As distribuidoras devem estabelecer um plano de manejo vegetal na sua área de atuação, que contemple a vegetação que interfira em suas redes de distribuição, em coordenação com o Poder Público Municipal e em articulação com os órgãos competentes do Poder Público Estadual e Distrital, e com vistas a garantir a segurança da rede de distribuição, a qualidade, eficiência e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.
95. As distribuidoras deverão celebrar convênios, acordos de cooperação ou outros instrumentos formais com os entes públicos municipais, distritais e estaduais, com vistas à definição de protocolos de atuação coordenada para o manejo da vegetação que interfira na segurança e continuidade do serviço público de distribuição de energia elétrica, devendo prever, de forma clara, as responsabilidades de cada parte quanto à inspeção, poda preventiva, remoção e substituição de árvores, respeitando as competências legais e ambientais de cada ente federativo, bem como os procedimentos técnicos e operacionais necessários à execução das ações.
96. As distribuidoras devem garantir a rápida remoção de árvores ou galhos caídos sobre a rede, atuando de forma coordenada com o Poder Público Estadual, Distrital ou Municipal, dispondo de autonomia necessária para adotar medidas urgentes que assegurem a rápida recuperação do serviço em situações de emergência.
97. A escolha de tecnologias, projetos e estratégias operacionais pelas distribuidoras deve considerar os desafios específicos da vegetação local, incluindo aspectos como espécies predominantes, sazonalidade e características de crescimento de forma a garantir a prestação do serviço adequado.
98. As distribuidoras são responsáveis pela realização de ações preventivas, devendo atuar junto ao Poder Público Estadual, Distrital e Municipal e manter os registros das solicitações conforme dispõe o item 104, e corretivas, visando garantir a segurança da rede de distribuição, a qualidade, a eficiência e a continuidade do fornecimento de energia elétrica, por meio do manejo adequado da vegetação, sempre seguindo às legislações pertinentes.
98.1. A notificação da distribuidora ao Poder Público Municipal não a exime de suas obrigações quanto à qualidade, eficiência e continuidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, devendo manter atuação diligente e tempestiva.
Diretrizes para o manejo vegetal
99. As distribuidoras de energia elétrica devem realizar inspeções periódicas na vegetação que possam interferir no funcionamento das redes de distribuição, com base na sua estratégia operacional e em uma avaliação de risco, atuando em coordenação com os órgãos competentes do Poder Público Estadual, Distrital e Municipal, e adotando as seguintes medidas:



a) Inspeção regular: realizar a inspeção visual periódica das redes elétricas e da vegetação próxima ou utilizar de sistema de gestão que possibilite a criação de ciclos de podas reduzindo a necessidade de deslocamento de equipe, a fim de identificar árvores ou galhos que possam representar risco de queda sobre a rede de distribuição;

b) Poda preventiva: realizar, em articulação com o Poder Público Estadual, Distrital e Municipal e em conformidade com as normas técnicas, podas preventivas para manter distância de segurança entre a vegetação e a rede elétrica, minimizando o risco de acidentes e interrupções no fornecimento de energia;

c) Remoção de vegetação de risco: quando identificadas árvores ou partes da vegetação que, devido ao seu estado, porte ou localização, apresentem risco iminente à segurança das redes elétricas, as distribuidoras deverão comunicar imediatamente a necessidade de eliminação do risco ao órgão competente do Poder Público Estadual, Distrital ou Municipal, e articular as ações necessárias para eliminação do risco, prestando apoio técnico necessário, inclusive com o desligamento da rede elétrica, quando aplicável, observando os convênios de cooperação entre os entes envolvidos, respeitando as competências legais e a legislação pertinente;

d) Substituição de árvores: as distribuidoras devem por meio de programas estimular o plantio de novas espécies adequadas ao convívio com as redes elétricas, em conformidade com os planos municipais de arborização.

100. As distribuidoras devem elaborar Relatório Anual de Gestão do Manejo Vegetal, documentando de forma detalhada todas as atividades relacionadas à gestão da vegetação que interfira na rede de distribuição de energia, que servirá como ferramenta de transparência e controle para assegurar que as ações de manejo vegetal sejam realizadas de forma eficaz, em conformidade com as normas técnicas e ambientais, e com o objetivo de garantir a segurança e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

101. O Relatório Anual de Gestão do Manejo Vegetal deve conter no mínimo a descrição das seguintes atividades realizadas:

a) Inspeções Visuais: relatar o número de inspeções realizadas nas redes elétricas e vegetação, bem como a extensão das redes inspecionadas, destacando as áreas de risco identificadas por conjunto elétrico;

b) Podas Preventivas: descrever as ações de poda realizadas e as ações indicadas ao Poder Público Municipal, incluindo o número de árvores podadas por conjunto elétrico;

c) Podas Corretivas: descrever as ações de poda realizadas, incluindo o número de árvores podadas por conjunto elétrico;

d) Remoção de Árvores: relatar os casos de remoção de árvores, detalhando a localização, o motivo da remoção (risco iminente, doenças, porte inadequado) por conjunto elétrico;

e) Programas de Substituição de Espécies: incluir dados sobre o número de substituição de árvores inadequadas por espécies mais apropriadas por conjunto elétrico;

f) Aceiro de faixas de servidão: relatar o aceiro da vegetação realizado em faixas de servidão das redes e linhas de distribuição por conjunto elétrico; e

g) Convênios Celebrados: informar os convênios celebrados com o Poder Público Estadual, Distrital ou Municipal da sua área de atuação, bem como as tratativas com esses entes para a celebração de convênios.

102. As distribuidoras devem disponibilizar a versão mais atualizada de seu Relatório Anual de Gestão do Manejo Vegetal em seu sítio eletrônico na Internet e nos postos de atendimento presencial, de forma acessível ao público, com uso de linguagem clara e adequada, conforme prazo constante do Módulo 6.

103. As distribuidoras devem disponibilizar a versão mais atualizada de seu plano de manejo vegetal em seu sítio eletrônico na Internet e nos postos de atendimento presencial, de forma acessível ao público, com uso de linguagem clara e adequada, conforme prazo constante do Módulo 6.

104. As distribuidoras devem manter registro detalhado durante o período de 05 anos de todas as solicitações relacionadas ao serviço de manejo da vegetação que ofereça risco à segurança das redes elétricas e à continuidade do fornecimento de energia elétrica, incluídas tanto as solicitações realizadas pelo Poder Público Municipal quanto aquelas registradas pelas próprias distribuidoras e enviadas ao Poder Público Municipal, devendo o compartilhamento de informações estar em conformidade com as disposições da Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD).

Seção 4.8

Comunicação entre Distribuidoras e Consumidores em casos de interrupção no fornecimento

Responsabilidades

105. As distribuidoras devem comunicar aos consumidores, por meio dos canais disponíveis, a provável causa da interrupção, a área afetada e o tempo previsto para a normalização do fornecimento em até 15 (quinze) minutos após o conhecimento da causa da interrupção. Independentemente do momento em que a causa for identificada, a comunicação contendo essas informações deve ser realizada em até 1 (uma) hora após o reconhecimento da ocorrência da interrupção no fornecimento de energia elétrica.

106. As distribuidoras de energia devem disponibilizar em sítio eletrônico, com atualização a cada 30 minutos, o número total de unidades consumidoras afetadas por interrupções, discriminado em mapa por bairro, no mínimo. Alternativamente, podem oferecer uma visualização interativa da rede elétrica, com mapa de arruamento, que permita aos consumidores identificarem a extensão e a duração das interrupções diretamente no mapa. Além disso, o número total de unidades consumidoras afetadas deve ser apresentado por tempo de interrupção, com as seguintes faixas de duração: 1h, 3h, 6h, 12h, 24h e 48h ou mais.

107. As distribuidoras de energia devem disponibilizar em sítio eletrônico com atualização a cada 30 minutos, as seguintes informações relacionadas às ocorrências abertas:

a) Número da ocorrência;

b) Município/bairro da ocorrência aberta;

c) Data e hora de início da ocorrência aberta;

d) Tipo de ocorrência aberta (programada e não programada);

e) Sinalização do status da ocorrência aberta (Em preparação/Em Deslocamento/Em Execução);

f) Quantidade de unidades consumidoras interrompidas da ocorrência aberta e o total da área de atuação;

g) Duração da ocorrência (hh:mm);

h) Consumidor Hora Interrompido (CHI) da ocorrência aberta e o total da área de atuação;

i) Quantidade de ocorrências abertas segregadas por município e o total na área de atuação;

j) Quantidade de equipes em atividade, segregadas por município e o total na área de atuação; e

k) Estágio da operação (conforme etapas definidas no plano de contingência).

108. As distribuidoras devem disponibilizar a versão mais atualizada de seu plano de comunicação em seu sítio eletrônico na Internet e nos postos de atendimento presencial, de forma acessível ao público, com uso de linguagem clara e adequada.

Informações Detalhadas

109. As informações prestadas ao consumidor devem incluir:

a) Motivo da Interrupção: informação sobre a causa da falha, conforme "ANEXO 8.C: Lista de fatos geradores para classificação de interrupções do fornecimento de energia elétrica" do Módulo 8 (se disponível);

b) Área Afetada: delimitação geográfica da interrupção;

c) Unidades Consumidoras Impactadas: Número de unidades consumidoras afetadas; e

d) Previsão de Restabelecimento: estimativa de retorno do fornecimento, com base na melhor informação disponível.

Canais de Comunicação

110. A comunicação de que trata o item 105 deve ser realizada, obrigatoriamente, por meio de SMS e aplicativos de mensagens, com envio de mensagens automáticas aos consumidores afetados. Adicionalmente, as distribuidoras podem utilizar, de forma complementar e a seu critério, os seguintes canais:

a) Aplicativos e sítio eletrônico na internet: com atualização em tempo real em plataformas digitais mantidas pela distribuidora;

b) Redes Sociais: com divulgação de informações via contas oficiais da distribuidora.

111. O consumidor e demais usuários podem, a qualquer tempo, solicitar a suspensão do envio da comunicação por meio de SMS e aplicativos de mensagens.

Atualizações Periódicas

112. A distribuidora deve atualizar as informações referentes à interrupção de que trata o item 105, incluindo alterações no tempo estimado de restabelecimento e outras informações relevantes para o consumidor.

Seção 4.9

Comunicação entre Distribuidoras e Poder Público em Situações de Emergência

Responsabilidades

113. As distribuidoras de energia devem disponibilizar uma API (Application Programming Interface) ou outra solução tecnológica segura, conforme instrução técnica emitida pela ANEEL, permitindo que a ANEEL extraia os dados de interrupção do fornecimento diretamente da fonte, com observância aos critérios de segurança cibernética, disponibilidade e integridade de sistemas.

114. A ANEEL estabelecerá procedimento para comunicação e acompanhamento das situações de crise enfrentadas pelas distribuidoras.

Diretrizes de Comunicação

115. A comunicação deve ser clara e transparente com o intuito de gerar confiança no relacionamento entre as distribuidoras e o Poder Público, essencial para a efetividade das ações em conjunto. Para esse fim, a distribuidora deve solicitar aos Poderes Públicos municipal, estadual e distrital que informem previamente até dois representantes oficiais de cada ente, que serão os responsáveis pelo recebimento das comunicações em situações de emergência.

116. A comunicação deve facilitar a coordenação entre as distribuidoras e os órgãos governamentais, permitindo uma resposta integrada a crises e eventos adversos.

Critérios de Comunicação

117. As distribuidoras devem notificar o Poder Público imediatamente após a identificação de um evento crítico, utilizando canais de comunicação oficiais previamente estabelecidos.

118. As distribuidoras devem garantir que os canais de comunicação oficiais estejam acessíveis e operacionais em situações de emergência em comum acordo com o Poder Público.

119. As distribuidoras devem estabelecer protocolos de alertas para notificar rapidamente o Poder Público, conforme previsto no item 115, sobre interrupções de energia e situações que demandem apoio imediato para a atuação em cenários de emergência.

120. As distribuidoras devem realizar comunicações formais, com periodicidade anual, aos representantes do Poder Público, detalhando a execução dos protocolos estabelecidos de modo a garantir que todos os envolvidos estejam familiarizados com os procedimentos de comunicação.

Seção 4.10

Cessão Emergencial de recursos humanos, equipamentos e materiais entre distribuidoras

Objetivo

121. Estabelecer as condições para a realização de Cessão Emergencial de recursos humanos, equipamentos e materiais entre distribuidoras e transmissoras, visando garantir a continuidade do serviço em situações de crise, sem comprometer a segurança operacional ou o atendimento aos consumidores por parte da distribuidora cedente.

Definições

122. Situação de Crise: Evento que afeta significativamente a capacidade operacional da distribuidora, relacionado a eventos extraordinários e cuja caracterização esteja objetivamente definida no Plano de Contingência.

123. Cessão Emergencial de Recursos: Cessão temporária de profissionais técnicos ou operacionais ou de equipamentos e materiais de uma distribuidora ou transmissora para uma distribuidora para auxiliar em situações de crise.

124. Recursos Disponíveis: Totalidade dos recursos humanos (próprios ou terceirizados), material ou equipamento à disposição da distribuidora mediante contrato.

Princípios da Cessão Emergencial

125. Colaboração e Solidariedade: As distribuidoras ou transmissoras podem promover o auxílio à distribuidora, somente em situações de crise, visando a minimização dos impactos e a retomada do fornecimento de energia no menor tempo possível.

126. Segurança Operacional: A Cessão Emergencial de recursos não deve comprometer a segurança das operações das distribuidoras envolvidas.

127. Proporcionalidade e Necessidade: A Cessão Emergencial deve ser limitada à necessidade demonstrada pela situação de crise e proporcional à capacidade operacional disponível de cada distribuidora.

128. Neutralidade: os valores referentes aos custos ou despesas incorridos pela cedente em função da Cessão Emergencial de recursos serão reembolsados pela cessionária à cedente pelo valor incorrido, proporcional à folha de pagamento de pessoal ou despesa ou custo pelo uso de equipamento ou materiais, sem que haja lucro, remuneração ou rentabilidade de qualquer tipo, tendo em vista o caráter de colaboração e solidariedade.

129. Individualidade das concessionárias: todas as informações, documentações, arquivos e registros contábeis relacionados à Cessão Emergencial deverão evidenciar a proporção de cada distribuidora ou transmissora cedente.



Situações Aplicáveis

130. A Cessão Emergencial de recursos somente poderá ser realizada em situações de crise em que seja atingido o nível de severidade mais elevado, objetivamente definido no Plano de Contingência.

131. A Cessão Emergencial de recursos somente pode ser realizada em situações em que a distribuidora tenha atingido limite operacional crítico em relação aos seus recursos disponíveis no atendimento direto à situação de crise, devendo tal situação ser devidamente demonstrada e documentada em relatório circunstanciado do evento que gerou a situação de crise.

Intercâmbio de Informações

132. Ao acionar o mecanismo de Cessão Emergencial de recursos, a distribuidora cessionária deve enviar às áreas de fiscalização da ANEEL, em até 60 dias após o fim da situação emergencial, relatório contendo discriminação das despesas ou custos incorridos a serem reembolsados à cedente, contendo as seguintes informações mínimas:

a) valor global da contratação com detalhamento dos recursos envolvidos, segregados por tipo de gasto;

b) duração do Contrato de Cessão Emergencial para execução dos serviços realizados;

c) relação das matrículas dos profissionais que realizaram os atendimentos, discriminando função, remuneração, cargos e encargos totais conforme folha de pagamento da cedente, horário do despacho, local do atendimento e o total de horas empregadas em serviço;

d) valor individualizado por frente de serviço e montante total dos serviços realizados;

e) documentação comprobatória e discriminação detalhada de despesas com equipamentos e materiais;

f) documentação comprobatória e discriminação detalhada de outras despesas realizadas na operação emergencial;

g) forma de pagamento, observando o que dispõe o item 138;

h) informações separadas por cedente, resguardando a respectiva proporcionalidade na Cessão Emergencial e a individualidade das concessões;

i) apresentação das razões da opção pela utilização de recursos humanos pertencentes a outras empresas;

j) atividades desenvolvidas pelas equipes cedidas, registradas detalhadamente, por localidade;

k) detalhamento das tarefas de campo, com dia, data e hora;

l) detalhamento dos tipos de estruturas utilizadas nos atendimentos, com quantidade de turmas e veículos (leves e pesados); e

m) outras informações que julgar relevante sobre a Cessão Emergencial.

Acordo de Cessão Emergencial Prévio.

133. As distribuidoras envolvidas devem formalizar Acordo de Cessão Emergencial Prévio, contendo:

a)As situações de crise em que a Cessão Emergencial poderá ser solicitada;

b)O número e as características das equipes (leves, pesadas, linha viva) que poderão ser cedidas;

c)A previsão de duração da Cessão Emergencial;

d)A responsabilidade pelas despesas operacionais;

e)Previsão de Cessão Emergencial, mantendo-se neutralidade das partes em relação a recursos humanos, equipamentos e materiais;

f)Realização de testes regulares de Cessão Emergencial, simulando cenários de crise para validar a eficácia do processo e identificar melhorias operacionais no intercâmbio de recursos humanos, equipamentos e materiais; e

g) Procedimentos claros para a integração de equipes externas, com definição de treinamentos, capacitações e preparação prévia adequada para garantir que todos os envolvidos estejam alinhados com as práticas de segurança e operação da distribuidora requisitante.

134. O acordo deve prever cláusulas sobre:

a) Reembolso de despesas com horas de trabalho dos recursos humanos, proporcionais à remuneração, cargos e encargos, conforme folha de pagamento da cedente;

b) Reembolso de despesas com equipamentos e materiais cedidos, proporcionais ao valor original para a cedente;

c) Seguros e indenizações em caso de acidentes durante a Cessão Emergencial; e

d) Neutralidade dos valores para o reembolso à(s) cedente(s) pela requisitante.

Critérios de Cessão de Equipes

135. As equipes cedidas devem possuir capacitação e experiência compatíveis com as atividades a serem desenvolvidas na distribuidora cedente.

136. A distribuidora cessionária deve prover condições adequadas de trabalho, como alimentação, transporte, hospedagem e segurança para as equipes objeto da Cessão Emergencial.

137. O tempo de cessão das equipes não pode comprometer significativamente o atendimento aos consumidores da distribuidora cedente.

138. O ressarcimento à cedente não deve ultrapassar o prazo de doze meses contados do final da Cessão Emergencial.

Contratos de Cessão Emergencial de recursos humanos, equipamentos e materiais entre Partes Relacionadas

139. Os contratos de Cessão Emergencial de recursos humanos, equipamentos e materiais entre distribuidoras e transmissoras e suas partes relacionadas, visando garantir a continuidade do serviço em situações de crise, caso sejam atendidas as condições que os autorizem, serão dispensados da obrigação de que trata o art. 18 do Módulo V da Resolução Normativa nº 948, de 16 de novembro de 2021, sem prejuízo de fiscalização a posteriori, desde que:

a) sejam comunicados à ANEEL em até 60 (sessenta) dias após o fim da situação emergencial, mediante relatório contendo a discriminação das despesas ou custos incorridos a serem reembolsados pela cessionária à cedente;

b) a cessionária deverá manter dossiê individualizado em sua sede contendo os documentos comprobatórios que evidenciem a neutralidade de custos e despesas reembolsados à cedente, os quais poderão ser requisitados pela fiscalização por até 5 (cinco) anos após fim do evento emergencial.

c) As cessões emergenciais de recursos humanos, equipamentos e materiais entre distribuidoras e transmissoras e suas partes relacionadas devem ser reembolsadas pela cessionária à cedente garantindo a neutralidade da operação, não se tratando de rateio ou prestação de serviços, e preservando a individualidade das concessões.

Seção 4.11

Planos de Contingência

Objetivo

140. O plano de contingência deve ser elaborado de forma a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, minimizar os impactos das contingências e responder a eventos críticos de forma eficaz, sempre assegurando a segurança dos colaboradores e da população.

141. O plano de contingência deve conter os nomes e telefones de contato dos responsáveis.

Princípios Norteadores

142. O plano de contingência deve ser baseado nos seguintes princípios norteadores:

a)Segurança: priorizar a segurança de todos os colaboradores e da população;

b)Eficiência: minimizar o impacto das contingências nas operações e na prestação dos serviços;

c)Responsabilidade: cumprir com as obrigações legais e regulamentares;

d)Transparência: manter uma comunicação clara e aberta com todos os setores afetados;

e)Prevenção: antecipar problemas e definir protocolos de atuação para o enfrentamento de situações críticas;

f)Adaptabilidade: garantir a capacidade de adaptação frente às mudanças nas condições climáticas e operacionais, ajustando as estratégias conforme as circunstâncias específicas de cada evento; e

g) Verificabilidade: o plano deve ser estruturado de forma a permitir a verificação da sua continuidade e eficiência de execução.

Diretrizes

143. O plano de contingência deve observar as seguintes diretrizes:

a) Monitoramento Climático e Meteorológico: Realizar monitoramento periódico das condições climáticas e meteorológicas informando as equipes internas sobre possíveis alertas de risco;

b) Gestão de Ocorrências: Implementar ações específicas conforme os níveis de contingência;

c) Mobilização de Recursos: Definir procedimentos para a mobilização de equipes e recursos adicionais em diferentes níveis de contingência, garantindo a atuação mesmo em feriados e dias não úteis, de forma a assegurar a continuidade e a eficiência nas ações de resposta;

d) Comunicação Interna: Estabelecer canais eficientes de comunicação interna para informar e coordenar ações durante contingências;

e) Relatórios e Documentação: Manter registros detalhados das ações tomadas e dos resultados durante as contingências de modo a avaliar se as medidas tomadas estão aderentes ao planejado;

f) Treinamentos e Simulações: Realizar treinamentos periódicos e simulações para preparar as equipes para situações de contingência;

g) Atendimento ao Consumidor: Estabelecer procedimentos para a tratamento e resolução de demandas extraordinárias durante contingências;

h) Coordenação com Órgãos Externos: Definir ações para comunicação e coordenação com autoridades públicas e órgãos reguladores;

i) Apoio Interdepartamental: Estabelecer diretrizes para a colaboração entre diferentes departamentos e áreas da empresa durante situações de contingência;

j) Formalização e Divulgação do Plano: O Plano de Contingência deve ser formalizado e documentado de maneira clara e detalhada, sendo amplamente divulgado por meio de canais internos de modo a garantir sua acessibilidade a todos os colaboradores e partes interessadas; e

k) Cadeia de governança: Estabelecer comando nos níveis estratégico, tático e operacional para o gerenciamento de crises e contingências, definindo responsabilidades e fluxos de comunicação que garantam uma resposta coordenada, eficiente e segura, de forma que, em situações de crise, todos os níveis de comando estejam claramente definidos e operacionalmente disponíveis.

Requisitos Mínimos

144. O plano de contingência deve conter os seguintes requisitos mínimos:

a) Identificação e Análise de Riscos: Identificar os fatores de risco potenciais, tanto internos quanto externos, com o maior nível de detalhamento possível. A identificação deve incluir a localização, natureza do risco, frequência histórica de ocorrência e uma análise completa dos impactos potenciais associados a cada risco;

b) Definição de Níveis de Contingência: Definir níveis de contingência por critérios objetivos, devendo ser atualizados de acordo com a evolução das condições operativas e meteorológicas;

c) Plano de Ação para Cada Nível de Contingência: Desenvolver planos de ação específicos para cada nível de contingência, incluindo as responsabilidades e os procedimentos a serem seguidos;

d) Infraestrutura de Apoio: Garantir a disponibilidade de recursos e infraestrutura necessários para a execução do plano de contingência, em relação à equipamentos, sistemas de comunicação e transporte, incluindo inventário, especificação e localização de equipamentos disponíveis e sobressalentes, bem como veículos operacionais;

e) Treinamento e Capacitação: Implementar programas de treinamento e capacitação contínuos para todos os colaboradores envolvidos na execução do plano de contingência;

f) Simulações e Testes Regulares: Realizar simulações ou testes periódicos para avaliar a eficácia do plano de contingência e identificar áreas de melhoria, inclusive com a participação de Órgãos Públicos;

g) Atualização do plano: Manter a documentação do plano de contingência atualizada e disponível para todos os colaboradores, devendo constar a data e o número da versão, bem como assinatura do responsável;

h) Avaliação e Melhoria Contínua: Realizar avaliações regulares do plano de contingência e implementar melhorias com base nos resultados das simulações, testes e experiências reais de contingência, visando aperfeiçoar a efetividade do plano; e

i) Tratamento para unidades consumidoras específicas: Possuir medidas relacionadas ao tratamento para unidades consumidoras cadastradas como usuários de equipamentos de autonomia limitada (sobrevida) e para aquelas que prestem serviço essencial, incluindo aspectos referentes ao cadastro, comunicação e atendimento emergencial para mitigar os efeitos das interrupções do fornecimento de energia elétrica.

145. A realização de simulados ou disponibilização de treinamentos atualizados deve ser feita com periodicidade máxima de um ano.

a) Para o caso de ter havido aplicação do Plano de Contingência, a periodicidade máxima pode ser contada da sua última aplicação.

b) A disponibilização de treinamentos atualizados, também deve ser fornecida na mesma periodicidade máxima para os agentes designados pelo Poder Público.



146. A revisão do plano de contingência deverá ser feita sempre que necessário e com periodicidade máxima de um ano.

147. As distribuidoras devem disponibilizar a versão mais atualizada, sem a identificação e contato dos seus responsáveis pelo seu plano de contingência, em seu sítio eletrônico na Internet e nos postos de atendimento presencial, de forma acessível ao público com uso de linguagem clara e adequada.

148. O plano de contingência deve possuir versão do documento, data de aprovação e identificação e assinatura do(s) responsável(is) técnico(s), sendo passível de fiscalização."

(NR)

Seção III

Das Informações Requeridas e Obrigações

Art. 4º O Anexo VI da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com a seguinte redação:

"23.

23-A. A distribuidora deve enviar às áreas de fiscalização da ANEEL relatório contendo discriminação das despesas ou custos incorridos a serem reembolsados à cedente relativos à Cessão Emergencial de recursos humanos, equipamentos e materiais utilizados, além de outras informações pertinentes.

Tabela 15 - Informações sobre os valores relativos à Cessão Emergencial de recursos humanos, equipamentos e materiais

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade
Valor global da contratação	Valor global da contratação com detalhamento dos recursos envolvidos, segregados por tipo de gasto		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Duração do contrato de cessão	Duração do Contrato de Cessão Emergencial para execução dos serviços realizados		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Relação das matrículas dos profissionais	Matrículas dos profissionais que realizaram os atendimentos, com função, remuneração, cargos, encargos, horário do despacho, local e horas de serviço		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Valor individualizado dos serviços realizados	Valor individualizado por frente de serviço e montante total dos serviços realizados		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Despesas com equipamentos e materiais	Documentação comprobatória e discriminação detalhada de despesas com equipamentos e materiais		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Outras despesas	Documentação comprobatória e discriminação detalhada de outras despesas realizadas na operação emergencial		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Forma de pagamento	Forma de pagamento, observando o que dispõe o item 138		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Segregação das informações por cedente	Informações separadas por cedente, com proporcionalidade e individualidade das concessões		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Justificativa da utilização de recursos cedidos	Apresentação das razões da opção pela utilização de recursos humanos pertencentes a outras empresas		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Atividades das equipes cedidas	Atividades desenvolvidas pelas equipes cedidas, registradas detalhadamente, por localidade		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Detalhamento das tarefas de campo	Detalhamento das tarefas de campo, com dia, data e hora		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Estruturas utilizadas nos atendimentos	Detalhamento dos tipos de estruturas utilizadas, com quantidade de turmas e veículos (leves e pesados)		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial
Outras informações relevantes	Outras informações que a distribuidora julgar relevantes sobre a Cessão Emergencial		Em até 60 dias do final da Cessão Emergencial

Fluxo de informações da distribuidora para o consumidor

23-B. A distribuidora deve comunicar ao consumidor, após o reconhecimento da ocorrência de interrupções no fornecimento de energia elétrica, informações sobre o evento.

Tabela 16 - Informações sobre interrupção no fornecimento

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
Aviso de ocorrência de interrupções no fornecimento	As distribuidoras devem informar ao consumidor a provável causa da interrupção, a área afetada e o tempo previsto para a normalização do fornecimento		Em até 15 minutos após o reconhecimento da causa da interrupção. Independentemente do momento em que a causa for identificada em até 1 (uma) hora após o reconhecimento da ocorrência da interrupção.	A comunicação deve ser feita obrigatoriamente através SMS e aplicativos de mensagens. Adicionalmente, as distribuidoras podem utilizar, de forma complementar e a seu critério, os seguintes canais: Aplicativos e sítio eletrônico na internet; Redes Sociais;

23-C. A distribuidora deve disponibilizar aos consumidores o número total de unidades consumidoras afetadas por interrupções.

Tabela 17 - Informações de total unidades consumidoras afetadas por interrupções

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
Número total de unidades consumidoras afetadas por interrupções	O número total de unidades consumidoras afetadas deve ser apresentado por tempo de interrupção, com as seguintes faixas de duração: 1h, 3h, 6h, 12h, 24h e 48h ou mais		Com atualização a cada 30 minutos	O número total de unidades consumidoras afetadas por interrupções deve ser discriminado em mapa por bairro, no mínimo ou por meio de uma visualização interativa da rede elétrica, com mapa de arruamento, que permita aos consumidores identificarem a extensão e a duração das interrupções diretamente no mapa

23-D. A distribuidora deve disponibilizar em sítio eletrônico informações relacionadas às ocorrências abertas.

Tabela 18 - Informações sobre as ocorrências abertas

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade
Código da ocorrência	Identificador único da ocorrência		Com atualização a cada 30 minutos
Município/bairro da ocorrência aberta			Com atualização a cada 30 minutos
Data e hora de início da ocorrência aberta		Hora e minuto	Com atualização a cada 30 minutos
Tipo de ocorrência aberta	Informar se a ocorrência é classificada em: programada ou não programada		Com atualização a cada 30 minutos
Sinalização do status da ocorrência aberta	Informar se o status da ocorrência é classificado em: Em preparação/Em Deslocamento/Em Execução		Com atualização a cada 30 minutos
Quantidades de unidades consumidoras interrompidas aberta	Quantidade de unidades interrompidas na ocorrência e o total na área de atuação		Com atualização a cada 30 minutos
Duração da ocorrência		Hora e minuto	Com atualização a cada 30 minutos
Consumidor Hora Interrompido (CHI)	Consumidor Hora Interrompido (CHI) da ocorrência aberta e do total da área de atuação	Hora e minuto	Com atualização a cada 30 minutos
Quantidade de ocorrências	Quantidade de ocorrências abertas segregadas por município e o total na área de atuação		Com atualização a cada 30 minutos
Número de equipes	Quantidade de equipes em atividade, segregadas por município e o total na área de atuação		Com atualização a cada 30 minutos
Estágio da operação	Estágio da operação (conforme etapas definidas no plano de contingência)		Com atualização a cada 30 minutos

23-E. A distribuidora deve disponibilizar em sítio eletrônico e nos postos de atendimento presencial, com uso de linguagem clara e adequada, a versão mais atualizada de seu Relatório Anual de Gestão do Manejo Vegetal.

Tabela 19 - Relatório Anual de Gestão do Manejo Vegetal

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
Relatório Anual de Gestão do Manejo Vegetal	Documentação detalhada de todas as atividades relacionadas à gestão da vegetação que interfira na rede de distribuição de energia		Anual, até 31 de janeiro do ano subsequente ao ano de referência para apuração do relatório	O Relatório deve conter o número de inspeções visuais, descrever as ações de poda preventivas e corretivas de poda realizadas, relatar remoção de árvores e incluir dados sobre o número de substituição de árvores inadequadas

23-F. A distribuidora deve disponibilizar em sítio eletrônico e nos postos de atendimento presencial, com uso de linguagem clara e adequada, o seu Plano de Manejo Vegetal.

Tabela 20 - Plano de Manejo Vegetal

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
Plano de Manejo Vegetal	Conjunto de diretrizes e ações de planejamento para controlar a vegetação próxima às redes elétricas com vistas a prevenir interrupções no fornecimento de energia e garantir a segurança, minimizando riscos de quedas de árvores e galhos sobre a rede elétrica		Atualização anual, 30 dias após a edição de nova versão	O plano deve conter métodos de monitoramento e controle da execução das podas, cronograma das práticas de poda, periodicidade das ações e cuidados ambientais.

23-G. As distribuidoras deverão informar e manter, por até cinco anos, em seu sítio eletrônico, a qualidade na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, por meio da apuração de indicadores de continuidade do fornecimento, permitindo a avaliação do percentual de cumprimento dos limites de conjuntos elétricos, além do valor global da distribuição.

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
Comparação entre o indicador DEC e o limite regulatório	Percentual de conjuntos de unidades consumidoras que atendem aos limites regulatórios de DEC anualizado.	Percentual de atendimentos dos limites regulatórios dos conjuntos de unidades consumidoras	Disponibilização até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração	A apuração do indicador deve corresponder à média móvel dos últimos 12 meses.



Comparação entre o indicador DEC e o limite regulatório	Indicador coletivo de continuidade DEC global anualizado em comparação com os respectivos limites definidos pela ANEEL.	Hora e centésimos de hora	Disponibilização até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração	A apuração do indicador deve corresponder à média móvel dos últimos 12 meses.
Comparação entre o indicador FEC e o limite regulatório	Percentual de conjuntos de unidades consumidoras que atendem aos limites regulatórios de FEC anualizado.	Percentual de atendimentos dos limites regulatórios dos conjuntos de unidades consumidoras	Disponibilização até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração	A apuração do indicador deve corresponder à média móvel dos últimos 12 meses.
Comparação entre o indicador FEC e o limite regulatório	Indicador coletivo de continuidade FEC global anualizado em comparação com os respectivos limites definidos pela ANEEL.	Número de interrupções e centésimos do número de interrupções	Disponibilização até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração	A apuração do indicador deve corresponder à média móvel dos últimos 12 meses.

23-H. As distribuidoras deverão informar e manter, por até cinco anos, em seu sítio eletrônico, os indicadores de duração e frequência de interrupções (DEC e FEC) efetivamente percebidas pelos usuários, sem aplicação de expurgos.

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
DEC apurado sem expurgo	Indicador coletivo de continuidade DEC anual apurado por conjunto de unidades consumidoras considerando todas as interrupções ocorridas no sistema elétrico que afetem os consumidores.	Hora e centésimos de hora	Disponibilização até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração	A apuração do indicador deve corresponder à média móvel dos últimos 12 meses.
FEC apurado sem expurgo	Indicador coletivo de continuidade FEC anual apurado por conjunto de unidades consumidoras considerando todas as interrupções ocorridas no sistema elétrico que afetem os consumidores.	Número de interrupções e centésimos do número de interrupções	Envio até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração	A apuração do indicador deve corresponder à média móvel dos últimos 12 meses.

Fluxo de informações da distribuidora para o consumidor, Poder Público e mídia
23-I. A distribuidora deve disponibilizar em sítio eletrônico e nos postos de atendimento presencial, com uso de linguagem clara e adequada, o seu Plano de Comunicação.
Tabela 21 - Plano de Comunicação

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade
Plano de Comunicação	Conjunto estruturado de estratégias e procedimentos para informar e interagir com os consumidores, poder público e mídia		30 dias após a edição de nova versão

23-J. A distribuidora deve disponibilizar em sítio eletrônico e nos postos de atendimento presencial, com uso de linguagem clara e adequada, o seu Plano de Contingência.
Tabela 22 - Plano de Contingência

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade
Plano de Contingência	Conjunto de estratégias, procedimentos e recursos preparados para responder a situações de crise de acordo com suas características regionais		30 dias após a edição de nova versão

Fluxo de informações da distribuidora para o poder público
23-K. A distribuidora deve disponibilizar à ANEEL uma API (Application Programming Interface) que possibilite a consulta de dados de interrupção do fornecimento diretamente dos sistemas das distribuidoras.
Tabela 23 - Informações sobre API (Application Programming Interface)

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade
API (<i>Application Programming Interface</i>)	Permitir a ANEEL extraia os dados de interrupção do fornecimento diretamente da fonte na distribuidora		Em tempo real

23-L. A distribuidora deve notificar o Poder Público imediatamente após a identificação de um evento crítico, utilizando canais de comunicação oficiais previamente estabelecidos.
Tabela 24 - Notificação de evento crítico ao Poder Público

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade
Notificação da ocorrência de evento crítico	Deve incluir a descrição do evento crítico, data e hora da identificação, áreas afetadas, impactos previstos, medidas de resposta adotadas e previsão de duração		A partir da ciência pela distribuidora, conforme Plano de Comunicação

23-M. A distribuidora deve enviar regularmente à ANEEL os alertas meteorológicos que justifiquem o acionamento de plano de contingência, em qualquer nível.
Tabela 25 - Alertas meteorológicos relacionados ao acionamento de plano de contingência

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
Alerta Meteorológico	Notificação emitida por órgãos de meteorologia para avisar sobre condições climáticas adversas, como tempestades, ventos fortes ou calor intenso		A partir da ciência pela distribuidora, conforme Plano de Comunicação	Tipo de evento meteorológico: Especifica o tipo de fenômeno, como tempestade, chuva intensa, granizo, vendaval, ciclone extratropical ou geada. Data e hora de emissão: Indica quando o alerta foi emitido. Período de validade: Define a duração do alerta, incluindo a data e a hora de início e término do evento previsto. Área de cobertura: Detalha as regiões ou localidades afetadas, podendo incluir cidades, estados ou regiões geográficas específicas. Responsável pela emissão: Nome da entidade que emitiu o alerta, como serviços de meteorologia, defesa civil ou centros de monitoramento.

....."(NR)
"44.
Tabela 48 - Compensação de valores

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
...	...	...	...	...
Valores apurados do indicador DISE		Hora e centésimos de hora	Quando solicitado.	
...	...	...	...	...
Importância individual da compensação pela violação do DISE		Monetária	Quando solicitado.	
...	...	...	...	...

....."(NR)
"45.
Tabela 49 - Distribuições das interrupções

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
...	...	...	...	...
Valor apurado do indicador DISE		Hora e centésimos de hora	Quando solicitada	Há possibilidade de ocorrência de mais de um DISE em um período para o mesmo consumidor ou central geradora.
...	...	...	...	...

....."(NR)
"46.
Tabela 50 - Compensações referentes aos indicadores de continuidade

Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação
...	...	...	...	...
Quantidade de consumidores e centrais geradoras compensados pela violação do DISE		Quantidade de consumidores	Mensal, até o último dia útil do segundo mês após a ocorrência da interrupção	
...	...	...	...	...
Soma das compensações pela violação do DISE		Monetária	Mensal, até o último dia útil do segundo mês após a ocorrência da interrupção.	

....."(NR)
Seção IV
Da Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica
Art. 5º O Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com a seguinte redação:
"171.
172. Os indicadores devem ser apurados mensalmente, considerando o mês civil, com exceção dos indicadores DICRI e DISE, que devem ser apurados por interrupção ocorrida em Dia Crítico ou em Situação de Emergência, respectivamente.

173.

.....

e) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Situação de Emergência por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DISE, utilizando a seguinte fórmula:

DISE = t_{Situação de Emergência}

Equação XX – Cálculo do DISE

em que:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DISE = duração da interrupção individual ocorrida em Situação de Emergência por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

i = índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n;

n = número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

t(i)max = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas;

t_{crítico} = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico;

t_{Situação de Emergência} = duração da interrupção ocorrida em Situação de Emergência.

.....”(NR)

“180.

180-A. Na apuração do indicador DISE não devem ser consideradas as interrupções previstas no item 178, com exceção da alínea “c”.

181. Os indicadores DICRI e DISE não se aplicam às unidades consumidoras e centrais geradoras atendidas em AT, nem aos pontos de conexão de DIT ou de distribuidoras acessados por outras distribuidoras.

.....”(NR)

“214. Os limites dos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC, DICRI e DISE para as unidades consumidoras e centrais geradoras são estabelecidos nas tabelas 1 a 5 do Anexo 8.B, de acordo com a localização e com a tensão contratada.”(NR)

“216. Os limites dos indicadores DIC, DMIC, DICRI e DISE são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são vinculados ao limite anual do indicador FEC.”(NR)

“219. No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC, DMIC, DICRI e DISE a distribuidora deve calcular a compensação ao consumidor ou central geradora, inclusive aqueles conectados em DIT, e efetuar o crédito na fatura apresentada em até 2 meses após o período de apuração.

220.

220-A. A distribuidora deve efetuar uma compensação ao consumidor ou central geradora de média ou baixa tensão para cada interrupção ocorrida em Situação de Emergência que superar o limite do indicador DISE.”(NR)

“225.

.....

e) Para o DISE:

$$Comp_{DISE} = DISE_V \times \frac{VRC}{730} \times kei_3$$

Equação XX – Cálculo da compensação por violação do DISE

em que:

DIC_v = duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

DMIC_v = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC_v = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

DICRI_v = duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DISE_v = duração da interrupção individual ocorrida em Situação de Emergência por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

VRC = valor monetário base para o cálculo da compensação, que corresponde ao Encargo de Conexão Parcela B – ECCD(PB), para unidades consumidoras pertencentes ao subgrupo A1; ou ao Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente à parcela TUSD Fio B – EUSD_B, para as unidades consumidoras pertencentes aos demais subgrupos ou dos pontos de conexão;

730 = número médio de horas no mês;

Kei₁ = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 34, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Baixa Tensão; 40, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Média Tensão; e 108, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Alta Tensão;

Kei₂ = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 14, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Baixa Tensão; e 20, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Média Tensão; e

Kei₃ = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 14, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Baixa Tensão; 20, para unidade consumidora ou ponto de conexão atendido em Média Tensão.

226. Para unidades consumidoras com CCD e distribuidoras conectadas ao sistema de distribuição, as compensações associadas às violações dos limites de continuidade DIC, FIC, DMIC, DICRI e DISE por ponto de conexão devem ser estabelecidas nos respectivos contratos, obedecendo aos critérios deste Módulo.

227.

.....

d) quando ocorrer violação dos indicadores DICRI ou DISE, a compensação deve ser realizada sem prejuízo das compensações por violação dos indicadores DIC, FIC e DMIC, podendo inclusive haver compensações referentes a mais de uma violação do limite dos indicadores DICRI e DISE no mesmo mês, hipótese em que deve ser paga a soma das compensações calculadas para cada violação.”(NR)

“ANEXO 8.B DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº XXX, DE XXX DE XXXX DE 2021

.....

Tabela 2 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área urbana com tensão contratada > 2,3 kV e < 69 kV					
Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)	DISE por evento (horas)
≤ 5	3	3	3	8	24
> 5 e ≤ 10	5	4	5	8	24
> 10 e ≤ 15	7	5	6	8	24
> 15 e ≤ 20	9	6	7	8	24
> 20 e ≤ 25	10	6	8	8	24
> 25	12	7	8	8	24

Tabela 3 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana com tensão contratada > 2,3 kV e < 69 kV					
Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)	DISE por evento (horas)
≤ 5	8	4	6	21	48
> 5 e ≤ 10	13	5	10	21	48
> 10 e ≤ 15	19	7	14	21	48
> 15 e ≤ 20	24	8	18	21	48
> 20 e ≤ 25	28	9	20	21	48
> 25 e ≤ 40	33	10	24	24	48
> 40	37	11	24	24	48

Tabela 4 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área urbana com tensão contratada ≤ 2,3 kV					
Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)	DISE por evento (horas)
≤ 5	4	3	3	13	24
> 5 e ≤ 10	7	4	5	13	24
> 10 e ≤ 15	10	5	7	13	24
> 15 e ≤ 20	12	6	9	13	24
> 20 e ≤ 25	14	7	10	13	24
> 25 e ≤ 40	15	7	12	13	24
> 40 e ≤ 50	18	8	12	13	24
> 50	21	9	12	13	24

Tabela 5 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana com tensão contratada ≤ 2,3 kV					
Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)	DISE por evento (horas)
≤ 5	10	4	8	26	48
> 5 e ≤ 10	16	6	12	26	48
> 10 e ≤ 15	20	7	15	26	48
> 15 e ≤ 20	24	8	18	26	48
> 20 e ≤ 25	28	9	20	26	48
> 25 e ≤ 40	33	10	24	26	48
> 40	40	12	24	26	48

.....”(NR)

Seção V

Das Regras de Transmissão

Art. 6º Aprovar a revisão do Módulo 4 - Prestação do Serviço, disposto no Anexo IV da Resolução Normativa ANEEL nº 905, de 8 de dezembro de 2020.

Art. 7º Aprovar a revisão do Módulo 6 - Coordenação e Controle da Operação, disposto no Anexo VI da Resolução Normativa ANEEL nº 905, de 8 de dezembro de 2020.

Seção VI

Do Relacionamento com o Poder Público

Art. 8º A Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 371.

Art. 371-A A distribuidora deve estabelecer canais adicionais de comunicação exclusivos ao atendimento de órgão central e representantes designados dos poderes públicos municipal, distrital e estadual.

§ 1º Os canais dedicados devem contemplar, no mínimo:

I - atendimento telefônico;

II - atendimento presencial, com horário agendado; e

III - canal de comunicação por texto (chat) com atendimento humano, durante horário comercial.

§ 2º Canais adicionais aos dispostos no §1º podem ser livremente pactuados entre a distribuidora e os poderes públicos municipal, distrital e estadual.

§ 3º A distribuidora deve designar um ou mais representantes institucionais para atendimento exclusivo dos poderes públicos municipal, distrital e estadual, garantindo comunicação direta e eficaz.

§ 4º A distribuidora deve agendar e realizar, sempre que solicitado pelos poderes públicos municipal, distrital e estadual, reuniões via plataforma de videoconferência com os seus representantes institucionais.

§ 5º O atendimento telefônico exclusivo previsto no §1º deve ter, no caso de urgência/emergência, disponibilidade ininterrupta durante 24 horas por dia e 7 dias por semana, com atendimento humano durante todo o período de funcionamento.

§ 6º No tratamento de interrupções emergenciais, a distribuidora deve observar as disposições relacionadas ao atendimento previstas no Módulo 4 do PRODIST.

§ 7º A distribuidora deve entregar e manter atualizado junto aos poderes públicos municipal, distrital e estadual a relação dos canais exclusivos e as informações de contato dos representantes institucionais estabelecidos com os horários de atendimento.

....."(NR)

Seção VII

Das Sanções e Penalidades

Art. 9º A Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 11. Constitui infração do Grupo III:

(...)

XXIII - deixar de prestar informações decorrentes de interrupções no fornecimento de energia elétrica aos consumidores ou usuários, nos termos da regulação vigente."

.....

"Art. 12. Constitui infração do Grupo IV:

.....

XXVI - a ausência, inadequação ou descumprimento do Plano de Contingência, nos termos da regulação vigente;

XXVII - a ausência, inadequação ou descumprimento do Plano de Manejo Vegetal, nos termos da regulação vigente; e

XXVIII - comunicar-se de forma ineficiente com o Poder Público em Situações de Emergência, nos termos da regulação vigente."

.....

"Art. 13. Constitui infração do Grupo V:

(...)

XIX - atuar de forma inadequada no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica nos sistemas de distribuição; e

XX - atuar de forma inadequada no retorno à disponibilidade das instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão."(NR)

Seção VIII

Das Medidas Administrativas e de Cessão Emergencial

Art 10. A Agência poderá instituir Comitê de Crise quando da ocorrência de eventos climáticos severos, com no mínimo os seguintes objetivos:

I - articular, coordenar, monitorar, orientar e supervisionar as providências e medidas a serem adotadas pela ANEEL com vistas a mitigar os impactos dos eventos climáticos severos nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica;

II - interagir com demais autoridades e instituições públicas e privadas no endereçamento de ações e no compartilhamento de informações;

§ 1º O Comitê de Crise será composto por membros indicados pela Diretoria, pela Área de Assessoria Institucional da Diretoria, pela Área de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica, pela Área de Mediação Administrativa e das Relações de Consumo e pela Área de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.

§ 2º O Comitê de Crise deverá ser estabelecido por Portaria emitida pelo Diretor-Geral.

§3º A Portaria que instituir Comitê de Crise deverá atender as demais disposições da Portaria nº 6.803, de 30 de janeiro de 2023, no que couber.

Art 11. A Cessão Emergencial de recursos humanos, equipamentos e materiais poderá ser realizada também entre distribuidoras e transmissoras, visando garantir a continuidade do serviço em situações de crise, sem comprometer a segurança operacional do cedente.

Seção IX

Dos Atos e Negócios Jurídicos entre Partes Relacionadas

Art. 12 O Anexo V - Módulo V da Resolução Normativa nº 948, de 21 de novembro, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 19.

XIII- As cessões emergenciais de recursos humanos, equipamentos e materiais entre distribuidoras e transmissoras e suas partes relacionadas, visando garantir a continuidade do serviço em situações de crise, são dispensadas da obrigação de que trata o art. 18, sem prejuízo da fiscalização a posteriori, desde que:

a) sejam comunicados à ANEEL em até 60 (sessenta) dias após o fim da situação emergencial, mediante relatório contendo discriminação das despesas ou custos incorridos a serem reembolsados pela cessionária à cedente;

b) a cessionária deverá manter dossiê individualizado em sua sede contendo os documentos comprobatórios que evidenciem a neutralidade de custos e despesas reembolsados à cedente, nos termos dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST e das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, os quais poderão ser requisitados pela fiscalização por até 5 (cinco) anos após fim do evento emergencial.

c) As cessões emergenciais de recursos humanos, equipamentos e materiais entre distribuidoras e transmissoras e suas partes relacionadas devem ser reembolsadas pela cessionária à cedente garantindo a neutralidade da operação, não se tratando de rateio ou prestação de serviços, e preservando a individualidade das concessões.

....."(NR)

Seção X

Das Disposições Finais e Transitórias

Art. 13. As distribuidoras devem observar os seguintes prazos para implementação das disposições desta Resolução Normativa, contados da publicação:

I - Até 90 (noventa) dias para revisar e publicar os planos de manejo vegetal, de comunicação e de contingência de que tratam os itens 103, 108 e 148 do Anexo IV da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, com redação dada pelo art. 3º desta Resolução Normativa;

II - Até 180 (cento e oitenta) dias para implementar o registro das interações com o Poder Público Municipal em relação ao serviço de manejo da vegetação que apresente risco à segurança das redes elétricas e a continuidade do fornecimento, conforme dispõe o item 104 do Anexo IV da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, com redação dada pelo art. 3º desta Resolução Normativa;

III - Até 180 (cento e oitenta) dias para implementar os mecanismos de comunicação ao consumidor sobre a previsão de reestabelecimento do serviço e demais informações de que trata o item 105 do Anexo IV da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, com redação dada pelo art. 3º desta Resolução Normativa;

IV - Até 180 (cento e oitenta) dias para disponibilizar em sítio eletrônico o número total de unidades consumidoras afetadas por interrupções em mapa, conforme dispõe o item 106 do Anexo IV da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, com redação dada pelo art. 3º desta Resolução Normativa;

V - Até 180 (cento e oitenta) dias para disponibilizar em sítio eletrônico as informações relacionadas às ocorrências abertas, conforme dispõe o item 107 do Anexo IV da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, com redação dada pelo art. 3º desta Resolução Normativa;

VI - Até 180 (cento e oitenta) dias mês para iniciar as apurações do Duração da Interrupção Individual ocorrida em Situação de Emergência por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão - DISE e observar as disposições da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST com o corresponde pagamento de compensações por transgressão desse indicador, com efeitos retroativos a 2 meses após a publicação da norma;

Parágrafo único. Os planos de contingência em vigor na data desta Resolução devem ser publicados em seu sítio eletrônico na Internet, respeitadas as disposições legais.

Art. 14. As distribuidoras devem implantar processo de comunicação e acompanhamento da evolução dos eventos climáticos severos de que trata o item 114 do Anexo IV da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, em até 30 (trinta) dias, contados da publicação das instruções pela ANEEL.

Art. 15. As distribuidoras devem disponibilizar a API de que trata item 113 do Anexo IV da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, com redação dada pelo art. 3º desta Resolução Normativa em até 60 (sessenta) dias, contados da publicação das instruções pela ANEEL.

Art. 16 As distribuidoras deverão informar e manter, por até cinco anos, em seu sítio eletrônico, os indicadores estabelecidos nos incisos V e VI do caput do art. 4º do Decreto 12.068, de 20 de julho de 2024, em até 30 dias, contados da publicação das instruções pela ANEEL.

Art. 17. As transmissoras têm 90 (noventa) dias, a partir da publicação, para implementar as disposições dos artigos 6º e 7º desta Resolução Normativa.

Art. 18. As disposições não listadas nos artigos 13, 14 15 e 16 devem ser implementadas na data de publicação desta Resolução Normativa.

Art. 19. Revoga-se o inciso VIII do art. 621 da Resolução Normativa nº 1.000 de 2021.

Art. 20. Revoga-se a alínea b do item 14 do Módulo 9 do PRODIST, constante do anexo IX da Resolução Normativa nº 956 de 2021.

Art. 21. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica

Módulo 4 – Prestação dos Serviços

SEÇÃO 4.0 – INTRODUÇÃO

1 OBJETIVO

1.1 Estabelecer as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no sistema elétrico brasileiro, no que diz respeito à prestação do serviço.

2 ABRANGÊNCIA

2.1 Os dispositivos deste módulo deverão ser observados por todos os prestadores de serviço público de transmissão do sistema elétrico brasileiro.

3 CONTEÚDO

3.1 O módulo é composto de quatro seções:

- a) Seção 4.0 – INTRODUÇÃO;
- b) Seção 4.1 – CAPACIDADE OPERATIVA: estabelece os procedimentos para a determinação da CAPACIDADE OPERATIVA das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO integrantes da REDE BÁSICA (RB) e das DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT), componentes do SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN), bem como define as FUNÇÕES TRANSMISSÃO (FT). Adicionalmente, estabelece os procedimentos para determinação de adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO do sistema elétrico e as condições e conteúdos que devem ser incluídos nos CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST);
- c) Seção 4.2 – REQUISITOS MÍNIMOS DE MANUTENÇÃO: regulamenta os Requisitos Mínimos de Manutenção e o monitoramento da manutenção de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de REDE BÁSICA; e
- d) Seção 4.3 – QUALIDADE: estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à CAPACIDADE OPERATIVA das instalações sob responsabilidade de TRANSMISSORAS integrantes da REDE BÁSICA e das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADAS A INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS (II) que se conectam à REDE BÁSICA.
- e) Seção 4.4 – PLANOS DE CONTINGÊNCIA: estabelece as disposições relativas Aos planos de contingência de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de REDE BÁSICA.

3.2 Este Módulo e seus Anexos constam dos autos e estarão disponíveis no endereço www.aneel.gov.br/biblioteca.

4 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

4.1 A presente versão inclui a Seção 4.4 – PLANOS DE CONTINGÊNCIA no Módulo 4 das Regras de Transmissão.

5 REFERÊNCIAS

5.1 Não há referências nesta seção.

6 ANEXOS

6.1 Não há anexos nesta seção.

SEÇÃO 4.1 – CAPACIDADE OPERATIVA

1 OBJETIVO

- 1.1 Estabelecer os procedimentos para a determinação da CAPACIDADE OPERATIVA das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO integrantes da REDE BÁSICA (RB) e das DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT), componentes do SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN), bem como definir as FUNÇÕES TRANSMISSÃO (FT).
- 1.2 Estabelecer os procedimentos para determinação de adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO do sistema elétrico.
- 1.3 Estabelecer condições e conteúdos que devem ser incluídos nos CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST) celebrados entre as TRANSMISSORAS e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

2 ASPECTOS GERAIS

- 2.1 As FUNÇÕES TRANSMISSÃO (FT) estão dispostas no Anexo I dessa seção.
- 2.2 O ONS cumprirá suas atribuições com autonomia para utilizar a CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO e a DE CURTA DURAÇÃO das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO integrantes da REDE BÁSICA, durante o regime normal de operação e em CONDIÇÕES DE EMERGÊNCIA, observadas as limitações impostas nesta Seção.

2.2.1 Essas disposições também deverão ser observadas pelo ONS e pelas TRANSMISSORAS, no que couber, para a operação das linhas de transmissão (LT), dos transformadores de potência (TR) e das instalações de controle de reativo (CR) integrantes das DIT.
- 2.3 Os dados e procedimentos para uso de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, definidos nesta Seção, deverão compor documentos operativos a serem integrados aos PROCEDIMENTOS DE REDE ou Acordo Operativo do respectivo CONTRATO DE CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO – CCT e serão utilizados, respectivamente, pelo ONS e/ou pela TRANSMISSORA para a coordenação e operação do SIN.

2.3.1 As alterações posteriores na CAPACIDADE OPERATIVA das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO serão contempladas, de imediato, nos documentos operativos.
- 2.4 A TRANSMISSORA deverá submeter, ao ONS, relatório técnico para justificar a utilização de CAPACIDADES OPERATIVAS inferiores àquelas estabelecidas nesta Seção, disponibilizando-o aos demais agentes participantes do ONS, para manifestação, até 30 (trinta) dias após a data da respectiva entrega.

2.4.1 O ONS emitirá laudo técnico fundamentado sobre o relatório técnico, em até 90 (noventa) dias após o recebimento, disponibilizando-o à ANEEL para fins de auditoria e fiscalização.
- 2.5 A CAPACIDADE OPERATIVA DE CR será utilizada no âmbito do SIN, para qualquer condição de operação, nos termos da respectiva especificação técnica.
- 2.6 As linhas de transmissão (LT), chaves seccionadoras (CH), os disjuntores (DJ) e transformadores de corrente (TC), as bobinas de bloqueio, os equipamentos para compensação série e os barramentos e conexões não serão compensados por adicionais financeiros em decorrência de operação que ultrapasse a respectiva capacidade nominal.



2.7 As disposições estabelecidas nesta Seção aplicam-se, no que couber, à CAPACIDADE OPERATIVA das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO dos sistemas isolados, sem prejuízo do disposto nos respectivos Contratos de Concessão.

3 CAPACIDADE OPERATIVA DE LINHA DE TRANSMISSÃO (LT)

3.1 A CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE LT será implementada conforme modelo de cálculo de capacidade de linhas de transmissão de 69 kV até 750 kV, descrito no Anexo II dessa seção.

3.2 A CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO DE LT, admissível durante CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA, será obtida pela multiplicação do valor da CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE LT, pelo fator correspondente à temperatura especificada no projeto para a linha de transmissão, de acordo com a Tabela 1 e Anexo III dessa seção.

Tabela 1 – Fator de correção para CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA.									
Fator	Temperatura de Projeto [°C]								
	50	55	60	64	65	70	75	80	90
	1,42	1,33	1,26	1,24	1,23	1,19	1,17	1,15	1,12

3.3 As CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA E DE CURTA DURAÇÃO DE LT poderão ser inferiores às definidas neste Capítulo, observado o disposto no item 2.4 desta Seção, desde que:

- a) a linha de transmissão tenha sido projetada de acordo com norma técnica diversa da ABNT NBR 5422:1985;
- b) exista FATOR LIMITANTE que impeça a utilização da capacidade plena da linha de transmissão; e/ou
- c) a linha de transmissão tenha sido objeto de licitação e o respectivo edital tenha estabelecido CAPACIDADE OPERATIVA da instalação inferior às definidas neste Capítulo.

3.4 O ONS, a partir das metodologias estabelecidas nesta Seção, tendo como base as informações e os dados meteorológicos próprios e das TRANSMISSORAS, deverá determinar as CAPACIDADES OPERATIVAS SAZONAIS DE LT, as quais serão adotadas como valores de referência para a operação das linhas de transmissão.

3.4.1 Os valores das CAPACIDADES OPERATIVAS SAZONAIS DE LT serão incorporados aos documentos operativos dos PROCEDIMENTOS DE REDE, para fins da coordenação e operação do SIN.

3.4.2 As CAPACIDADES OPERATIVAS SAZONAIS DE LT integrantes das DIT deverão estar contempladas no respectivo CCT, conforme a sistemática estabelecida no neste Capítulo.

4 CAPACIDADE OPERATIVA DE TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (TR)

4.1 A CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE TR será utilizada pelo ONS para as condições normais de operação, conforme a Norma Técnica ABNT NBR vigente quando da fabricação do equipamento.

4.2 A CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO DE TR será utilizada pelo ONS durante contingência decorrente do desligamento prolongado de uma FT, podendo repetir-se, periodicamente, o ciclo de carregamento resultante, até que a referida FT retorne à condição normal de operação.

4.3 O ONS, a partir das informações da TRANSMISSORA e conforme Anexo IV desta seção, deverá estabelecer e incorporar, aos documentos operativos dos PROCEDIMENTOS DE REDE, o método de cálculo, os valores e os procedimentos para aplicação de carga em transformadores de potência integrantes da REDE BÁSICA, em condições normais e em CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA.

4.3.1 A utilização dos TR com carga até a respectiva corrente nominal não dependerá do disposto no item anterior, salvo quando a TRANSMISSORA elaborar justificativa nos termos do item 2.4 desta Seção.

4.3.2 A utilização de TR com carga até 30% acima da respectiva corrente nominal, nas condições estabelecidas para CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO DE TR, deverá obedecer aos requisitos estabelecidos e incorporados aos documentos operativos dos PROCEDIMENTOS DE REDE.

4.3.3 O carregamento de emergência de curta duração de TR, conforme disposto na Norma Técnica ABNT vigente quando da fabricação do equipamento, será utilizado em situações de contingência no SIN como último recurso operativo antes do corte de carga, mediante monitoramento da TRANSMISSORA e acordo com o ONS, contempladas as condições estabelecidas e incorporadas aos documentos operativos dos PROCEDIMENTOS DE REDE.

4.3.4 O disposto no item 4.3 também deverá ser incorporado aos CCT para aplicação de carga em TR integrantes das DIT.

4.4 As CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA e DE CURTA DURAÇÃO DE TR e o carregamento de emergência poderão ter valores inferiores aos definidos neste Capítulo, observado o disposto no Capítulo 2 desta Seção, para situações em que:

- a) o equipamento tenha sido ensaiado e fabricado de acordo com condições diversas das estabelecidas nas Normas Técnicas ABNT NBR 5356:1993 e ABNT NBR 5416:1997;
- b) exista FATOR LIMITANTE que impeça a utilização plena do equipamento; e
- c) as características básicas do óleo e do papel isolantes, identificadas pela manutenção, estejam fora das especificações recomendadas pela Norma Técnica ABNT NBR 5356-7:2017 até que as medidas corretivas sejam implementadas conforme programação ajustada com o ONS.

4.4.1 A eventual declaração ou documentação emitida por fabricante, em divergência com as Normas Técnicas ABNT não exime a TRANSMISSORA da responsabilidade pelo cumprimento das normas técnicas brasileiras.

Adicional Financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em TR

4.5 Os TR poderão ser compensados por adicional financeiro quando operarem acima da potência nominal, correspondente ao último estágio do sistema de resfriamento, de acordo com as condições e procedimentos deste Subcapítulo e atendendo a premissa básica de que se trata de condição excepcional de operação que não altera os critérios praticados para expansão do sistema elétrico.

4.5.1 Os procedimentos para o cálculo do adicional financeiro ao duodécimo da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP) das TRANSMISSORAS, por sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em TR, integrantes ou não da REDE BÁSICA, bem como a determinação dos responsáveis pelo pagamento desse adicional, devem seguir o estabelecido neste subcapítulo.

4.6 Considerar-se-á que existe perda adicional de vida útil em TR, devido à sobrecarga, no período em que a temperatura do ponto mais quente do seu enrolamento for superior àquela que acarreta perda de vida útil equivalente a uma expectativa referencial de quarenta anos, tendo como base a “Teoria de Arrhenius”.

4.7 Não será devido adicional financeiro por perda adicional de vida útil em TR nas seguintes condições:

- a) quando não ocorrer ultrapassagem da potência nominal correspondente ao último estágio do sistema de resfriamento, independentemente da temperatura atingida nos enrolamentos ou no óleo; e
- b) quando a sobrecarga for originada de falha em equipamento da própria TRANSMISSORA, devido a sua ação ou omissão, ou decorrente de atraso de obras de sua responsabilidade.

4.8 Quando for caracterizada condição de carregamento acima da potência nominal em TR integrantes da REDE BÁSICA, passível de adicional financeiro, as TRANSMISSORAS poderão requerer ao ONS esse adicional, em base mensal, calculado conforme a metodologia constante do Anexo IV desta Seção.

4.8.1 O requerimento deverá ser formalizado quando o Fator de Perda de Vida Útil “VS”, calculado para o mês completo da(s) ocorrência(s) de sobrecarga, resultar maior que a unidade.

4.8.2 O requerimento deverá ser acompanhado de relatório, com o detalhamento do cálculo do Fator de Carregamento “S” e do adicional financeiro correspondente, utilizando os dados e parâmetros indicados, neste Subcapítulo, para análise e aprovação.

4.8.3 Os dados necessários para o cálculo do carregamento são as correntes de carga do TR, coletadas em intervalos de tempo regulares de quinze minutos, e as temperaturas ambiente em intervalos de, no máximo, uma hora.

- 4.8.4 Quando não se dispuser dos registros de temperatura ambiente no local de instalação do TR, poderão ser utilizados os registros de temperatura média correspondente ao mês em análise, obtidos da série de dados mais representativa de estação do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET, existente em local mais próximo do transformador em questão.
- 4.8.5 Para o cálculo do Fator de Carregamento “S” deverão ser utilizados os seguintes parâmetros:

a) classe térmica de cinquenta e cinco ou sessenta e cinco graus Celsius;

b) corrente nominal correspondente ao último estágio do sistema de resfriamento;

c) designação do sistema de resfriamento; e

d) características resultantes dos ensaios de elevação de temperatura, conforme a seguir:

i. para os transformadores de potência (TR) fabricados a partir de 17 de setembro de 2002, as TRANSMISSORAS deverão utilizar as características resultantes dos ensaios realizados pelo fabricante ou empresa especializada; e

ii. para os demais transformadores de potência (TR) deverão ser utilizadas, preferencialmente, as características citadas no inciso anterior, ou na inexistência destas, aquelas determinadas conforme Norma Técnica ABNT NBR vigente quando da fabricação do equipamento.
- 4.8.6 Aprovado o requerimento, o adicional financeiro será incluído na próxima APURAÇÃO MENSAL DE SERVIÇOS E ENCARGOS (AMSE), de acordo com os PROCEDIMENTOS DE REDE.
- 4.9 O pagamento do adicional financeiro, devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil nos TR integrantes da REDE BÁSICA, não poderá ser repassado aos consumidores, devendo ser considerado como encargo de responsabilidade dos agentes, e será atribuído:

a) ao(s) usuário(s) identificado(s), quando a condição de operação dos TR em sobrecarga for originada por demandas acima dos valores contratados, em conformidade com os PROCEDIMENTOS DE REDE;

b) ao agente quando a sobrecarga for decorrente de sua ação ou omissão; e

c) a todos os usuários da REDE BÁSICA, na proporção direta do uso contratado ao sistema de transmissão, quando a condição de operação em sobrecarga não for atribuível a agente do setor.
- 4.10 As TRANSMISSORAS proprietárias de TR não integrantes da REDE BÁSICA poderão requerer adicional financeiro aos usuários conectados aos equipamentos em sobrecarga, conforme as condições e os critérios estabelecidos no item 4.8, devendo o requerimento ser encaminhado ao(s) usuário(s) responsável(eis) pela sobrecarga para os procedimentos de análise e liquidação do referido adicional.
- 4.10.1 Os critérios e os procedimentos de análise e liquidação deverão ser estabelecidos nos CCT.
- 4.10.2 O pagamento do adicional financeiro não poderá ser repassado aos consumidores, devendo ser considerado como encargo de responsabilidade dos usuários, sendo o rateio entre eles realizado conforme a proporção de uso dos TR acima dos valores da demanda contratada.
- 4.11 Os dados de carregamento dos TR serão disponibilizados ao usuário em tempo real, quando por ele solicitado, que arcará com o ônus pela implementação do sistema necessário.
- 4.12 A aprovação do requerimento de adicional financeiro e o respectivo pagamento somente serão efetivados se obedecidas as seguintes condições:

a) para os TR integrantes da REDE BÁSICA: desde que as TRANSMISSORAS tenham declarado antecipadamente ao ONS os parâmetros de cada transformador, necessários ao cálculo da sobrecarga, e eventuais FATORES LIMITANTES e restrições operativas relevantes que possam ser consideradas para estabelecer uma condição operativa segura; e

b) para os TR não integrantes da REDE BÁSICA: desde que as partes envolvidas tenham celebrado o termo aditivo aos CCT, contendo as informações indicadas na alínea a), bem como os procedimentos para análise e liquidação do adicional financeiro.

5 FATORES LIMITANTES

- 5.1 Os FATORES LIMITANTES das CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA e DE CURTA DURAÇÃO das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO podem ocorrer nas seguintes situações:

a) superação da capacidade nominal dos equipamentos complementares de linha de transmissão, transformador de potência e equipamento de controle de reativo;

b) interferências na faixa de servidão da linha de transmissão, tais como: obstáculos e/ou particularidades do terreno, que provoquem a redução da sua distância mínima de segurança;

c) deficiência no estado normal de operação, com a consequente redução das CAPACIDADES OPERATIVAS de transformadores de potência, pelos motivos expostos no Capítulo 4 desta Seção.
- 5.2 Os FATORES LIMITANTES DAS CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA e DE CURTA DURAÇÃO das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO tornam-se ativos quando sua existência provocar aumento no custo de operação ou de expansão do SIN, ou, ainda, quando restringir o uso pleno da CAPACIDADE OPERATIVA declarada de uma FT.
- 5.2.1 Na hipótese da existência de FATORES LIMITANTES ativos, a TRANSMISSORA deverá submeter ao ONS proposta técnica contemplando a forma mais econômica para os eliminar, comparando-a com outros tipos de solução que possam ser utilizados.
- 5.2.2 Quando a TRANSMISSORA submeter proposta de eliminação de FATOR LIMITANTE ativo, o ONS emitirá laudo técnico fundamentado, disponibilizando-o à ANEEL para auditoria e fiscalização das instalações.
- 5.2.3 O ONS proporá, em documento específico, para situações que provoquem aumento de custo, as adequações a serem implementadas pela TRANSMISSORA para eliminação de FATORES LIMITANTES ativos em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de interesse sistêmico, indicando o prazo necessário, após consulta à respectiva TRANSMISSORA.
- 5.2.4 Durante o prazo de implementação das adequações ou substituições, os FATORES LIMITANTES ativos serão considerados como restrição operativa temporária, acarretando a correspondente redução da CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO e/ou da DE CURTA DURAÇÃO das instalações afetadas.
- 5.2.5 Quando a eliminação de FATORES LIMITANTES for considerada pelo ONS como inviável técnica ou economicamente, a CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO e/ou a DE CURTA DURAÇÃO das instalações afetadas será permanentemente reduzida, sem prejuízo para a TRANSMISSORA.
- 6 CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST)
- 6.1 O ONS celebrará CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST) com as TRANSMISSORAS, devendo contemplar, dentre outras condições e informações:

a) a administração e coordenação, pelo ONS, da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das TRANSMISSORAS aos ACESSANTES da REDE BÁSICA;

b) a autorização ao ONS para representar as TRANSMISSORAS na celebração dos CONTRATOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (CUST), bem como administrar a cobrança e a liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão e a execução das garantias, por conta e ordem das TRANSMISSORAS;

c) as condições técnicas dos serviços a serem prestados;

d) os regulamentos operativos a serem observados;

e) a receita anual, estabelecida pela ANEEL, referente às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO disponibilizadas ao ONS;

f) a sujeição aos procedimentos de rede;

g) os aspectos de qualidade e confiabilidade dos serviços;

h) a sujeição a novos procedimentos de caráter geral estabelecidos em resolução da ANEEL;

i) as CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA DURAÇÃO DE LT;

j) as CAPACIDADES OPERATIVAS DE CURTA DURAÇÃO DE LT;

k) as CAPACIDADES OPERATIVAS DE LONGA DURAÇÃO DE TR;

l) as CAPACIDADES OPERATIVAS DE CURTA DURAÇÃO DE TR;

m) as CAPACIDADES OPERATIVAS DE CR;

n) os FATORES LIMITANTES; e

o) as FUNÇÕES TRANSMISSÃO e respectivos PAGAMENTOS BASE (PB).
- 6.1.1 As alterações posteriores na CAPACIDADE OPERATIVA ou no PAGAMENTO BASE das FUNÇÕES TRANSMISSÃO serão incorporadas ao CPST ou CCT após cada reajuste tarifário da TRANSMISSORA.

7 REFERÊNCIAS

§§ 1º e 2º, art. 6º, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

Arts. 3º, inciso I, e 15, § 6º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Arts. 3º, incisos I e II, e 4º, incisos VII e XVI, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

Art 9º, parágrafo único, da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

Arts. 6º, §§ 2º e 3º, e 7º, incisos IV e V, do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

Art.12, § 1º da Resolução nº 247, de 13 de agosto de 1999.

Resoluções nº 166 e 167, ambas de 31 de maio de 2000.

Processo SIC nº 48500.000610/1999-21.

Processo SIC nº 48500.002105/2004-78.

Nota Técnica nº 038/2005–SRT/ANEEL, de 14 de novembro de 2005.

Audiência Pública nº 046, de 24 de fevereiro de 2005.

ABNT NBR 5422:1985, de 28 de fevereiro de 1985.

ABNT NBR 5356-7:2017, de 1º de agosto de 2017.

Processo SIC nº 48500.001701/2000-25.

Audiência Pública nº 010, de 18 de dezembro de 2000.

8 ANEXOS

- 8.1ANEXO I – FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT).
- 8.2ANEXO II – CÁLCULO DA CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO
- 8.3ANEXO III – METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DO LIMITE DE CARREGAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO EM REGIME DE CURTA DURAÇÃO
- 8.4ANEXO IV – Critérios básicos para o cálculo do fator de carregamento

ANEXO I – FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT)

FUNÇÃO TRANSMISSÃO(FT)	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
LINHA DE TRANSMISSÃO (LT)	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT, Reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TRANSFORMAÇÃO (TR)	Transformador de potência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CONTROLE DE REATIVO (CR)	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.
CONVERSORA (CV)	Conversoras e transformadores das conversoras	Equipamentos de conexão, filtros CC e CA, reatores de alisamento, eletrodos de terra, linha dos eletrodos de terra, sistemas de controle, controle mestre, equipamentos reserva, equipamentos de interligação de barra em vão contendo apenas equipamentos da função conversora e demais equipamentos associados aos equipamentos principais.
MÓDULO GERAL (MG)	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.

ANEXO II – CÁLCULO DA CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO

- 1.1. Apresenta-se a seguir o modelo para cálculo da CAPACIDADE OPERATIVA de longa duração de linhas aéreas de transmissão, cujos critérios estão baseados nas recomendações do WG 22-12 do CIGRÉ, publicado na Revista ELECTRA número 144 de Outubro de 1992.
- 1.2. O modelo desenvolvido utiliza a equação clássica do equilíbrio térmico, onde todo o calor recebido (ganho) é igual ao calor perdido (perda).
- 1.3. Entende-se como Ampacidade de uma Linha de Transmissão com condutores aéreos, a sua capacidade de carregamento em períodos de longa duração, com os condutores submetidos às condições geo-ambientais específicas.
- 1.4. Considerando a obrigatoriedade da utilização de valores normatizados, os valores de Ta, V e RS (ver definições abaixo) deverão ser definidos de acordo com o item 5.2.2 da ABNT NBR 5422:1985.
- 1.5. Os termos usados nas equações do modelo, descritas adiante, estão definidos nas legendas abaixo.

Tabela 2 – Definições de termos usados nas equações do modelo

P _c	Perda de calor por convecção (W/m)
P _r	Perda de calor por radiação (W/m)
Q _s	Ganho de calor por aquecimento solar (W/m)
Q _c	Ganho de calor por efeito Joule (W/m)
R _{Tc}	Resistência elétrica (AC ou DC) do condutor na temperatura Tc (Ω/m)

a _{AC}	Coeficiente de variação da Resistência DC por unidade de Grau Celsius
a _{DC}	Coeficiente de variação da Resistência AC por unidade de Grau Celsius
V	Velocidade do vento (m/s)
T _a	Temperatura ambiente (°C)
T _c	Temperatura de projeto (°C)
RS	Radiação global (W/m²)
I _{AC}	Corrente de projeto em CA (ampacidade) (A)
I _{DC}	Corrente de projeto em DC (ampacidade) (A)
R _{DC}	Resistência elétrica do condutor em DC a 20°C($\frac{\Omega}{m}$)
R _{AC}	Resistência elétrica do condutor em AC a 20°C($\frac{\Omega}{m}$)
D	Diâmetro do cabo (m)
D	Diâmetro dos fios de alumínio da camada externa (m)
e	Coeficiente de emissividade do condutor
as	Coeficiente de absorção do condutor
RR	Rugosidade do cabo
T _f	Média entre as temperaturas do condutor e do ar (°c)
If	Condutividade térmica do ar na temperatura Tf (W/m.K)
n _f	Viscosidade cinemática do ar na temperatura Tf (m²/s)
Re	Número de Reynolds
N _u	Número de Nusselts
G _r	Número de Grashof
N _{pra}	Número de Prandl
DRA	Densidade Relativa do Ar
H	Altura média da LT (m)
d	Ângulo de incidência (ataque) do vento (°)
G	Aceleração da gravidade (9,81 m/s²)

1. Equação de equilíbrio térmico no condutor:

1.1. A partir da equação de equilíbrio térmico, tem-se:

$$Q_j + Q_s = P_c + P_r$$

Ou

$$Q_j = P_c + P_r - Q_s$$

Eq.1

2. Cálculo de Q_j :

2.1. Os ganhos de calor por efeito Joule (Q_j) podem ser calculados a partir dos valores de Resistência fornecidos pelos fabricantes de condutores, a partir das equações seguintes:

$$Q_j = I_{CA}^2 \cdot R_{TCAC}$$

Eq.2

$$R_{TCAC} = R_{AC} * [1 + \alpha_{AC} * (T_c - 20)]$$

Eq.3

onde:

R_{TCAC} : Resistência do Condutor (AC) para a temperatura de projeto (TC)

2.2. Caso se disponha apenas de valores de Resistência e Coeficiente de Variação para corrente contínua, a expressão pode ser reescrita como:

$$Q_j = I_{DC}^2 \cdot R_{TCDC}$$

Eq.4

$$R_{TCDC} = R_{DC} * [1 + \alpha_{DC} * (T_c - 20)]$$

Eq.5

2.3. Neste caso, deve-se proceder à conversão da Corrente em DC para Corrente em AC, conforme descrito no item 6 deste anexo.

3. Cálculo de P_c:

3.1. A perda de calor por convecção pode ser determina através das equações seguintes:

$$P_c = \pi \cdot \lambda_f * (T_c - T_a) \cdot Nu$$

Eq.6

$$\lambda_f = 2,42 \cdot 10^{-2} + 7,2 \cdot 10^{-5} \cdot T_f$$

Eq.7

$$T_f = \frac{T_c + T_a}{2}$$

Eq.8

3.1 Número de Nusselts para Convecção Forçada (v > 0,5 m/s)

3.1.1. O Número de Nusselts (Nu) é calculado em função de dois coeficientes, de acordo com a Eq.9:

$$Nu = B_2 \cdot Re^{m_2}$$

Eq.9

onde:

Re: é o número de *Reynolds*.

3.1.2. O número de *Reynolds* pode ser calculado pela Eq.10:



$$Re = \frac{D \cdot V \cdot DRA}{\nu_f}$$

Eq.10

onde:

$$DRA = e^{-1,16 \cdot 10^{-4} \cdot H}$$

Eq.11

e ν_f é a viscosidade cinemática, determinada pela Eq.12:

$$\nu_f = 1,32 \cdot 10^{-5} + 9,5 \cdot 10^{-8} \cdot T_f$$

Eq.12

3.1.3. Os coeficientes B₂ e m₂, usados na Eq.9, são obtidos a partir da tabela a seguir:

Tabela 3 – Coeficientes B2 e m2			
Faixa de Rugosidade	Faixa de Re	B ₂	m ₂
0,05< RR < 0,718	100 < Re < 2650	0,641	0,471
RR < 0,05	2650 < Re < 50 000	0,178	0,633
0,05< RR< 0,718	2650 < Re < 50 000	0,048	0,800

3.1.4. Para que se possa utilizar a tabela, a rugosidade (RR) é calculada em função do diâmetro do cabo e do diâmetro do tento de alumínio:

$$RR = \frac{d}{2 \cdot (D - 2 \cdot d)}$$

Eq.13

3.1.5. O número de Nusselts (Eq.9) é calculado para um ângulo de incidência do vento sobre o eixo da LT igual a 90°. Caso se tenha valores medidos do ângulo de incidência do vento diferentes de 90°, o Número de Nusselts deve ser corrigido pela expressão:

$$Nu_{\delta} = Nu_{\delta=90} (A_1 + B_2 \cdot (\text{sen}\delta)^{m1})$$

Eq.14

onde:

para 0°. ≤d ≤ 24°.
A₁ = 0,42, B₂ = 0,68 e m1 = 1,08

para 24°. < d ≤ 90°.
A₁ = 0,42, B₂ = 0,58 e m1 = 0,90

3.2. Número de Nusselts para Convecção natural (v = 0)

3.2.1. No caso de se considerar convecção natural, o Número de Nusselts passa a ser calculado em função dos Números de Prandl e Grashof:

$$N_{PRA} = 0,715 - 2,5 \cdot 10^{-4} \cdot T_f$$

Eq.15

$$G_r = \frac{D^3 \cdot (T_c - T_a) \cdot g}{(T_f + 273) \cdot \nu_f^2}$$

Eq.16

3.2.2. Definidos estes números, o Número de Nusselts é calculado pela Eq.17:

$$NU = A_2 \cdot (G_r \cdot N_{PRA})^{m2}$$

Eq.17

3.2.3. Os valores de A₂ e m2 são obtidos pelas tabelas a seguir:

Tabela 4 – Valores de A ₂ e m2			
Gr*N _{PRA}		A ₂	m2
De	Até		
100	10000	0,850	0,188
10000	1000000	0,480	0,250

3.3. Número de Nusselts para Convecção mista - a baixas velocidades do vento (V < 0,5 m/s)

3.3.1. Para velocidades de vento entre 0 m/s e 0,5 m/s, o valor de P_c deve ser o maior que for calculado por um dos três processos a seguir:

- a) Fixa-se um ângulo de incidência igual a 45°, e calcula-se P_c conforme Eq. 6 e 14;
- b) Calcula-se o valor de P_c com a Eq.6 e com NU = 0,55*NU₉₀;
- c) Usa-se a Eq.6 com NU calculado pela Eq.17.

4. Cálculo de Pr :

4.1. Para o cálculo da perda de calor por radiação, utiliza-se a seguinte equação:

$$P_r = \sigma \cdot \epsilon \cdot \pi \cdot D \cdot ((T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4)$$

Eq.18

onde:

s = 5,67 x 10-8 (constante de Stefan-Boltzmann)

4.2. O valor de e varia entre 0,27 para cabos novos e 0,95 para cabos envelhecidos em ambiente industrial. O valor sugerido pelo CIGRÉ é de 0,50.

5. Cálculo de Q_s:

5.1. Para calcular o ganho de calor por aquecimento, deve-se utilizar o valor da radiação incidente global na altura da LT, obtido através de medição. Este valor já engloba todas as possíveis correções, e resulta em correção zero para a altitude da LT. Caso não se tenham valores medidos, deverá ser utilizado o valor de 1000W/m2 conforme previsto no item 5.2.2 da ABNT NBR 5422:1985. A equação para o cálculo do ganho de calor por aquecimento devido à radiação solar é:

$$Q_s = \alpha_s \cdot D \cdot I_B$$

Eq.19

5.2. O valor de a_s varia entre 0,27 para cabos novos e 0,95 para cabos envelhecidos em ambiente industrial. O valor sugerido pelo CIGRÉ é de 0,50.

6. Conversão do valor da Corrente em DC para Corrente em AC

6.1. No caso de se utilizar valores de Resistência e Coeficiente de Variação para corrente contínua, para o cálculo dos ganhos de calor por efeito Joule (Q_j), conforme descrito no item 2 anterior, deve-se proceder à conversão da Corrente em DC para Corrente em AC. Este procedimento é feito conforme o tipo de condutor, conforme descrição abaixo:

6.1 Para condutores com 3 camadas de tentos de alumínio:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{\sqrt{1,0123 + 2,36 \cdot 10^{-5}}}$$

Eq.20

6.2. Para condutores com 1 ou 2 camadas de tentos de alumínio calcula-se:

$$lk = \frac{I_{DC}}{A}$$

Eq.21

Se $lk \leq 0,742$:

$$I_{AC} = I_{DC}$$

Eq.22

Se $0,742 \leq lk \leq 2,486$:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{[1 + 0,02(25,62 - 133,9lk + 288,8lk^2 - 334,5lk^3 + 226,5lk^4 - 89,73lk^5 + 19,31lk^6 - 1,744lk^7)]^{1/2}}$$

Eq.23

Se $2,486 \leq lk \leq 3,908$:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{[1 + 0,02(2,978 - 22,02lk + 24,87lk^2 - 11,64lk^3 + 2,973lk^4 - 0,4135lk^5 + 0,02445lk^6)]^{1/2}}$$

Eq.24

Se $lk > 3,908$:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{(1,1)^{1/2}}$$

Eq.25

7. Ampacidade

7.1. Finalmente, tendo sido calculados os valores de P_c, P_r e P_s, bem como o valor de R_{TC}, obtém-se a ampacidade a partir da Eq.26:

$$I_{AC} = \sqrt{\frac{Q_c + Q_R - Q_S}{R_{TCAC}}}$$

Eq.26

ANEXO III – METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DO LIMITE DE CARREGAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO EM REGIME DE CURTA DURAÇÃO

1. Conceituação de Emergência

1.1. A definição de operação em emergência encontra-se no item 3.5 da ABNT NBR 5422:1985: “situação em que a linha transporta corrente acima do valor nominal do projeto, durante período de tempo considerados curtos em relação ao período anual de operação”.

1.2. As CONDIÇÕES DE EMERGÊNCIA são conceituadas no item 10.4 da ABNT NBR 5422:1985. Segundo este item, os períodos de emergência devem obedecer aos seguintes critérios:

- a) Ter duração inferior a 4 dias, e
- b) O somatório das emergências em base anual não deve exceder a 5% do total de horas em regime normal de operação (aproximadamente 432 horas).

2. Delimitação da Condição de Emergência

2.1. O carregamento de linhas de transmissão (LT), na CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA, não deve violar os dispositivos contidos na ABNT NBR 5422:1985. Assim, os condicionantes a serem observados na definição dos limites de carregamento de curta duração são:

- a) A corrente em CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA deve ser um valor superior à corrente normal, limitada em sua duração; e
- b) As distâncias de segurança especificadas para as CONDIÇÕES DE EMERGÊNCIA devem ser respeitadas durante a operação nestas condições.

3. Temperatura Máxima nos Cabos Condutores

3.1. O carregamento na LT, associado a um conjunto de variáveis meteorológicas, onde predominam a temperatura ambiente, a velocidade e direção do vento e a radiação solar, deve levar os condutores a operarem em uma temperatura estável, desenvolvendo uma determinada flecha e, conseqüentemente, uma distância vertical para o solo ou elementos conflitantes sob os condutores (máquinas agrícolas, pessoas, veículos, etc).

3.2. A temperatura máxima admissível nos cabos condutores está definida na seção 5.2.2 da ABNT NBR 5422:1985.

4. Metodologia

4.1. O projeto de uma LT deve considerar a operação em regimes de curta duração, chamados de “operação em emergência”, nos quais se admite uma redução nas distâncias de segurança verticais.

4.2. Esta metodologia define fatores multiplicativos para o cálculo dos valores dos limites de corrente em regimes de operação de curta duração embasados na ABNT NBR 5422:1985.

4.3. Está sendo considerada, para todas as classes de tensão, a menor redução da distância de segurança vertical para o solo admitida na ABNT NBR 5422:1985, para regiões acessíveis apenas a máquinas agrícolas determinada para as LT da classe de 230 kV, (igual a 0,59 m, representativo do pior caso, já que todas as demais são superiores a 1,0 m).

4.4. Este valor está associado a um aumento de temperatura nos cabos condutores e, conseqüentemente, às correntes máximas admissíveis, considerando as condições ambientais determinadas para o regime de longa duração (o que torna ainda mais conservativo o resultado). Este encadeamento é ilustrado na Figura 1, abaixo:

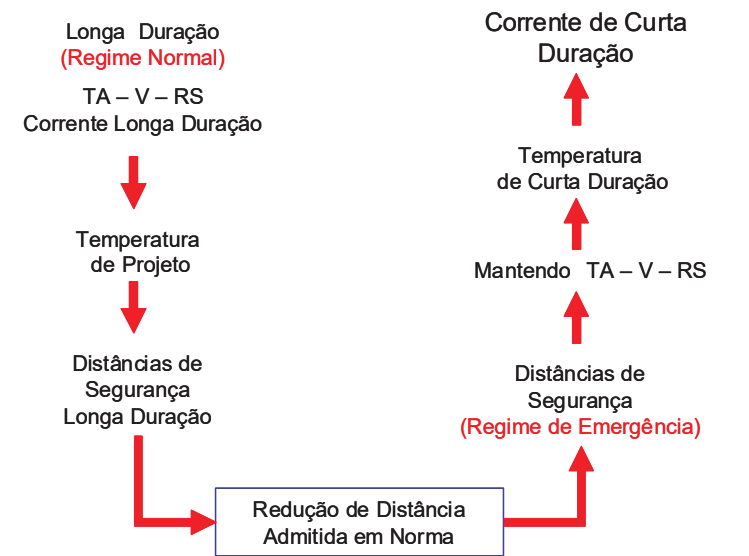


Figura 1 – Metodologia para Determinação da Corrente de Curta Duração (TA = Temperatura Ambiente; V = Velocidade do Vento; RS = Radiação Solar)

- 4.5. Utilizando-se este modelo, foi determinado o aumento de temperatura associado à redução das distâncias de segurança verticais em **0,59 m**, obtendo-se um valor de 16,4 °C superior ao considerado para o projeto da LT. Este valor definiu o valor da corrente a considerar na Operação em Regime de Curta Duração (emergência).
- 4.6. A partir desta Corrente, determinou-se um fator multiplicativo (*fator de sobrecorrente*), apresentado de forma generalizada e determinado pela relação entre os dois valores de corrente: o de Curta Duração e o de Longa Duração, obtidos para diversos tipos de cabos condutores e diversas temperaturas de projeto.
- 4.7. Considerando a necessidade da metodologia abranger todas as LT do sistema elétrico brasileiro e a inexistência de determinações para o estabelecimento das distâncias de segurança para LT de classes de tensão superiores a 230 kV na ABNT NBR 5422:1985, foi efetuada uma análise adicional baseada nos seguintes pontos principais:
- a) A ABNT NBR 5422:1985, em seus itens 3.5 - caracterizador do regime de operação em emergência - e 5.2.2.1 - que determina a verificação da ocorrência de temperaturas superiores à de projeto, estabelece a existência de correntes de emergência independentemente da classe de tensão da LT;
 - b) O National Electrical Safety Code - NESC, em sua edição 2002, extensamente utilizado no projeto de Linhas de Transmissão em nível mundial, permite o uso de distâncias reduzidas de segurança, conforme as tabelas 232-3 e 232-4 do documento NESC;
 - c) Com base nestas tabelas e dados típicos relativos às classes de tensão superiores a 230 kV, determinaram-se as distâncias de segurança, aplicando-se o modelo apresentado na Figura 1;
- 4.8. Os valores de redução de distâncias de segurança obtidos através desta metodologia resultaram, para as classes de tensão superiores a 230 kV, em valores superiores ao de 0,59 m proposto, o que torna conservativo o seu uso.
- 4.9. Considerando, finalmente, que além das distâncias de segurança, nenhum outro fator envolvido no cálculo é função da classe de tensão da LT, pode-se concluir que os fatores multiplicativos (fatores de sobrecorrente) determinados para a operação das LT em regime de Operação de Curta Duração (Emergência) para as LT de classe de tensão até 230 kV, pode ser estendido para todas as classes de tensão de forma conservativa.

5. Conclusão

- 5.1. Com base nos resultados obtidos, são estabelecidas as seguintes determinações para a operação em Regime de Curta Duração (Emergência):
- a) Os limites de carregamento das LT de qualquer classe de tensão entre 69 e 750 kV, para operação em regimes de curta duração, serão dados pelos limites de carregamento obtidos através da metodologia descrita no Anexo II dessa seção em regime normal de operação, multiplicados pelo fator multiplicativo (fator de sobrecorrente), conforme a Temperatura de Projeto (Temperatura do Conductor) utilizada para o projeto da LT, de acordo com a tabela a seguir:

Tabela 5 – Fator de correção para condição de emergência									
Temperatura de Projeto (Graus Celsius)									
	50	55	60	64	65	70	75	80	90
Fator	1,42	1,33	1,26	1,24	1,23	1,19	1,17	1,15	1,12

- b) Estes fatores independem da bitola dos condutores utilizados ou do seu tipo (AAC, ACSR ou ACAR);
- c) Os valores de fatores multiplicativos acima definidos devem ser considerados como valores mínimos, independentemente de qualquer outra condição de projeto ou operação.

ANEXO IV – CRITÉRIOS BÁSICOS PARA O CÁLCULO DO FATOR DE CARREGAMENTO

1. Geral

- 1.1. Este Anexo apresenta os critérios básicos para o cálculo do Fator de Carregamento “S” necessário ao estabelecimento de adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil e aumento do risco de falha em transformadores.

2. Fator de Carregamento “S”

- 2.1. Este fator é suportado pelo modelo simplificado de reação química baseado na teoria desenvolvida por Arrhenius, conforme disposto na Norma Técnica ABNT NBR 5416:1997. O fator “S” resulta da média ponderada do produto dos fatores “Vs” (perda de vida útil do transformador) e “Vf” (aumento do risco de falha) pelos intervalos de tempo em que o ciclo de carga de interesse foi estratificado, dentro do mês da ocorrência de sobrecarga.

Isto é:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n Vs_i \cdot Vf_i \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} = \frac{\sum_{i=1}^n Si \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} [pu]$$

Eq.1

onde:

S: fator de carregamento;
Vs_i: fator multiplicador associado à perda de vida útil, em cada um dos intervalos de tempo Δt_i no qual o período do ciclo de carga foi estratificado;
Vf_i: fator multiplicador associado ao risco adicional de falha, em cada um dos intervalos de tempo Δt_i no qual o período do ciclo de carga foi estratificado;
Δt_i: intervalo de tempo, de 15 minutos, no qual o período do ciclo de carga foi estratificado; e
n: número de intervalos de tempo Δt_i, no período de um mês em que houve ocorrência de c arregamento do transformador acima da sua potência nominal.

2.1 Fator Multiplicador “Vs”

- 2.1.1. O fator multiplicador “Vs” é determinado, em um intervalo do ciclo de carga, pela relação entre a perda de vida útil da isolação do transformador na condição de carga atual e a perda de vida útil normal para uma expectativa de vida de 40 anos. As perdas de vida são calculadas conforme a “teoria de Arrhenius”. Este fator, com característica exponencial, é dependente da temperatura absoluta (Kelvin) do ponto mais quente do enrolamento e das constantes A e B associadas à expectativa de vida da isolação de celulose.

Isto é:

- Perda de Vida Útil Normal (Expectativa de Vida de 40 anos):

$$PVn\% = \frac{\Delta t_i}{24 \cdot 365 \cdot 40} \cdot 100[\%]$$

Eq.2

- Perda de Vida Útil em um Intervalo do Ciclo de Carga:

$$PVS\% = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta es}+A\right)} \cdot \Delta t_i \cdot 100[\%]$$

Eq.3

dividindo-se (Eq. 3) por (Eq. 2) resulta:

$$VS = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta es}+A\right)} \cdot 24 \cdot 365 \cdot 40 = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta es}+A\right)} \cdot 350400[pu]$$

Eq.4

onde:

Vs: fator multiplicador associado à perda de vida útil;
A: constante da curva de expectativa de vida da isolação de papel para transformador de classe 55°C: A=-14,133 pu;
para transformador de classe 65°C: A=-13,391 pu;
B: constante da curva de expectativa de vida da isolação de papel B=6972.15; e
θes: temperatura (°C) do ponto mais quente do enrolamento do transformador no intervalo de tempo do ciclo de carga.

2.2. Fator Multiplicador “VF”

2.2.1. O fator multiplicador “VF”, associado ao aumento do risco de falha de um transformador operando em sobrecarga, é derivado da análise de confiabilidade do transformador. A taxa de falha em sobrecarga é estimada a partir da taxa de falha típica, corrigida com o fator multiplicador de sobrecarga “Vfs” obtido a partir da “teoria de Arrhenius”.

Isto é:

- Taxa de Falha de Transformador em um Período de Tempo

$$F = 100.\left(1 - e^{\Delta T.\ln\left(1-\frac{TXf}{100}\right)}\right)[\%]$$

Eq.5

onde:

F: taxa de falha (%/ano) do transformador no período ΔT considerado;
ΔT: período de tempo (ano) de expectativa referencial de vida útil; e
TXf: taxa de falha (%/ano) típica de transformador de potência do Sistema Elétrico Brasileiro.

2.2.2. Assim, é considerado o período de ΔT (ano) para a expectativa referencial de vida útil de um transformador e a taxa de falha em condição de sobrecarga proporcional ao fator multiplicador de sobrecarga “Vfs”, para a determinação do fator multiplicador “VF”. O valor deste fator, em base mensal, representa a média ponderada dos valores de “VF”, determinados em cada intervalo de tempo do ciclo de carga.

Isto é:

$$Vf = \frac{1 - e^{\Delta T \cdot Vfs \ln\left(1-\frac{TXf}{100}\right)}}{1 - e^{\Delta T \cdot \ln\left(1-\frac{TXf}{100}\right)}}[pu]$$

Eq.6

onde:

Vfs: fator multiplicador associado à perda de vida útil (relacionada àquela com a temperatura limite do ponto mais quente do enrolamento);
ΔT: período de tempo (ano) de expectativa referencial de vida útil; e
TXf: taxa de falha (%/ano) típica de transformador de potência do Sistema Elétrico Brasileiro.

2.2.3. O fator multiplicador Vfs é determinado, em um intervalo de tempo do ciclo de carga, pela relação entre a perda de vida da isolação do transformador na condição de carga atual e a perda de vida verificada na condição de carga com temperatura limite do ponto mais quente do enrolamento.

Isto é:

- Perda de Vida na Temperatura Limite:

$$PVI\% = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta en}+A\right)} \cdot \Delta t_i \cdot 100[\%]$$

Eq.7

- Perda de Vida em um Intervalo do Ciclo de Carga:

$$PVS\% = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta es}+A\right)} \cdot \Delta t_i \cdot 100[\%]$$

Eq.8

2.2.4. sendo as temperaturas absolutas limite e em carga dadas, respectivamente, por:

$$Ten = 273 + \theta en[K]$$

Eq.9

$$Tes = 273 + \theta es[K]$$

Eq.10

2.2.5. Dividindo-se (Eq. 8) por (Eq. 7) e introduzindo (Eq. 9) e (Eq. 10) resulta:

$$Vfs = 10^{B \cdot \left(\frac{1}{Ten} - \frac{1}{Tes}\right)}$$

Eq.11

onde:

B: constante da curva de expectativa de vida da isolação de papel B=6972.15;
θen: temperatura (°C) limite do ponto mais quente do enrolamento, conforme a seguir:
para transformador de classe 55°C: θen = 40+55+10=105°C
para transformador de classe 65°C: θen = 40+65+15=120°C; e
θes: temperatura (°C) do ponto mais quente do enrolamento do transformador no intervalo de tempo do ciclo de carga.

1.1. Adicional Financeiro por Sobrecarga

Quando houver um carregamento acima da potência nominal de um transformador, calcula-se o fator “Vs” para cada ciclo de carga dentro do mês em que foi constatada a sobrecarga. Se o fator “Vs” mensal resultante for maior que a unidade, procede-se o cálculo do correspondente Fator de Carregamento “S”. Este fator será multiplicado pelo PAGAMENTO BASE (PB), resultando um valor de Receita Parcial do equipamento no mês, que, diminuído do PAGAMENTO BASE, resultará no adicional financeiro a ser creditado à TRANSMISSORA proprietária do equipamento.



Isto é:

$$Adicional\ Financeiro = S.P_B - P_B = P_B.(S - 1)$$

Eq.12

onde:

S: fator de carregamento resultante no período de um mês; e
P_B: PAGAMENTO BASE correspondente ao transformador em sobrecarga.

2.3. Valores Referenciais para uso deste Anexo:

- a) A taxa de falha típica de transformador do Sistema Elétrico Brasileiro operando sob condições normais, sem sobrecarga, corresponde ao valor TXf =1,73%/ano, conforme Relatório Técnico do GCOI “RT.SCM.CDE.026 - Análise Estatística de Desempenho de Transformadores - 1998”; e
- b) A expectativa referencial de vida útil de transformadores ΔT é de 40 (quarenta) anos, conforme Resolução ANEEL nº 044, de 17 de março de 1999.

SEÇÃO 4.2 – REQUISITOS MÍNIMOS DE MANUTENÇÃO

1 OBJETIVO

- 1.1 Regulamentar os Requisitos Mínimos de Manutenção e o monitoramento da manutenção de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de REDE BÁSICA.

2 ASPECTOS GERAIS

- 2.1 Ficam estabelecidos os Requisitos Mínimos de Manutenção das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de REDE BÁSICA, conforme Anexo I.
- 2.1.1 A observância dos Requisitos Mínimos de Manutenção não exime a TRANSMISSORA da responsabilidade pela qualidade da manutenção das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO ou de eventual responsabilização em caso de sinistro de equipamentos.
- 2.2 A TRANSMISSORA deverá manter o histórico dos laudos técnicos e das grandezas físicas monitoradas e o registro dos resultados de comissionamentos, inspeções, ensaios, medições e manutenções executadas em equipamentos e linhas de transmissão durante todo o período da concessão.
- 2.2.1 Os registros devem conter, no mínimo, a descrição das atividades realizadas, os resultados obtidos, os eventuais problemas encontrados, os reparos realizados, o tempo de execução da manutenção e as informações funcionais da equipe que realizou os trabalhos.
- 2.2.2 Os laudos técnicos e resultados deverão ser disponibilizados para a ANEEL por meio de acesso remoto, através de *link* que permita acessos simultâneos de servidores devidamente cadastrados.
- 2.2.3 A TRANSMISSORA deverá disponibilizar para a ANEEL documento explicativo sobre o sistema no qual os relatórios e laudos estarão registrados, informando a forma de acesso, passo-a-passo, nome, telefones e endereço eletrônico do responsável pelas informações e por sanar dúvidas, assim como os dados necessários para registro e liberação de acesso remoto aos sistemas.
- 2.3 A presente Seção será avaliada após 23 de junho de 2021.

3 PLANO DE MANUTENÇÃO

- 3.1 As TRANSMISSORAS de energia elétrica deverão manter atualizado o plano de manutenção das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO sob sua responsabilidade, contendo as periodicidades e as atividades de manutenção, estabelecidas com base nas especificações dos equipamentos, nas normas técnicas, nas boas práticas de engenharia e nos conhecimentos específicos adquiridos pelas TRANSMISSORAS na manutenção dos equipamentos.
- 3.1.1 O plano de manutenção deve conter, além das atividades de manutenção, os critérios adotados para a definição do momento da execução da manutenção, tais como, tempo, índice de desempenho e grandezas monitoradas.
- 3.1.2 As atividades de manutenções preditivas e preventivas definidas nos planos de manutenção das TRANSMISSORAS não poderão ser inferiores às atividades mínimas estabelecidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção.
- 3.1.3 As periodicidades das manutenções preditivas e preventivas definidas nos planos de manutenção das TRANSMISSORAS não poderão ser superiores às periodicidades estabelecidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção.
- 3.2 As TRANSMISSORAS deverão realizar as atividades de manutenção preditiva e preventiva observando seus planos de manutenção e respeitando as atividades mínimas, periodicidades máximas e tolerâncias estabelecidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção.
- 3.2.1 Serão consideradas atendidas as atividades estabelecidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção quando substituídas por atividades de manutenção preditiva ou preventiva tecnicamente equivalentes, desde que a substituição esteja respaldada em Laudo Técnico assinado por engenheiro de manutenção qualificado e habilitado e pelo Responsável Técnico da empresa perante o CREA.
- 3.2.2 Serão consideradas atendidas no prazo as atividades realizadas dentro das tolerâncias definidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção, as quais já consideram eventuais reprogramações de intervenções por interesse sistêmico.
- 3.3 A TRANSMISSORA deverá disponibilizar o plano de manutenção de suas INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de REDE BÁSICA para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, por meio do sistema de acompanhamento da manutenção do ONS.
- 3.3.1 Os planos de manutenção deverão ser atualizados no sistema de acompanhamento da manutenção, anualmente, entre o primeiro dia do mês de agosto e o último dia do mês de novembro.
- 3.3.2 Os planos de manutenção serão validados automaticamente pelo sistema de acompanhamento da manutenção e somente serão aceitos quando em conformidade com os Requisitos Mínimos de Manutenção.
- 3.3.3 As manutenções decorrentes de manutenções preditivas ou preventivas previamente cadastradas no sistema de acompanhamento da manutenção poderão ser acrescentadas ao plano de manutenção da TRANSMISSORA desde que informadas no sistema de acompanhamento da manutenção em até 30 dias contados do término da manutenção preditiva ou preventiva originária.
- 3.4 O ONS deverá verificar sistematicamente, por meio de registros, a execução dos planos de manutenção das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de REDE BÁSICA, alertando às TRANSMISSORAS e à ANEEL sobre os desvios observados.
- 3.4.1 Anualmente, o ONS encaminhará para a ANEEL, até o nonagésimo dia do ano corrente, relatório de acompanhamento da manutenção do ano anterior, destacando os indicadores de execução dos planos de manutenção por TRANSMISSORA.
- 3.4.2 O banco de dados referente ao sistema de acompanhamento da manutenção deverá ser disponibilizado para a ANEEL por meio de acesso remoto, através de *link* que permita acessos simultâneos de servidores devidamente cadastrados.

4 MANUTENÇÃO BASEADA NA CONDIÇÃO OU NA CONFIABILIDADE

- 4.1 Quando da adoção de técnicas de manutenção baseadas na condição ou na confiabilidade, a TRANSMISSORA deverá:

- a)

disponibilizar no sistema de acompanhamento da manutenção um plano de manutenção baseado no tempo, respeitando os Requisitos Mínimos de Manutenção;
- b)

executar atividades de manutenção preditiva com frequência igual ou superior à estabelecida nos Requisitos Mínimos de Manutenção; e
- c)

informar no sistema de acompanhamento da manutenção o registro de identificação do Laudo Técnico que justifique, com base nas técnicas de manutenção adotadas, a postergação da manutenção preventiva, caso ela não seja realizada até o período definido nos Requisitos Mínimo de Manutenção.
- 4.1.1

O Laudo Técnico deverá conter as referências técnicas, os dados e as informações utilizados, os históricos de grandezas físicas utilizadas, as respectivas curvas de tendência e o detalhamento da análise da condição do equipamento que justifiquem a postergação da manutenção preventiva baseada no tempo.
- 4.1.2

O Laudo Técnico deverá ser assinado por engenheiro de manutenção qualificado e habilitado e pelo Responsável Técnico da empresa perante o CREA.

5 REFERÊNCIAS

Arts. 6º, 29 e 31 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

Art. 34 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Arts. 2º e 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Incisos IV, XIV, XV e XVI do art.4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

Processo SIC nº 48500.006738/2013-07.

6 ANEXOS

- 6.1

ANEXO I – REQUISITOS MÍNIMOS DE MANUTENÇÃO.

ANEXO I – REQUISITOS MÍNIMOS DE MANUTENÇÃO

1. Requisitos Mínimos de Manutenção

- 1.1.

Os Requisitos Mínimos de Manutenção definem as atividades mínimas de manutenção preditiva e preventiva e suas periodicidades para transformadores de potência e autotransformadores, reatores de potência, banco de capacitores paralelos, disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores para instrumentos, para-raios, linhas de transmissão e para chaves de alta velocidade, medidores de tensão e corrente, filtros e válvulas de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO em Corrente Contínua em Alta Tensão (CCAT).
- 1.2.

As atividades e periodicidades de manutenção para outros equipamentos, inclusive para os sistemas de proteção e serviços auxiliares, apesar de não constarem nos Requisitos Mínimos de Manutenção, devem estar especificadas nos planos de manutenção das TRANSMISSORAS.
- 1.3.

As atividades estabelecidas neste documento não constituem o conjunto completo de atividades necessárias à manutenção dos equipamentos e linhas de transmissão, mas o mínimo aceitável do ponto de vista regulatório. Assim, cabe à TRANSMISSORA estabelecer seu plano de manutenção, com base nas normas técnicas, nos manuais dos fabricantes, nas boas práticas de engenharia e nos conhecimentos específicos adquiridos pelas TRANSMISSORAS na manutenção dos equipamentos, a fim de garantir a prestação do serviço adequado e a conservação das instalações sob sua concessão.
- 1.4.

A partir dos resultados das manutenções preditivas e preventivas a TRANSMISSORA deve programar as manutenções decorrentes ou monitorar as anomalias verificadas.
- 1.5.

As manutenções preventivas só poderão ser realizadas em intervalos superiores aos estabelecidos neste plano quando forem adotadas técnicas de manutenção baseadas na condição ou na confiabilidade. Neste caso, deverá ser apresentado Laudo Técnico que aponte a condição do equipamento que justifique a postergação da manutenção preventiva baseada no tempo.

2. Manutenção Preditiva

- 2.1.

As atividades mínimas de manutenção preditiva em subestações consistem em:

a)

Inspeções Termográficas nos equipamentos e em suas conexões;

b)

Ensaio do Óleo Isolante dos equipamentos.
- 2.2.

As inspeções termográficas em subestações devem ser realizadas, no mínimo, a cada seis meses, devendo ser avaliados todos os equipamentos de alta tensão da subestação e não apenas as conexões.
- 2.3.

Para os ensaios do óleo isolante, como envolvem equipamentos específicos, os critérios e periodicidades estão definidos no item referente aos equipamentos.
- 2.4.

As inspeções visuais devem ser realizadas regularmente visando verificar o estado geral de conservação da subestação, incluindo a limpeza dos equipamentos, a qualidade da iluminação do pátio e a adequação dos itens de segurança (por exemplo, extintores e sinalização). Durante as inspeções visuais devem ser verificados, entre outras coisas, a existência de vazamentos de óleo, gás ou água nos equipamentos e de ferrugem e corrosão em equipamentos e estruturas metálicas, a existência de vibração e ruídos anormais, o nível de óleo, gás e água dos principais equipamentos e o estado de conservação dos armários e canaletas e as condições dos aterramentos.
- 2.5.

A partir de 6 de julho de 2020, as TRANSMISSORAS devem verificar localmente o estado de conservação das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO teleassistidas, sem assistência local, em periodicidade mínima mensal.

3. Transformadores de Potência e Autotransformadores

- 3.1.

As atividades mínimas de manutenção em transformadores e autotransformadores consistem em:

a)

Análise dos gases dissolvidos no óleo isolante;

b)

Ensaio físico-químico do óleo isolante;

c)

Manutenção preventiva periódica.
- 3.2.

A análise dos gases dissolvidos e o ensaio físico-químico do óleo isolante devem ser realizados conforme as normas técnicas específicas e com a periodicidade definida na Tabela 6.
- 3.3.

A manutenção preventiva periódica de transformadores deve ser repetida em período igual ou inferior a 72 meses, com a realização, no mínimo, das seguintes atividades:

- Inspeção do estado geral de conservação: limpeza, pintura e corrosão nas partes metálicas;

- Verificação da existência de vazamentos de óleo isolante;

- Verificação da existência de vazamentos de gás;

- Verificação do estado de conservação das vedações dos painéis;

- Verificação do aterramento do tanque principal;

- Verificação do funcionamento dos circuitos do relé de gás, do relé de fluxo e da válvula de alívio de pressão do tanque principal;

- Verificação do estado de saturação do material secante utilizado na preservação do óleo isolante;

- Verificação do adequado funcionamento das bolsas e membranas do conservador;

- Verificação dos indicadores de nível do óleo isolante e dos indicadores de temperatura;

- Verificação do funcionamento dos ventiladores e bombas do sistema de resfriamento;

- Verificação da comutação sob carga na função manual e automática;

- Verificação do nível do óleo do compartimento do comutador;
- 

Este documento pode ser verificado no endereço eletrônico

http://www.in.gov.br/autenticidade.html, pelo código 05152025103000106
- 106
- Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001, que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil.



- Inspeção da caixa de acionamento motorizado do comutador;

- Ensaios de fator de potência e de capacitância das buchas com derivação capacitiva.
- 3.4. Em função das manutenções preditivas e preventivas realizadas e do número de comutação (em transformadores com comutador em carga) deve ser avaliada a necessidade de realização das seguintes atividades na manutenção preventiva periódica:
- Inspeção interna do comutador;

-Verificação do estado das conexões elétricas do comutador e do sistema de isolamento;

-Verificação do desgaste dos contatos elétricos e troca dos componentes desgastados;

-Ensaio de relação de transformação nos pontos de comutação central e extremos;

-Verificação do estado do óleo isolante dos comutadores (quando aplicável);

-Verificação do mecanismo de acionamento do comutador;

-Ensaios de fator de potência, de resistência de isolamento e de resistência ôhmica dos enrolamentos.

3.5. A Tabela 6 resume as atividades mínimas e periodicidades para a manutenção de transformadores de potência e autotransformadores.

Tabela 6 – Resumo manutenção de transformadores de potência e autotransformadores	
Atividade	Periodicidade máxima (meses)
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
Ensaio físico-químico do óleo isolante	24
Manutenção preventiva periódica	72

4. Reatores de Potência

- 4.1. As atividades mínimas de manutenção em reatores consistem em:
- a) Análise dos gases dissolvidos no óleo isolante;

b) Ensaio físico-químico do óleo isolante;

c) Manutenção preventiva periódica.
- 4.2. A análise dos gases dissolvidos e o ensaio físico-químico do óleo isolante devem ser realizados conforme as normas técnicas específicas e com a periodicidade definida na Tabela 7.
- 4.3. A manutenção preventiva periódica de reatores deve ser repetida em período igual ou inferior a 72 meses, com a realização, no mínimo, das seguintes atividades:
- Inspeção do estado geral de conservação: limpeza, pintura e corrosão nas partes metálicas;

- Verificação da existência de vazamentos de óleo isolante;

- Verificação do estado de conservação das vedações dos painéis;

-Verificação do aterramento do tanque principal;

- Verificação do funcionamento dos circuitos do relé gás, do relé de fluxo e da válvula de alívio de pressão do tanque principal;

-Verificação do estado de saturação do material secante utilizado na preservação do óleo isolante;

-Verificação do adequado funcionamento das bolsas e membranas do conservador;

-Verificação dos indicadores de nível do óleo isolante e dos indicadores de temperatura;

- Verificação do funcionamento dos ventiladores e bombas do sistema de resfriamento;

- Ensaios de fator de potência e de capacitância das buchas com derivação capacitiva.
- 4.4. Em função das manutenções preditivas e preventivas realizadas deve ser avaliada a necessidade de realização dos ensaios de fator de potência, de resistência de isolamento e de resistência ôhmica dos enrolamentos.
- 4.5. A Tabela 7 resume as atividades mínimas e periodicidades para a manutenção de reatores.

Tabela 7 – Resumo manutenção de reatores	
Atividade	Periodicidade máxima (meses)
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
Ensaio físico-químico do óleo isolante	24
Manutenção preventiva periódica	72

5. Banco de Capacitores Paralelos e Filtros

- 5.1. As manutenções preventivas de bancos de capacitores paralelos devem ser realizadas, no mínimo, a cada 36 meses e as de filtros, no mínimo, a cada 48 meses, quando devem ser realizadas as seguintes atividades:
- Inspeção do estado geral de conservação: limpeza, pintura e incrustações;

- Inspeção geral das conexões e verificação da existência de vazamentos e deformações;

-Medição da capacitância;

-Medição da resistência;

-Reaperto de conexões e substituição de componentes, quando necessário.

6. Disjuntores e Chaves de Alta Velocidade

- 6.1. As manutenções preventivas periódicas de disjuntores e de chaves de alta velocidade devem ser realizadas, no mínimo, a cada 72 meses e consistem nas seguintes atividades mínimas de manutenção:
- Verificação geral na pintura, estado das porcelanas e corrosão;

- Inspeção geral das conexões;

- Remoção de indícios de ferrugem;

- Lubrificação, onde aplicável;

- Verificações do sistema de acionamento e acessórios;

- Verificação do funcionamento de densímetros, pressostatos e manostatos;

- Verificações do circuito de comando e sinalizações e dos níveis de alarmes;

- Verificação de vazamento em circuitos hidráulicos e amortecedores;

- Verificação de vazamentos de gás ou óleo;

- Execução de ensaios de resistência de contatos do circuito principal;

- Execução de ensaios nas buchas condensivas com tap capacitivo;

- Medição dos tempos de operação: abertura e fechamento;

- Verificação das bobinas e sistema antibombeamento;

- Teste do comando local e a distância e acionamento do relé de discordância de polos;

- Verificação do tanque de ar e do óleo do compressor;

- Ensaios de fator de potência e capacitância dos capacitores de equalização, quando for o caso;

- Ensaios de capacitância e indutância dos equipamentos do circuito ressonante, quando for o caso.
- 6.2. No caso de disjuntores GVO, além das atividades do item 6.1:
- Ensaio de rigidez dielétrica do óleo.

- Ensaio de resistência de isolamento no circuito principal.
- 6.3. No caso de disjuntores a PVO, além das atividades do item 6.1:

☒ Ensaios de fator de potência ou de resistência de isolamento do disjuntor.

6.4. No caso de disjuntores a ar comprimido, além das atividades do item 6.1:

- Verificação dos reservatórios de ar comprimido;
- Ensaios nos reservatórios de ar comprimido, quando necessário.

6.5. No caso de disjuntores a SF6, além das atividades do item 6.1:

☒ Reposição de gás SF6.

6.6. A partir dos resultados das manutenções preditivas, preventivas e do número de operações dos disjuntores, deve ser avaliada a necessidade de abertura da câmara de extinção e da substituição de contatos, vedações, rolamentos, buchas, molas, gatilhos, amortecedores e componentes elétricos do painel.

7. Chaves Seccionadoras, Transformadores para Instrumento, Para-Raios e Medidores em CCAT

7.1. As manutenções preventivas periódicas de chaves seccionadoras, transformadores para instrumento, para-raios e medidores de tensão e corrente em CCAT devem ser realizadas no mínimo a cada 72 meses, preferencialmente coincidindo com a manutenção preventiva do equipamento principal da FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT) a qual estes equipamentos estão associados, buscando o aproveitamento dos desligamentos e uma maior disponibilidade da FT.

7.2. As manutenções em chaves seccionadoras, transformadores para instrumentos, para-raios e medidores de tensão e corrente em CCAT devem ser registradas no sistema de acompanhamento de manutenção do ONS, relacionando estas atividades ao equipamento principal da FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT).

7.3. Para as **chaves seccionadoras**, as atividades mínimas de manutenção a serem realizadas nas manutenções preventivas periódicas são:

- Inspeção geral do estado de conservação;
- Verificação da necessidade de limpeza, lubrificação ou substituição dos contatos;
- Inspeção dos cabos de baixa tensão e de aterramento;
- Inspeção do armário de comando e seus componentes;
- Inspeção e limpeza de isoladores, das colunas de suporte e dos flanges dos isoladores;
- Lubrificação dos principais rolamentos e articulações das hastes de acoplamento, quando aplicável;
- Verificação do funcionamento dos controles locais e da operação manual;
- Verificação dos ajustes das chaves de fim de curso;
- Verificação de ajustes, alinhamento e simultaneidade de operação das fases;
- Verificação da operação da resistência de aquecimento.

7.4. Em função das manutenções preditivas e preventivas realizadas deve ser avaliada a necessidade de realização dos ensaios de medição de resistência de contato.

7.5. No caso de **transformadores para instrumento** e medidores de tensão e corrente em CCAT, as atividades mínimas de manutenção preventiva consistem em:

- Verificações do estado geral de conservação;
- Inspeção geral das conexões;
- Verificações da limpeza de isoladores;
- Verificação da existência de vazamentos de óleo isolante e/ou gás;
- Reposição de óleo e/ou gás SF6;
- Verificação do estado do material secante utilizado.

7.6. Em função das manutenções preditivas e preventivas realizadas deve ser avaliada a necessidade de realização dos ensaios de resistência de isolamento e de fator de potência.

7.7. Na manutenção preventiva de **para-raios** devem ser realizadas verificações gerais do estado de conservação das ferragens e da porcelana, dos invólucros, dos miliamperímetros e dispositivo contador de descargas, caso existam.

8. Linhas de Transmissão

8.1. A atividade mínima de manutenção para as linhas de transmissão é a inspeção de rotina, que deve ser realizada, no mínimo, a cada doze meses.

8.2. Nas inspeções de rotina devem ser verificados: o estado geral da linha de transmissão, a situação dos estais, a integridade dos cabos condutores e para-raios, a estabilidade das estruturas, a integridade das cadeias de isoladores, a situação dos acessos às estruturas, a proximidade da vegetação aos cabos, a existência de vegetação que coloque em risco a operação da linha de transmissão em caso de incidência de queimadas e os casos de invasão de faixa de servidão.

8.3. Os cronogramas de inspeções e execução de serviços de limpeza de faixas de servidão devem ser informados em sistema da ANEEL, à critério da fiscalização.

8.4. Nas inspeções de rotina para verificação da proximidade da vegetação aos cabos e da existência de vegetação que coloque em risco a operação da linha de transmissão em caso de incidência de queimadas, a critério a fiscalização, deverá ser utilizado o aplicativo da ANEEL para dispositivos móveis específico para esta finalidade, de modo que sejam registradas evidências fotográficas geoespacializadas que representem nitidamente as situações de todos os vãos das linhas de transmissão. Nos vãos em que forem constatadas necessidades de realização de podas e/ou roçadas, deverão ser registradas novas evidências fotográficas geoespacializadas após a realização dessas atividades.

8.5. A partir da análise do desempenho da linha de transmissão e dos resultados das inspeções regulares de rotina deve ser avaliada a necessidade de inspeções detalhadas das estruturas, inspeções termográficas, inspeções noturnas para observação de centelhamento em isolamentos ou de inspeções específicas para identificação de defeitos (oxidação de grelhas, estado das cadeias, danificação de condutores internos a grampos de suspensão ou espaçadores, degradação dos aterramentos (contrapesos), etc.). Também deve ser avaliada a necessidade de medição da resistência de aterramento em estruturas onde haja suspeita de mau desempenho do sistema de aterramento, de verificação de tração de estais e de manutenção preventiva e corretiva em estruturas, cabos e acessórios.

8.6. Deve ser avaliada a necessidade de realização de inspeções adicionais nas áreas com risco potencial de vandalismo (trechos urbanos com alta concentração demográfica), áreas de implantação industrial (com alta concentração de poluentes) e áreas junto ao litoral.

8.7. As TRANSMISSORAS devem manter cadastro atualizado das linhas de transmissão, contendo as restrições ambientais e as periodicidades de podas e roçadas recomendadas internamente, bem como as dificuldades legais de realização de limpeza de faixa.

9. Válvulas

9.1. A manutenção preventiva periódica de válvulas de INSTALAÇÃO DE TRANSMISSÃO em CCAT deve ser repetida em período igual ou inferior a 24 meses, com a realização, no mínimo, das seguintes atividades:

- Inspeção do estado geral de conservação: limpeza e corrosão nas partes metálicas;
- Inspeção da conexão elétrica com o eletrodo;
- Verificação dos tiristores e dos circuitos snubbers nos módulos das válvulas;
- Verificação dos barramentos de conexão nos módulos das válvulas;
- Verificação das conexões e dos tubos do circuito de resfriamento;
- Verificação do sistema de detecção de vazamento de água das válvulas;
- Inspeção e limpeza dos isoladores, das colunas de suporte e dos flanges dos isoladores;
- Inspeção, limpeza e verificação do adequado funcionamento do sistema de resfriamento das válvulas;
- Inspeção, limpeza e verificação do adequado funcionamento do sistema de ventilação das válvulas;
- Inspeção, limpeza e verificação do adequado funcionamento do sistema anti-incêndio da sala das válvulas.

9.2. Os ensaios de fator de potência e de capacitância das buchas com derivação capacitiva devem ser realizados, no mínimo, a cada 72 meses.

10. Resumo das Periodicidades de Manutenção

10.1. A Tabela 8 apresenta o resumo das periodicidades e das tolerâncias para a realização das atividades de manutenção, as quais consideram as eventuais reprogramações de intervenções por interesse sistêmico.

Tabela 8 – Resumo das atividades de manutenção			
Atividade	Equipamento	Periodicidades máximas (meses)	Tolerância (meses)
Inspeções Termográficas	Equipamentos de Subestações	6	1
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	Transformadores de Potência ou Autotransformadores	6	1
	Reatores de Potência		
Ensaio físico-químico do óleo isolante	Transformadores de Potência ou Autotransformadores	24	4
	Reatores de Potência		
Manutenção Preventiva Periódica	Transformadores de Potência ou Autotransformadores	72	12
	Reatores de Potência		
	Disjuntores		
	Chave Seccionadora		
	Chave de Alta Velocidade		
	Medidores de Tensão e Corrente em CCAT		
	Transformadores para Instrumento		
	Para-raios		
Manutenção Preventiva Periódica	Banco de Capacitores Paralelos	36	6
Manutenção Preventiva Periódica	Filtros	48	8
Manutenção Preventiva Periódica	Válvulas	24	4
Inspeção de Rotina	Linha de Transmissão	12	2

SEÇÃO 4.3 – QUALIDADE

1 OBJETIVO

1.1 Estabelecer as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à CAPACIDADE OPERATIVA das instalações sob responsabilidade de TRANSMISSORA integrantes da REDE BÁSICA e das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADAS A INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS (II) que se conectam à REDE BÁSICA.

2 ASPECTOS GERAIS

2.1 A qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na CAPACIDADE OPERATIVA das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

2.1.1 O ONS deverá disponibilizar em seu sítio e encaminhar à ANEEL, até o quinto dia útil do mês de junho de cada ano, relatório técnico contendo os atrasos, as indisponibilidades, as restrições de CAPACIDADE OPERATIVA e os descontos das parcelas variáveis associadas a cada evento, apurados de junho do ano anterior a maio do ano em curso, para as FT integrantes das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de que tratam esta Seção.

2.1.2 O ONS deve encaminhar à ANEEL, até o dia 31 de março de cada ano, a disponibilidade anual das FT – Conversoras apurada no ano civil anterior.

2.1.3 Quando o número de OUTROS DESLIGAMENTOS de uma FT ultrapassar o correspondente PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS, conforme estabelecido no Anexo I, apurado no período contínuo de 12 (doze) meses anteriores ao mês de início da apuração, o ONS deverá informá-lo à ANEEL para fins de fiscalização.

2.1.4 Não se aplicam os fatores Ko e Kp estabelecidos no Anexo I para as instalações integrantes de concessão decorrente de licitação cujos fatores Ko e Kp estejam estabelecidos nos respectivos editais de licitação, nos contratos de concessão ou em resoluções autorizativas.

2.2 A presente Seção, no que diz respeito a FT – Conversora, será objeto de Avaliação de Resultado Regulatório – ARR até 1º de janeiro de 2026.

3 APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL

3.1 A exceção da INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA, o período da indisponibilidade e o período e a magnitude da restrição da CAPACIDADE OPERATIVA devem ser apurados pelo ONS para cada evento com duração igual ou superior a 1 (um) minuto, sem prejuízo da aplicação de penalidades.

3.1.1 Aplica-se PARCELA VARIÁVEL POR ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO (PVA) a uma FT quando ocorrer ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO da referida FT.

3.1.2 Aplica-se PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE (PVI) a uma FT quando ocorrer DESLIGAMENTO PROGRAMADO ou OUTROS DESLIGAMENTOS da referida FT.

3.1.3 Aplica-se PVI, com os mesmos parâmetros de OUTROS DESLIGAMENTOS, a uma FT assistida remotamente enquanto ela permanecer energizada e houver impossibilidade de utilização de seus equipamentos para manobra ou operação.

3.1.4 Aplica-se PARCELA VARIÁVEL POR RESTRIÇÃO OPERATIVA (PVRO) a uma FT quando houver restrição de CAPACIDADE OPERATIVA da referida FT.

3.1.5 O desconto da parcela variável correspondente a FT constituída por instalações sob responsabilidade de mais de uma concessão deverá ser aplicado à parcela de receita associada às instalações da TRANSMISSORA responsável pelo evento.

FT – Conversora

3.2 As TRANSMISSORAS devem informar ao ONS o início e o término de cada INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA e a redução da capacidade de transmissão de potência dela resultante.

3.2.1 As TRANSMISSORAS devem manter os dados de forma auditável para fins de fiscalização.

3.3 As INDISPONIBILIDADES NA FT – CONVERSORA resultam na aplicação de PARCELA VARIÁVEL DE FT – CONVERSORA (PVC).

3.3.1 Não se aplica PVI ou PVRO em FT – Conversora.

3.4 Para cada INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA, o ONS deve calcular a DURAÇÃO REAL DA INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA e a DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA.

3.4.1 A DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA deve ser calculada da seguinte forma:

$$DEI = \sum_{j=1}^N \left(d_j \cdot \frac{P_j}{P_{nom}} \right)$$

Eq.1

onde:

DEI: DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA;
N: Número de alterações na capacidade de transmissão de potência durante a INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA;
d_j: Período da INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA, em minutos, com a redução de capacidade *P_j*;
P_j: Capacidade de transmissão de potência, em MW, reduzida no período *d_j* em consequência da INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA; e
P_{nom}: Capacidade nominal contratada de transmissão de potência, em MW.

3.4.2 Quando houver mais de uma INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA no mesmo período, para o cálculo da DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA deve ser considerada a parcela incremental de redução da capacidade de transmissão de potência causada pela INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA.

3.5 A disponibilidade anual da FT – Conversora deve ser calculada pelo ONS, para cada ano civil, da seguinte forma:

$$DISP_a\% = 100 \cdot \left[1 - \frac{1}{24 \cdot 60 \cdot D} \cdot \sum_{i=1}^{NI} DEI_i \right]$$

Eq.2

onde:

DISP_a: Disponibilidade anual;
D: Número de dias no ano;
NI: Número de INDISPONIBILIDADES NA FT – CONVERSORA no ano; e
DEI_i: DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE / NA FT – CONVERSORA;

Equipamento reserva remunerado

3.6 A TRANSMISSORA deverá informar ao ONS quando ocorrer:

- a) a utilização de equipamento reserva remunerado para manter uma FT em operação;
- b) a indisponibilidade de equipamento reserva remunerado; e
- c) o retorno de equipamento reserva remunerado à condição de disponível.

3.6.1 Em lugar da aplicação da PVI, será descontada parcela da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP):

- a) de equipamento substituído por equipamento reserva remunerado considerando o período em que o equipamento substituído não estiver sendo utilizado para manter em operação uma FT, devendo, neste caso, não ser aplicado desconto na parcela da RAP do equipamento reserva remunerado; e
- b) de equipamento reserva remunerado considerando o período em que estiver indisponível.

3.6.2 Quando o equipamento reserva remunerado informado como disponível não puder ser utilizado, o período de que trata a alínea b) do item 3.6.1 deverá ser acrescido do período compreendido entre a data da solicitação pelo ONS para utilização e a última data informada como de retorno do equipamento reserva remunerado à condição de disponível ou, na ausência dessa informação, a data mais recente estabelecida no TERMO DE LIBERAÇÃO para operação comercial.

Queimada ou incêndio florestal

3.7 A TRANSMISSORA deverá requerer aos órgãos ambientais competentes as autorizações para a execução de ações necessárias para preservar a disponibilidade e a plena CAPACIDADE OPERATIVA das instalações sob sua responsabilidade.

3.7.1 Aplica-se PVI ou PVRO, respectivamente, no caso de indisponibilidade ou restrição operativa de FT em função de risco ou ocorrência de queimada ou incêndio florestal.

3.7.2 Na aplicação da PVRO o ONS deverá estabelecer os valores das restrições de curta e longa duração, devendo ser atribuído o valor de 100 % (cem por cento) para o caso de haver risco ou ocorrência de queimada ou incêndio florestal que resulte na impossibilidade do uso de FT disponível.

3.7.3 A TRANSMISSORA responsável por instalações nas regiões com maior risco de queimada ou incêndio florestal deverá encaminhar até 31 de dezembro de cada ano relatório à ANEEL e ao ONS apresentando as ações planejadas e executadas de forma a garantir a disponibilidade e a plena CAPACIDADE OPERATIVA dessas instalações.

3.7.4 Caso ocorra queimada ou incêndio florestal em áreas que não estejam sob responsabilidade da TRANSMISSORA, ela poderá requerer ao ONS a recontabilização da PVI ou da PVRO correspondente, apresentando as respectivas comprovações das ações adotadas nas áreas sob sua responsabilidade.

3.7.5 Caso os órgãos ambientais não concedam as autorizações por razões que não estejam sob responsabilidade da TRANSMISSORA, ela poderá requerer ao ONS a recontabilização da PVI ou da PVRO correspondente apresentando as análises e conclusões dos órgãos ambientais.

4 CÁLCULO E LIMITES DA PARCELA VARIÁVEL

4.1 O valor da PVA será calculado conforme os seguintes critérios:

- a) o período de atraso será limitado em 90 (noventa) dias para efeito de desconto;
- b) o valor por dia de atraso nos primeiros 60 (sessenta) dias corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor “pro rata-dia” do PB da FT; e
- c) o valor por dia de atraso entre o 61º (sexagésimo primeiro) dia e o 90º (nonagésimo) dia corresponderá ao valor “pro rata-dia” do PB da FT.

4.1.1 O valor da PVA será descontado em parcelas iguais nos (18) dezoito primeiros meses a partir da entrada em operação comercial da FT.

4.1.2 A PVA aplicada pelo ONS poderá ser recontabilizada caso a ANEEL, mediante solicitação da TRANSMISSORA, isente parcial ou totalmente a responsabilidade da TRANSMISSORA pelo atraso.

4.2 O valor da PVI será calculado da seguinte forma:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_o_j \cdot PAOD_j) \right)$$

Eq.3

sendo:

D: Número de dias no mês da ocorrência;
24.60.D: Número de minutos no mês da ocorrência;
PB: PAGAMENTO BASE da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;
PADP_i: Período Associado a DESLIGAMENTO PROGRAMADO *i*, em minutos;
PAOD_j: Período Associado a OUTRO DESLIGAMENTO *j*, em minutos;
K_p: Fator multiplicador para DESLIGAMENTO PROGRAMADO (Anexo I);
K_o: Fator multiplicador para OUTROS DESLIGAMENTOS (Anexo I), sendo que esse fator será reduzido para *K_p* após o 300º minuto;
NP: Número de DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS da FT ocorrido ao longo do mês; e
NO: Número de OUTROS DESLIGAMENTOS da FT ocorrido ao longo do mês.

- 4.2.1 O desligamento de FT na qual esteja sendo realizada intervenção programada junto ao ONS em instalação energizada será classificado como OUTROS DESLIGAMENTOS, utilizando-se o fator Ko igual ao Kp, não devendo ser considerado no cômputo do PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS.
- 4.2.2 O desligamento de FT para INTERVENÇÃO DE URGÊNCIA será classificado como OUTROS DESLIGAMENTOS, utilizando-se o fator Ko igual a 50 (cinquenta).
- 4.2.3 Quando, por responsabilidade da TRANSMISSORA, a duração do DESLIGAMENTO PROGRAMADO de uma FT for superior ao período estabelecido junto ao ONS, o período de atraso será classificado como OUTROS DESLIGAMENTOS, utilizando-se o fator Kp multiplicado por 1,5 (um e meio) nos primeiros 30 minutos de atraso e o fator Kp multiplicado por 5 (cinco) no período subsequente, não devendo ser considerado no cômputo do PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS.
- 4.2.4 Se o ONS solicitar o religamento de uma FT, após a TRANSMISSORA informar ao ONS que a referida FT está apta a ser religada, e essa FT não for religada, ela será considerada indisponível e o período subsequente à informação da TRANSMISSORA considerado como OUTROS DESLIGAMENTOS, não devendo ser considerado no cômputo do PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS.
- 4.2.5 Se o ONS solicitar o religamento de uma FT disponível que esteja desligada por conveniência operativa e essa FT não for religada, ela será considerada indisponível e o período subsequente à solicitação do ONS considerado como OUTROS DESLIGAMENTOS, não devendo ser considerado no cômputo do PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS.
- 4.2.6 Quando a duração do DESLIGAMENTO PROGRAMADO for menor do que o período estabelecido junto ao ONS, a PVI para o período entre o retorno à disponibilidade e o final do período programado será calculada sobre 20% (vinte por cento) do período programado junto ao ONS e não utilizado.

4.3 O valor da PVRO será calculado da seguinte forma:

$$PVRO = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(\sum_{i=1}^{NRL} (ROL_i \cdot DROL_i) + \sum_{c=1}^{NRC} (ROC_c \cdot DROC_c) \right)$$

Eq.4

sendo:

D: Número de dias no mês da ocorrência;
24.60.D: Número de minutos no mês da ocorrência;
PB: PAGAMENTO BASE da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;
ROL: Redução proporcional da CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO;
ROC: Redução proporcional da CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO;
DROL: Duração, em minutos, de uma restrição operativa de longa duração que ocorreu durante o mês para a FT submetida à restrição;
DROC: Duração, em minutos, de uma restrição operativa de curta duração que ocorreu durante o mês para a FT submetida à restrição;
NRL: Número de restrições operativas de longa duração no mês; e
NRC: Número de restrições operativas de curta duração no mês.

- 4.3.1 A redução da CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO e a redução da CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO da FT serão estabelecidas tendo como referência o valor contratado, independentemente da necessidade operacional do sistema.
- 4.3.2 Caso ocorra um evento que altere o valor da restrição operativa temporária da FT, a PVRO será calculada com base na nova condição, a partir do momento de sua ocorrência.
- 4.3.3 Na FT - Transformação em que houver indisponibilidade apenas do enrolamento terciário, será aplicada a PVRO de forma proporcional à razão entre a capacidade do enrolamento terciário e a capacidade total da FT.
- 4.3.4 A aplicação da PVRO de uma FT cessará quando a TRANSMISSORA informar ao ONS a eliminação da restrição operativa ou a permanência da restrição operativa devida a terceiro.
- 4.4 O valor da PVC será calculado da seguinte forma:

$$PVC = \frac{PB}{24 \cdot 60 \cdot D} \cdot \sum_{i=1}^{NI} \left[\sum_{j=1}^N d_{ij} \cdot \left(0,025 + K_{ij} \cdot \frac{P_{ij}}{P_{nom}} \right) \right]$$

Eq.5

onde:

PB: PAGAMENTO BASE da FT – Conversora;
D: Número de dias no mês;
NI: Número de INDISPONIBILIDADES NA FT – CONVERSORA no mês;
N: Número de alterações no fator K da INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA i e/ou na capacidade de transmissão de potência durante a INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA i;
dij: Período, em minutos, da INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA i com a redução de capacidade Pij e fator Kij;
Pij: Capacidade de transmissão de potência, em MW, reduzida no período dij em consequência da INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA i; e
Pnom: Capacidade nominal contratada de transmissão de potência, em MW.

- 4.4.1 Para INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT – CONVERSORA aplica-se fator K igual a 5 (cinco) dentro do período programado e igual a 7,5 (sete e meio) no período que exceder o programado.
- 4.4.2 Para INDISPONIBILIDADE DE URGÊNCIA NA FT – CONVERSORA aplica-se fator K igual a 25 (vinte e cinco) nos primeiros 300 (trezentos) minutos da INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA e igual a 5 (cinco) nos minutos subsequentes.
- 4.4.3 Para OUTRAS INDISPONIBILIDADES NA FT – CONVERSORA aplica-se fator K igual a 75 (setenta e cinco) nos primeiros 300 (trezentos) minutos da INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA e igual a 5 (cinco) nos minutos subsequentes.
- 4.4.4 Para OUTRAS INDISPONIBILIDADES NA FT – CONVERSORA ocasionadas durante uma INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT – CONVERSORA sem redução da capacidade de transmissão de potência aplica-se fator K igual a 5 (cinco), desde que os riscos de OUTRAS INDISPONIBILIDADES NA FT – CONVERSORA tenham sido informados na programação da intervenção.
- 4.4.5 Quando houver mais de uma INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA no mesmo período, para o cálculo da PVC deve ser considerada a parcela incremental de redução da capacidade de transmissão de potência causada por cada INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA.

Limites

- 4.5 A soma dos valores da PVC, PVI e da PVRO não poderá ultrapassar:
- a) 50% (cinquenta por cento) do PB de uma FT no mês de apuração, deslocando-se para os meses subsequentes o saldo que restar;
- b) 25% (vinte e cinco por cento) do somatório dos PB de uma FT efetuados durante o período contínuo de 12 (doze) meses, incluindo o mês anterior ao mês objeto da apuração;
- c) 50% (cinquenta por cento) do somatório dos PB de uma FT associados aos equipamentos integrantes de mais de uma concessão de transmissão de FT, para o período contínuo de 12 (doze) meses, incluindo o mês anterior ao mês objeto da apuração; ou
- d) 12,5% (doze e meio por cento) do valor da RAP da concessão para o período contínuo de 12 (doze) meses, incluindo o mês anterior ao mês objeto da apuração, considerando-se o desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FT dessa concessão.
- 4.5.1 Quando for atingido um dos limites dos descontos correspondentes a PVI e a PVRO definidos nas alíneas b), c) e d) e a FT continuar indisponível ou com restrição operativa temporária, o ONS deve informar à fiscalização da ANEEL.



4.5.2 Exceto para as FT – Conversoras, decorridos 30 dias consecutivos após atingido um dos limites definidos nas alíneas b), c) e d) sem o retorno à operação da instalação ou sem a eliminação da restrição operativa temporária, o ONS deve realizar a suspensão do PB da FT considerando o período de indisponibilidade ou restrição operativa após atingido um dos limites referidos.

4.5.3 Para as FT – Conversoras, decorridos 30 dias consecutivos após atingido um dos limites definidos nas alíneas b) e d), caso a capacidade de transmissão de potência esteja reduzida a 0 (zero), o ONS deve realizar a suspensão do PB da FT – Conversora.

5 ISENÇÕES NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL

- 5.1 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento solicitado pelo ONS;
- 5.2 Não será considerado para aplicação da PVI o DESLIGAMENTO PROGRAMADO já iniciado e suspenso por solicitação do ONS;
- 5.3 Não será considerado para aplicação da PVI os seguintes períodos para realização de manutenção preventiva cadastrada em sistema de acompanhamento de manutenções do ONS:
- a) 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 3 (três) anos, para a FT - Transformação e para a FT - Controle de Reativo, exceto Compensador Síncrono;

b) 20 (vinte) horas, por intervenção, a cada período completo de 6 (seis) anos, para a FT - Linha de Transmissão; e

c) 1080 (mil e oitenta) horas, por intervenção, a cada período completo de 5 (cinco) anos, para Compensador Síncrono.
- 5.3.1 Será permitida a divisão das horas de isenção em duas intervenções, desde que as manutenções tenham sido previamente informadas no sistema de acompanhamento de manutenções do ONS e a segunda intervenção tenha sido planejada em decorrência da primeira.
- 5.3.2 O cadastro das atividades da segunda intervenção que tenha sido planejada em decorrência da primeira deve ser feito no sistema de acompanhamento de manutenções do ONS em até 30 dias após o término da manutenção originária.
- 5.3.3 Para as manutenções referidas nas alíneas a) e b) do dispositivo 5.3, deverá ser aplicada PVI utilizando o fator Kp igual a 1 (um) para o período superior a 20 (vinte) e inferior ou igual a 30 (trinta) horas.
- 5.4 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento incluído no PROGRAMA MENSAL DE INTERVENÇÃO para implantação de:
- a) AMPLIAÇÃO;

b) REFORÇO; ou

c) MELHORIA constante do PLANO DE MODERNIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES (PMI) ou no Plano de Outorgas.
- 5.5 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento solicitado pela TRANSMISSORA por motivo de:
- a) segurança de terceiros; ou

b) realização de serviços ou obras de utilidade pública.
- 5.6 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento devido à contingência em outra instalação, sob responsabilidade de terceiro, desde que tenha ocorrido ajuste e atuação corretos da proteção;
- 5.7 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento por atuação correta de Sistema Especial de Proteção;
- 5.8 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento por falha em FT constante do PROGRAMA MENSAL DE INTERVENÇÃO por solicitação da TRANSMISSORA não atendida pelo ONS, desde que o desligamento tenha ocorrido a partir da data originalmente solicitada pela TRANSMISSORA;
- 5.9 Não será considerado para aplicação da PVI o período de até 3 (três) horas iniciais de indisponibilidade de FT por falha de transformador integrante de FT - Transformação ou por falha de reator integrante de FT - Controle de Reativo ou de FT - Linha de Transmissão, desde que seja substituído por correspondente equipamento reserva;
- 5.10 Não será considerado para aplicação da PVI o período de até 120 (cento e vinte) horas iniciais de indisponibilidade de uma FT - Linha de Transmissão - Cabo Isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trechos em cabo diretamente enterrado ou cabo submerso;
- a) Poderá ser aplicado um período adicional em casos onde a intervenção nos cabos esteja condicionada a atendimento de exigências de órgãos públicos e/ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela TRANSMISSORA por meio de relatório técnico;
- 5.11 Não será considerado para aplicação da PVI o período necessário ao religamento manual de uma FT - Linha de Transmissão, nos termos das rotinas de recomposição do sistema constantes dos PROCEDIMENTOS DE REDE, com o dispositivo de religamento automático desativado ou não instalado devido a restrições sistêmicas ou por determinação do ONS;
- 5.12 Não será considerado para aplicação da PVI o período de intervenção em uma FT desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em outra FT, desde que atendidas as seguintes condições:
- a) a intervenção deve ser solicitada em prazo igual ou superior ao definido nos PROCEDIMENTOS DE REDE para as INTERVENÇÕES DE URGÊNCIA e está sujeita às condições relacionadas à reprogramação ou cancelamento vinculado ao desligamento que originou a desenergização;

b) período programado ou reprogramado limitado pelo correspondente período de desligamento da FT que originou a desenergização;

c) tempo de retorno à operação declarado igual ou inferior ao tempo declarado de retorno da FT que originou a desenergização;

d) A indisponibilidade da FT desenergizada em consequência do desligamento para intervenção em outra FT será classificada como DESLIGAMENTO PROGRAMADO para efeito de aplicação da PVI a partir do retorno à operação do equipamento que originou a desenergização; e

e) Para o período de indisponibilidade que exceder o originalmente programado ou reprogramado, será aplicado desconto conforme a condição disposta no dispositivo 4.2.3.
- 5.13 Não será considerado para aplicação da PVI o período de indisponibilidade vinculado a projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica – P&D cadastrado na ANEEL e em execução, desde que atendidas as seguintes condições:
- a) não impuser reduções de confiabilidade às instalações;

b) não causar aumento de custo operacional; e

c) o desligamento for realizado em época e período mais adequados às necessidades do SIN, conforme avaliação do ONS com as TRANSMISSORAS envolvidas.
- 5.14 Não será considerado para aplicação da PVI o período de 72 (setenta e duas) horas contínuas, a partir de falha ocorrida em transformador de FT - Transformação ou reator, de FT - Controle de Reativo ou de FT - Linha de Transmissão, para que a TRANSMISSORA realize o transporte e a instalação de outro transformador ou reator que não esteja localizado na subestação da ocorrência;
- 5.15 Não será considerado para aplicação da PVI o período de limitação técnica para religamento de compensador síncrono, compensador estático, banco de capacitores e compensação série, após desligamentos automáticos, desde que os equipamentos e os períodos de limitação técnica estejam previamente declarados pela TRANSMISSORA e validados pelo ONS; e
- 5.16 Não será considerado para aplicação da PVI o desligamento decorrente de investigações solicitadas pela ANEEL.
- 5.17 Não serão considerados, para efeito da aplicação da PVI e da PVRO, assim como para registro de desligamentos, os períodos de indisponibilidade ou de restrições operativas contidos no período de 6 (seis) meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT ou de novo equipamento principal, conforme estabelecido no Anexo I da Seção 4.1 do Módulo 4 das Regras de Transmissão, em FT existente.
- 5.17.1 Para as FT energizadas em vazio devido a PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE TERCEIROS (PIT) ou PENDÊNCIA IMPEDITIVA DE CARÁTER SISTÊMICO (PCS), será concedida a isenção a partir da energização com carga.

5.17.2 A isenção se aplica para seccionamento de FT - Linha de Transmissão, desde que os desligamentos e as restrições operativas tenham se originado dos novos equipamentos implantados.

FT – Conversora

5.18 Os períodos de INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT – CONVERSORA contidos no PERÍODO PREFERENCIAL DE MANUTENÇÃO são isentos de aplicação de PVC no limite de 80 (oitenta) HORAS EQUIVALENTES.

5.18.1 No PERÍODO PREFERENCIAL DE MANUTENÇÃO devem ser realizadas as manutenções preventivas previamente cadastradas em sistema de acompanhamento de manutenções do ONS.

5.18.2 No PERÍODO PREFERENCIAL DE MANUTENÇÃO podem ser realizadas outras atividades na FT – Conversora desde que não comprometam a realização das manutenções preventivas programadas.

5.18.3 Para os períodos de INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT – CONVERSORA contidos no PERÍODO PREFERENCIAL DE MANUTENÇÃO que excederem a isenção estabelecida aplica-se fator K igual a 1 (um) até o limite de 40 HORAS EQUIVALENTES.

5.18.4 A isenção estabelecida e a redução do fator K não se aplicam para os períodos de INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA que excederem os períodos programados.

5.19 Para as INDISPONIBILIDADES NA FT – CONVERSORA não contempladas no dispositivo 5.18, não se aplica PVC enquanto as HORAS EQUIVALENTES dos últimos 12 (doze) meses for menor ou igual a 20 (vinte) horas.

5.19.1 A isenção estabelecida não se aplica para os períodos de INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA que excederem os períodos programados.

5.20 Não serão considerados para efeito da aplicação da PVC os períodos de INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA contidos no período de 12 (doze) meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT – conversora.

6 CRITÉRIOS ESPECIAIS NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL

6.1 A exceção da FT – Módulo Geral, a utilização parcial de uma FT, por solicitação do ONS, com indisponibilidade de um dos seus terminais ou equipamentos principais, acarretará a aplicação de PVI utilizando para cálculo o PB dos terminais em que houver equipamentos indisponíveis e/ou o PB dos equipamentos principais indisponíveis.

6.2 No caso de indisponibilidade de equipamento que compõe a FT - Módulo Geral, exceto disjuntor, que cause indisponibilidade de outras FT conectadas na mesma subestação, será aplicada PVI utilizando para o cálculo o PB da FT - Módulo Geral multiplicado pela relação entre o número de outras FT indisponíveis e o total de FT conectadas na subestação.

6.2.1 Não estando alguma FT conectada na subestação apta a ser energizada após a liberação para operação do equipamento da FT - Módulo Geral, será aplicado a essa FT o critério do dispositivo 4.2.4.

6.2.2 No caso de indisponibilidade de disjuntores que compõem a FT – Módulo Geral, independentemente da indisponibilidade de outras FT, será aplicada PVI utilizando para o cálculo o PB da FT – Módulo Geral multiplicado:

- a) pela divisão entre o número de disjuntores indisponíveis na FT – Módulo Geral e o total de disjuntores da FT – Módulo Geral, no caso de arranjo barra dupla com disjuntor e meio.
- b) por 50% (cinquenta por cento) nos demais arranjos de barramento.

6.3 O período de operação de uma FT - Linha de Transmissão com indisponibilidade do seu reator não manobrável sob tensão, e com a concordância do ONS da utilidade dessa configuração, acarretará a aplicação da PVI sobre a parcela do PB associado ao reator com fator Ko ou Kp da FT - Linha de Transmissão, durante o período de indisponibilidade do reator.

6.3.1 Se a indisponibilidade do reator não manobrável acarretar redução da CAPACIDADE OPERATIVA da FT, haverá também aplicação da PVRO na parcela do PB associado ao restante da FT - Linha de Transmissão.

6.4 O período de operação de uma FT - Controle de Reativo (Compensação Série) com indisponibilidade do seu módulo de controle, e com a concordância do ONS da utilidade dessa configuração, acarretará a aplicação da PVI utilizando para o cálculo 80% (oitenta por cento) do PB da referida FT.

6.5 O cancelamento pela TRANSMISSORA da programação de desligamento de uma FT previamente aprovada pelo ONS, com antecedência inferior a 5 (cinco) dias em relação à data prevista, implicará desconto equivalente a 20% (vinte por cento) do período programado.

6.5.1 O ONS poderá não aplicar desconto em desligamentos cancelados no prazo inferior ao descrito, desde que a TRANSMISSORA encaminhe relatório técnico demonstrando que o cancelamento foi motivado por uma das seguintes situações:

- a) condições climáticas adversas; e
- b) necessidade de atendimento de urgências, emergências e/ou perturbações no sistema.

6.5.2 O desconto incidirá sobre a parcela do PB da FT - Módulo Geral de que trata o dispositivo 6.2, sobre a parcela do PB associado ao reator não manobrável de FT Linha de Transmissão de que trata o dispositivo 6.3 e sobre a parcela do PB associado ao módulo de controle da FT - Controle de Reativo (Compensação série).

6.6 Caso o ONS não viabilize a inclusão ou alteração de desligamento no PROGRAMA MENSAL DE INTERVENÇÃO, para manutenção de um equipamento, ele terá que programá-lo ou reprogramá-lo dentro dos prazos e condições definidos nos PROCEDIMENTOS DE REDE.

6.6.1 Quando ocorrer evento que cause danos no equipamento enquanto a manutenção não for realizada em decorrência da reprogramação por parte do ONS, a TRANSMISSORA poderá ser ressarcida, mediante a apresentação de relatório técnico:

- a) comprovando que a não realização ou reprogramação do desligamento para manutenção provocou danos no equipamento;
- b) que a TRANSMISSORA efetuava corretamente a sua manutenção.

6.6.2 O relatório técnico deve ser encaminhado pela TRANSMISSORA para avaliação da ANEEL.

Caso fortuito ou força maior

6.7 Quando a TRANSMISSORA alegar, por meio de requerimento específico, que o desligamento de uma FT for decorrente de caso fortuito ou força maior, que interfiram na prestação do serviço, o ONS avaliará a possibilidade de desconsideração do período correspondente.

6.7.1 O requerimento, para fins de avaliação e aprovação pelo ONS, deve ser acompanhado de relatório técnico demonstrando que o evento foi originado por caso fortuito ou força maior.

6.7.2 No caso de desligamento de emergência, o requerimento deve comprovar que esse foi realizado com o objetivo de evitar riscos à segurança das instalações, do sistema ou de terceiros, sem tempo hábil para programação prévia de intervenção de acordo com os PROCEDIMENTOS DE REDE.

6.7.3 Cessado o evento causador do desligamento, relativo a uma FT - Linha de Transmissão, deverão ser observados os prazos a seguir estabelecidos, a partir dos quais será iniciada a consideração do período, classificado como OUTROS DESLIGAMENTOS, para efeito de desconto da PVI:

- a) no caso de queda ou dano de estrutura, independente de desprendimento ou queda de cabo ao solo: 20 (vinte) horas para a detecção dos locais de falha, isolamento e mobilização, adicionadas 40 (quarenta) horas para o reparo de cada estrutura afetada de circuito simples e 50 (cinquenta) horas para o reparo de cada estrutura afetada de circuito duplo, sem consideração de tempo adicional referente ao PERÍODO NOTURNO; e
- b) no caso de desprendimento ou queda de cabo ao solo sem queda ou dano de estrutura: 8 (oito) horas por fase ou cabo para-raios e por trecho entre estruturas, não sendo computado o eventual PERÍODO NOTURNO utilizado para a localização da falha.

6.7.3.1 A TRANSMISSORA poderá solicitar prorrogação do início da contagem do prazo de recomposição em função de dificuldades para acesso ao local relacionadas com o evento causador do caso fortuito ou força maior, sendo necessário encaminhamento de relatório para avaliação do ONS.

FT – Conversora

- 6.8 Os itens 6.1 a 6.7 desta Seção não se aplicam a FT – Conversora.
- 6.9 O cancelamento pela TRANSMISSORA de INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT – CONVERSORA com antecedência inferior a 5 (cinco) dias em relação à data de início prevista implicará aplicação de PVC sobre 20% (vinte por cento) do período programado, considerando a redução da capacidade de transmissão de potência prevista na programação.
- 6.10 O ONS poderá não aplicar a PVC quando a TRANSMISSORA apresentar relatório técnico demonstrando que o cancelamento foi motivado por condições climáticas adversas.

7 PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO

- 7.1 A apuração de indisponibilidades e de restrições da CAPACIDADE OPERATIVA das instalações será considerada no sistema de apuração mensal de serviços e encargos de transmissão, relacionada a cada TRANSMISSORA, devendo ser concluída até o 15º (décimo quinto) dia útil do mês subsequente ao da ocorrência dos eventos e os correspondentes descontos serem efetivados a partir do mês seguinte ao da apuração.
- 7.2 Os valores de PVA, PVI, PVRO e PVC deverão ser simultaneamente descontados das receitas das TRANSMISSORAS e subtraídos dos encargos de uso do sistema de transmissão devidos pelos usuários.
- 7.2.1 Os valores deverão ser rateados entre os usuários responsáveis pelo pagamento da receita da FT que sofreu aplicação de PVA, PVI e/ou PVRO na proporção direta dos seus respectivos encargos de uso do mês anterior ao de desconto.
- 7.2.2 Quando houver suspensão da aplicação dos descontos, caso a decisão do mérito seja favorável à cobrança, os valores devidos deverão ser atualizados pelo ONS para o mês do início da cobrança, utilizando o respectivo índice de atualização contratual da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP).
- 7.2.3 Quando houver recontabilização de descontos, os valores a serem cobrados ou devolvidos deverão ser atualizados pelo ONS para o mês da recontabilização, utilizando o respectivo índice de atualização contratual da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP).

8 REFERÊNCIAS

- Arts. 6º, 29, incisos I, II, VII e X, e 31, incisos I e IV, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.
- Art. 25, §§ 1º e 2º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.
- Arts. 3º, 4º, incisos XV e XVI, 12, inciso I, e 17, § 3º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.
- Art. 75-A, inciso I do Decreto nº5.163, de 30 de julho de 2004, com redação dada pelo Decreto nº 10.272, de 12 de março de 2020.
- Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.
- Processo SIC nº 48500.005637/2002-31.
- Processo SIC nº 48500.001934/2017-19.
- Processo SIC nº 48500.002536/2017-10.

9 ANEXOS

- 9.1 ANEXO I – PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS E FATORES Ko E Kp.

ANEXO I – PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS E FATORES Ko E Kp.

FT	FAMÍLIA DE FT		PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS (DESL./ANO)	FATOR Ko	FATOR Kp
MG	(*)		não possui	150	10
LT	≤ 5km(*)		1	150	10
	>5km e ≤50Km(*)		1		
	>50km - 230kV		3		
	345kV		2		
	440kV		2		
	500kV		2		
	750kV		3		
	Cabo Isolado(*)		não possui	50	2,5
	CCAT(*)		3	50	10
TR	Trifásico (*)		1	50	5,0
	≤345kV		1	150	10
	>345kV		1		
CR	REA	≤345kV	1	150	10
		>345kV	1		
	CRE	(*)	3	150	7,5
	CSI	(*)	3	50	2,5
	BC	(*)	3	100	5,0
	CSE	(*)	3	150	7,5

(*) Qualquer nível de tensão.

LEGENDA:
LT: Linha de Transmissão
TR: Transformação
CR: Controle de Reativo
REA: Reator
CRE: Compensador Estático
CSI: Compensador Síncrono
BC: Banco de Capacitor
CSE: Compensação Série
CCAT: Corrente Contínua em Alta Tensão
Kp: Fator multiplicador para DESLIGAMENTO PROGRAMADO

Ko: Fator multiplicador para OUTROS DESLIGAMENTOS
SEÇÃO 4.4 – PLANOS DE CONTINGÊNCIA

1 OBJETIVO

1.1 Regulamentar os planos de contingência de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de REDE BÁSICA.

2 ASPECTOS GERAIS

2.1 Os planos de contingência de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de REDE BÁSICA e centros de operação devem observar o princípio da atualidade, prevendo avaliações e revisões regulares com o objetivo de implementar melhorias com base nos resultados dos testes e experiências reais de contingência.

2.1.1 Na elaboração dos Planos de Contingências, serão observadas as definições constantes no Glossário dos Procedimentos de Rede.

2.2 O plano de contingência deve ser elaborado de forma a garantir a máxima disponibilidade das FUNÇÕES TRANSMISSÃO.

2.3 O plano de contingência deve ser baseado nos seguintes princípios norteadores:

- a) Segurança: priorizar a segurança de todos os colaboradores e da população nas proximidades das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.
- b) Eficiência: minimizar o impacto das contingências nas operações e na prestação dos serviços.
- c) Responsabilidade: cumprir com as obrigações legais e regulamentares.
- d) Transparência: manter uma comunicação clara e aberta com todos os agentes setoriais envolvidos no atendimento à contingência.
- e) Prevenção: antecipar problemas e implementar soluções preventivas;
- f) Flexibilidade: permitir adaptação rápida dos planos de contingência a eventos climáticos imprevisíveis.

2.4 O plano de contingência deve observar as seguintes diretrizes:

- a) Monitoramento Climático: Realizar monitoramento periódico das condições climáticas e informar as equipes e ao ONS sobre possíveis alertas.
- b) Gestão de Ocorrências: Implementar ações específicas conforme os níveis de contingência.
- c) Consideração dos perigos decorrentes da atividade humana: identificar procedimentos de trabalho que gerem riscos as pessoas e as instalações;
- d) Múltiplas ocorrências: avaliação do potencial de ocorrência de emergências com múltiplos riscos e medidas que possam reduzir ou eliminar perigos decorrentes destas;
- e) Mobilização de Recursos: Definir procedimentos detalhados para a mobilização de equipes e recursos adicionais em diferentes níveis de contingência.
- f) Comunicação Interna: Estabelecer canais eficientes de comunicação interna para informar e coordenar ações durante contingências.
- g) Relatórios e Documentação: Manter registros detalhados das ações tomadas e dos resultados durante as contingências de modo a avaliar se as medidas tomadas estão aderentes ao planejado.
- h) Treinamentos e Simulações: Realizar treinamentos periódicos e simulações para preparar as equipes para situações de contingência.
- i) Atendimento aos Usuários e outros agentes setoriais: Estabelecer procedimentos para a comunicação com usuários e outros agentes setoriais e resolução de pendências durante contingências.
- j) Colaboração com Órgãos Externos: Definir ações para comunicação e coordenação com autoridades públicas e órgãos reguladores.
- k) Apoio Interdepartamental: Estabelecer diretrizes para a colaboração entre diferentes departamentos e áreas da empresa durante situações de contingência.

2.5 A observância aos requisitos dos planos de contingência não exime a TRANSMISSORA da responsabilidade pela qualidade na prestação dos serviços de transmissão e outras eventuais apurações relacionadas à prestação desses serviços.

2.6 Poderão ser feitas cessões emergenciais de recursos humanos, equipamentos e materiais entre distribuidoras e transmissoras, visando garantir a continuidade do serviço em situações de crise, sem comprometer a segurança operacional do cedente.

2.6.1 Situação de Crise é o evento que afeta significativamente a capacidade operacional da transmissora e cuja caracterização esteja objetivamente definida no Plano de Contingência.

3 REQUISITOS MÍNIMOS DE PLANO DE CONTINGÊNCIA

3.1 O plano de contingência deve ser detalhado para diversas situações, com estratégias específicas para trechos críticos de linhas de transmissão e procedimentos claros para substituição de equipamentos de grande porte.

3.2 O plano de contingência deve conter os nomes, cargo, função e telefones de contato dos responsáveis.

3.3 O plano de contingência deve conter os seguintes requisitos mínimos:

- a) Identificação e Análise de Riscos: Identificar os fatores riscos potenciais internos e externos, realizar análises para determinar suas possíveis consequências, frequência de ocorrências e locais dessas falhas.
- b) Definição de Níveis de Contingência: Definir níveis de contingência por critérios objetivos.
- c) Plano de Ação para Cada Nível de Contingência: Desenvolver planos de ação específicos para cada nível de contingência, incluindo as responsabilidades e os procedimentos a serem seguidos.
- d) Infraestrutura de Apoio: Garantir a disponibilidade de recursos e infraestrutura necessários para a execução do plano de contingência, incluindo sobressalentes, equipamentos, sistemas de comunicação e transporte.
- e) Organização e Disponibilidade de Materiais: a organização e a suficiente disponibilidade de materiais em seus almoxarifados, facilitando a rápida resposta a emergências.
- f) Treinamento e Capacitação: Implementar programas de treinamento simulados (DRILL) e capacitação contínuos para todos os colaboradores envolvidos na execução do plano de contingência, garantindo a preparação das equipes para situações de emergência.
- g) Simulações ou Testes Regulares: Realizar simulações ou testes periódicos para avaliar a eficácia do plano de contingência e identificar áreas de melhoria.
- h) Atualização do plano: Manter a documentação do plano de contingência revisada, atualizada e disponível para todos os colaboradores.
- i) Avaliação e Melhoria Contínua: Realizar avaliações regulares do plano de contingência e implementar melhorias com base nos resultados das simulações, testes e experiências reais de contingência, visando aperfeiçoar a efetividade do plano.

3.4 Considera-se como estrutura de apoio mínima para o plano de contingência:

- a) Equipamentos sobressalente: manutenção de almoxarifados com equipamentos de reserva e materiais para manejo de equipamentos de grande porte, incluindo caminhões munck ou veículos similares e profissionais habilitados;
- b) Torres de Emergência ou sobressalentes: disponibilidade de torres de emergência ou sobressalentes distribuídas em almoxarifados ao longo da linha de transmissão ou posicionadas em locais que permitam a rápida recuperação em caso de emergência;
- c) Armazenamento de Cabos: Evitar o uso de bobinas de madeira exposta ao tempo, preferindo materiais metálicos ou não perecíveis, ou armazenar seguindo as normas técnicas vigentes.
- d) Ferramentas: Armazenar ferramentas necessárias à recuperação de torres em contêineres, caixas ou equivalentes, para facilitar o transporte e reduzir o tempo de localização.

3.4.2 No caso de opção por torres sobressalentes, essas devem ser armazenadas agrupadas em fardos, identificando claramente cada fardo e elaborando um mapa do almoxarifado.

3.5 A realização de simulados ou disponibilização de treinamentos atualizados deve ser feita com periodicidade máxima de um ano.

3.5.1 Para o caso de ter havido aplicação do plano de contingência, a periodicidade máxima pode ser contada da sua última aplicação.

3.5.2 A disponibilização de treinamentos atualizados, também deve ser fornecida na mesma periodicidade máxima para os agentes designados pelo Poder Público

3.5.3 Após a eventualidade de uma situação de emergência deve ser feita uma análise de pontos de melhorias para inclusão no plano de contingência.

- 3.5.4A Transmissora pode disponibilizar o relatório de contingência como comprovante para a dispensa do treinamento.
- 3.6A atualização do plano de contingência deverá ser feita sempre que houver mudança de topologia ou equipamentos das instalações, sempre que for identificada possibilidade de melhoria após sua aplicação, ou de acordo com critérios contidos no próprio plano de contingência.
- 3.7As transmissoras devem disponibilizar a ANEEL, sempre que solicitado, e para o ONS a versão mais atualizada de seu plano de contingência.
- 3.8As transmissoras devem manter a versão mais atualizada de seu plano de contingência disponível para todos os colaboradores envolvidos, em igual teor e forma das versões disponibilizadas para a ANEELe para o ONS.

4REFERÊNCIAS

Arts. 6º, 29 e 31 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

Art. 34 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Arts. 2º e 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Incisos IV, XIV, XV e XVI do art.4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

Processo SIC nº 48500.000776/2020-77.

Processo SIC nº 48500.006650/2023-59.

ESCOLA NACIONAL DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA - ENAP. **Regulações sobre mitigação de emergências: casos internacionais do setor de energia**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <<http://repositorio.enap.gov.br/handle/1/8061>>. Acesso em: 7 nov. 2024.

5ANEXOS

- 5.1Não há anexos nesta seção.

Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica

Módulo 6 – Coordenação e Controle da Operação

SEÇÃO 6.0 – INTRODUÇÃO

1OBJETIVO

- 1.1Estabelecer as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no sistema elétrico brasileiro, no que diz respeito à coordenação e ao controle da operação das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO executados pelo OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS.

2ABRANGÊNCIA

- 2.1Os dispositivos deste módulo deverão ser observados pelas TRANSMISSORAS, ACESSANTES e pelo ONS.

3CONTEÚDO

- 3.1O módulo é composto de cinco seções:

a)Seção 6.0 – INTRODUÇÃO;

b)Seção 6.1 – OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN): comandos gerais e abrangentes para o ONS, regulamentando as suas competências legais no âmbito do segmento de transmissão de energia elétrica;

Seção 6.2 – ADMINISTRAÇÃO DE CONTRATOS E CONTABILIZAÇÃO FINANCEIRA: aspectos operacionais dos contratos técnicos e operacionalização do fluxo monetário entre as empresas que atuam no SIN.

c)Seção 6.3 – REQUISITOS E CRITÉRIOS: definição de requisitos mínimos e de metodologias, diretrizes e critérios para os estudos realizados pelo ONS no cumprimento de suas responsabilidades legais.

d)Seção 6.4 – INDICADORES E DADOS REQUERIDOS: definição e detalhamento das informações e dados trocados entre os agentes, o ONS e a ANEEL, assim como todos os indicadores para o Monitoramento da Regulação da Transmissão.
- 3.2Este Módulo e seus Anexos estão disponíveis no endereço eletrônico: <https://www.aneel.gov.br/biblioteca>.

4DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

- 4.1A presente versão atualiza os comandos da Seção 6.1 – OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN).

5REFERÊNCIAS

- 5.1Não há referências nesta seção.

6ANEXOS

- 6.1Não há anexos nesta seção.SEÇÃO 6.1 – OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

7OBJETIVO

- 7.1Estabelecer comandos gerais e abrangentes, regulamentando as competências legais do ONS relacionadas ao segmento de transmissão de energia elétrica.

8OBRIGAÇÕES DO ONS

- 8.1O ONS deverá:

a)Efetuar as avaliações de viabilidade técnica dos requerimentos de acesso às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, fornecendo aos interessados todas as informações a eles pertinentes;

- b)

Elaborar, em consonância com o planejamento da expansão da geração e do sistema de transmissão, estudos de avaliação técnica e econômica dos REFORÇOS da REDE BÁSICA decorrentes das solicitações de acesso às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, indicando os REFORÇOS locais e regionais necessários;
- c)

Estabelecer, em conjunto com as partes interessadas, as responsabilidades relativas ao acesso às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, observada a regulamentação existente.
- 8.2

Sempre que houver desligamentos forçados de equipamentos da REDE BÁSICA que provoquem interrupção de cargas o ONS deverá adotar protocolo de comunicação específico com a comunidade afetada.
- 8.2.1

A comunicação deverá ser feita por meio de meios atuais e de grande abrangência, contendo as informações mais relevantes associadas a cada evento.

9 REFERÊNCIAS

- Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.
- Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.
- Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998.

10 ANEXOS

- 10.1 Não há anexos nesta seção.SEÇÃO 6.2 – ADMINISTRAÇÃO DE CONTRATOS E CONTABILIZAÇÃO FINANCEIRA

1 OBJETIVO

- 1.1 Estabelecer os aspectos operacionais da gestão dos contratos técnicos do SIN e a apuração dos encargos setoriais e dos serviços, além de encargos de transmissão entre as empresas que atuam no SIN.

2 MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (MUST)

- 2.1 O ONS deverá propor à ANEEL instruções e procedimentos para as solicitações e o processamento do uso do sistema de transmissão.
- 2.2 O ONS deverá efetuar o controle dos MONTANTES DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (MUST) e os faturamentos de sua competência com base em informações mensais encaminhadas pelas TRANSMISSORAS e ACESSANTES, considerando os dados oriundos de SISTEMAS DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO (SMF) ou SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE.
- 2.3 O ONS deverá propiciar o relacionamento comercial com os USUÁRIOS, no que tange ao uso das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, prestando as informações necessárias.

3 GESTÃO DO ACESSO AOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

- 3.1 O ONS deverá celebrar os CONTRATOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (CUST) em nome das TRANSMISSORAS e firmar os CONTRATOS DE CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (CCT) como interveniente.
- 3.2 O ONS efetuará mensalmente a administração da cobrança e da liquidação dos encargos referentes à prestação dos serviços de transmissão da REDE BÁSICA, emitindo AVISOS DE DÉBITO (AVD) aos ACESSANTES e AVISOS DE CRÉDITO (AVC) às TRANSMISSORAS.
- 3.2.1 Os AVD e AVC serão calculados mensalmente com base no duodécimo da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP) de cada TRANSMISSORA, no orçamento do ONS e nos ajustes da receita do exercício anterior.
- 3.2.2 Os AVD e AVC serão complementados de eventuais parcelas por ultrapassagem de demanda e indisponibilidade das instalações da REDE BÁSICA de acordo com o ocorrido no mês anterior, além de sobrecarga dos equipamentos conforme regulamentação específica.
- 3.2.3 Os excedentes de receita do exercício, decorrentes da ultrapassagem de demanda de potência, serão utilizados para compensar as tarifas de transmissão do exercício seguinte.
- 3.3 O ONS deverá emitir mensalmente os documentos de cobrança dos valores cabíveis a cada ACESSANTE, referentes aos serviços que lhes foram prestados pelo próprio ONS.
- 3.4 O ONS será o responsável pela apuração, administração da cobrança e liquidação dos serviços e ENCARGOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (EUST) a que se referem as parcelas da TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA (TUST-RB) e TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DAS INSTALAÇÕES DE FRONTEIRA (TUST-FR).

4 REFERÊNCIAS

- 4.1 Não há referências nesta seção.

5 ANEXOS

- 5.1 Não há anexos nesta seção.
- SEÇÃO 6.3 – REQUISITOS E CRITÉRIOS

1 OBJETIVO

- 1.1 Definir requisitos mínimos e metodologias, diretrizes e critérios para os estudos realizados pelo ONS no cumprimento de suas responsabilidades legais.
- 1.2 Estabelecer critérios e requisitos para a operação do sistema de transmissão de energia elétrica.

2 EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

- 2.1 O ONS proporá à ANEEL os requisitos de equipamentos de medição a serem utilizados no sistema de transmissão de forma a atender às necessidades de comercialização da CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE.

3 REGIME DE OPERAÇÃO

- 3.1 Os requisitos dos PROCEDIMENTOS DE REDE relacionados com o regime de operação serão objeto de Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) até 31 de dezembro de 2025.

4 REFERÊNCIAS

4.1 Não há referências nesta seção.

5 ANEXOS

5.1 Não há anexos nesta seção.

SEÇÃO 6.4 – INDICADORES E DADOS REQUERIDOS

6 OBJETIVO

6.1 Estabelecer e detalhar os dados disponibilizados pelos agentes e pelo ONS para a ANEEL, assim como os indicadores para o Monitoramento da Regulação da Transmissão.

7 BASE DE DADOS DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (BDIT)

7.1 A BDIT é formada a partir de um conjunto de informações fornecidas pelas TRANSMISSORAS.

7.2 As TRANSMISSORAS são responsáveis pelo fornecimento e atualização dos dados da BDIT das instalações sob sua concessão.

7.2.1 A estrutura, a formatação, as especificações técnicas e a forma de envio dos dados geográficos e técnicos da BDIT são definidas nos PROCEDIMENTOS DE REDE.

7.3 Até 31 de março de cada ano, as TRANSMISSORAS devem atualizar os dados da BDIT relativos à condição das instalações sob sua concessão em 31 de dezembro do ano anterior.

7.3.1 Até a entrada em operação, as TRANSMISSORAS devem enviar os dados da BDIT referentes às novas instalações ou equipamentos.

7.3.2 O não envio dos dados da BDIT será caracterizado como PENDÊNCIA NÃO IMPEDITIVA PRÓPRIA (PNP) da TRANSMISSORA na emissão dos TERMOS DE LIBERAÇÃO (TL), conforme estabelecido pela regulamentação vigente.

7.4 O ONS deve disponibilizar sistema para receber e armazenar os dados geográficos e técnicos que compõem a BDIT.

7.4.1 O sistema deve dispor de ferramentas de validação qualitativa de consistência dos dados.

7.4.2 Os dados armazenados pelo ONS devem ser disponibilizados para a ANEEL de forma contínua.

7.5 As áreas técnicas da ANEEL responsáveis pela regulação dos serviços de transmissão e pela gestão da informação podem, por meio de decisão em conjunto, alterar os PROCEDIMENTOS DE REDE no que diz respeito às especificações da BDIT.

7.6 A BDIT será objeto de Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) até 31 de dezembro de 2026.

7.7 As obrigações previstas nos itens 2.3 e 2.4 passam a vigorar após 3 de dezembro de 2020.

7.7.1 Os dados referentes às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO com data de entrada em operação igual ou posterior a 1º de janeiro de 2013 devem ser enviados até 3 de março de 2021.

7.7.2 Os dados referentes às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO com data de entrada em operação igual ou posterior a 1º de janeiro de 2001 e anterior a 1º de janeiro de 2013 devem ser enviados até 3 de junho de 2021.

7.7.3 Os dados referentes às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO com data de entrada em operação anterior a 1º de janeiro de 2001 devem ser enviados até 3 de setembro de 2021.

8 MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (MUST)

8.1 O ONS encaminhará à ANEEL relatório de acompanhamento das diferenças entre o MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (MUST) contratado e o verificado por medição em cada PONTO DE CONEXÃO e para cada USUÁRIO referente ao ano civil anterior até 31 de março de cada ano, contendo:

- a) os casos apurados de Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação (PIS) e Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU) de DISTRIBUIDORAS;
- b) os casos apurados de Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU) de UNIDADES CONSUMIDORAS, de USUÁRIOS AUTOPRODUTORES e PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA ELÉTRICA;
- c) os casos apurados de Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU) de CENTRAIS GERADORAS;
- d) os casos de desconstratação de PONTO DE CONEXÃO e rescisão de CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (CUST), e os respectivos encargos apurados;
- e) os casos de restrição ao MUST contratado e os respectivos encargos apurados;
- f) os casos de redução onerosa de MUST e os respectivos encargos apurados; e
- g) os casos de redução do MUST total das DISTRIBUIDORAS e os respectivos valores reduzidos.

8.2 Para os casos referentes às alíneas (a) a (d) do item 3.1 o relatório deve apresentar as diferenças entre o MUST contratado e o valor medido em cada PONTO DE CONEXÃO, por horário de contratação.

8.3 Para os casos referentes às alíneas (a) a (c) do item 3.1, o relatório ainda deve apresentar:

- a) os encargos apurados para cada USUÁRIO por PONTO DE CONEXÃO;
- b) as contestações apresentadas pelos USUÁRIOS;
- c) as avaliações do ONS a respeito de cada uma das contestações apresentadas pelos USUÁRIOS; e
- d) a justificativa em caso de indeferimento de contestação do USUÁRIO.

9 INDICADORES DE CONTINUIDADE

9.1 O ONS deverá considerar como pontos de controle para monitorar os indicadores de continuidade da REDE BÁSICA os barramentos com tensão inferior a 230 kV, ligados aos transformadores de potência integrantes da REDE BÁSICA e utilizados para instalação do SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO (SMF).

10 REGIME DE OPERAÇÃO

10.1 O ONS deve disponibilizar os dados e indicadores de assistência das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de energia elétrica em formato a ser definido pela ANEEL.

11 REFERÊNCIAS

11.1 Não há referências nesta seção.

12 ANEXOS

12.1 Não há anexos nesta seção.

SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

DESPACHO Nº 3.178, DE 28 DE OUTUBRO DE 2025

Processo nº: 48500.005388/2025-97. Interessados: Cemig Geração e Transmissão S.A.- Cemig-GT (CNPJ nº 06.981.176/0001-58), Isa Energia Brasil S.A. - ISA Energia (CNPJ nº 02.998.611/0001-04), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras (CNPJ nº 00.001.180/0001-26), e Companhia Hidro Elétrica do São Francisco S.A. - Chesf (CNPJ nº 33.541.368/0001-16). Decisão: i) conhecer os Pedidos de Reconsideração interpostos pela Cemig-GT, ISA Energia, Eletrobras e Chesf, contra o Despacho nº 1.722, de 10 de junho de 2025; e, no mérito, ii) não dar provimento aos pleitos da Cemig-GT e Isa Energia; iii) dar parcial provimento aos pleitos da Eletrobras; e iv) dar provimento aos pleitos da Chesf; com a substituição do Anexo I do Despacho nº 1.722, de 10 de junho de 2025 pelo Anexo I deste Despacho. A íntegra deste Despacho (e seu anexo) consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br.

THAIS BARBOSA COELHO
Superintendente Adjunta

DESPACHO Nº 3.184, DE 28 DE OUTUBRO DE 2025

Processos nº: 48500.906129/2020-79 e 48500.902502/2016-36. Interessada: MG5 Energética Ltda., CNPJ nº 38.926.034/0001-84. Decisão: alterar, a pedido, a denominação da PCH Carrapatos, CEG: PCH.PH.SP.028181-6.01, para PCH Nova Caconde, objeto dos Despachos nº 783, de 2020; nº 3.591, de 2020; e nº 965, de 2022. A íntegra deste Despacho consta dos autos e encontra-se disponível em biblioteca.aneel.gov.br.

THAIS BARBOSA COELHO
Superintendente Adjunta

SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

GERÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO

DESPACHO Nº 3.189, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.021472/2025-58, decide: liberar a unidade geradora UG1, de 825,00 kW, da UFV Madeireira Maracanã, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.PR.073609- 0.01, localizada no município de Tunas do Paraná no estado de Paraná, de titularidade da Madeireira Maracanã Florestal Ltda., para início da operação em teste a partir de 30 de outubro de 2025, para fins de contabilização de sua energia, nos termos do §2º do art. 3º da Resolução ANEEL nº 1.029, de 25 de julho de 2022.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.190, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032382/2025-92, decide: liberar a unidade geradora UG01 a UG11 de 27,00 kW cada, totalizando 297,00 kW de potência instalada, da UFV APE Grafica ANS, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.RS.073976-6.01, localizada no município de Porto Alegre no estado de Rio Grande do Sul, de titularidade da ANS Impressões Gráficas LTDA., para início da operação em teste a partir de 30 de outubro de 2025, para fins de contabilização de sua energia, nos termos do §2º do art. 3º da Resolução ANEEL nº 1.029, de 25 de julho de 2022.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.191, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032540/2025-12, decide: liberar a unidade geradora UG1 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de capacidade instalada da UFV Boa Sorte 15, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049199-3.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 15 SPE LTDA., para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.192, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032874/2025-88, decide: liberar a unidade geradora UG1 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de capacidade instalada da UFV Boa Sorte 9, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049194-2.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 9 SPE LTDA., para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.193, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032871/2025-44, decide: liberar a unidade geradora UG1 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de capacidade instalada da UFV Boa Sorte 23, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049206-0.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 23 SPE Ltda, para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.194, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032866/2025-31, decide: liberar a unidade geradora UG01 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de potência instalada, da UFV Boa Sorte 20, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049203-5.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 20 SPE. S.A., para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.195, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032869/2025-75, decide: liberar a unidade geradora UG1 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de capacidade instalada da UFV Boa Sorte 21, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049204-3.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 21 SPE Ltda, para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.196, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032867/2025-86, decide: liberar a unidade geradora UG1 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de capacidade instalada da UFV Boa Sorte 22, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049205-1.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 22 SPE LTDA., para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.199, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032924/2025-27, decide: liberar a unidade geradora UG1 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de capacidade instalada da UFV Boa Sorte 12, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049196-9.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 12 SPE LTDA., para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.214 , DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.904099/2010-94, decide: suspender, a partir da data de publicação do presente Despacho, a operação comercial da Unidade Geradora UG AEG 15 da EOL Enacel, Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG) EOL.CV.CE.028770-9.01, com potência outorgada de 2.100,00 kW, no município de Aracati, no estado do Ceará, outorgada à CPFL Energias Renováveis S.A..

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.219, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032928/2025-13, decide: liberar a unidade geradora UG01 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de potência instalada, da UFV Boa Sorte 17, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049201-9.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 17 SPE S.A., para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.220, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032860/2025-64, decide: liberar a unidade geradora UG1 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de potência instalada, da UFV Boa Sorte 18, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049202-7.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 18 SPE Ltda, para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.221, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032865/2025-97, decide: liberar a unidade geradora UG01 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de potência instalada, da UFV Boa Sorte 19, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049192-6.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 19 SPE S.A., para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

DESPACHO Nº 3.222, DE 29 DE OUTUBRO DE 2025

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.032925/2025-71, decide: liberar a unidade geradora UG1 a UG40 de 1.102,50 kW cada, totalizando 44.100,00 kW de potência instalada, da UFV Boa Sorte 13, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.049197-7.01, localizada no município de Paracatu no estado de Minas Gerais, de titularidade da Central Fotovoltaica Boa Sorte 13 SPE Ltda, para início da operação comercial a partir de 30 de outubro de 2025.

RAFAEL ERVILHA CAETANO



SUPERINTENDÊNCIA DE MEDIAÇÃO ADMINISTRATIVA E DAS
RELAÇÕES DE CONSUMO

DESPACHO Nº 2.972, DE 23 DE OUTUBRO DE 2025

O SUPERINTENDENTE DE MEDIAÇÃO ADMINISTRATIVA E DAS RELAÇÕES DE CONSUMO - ANEEL, no uso das suas competências, em conformidade com o disposto no inciso IV do art. 1º da Portaria nº 4.595, de 23 de maio de 2017, e tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.903658/2024-44, decide:

conhecer do requerimento interposto por Ivoni Teixeira de Oliveira Mendonça, referente às unidades consumidoras nº 10000717884 e nº 50074702, em que solicita compensação por descumprimento de prazo regulatório em face da Equatorial Energia Goiás e, no mérito, dar-lhe parcial provimento, para: (i) determinar que a distribuidora efetue o pagamento de compensação por descumprimento de prazo, nos termos dos art. 64, I da REN 1.000/2021, referente à solicitação de orçamento de conexão de 30/03/2022, para a unidade consumidora 10000717884, descontados os valores já pagos; (ii) determinar que a distribuidora efetue a compensação por descumprimento de prazo, nos termos dos art. 64, I da REN 1.000/2021, referente à solicitação de orçamento de conexão de 30/03/2022, para a unidade consumidora 50074702, descontados os valores já pagos; (iii) determinar que esta decisão seja cumprida no prazo de 15 (quinze) dias após o seu trânsito em julgado; e (iv) determinar que a distribuidora envie à ANEEL, num prazo máximo de 15 (quinze) dias após o prazo previsto no item (iii) desta decisão, comprovação do seu cumprimento.

ANDRÉ RUELLI

AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO
DIRETORIA COLEGIADA

RESOLUÇÃO ANM Nº 225, DE 28 DE OUTUBRO DE 2025

Disciplina o Registro de Extração, previsto no art. 13, parágrafo único, inciso I, do Decreto nº 9.406, de 12 de junho de 2018.

A DIRETORIA COLEGIADA DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO - ANM, no exercício das competências que lhe foram outorgadas pelo art. 2º, inciso XX, da Lei nº 13.575, de 26 de dezembro de 2017, no art. 85, inciso II, do Regimento Interno, aprovado pela Resolução ANM nº 211, de 9 de julho de 2025 e com base no disposto no processo nº 48051.004054/2021-16, resolve:

Art. 1º Esta Resolução disciplina o Registro de Extração, conforme o art. 2º, parágrafo único, do Decreto-Lei nº 227, de 28 de fevereiro de 1967 - Código de Mineração, previsto no art. 13, parágrafo único, inciso I, do Decreto nº 9.406, de 12 de junho de 2018, a ser observado na extração de minerais para emprego imediato na construção civil para uso exclusivo em obras públicas executadas diretamente por órgãos da administração direta e autárquica da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios.

Condições da extração

Art. 2º A extração de substâncias minerais para emprego imediato na construção civil para uso exclusivo em obras públicas executadas diretamente por órgãos da administração direta e autárquica da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, de acordo com o definido em portaria do Ministro de Estado de Minas e Energia, depende de registro na Agência Nacional de Mineração - ANM, na forma do disposto neste ato normativo.

Art. 3º O Registro de Extração poderá ser requerido em área considerada livre nos termos do art. 8º do Decreto nº 9.406, de 12 de junho de 2018, e nas seguintes hipóteses:

I - em área aguardando publicação de edital de procedimento de disponibilidade, a critério da ANM; ou
II - em área onerada, desde que o titular do direito minerário preexistente autorize expressamente a extração.

§ 1º Na hipótese prevista no inciso I do caput, o Registro de Extração poderá ser emitido com fixação de limite em profundidade por superfície horizontal, nos termos do art. 6º, § 2º, do Decreto nº 9.406, de 12 de junho de 2018.

§ 2º Na hipótese prevista no inciso II do caput, o Registro de Extração será emitido com fixação de limite em profundidade por superfície horizontal, nos termos do art. 6º, § 2º, do Decreto nº 9.406, de 12 de junho de 2018.

§ 3º Na hipótese de outorga de Registro de Extração em área onerada, de acordo com o inciso II do caput, não haverá retificação do título minerário preexistente ou mesmo a alteração do prazo de sua vigência.

§ 4º Em caso de extinção do título interferido, a área correspondente ao Registro de Extração passará a marcar prioridade.

§ 5º O Registro de Extração fica adstrito à área máxima de cinco hectares. Requerimento de Registro de Extração

Art. 4º O Registro de Extração será pleiteado em requerimento eletrônico disponível no sítio da ANM, devendo conter os seguintes elementos de instrução:

I - qualificação do requerente - órgão da administração direta ou autárquica da União, dos Estados, do Distrito Federal ou dos Municípios;
II - indicação da substância mineral a ser extraída;
III - memorial contendo:

a) informações sobre a necessidade do uso da substância mineral indicada em obra pública, devidamente especificada, a ser executada diretamente pelo requerente;
b) dados sobre a localização e a extensão, em hectares, da área objetivada;

c) indicação dos prazos previstos para início e conclusão da obra; e

d) memorial explicativo da lavra, onde deverão ser descritas as operações de extração mineral e de recuperação da área minerada; e
IV - planta de situação e memorial descritivo da área.

§ 1º Os elementos de instrução exigidos no inciso III, alínea "d", e no inciso IV do caput deverão ser elaborados por profissional legalmente habilitado e estar acompanhados da respectiva Anotação de Responsabilidade Técnica - ART.

§ 2º A critério da ANM, poderão ser formuladas exigências sobre dados considerados necessários à melhor instrução do processo.

§ 3º O requerimento será indeferido se não atendidas as exigências no prazo de sessenta dias, contados a partir da publicação do seu extrato no Diário Oficial da União.

§ 4º Na hipótese de que trata o § 3º, a área será declarada em disponibilidade, por meio de edital, nos termos do art. 26 do Código de Mineração, com exceção do previsto no art. 21.

§ 5º Quando a área objeto do requerimento estiver onerada, o requerimento deverá ser instruído com a autorização do requerente ou titular do direito minerário preexistente.

§ 6º Em caso da não apresentação do documento previsto no § 5º do caput, a ANM poderá formular exigência para sua apresentação no prazo de sessenta dias, contados da sua publicação, prorrogáveis a critério da ANM desde que o pedido de prorrogação, devidamente justificado, tenha sido protocolizado no prazo fixado para cumprimento da exigência, sob pena de indeferimento, voltando a prioridade da área integral ao titular do direito minerário preexistente.

§ 7º Na ausência ou recusa da autorização prevista no § 5º do caput, a ANM poderá conceder parcial ou integralmente a área requerida, demonstrada a inexistência da obra devido à inexistência ou inviabilidade econômica de outros depósitos da substância pretendida, garantida a manifestação prévia de ambas as partes, nos seguintes casos:

I - requerimento de autorização de pesquisa, lavra garimpeira ou licenciamento; e

II - autorização de pesquisa, sem relatório final apresentado, sem guia de utilização emitida e não onerada por garantia financeira, desde que não inviabilizado o direito minerário preexistente.

Art. 5º A outorga do Registro de Extração ficará condicionada à apresentação da licença ambiental de instalação, operação ou documento equivalente à ANM.

Art. 6º Realizada a análise final do requerimento pela ANM sem a apresentação da licença ambiental ou documento equivalente expedido pelo órgão ambiental competente, quando aplicável, será emitida declaração de que o requerente encontra-se apto a receber o Registro de Extração, desde que as demais condições legais tenham sido atendidas.

§ 1º A declaração de que trata o caput será encaminhada ao requerente por meio de ofício com aviso de recebimento.

§ 2º O requerente deverá comprovar, no prazo de até sessenta dias, contados do recebimento da declaração de que trata o caput, que ingressou com requerimento de licença no órgão ambiental competente, dispensando-se quaisquer exigências por parte da ANM.

§ 3º O requerente deverá, a cada seis meses, contados da data da juntada ao processo administrativo da ANM do protocolo citado no § 2º do caput e, até que a licença ambiental seja apresentada nos autos, demonstrar que o procedimento de licenciamento ambiental está em curso e que o requerente tem adotado as medidas necessárias para a obtenção da licença ambiental ou documento equivalente.

§ 4º A ANM poderá, a qualquer momento, solicitar ao requerente comprovação de que tem adotado todas as providências junto ao órgão ambiental para a expedição da licença.

§ 5º O não atendimento do disposto no § 2º, § 3º ou § 4º ensejará o indeferimento do requerimento de Registro de Extração e a área será declarada em disponibilidade, nos termos do art. 26 do Código de Mineração, com exceção do previsto no art. 21.

Art. 7º A área objeto de requerimento de Registro de Extração, ou com Registro de Extração outorgado, é considerada onerada.

Art. 8º O requerimento de Registro de Extração será indeferido quando:

I - as exigências formuladas não forem tempestivamente atendidas; ou

II - a área de interesse interferir com área onerada.

Parágrafo único. O requerimento não será indeferido na hipótese do inciso II se o titular do direito minerário preexistente houver autorizado a extração ou na hipótese do art. 4º, § 7º.

Prazo e prorrogação do Registro de Extração

Art. 9º O Registro de Extração terá prazo determinado, considerando as necessidades devidamente especificadas da obra a ser executada, de acordo com o art. 4º, inciso III, alínea "c", sendo admitida sua prorrogação em decorrência da averbação de novo memorial descritivo de ampliação ou novas obras.

Art. 10. O pedido de prorrogação do Registro de Extração deverá ser protocolizado até o último dia da vigência do registro ou da prorrogação anteriormente deferida.

§ 1º Na hipótese do art. 3º, inciso II, a prorrogação é condicionada à averbação de nova autorização do titular do direito minerário preexistente.

§ 2º Em caso de ausência da autorização, a ANM poderá formular exigência nos termos do art. 4º, § 6º.

§ 3º Na recusa de autorização pelo titular do direito minerário prioritário, a ANM poderá conceder a prorrogação parcial ou integral do Registro de Extração nos termos do art. 4º, § 7º.

§ 4º Na ausência de pedido de prorrogação dentro do prazo de vigência do Registro de Extração, será efetuada a baixa na transcrição do Registro de Extração e a área será declarada em disponibilidade, por meio de edital, nos termos do art. 26 do Código de Mineração, com exceção do previsto no art. 21.

§ 5º Considera-se prorrogado o prazo do Registro de Extração até a manifestação definitiva da ANM, desde que atendido o disposto no caput.

§ 6º Se a licença ambiental de operação estiver vencida quando do pedido de prorrogação do Registro de Extração, a prorrogação, se preenchidos os requisitos legais, será deferida pela autoridade competente, cabendo ao titular suspender as atividades de extração até a renovação da licença de operação.

Declaração de Registro de Extração

Art. 11. A declaração de Registro de Extração será emitida pela ANM e seu extrato deverá ser publicado no Diário Oficial da União.

Parágrafo único. A atividade de extração deverá atender, no que couber, as Normas Reguladoras da Mineração - NRM's, aprovadas pela Portaria DNPM nº 237, de 18 de outubro de 2001, ou outras que venham a substituí-las.

Art. 12. É permitida a terceirização das atividades de lavra a empresas legalmente habilitadas pelo órgão público titular do Registro de Extração, desde que os contratos de prestação de serviços e suas eventuais alterações sejam previamente protocolizados no processo de Registro de Extração, acompanhados de:

I - certidão(ões) simplificada(s) da junta comercial da(s) empresa(s) prestadora(s) de serviço contratada(s);

II - registro ou visto junto à regional do Sistema Conselho Federal de Engenharia e Agronomia - Confea / Conselho Regional de Engenharia e Agronomia - Crea para a(s) atividade(s) contratada(s), em caso de pessoa física; e

III - ART(s) de projeto ou execução do(s) responsável(veis) técnico(s) habilitado(s) na(s) áreas específica(s) para a(s) atividade(s) contratada(s).

Parágrafo único. É vedada a terceirização de quaisquer das etapas da obra pública na qual os recursos minerais serão utilizados.

Vedações

Art. 13. Fica vedada aos órgãos da administração direta e autárquica da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios:

I - a cessão ou a transferência, a qualquer título, do requerimento ou do Registro de Extração; ou

II - a contratação de terceiros em desacordo com o disposto nesta Resolução.

Aditamento de nova substância mineral ou obra

Art. 14. É admitido o aditamento de nova substância mineral de emprego imediato na construção civil ao Registro de Extração vigente mediante apresentação dos documentos elencados no art. 4º, inciso III, alíneas "a" e "d".

§ 1º Na hipótese do art. 3º, inciso II, o aditamento de nova substância é condicionado à autorização do titular do direito minerário preexistente.

§ 2º Em caso de ausência da anuência, a ANM poderá formular exigência nos termos do art. 4º, § 6º.

§ 3º Em caso de recusa da anuência pelo titular do direito minerário prioritário, a ANM poderá conceder o aditamento parcial ou integral da substância requerida nos termos do art. 4º, § 7º.

Art. 15. É admitido o aditamento de nova obra ao Registro de Extração vigente mediante apresentação dos documentos elencados no art. 4º, inciso III, alíneas "a", "c" e "d".

§ 1º Na hipótese do art. 3º, inciso II, o aditamento de nova obra é condicionado à autorização do titular do direito minerário preexistente.

§ 2º Em caso de ausência da anuência, a ANM poderá formular exigência nos termos do art. 4º, § 6º.

§ 3º Em caso de recusa da anuência pelo titular do direito minerário preexistente, a ANM poderá conceder o aditamento parcial ou integral da obra requerida nos termos do art. 4º, § 7º.

Sanções

Art. 16. Será aplicada advertência nos casos de:

I - não atendimento de exigências, excetuando as que foram formuladas para instrução do requerimento ou da prorrogação do Registro de Extração, cuja penalidade de indeferimento foi estabelecida;

II - não atendimento às disposições contidas nas NRM's;

III - lavra praticada fora dos limites autorizados, sem prejuízo da lavratura do auto de paralisação;

IV - os trabalhos de extração não serem iniciados no prazo de um ano, sem motivo justificado, a contar da publicação do registro; ou

