

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica

Módulo 4 – Prestação dos Serviços

Revisão	Motivo da Revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Período de vigência
0	Primeira versão aprovada (após realização da AP 064/2020)	Resolução Normativa nº 906/2020	A partir de 01/01/2021

MÓDULO 4 – PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS

SEÇÃO 4.0 – INTRODUÇÃO	4
1 OBJETIVO	4
2 ABRANGÊNCIA.....	4
3 CONTEÚDO.....	4
4 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO	5
5 REFERÊNCIAS	5
6 ANEXOS.....	5
SEÇÃO 4.1 – CAPACIDADE OPERATIVA.....	6
1 OBJETIVO	6
2 ASPECTOS GERAIS.....	6
3 CAPACIDADE OPERATIVA DE LINHA DE TRANSMISSÃO (LT)	7
4 CAPACIDADE OPERATIVA DE TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (TR)	8
5 FATORES LIMITANTES	11
6 CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST)	12
7 REFERÊNCIAS	13
8 ANEXOS.....	14
SEÇÃO 4.2 – REQUISITOS MÍNIMOS DE MANUTENÇÃO.....	31
1 OBJETIVO	31
2 ASPECTOS GERAIS.....	31
3 PLANO DE MANUTENÇÃO.....	31
4 MANUTENÇÃO BASEADA NA CONDIÇÃO OU NA CONFIABILIDADE	33
5 REFERÊNCIAS	33
6 ANEXOS.....	34
SEÇÃO 4.3 – QUALIDADE	43
1 OBJETIVO	43
2 ASPECTOS GERAIS.....	43
3 APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL	43
4 CÁLCULO E LIMITES DA PARCELA VARIÁVEL.....	46
5 ISENÇÕES NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL.....	51

6	CRITÉRIOS ESPECIAIS NA APLICAÇÃO DA PARCELA VARIÁVEL	55
7	PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO	57
8	REFERÊNCIAS	58
9	ANEXOS	58

Assunto:	Introdução	Seção:	4.0	Revisão:	0	Data de Vigência:	01/01/2021	Página:	4 de 59
----------	------------	--------	-----	----------	---	-------------------	------------	---------	---------

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.

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

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Introdução	4.0	0	01/01/2021	5 de 59

4 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

4.1 A presente versão é a original.

5 REFERÊNCIAS

5.1 Não há referências nesta seção.

6 ANEXOS

6.1 Não há anexos nesta seção.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	6 de 59

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.

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.

¹ Conforme disposto no Anexo I.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	7 de 59

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.

	Temperatura de Projeto [°C]								
	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

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	8 de 59

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 SAZONAS 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 SAZONAS 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 SAZONAS 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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	9 de 59

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	10 de 59

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:

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	11 de 59

- 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:

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	12 de 59

- 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:

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	13 de 59

- 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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	14 de 59

Art.12, § 1º da Resolução nº 247, de 13 de agosto de 1999².

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/ANEEL3, 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

8.1 ANEXO I – FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT).

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

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

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

² Para implementar a regulamentação da qualidade do serviço público de transmissão, é necessária a definição das Funções Transmissão (FT) e dos respectivos Pagamentos Base (PB).

³ DOC SIC nº 48552.127372/2005-00. Justificando que a capacidade operativa real das instalações de transmissão seja disponibilizada para prestação do serviço público, tanto em regime normal de operação quanto em condições de emergência, de modo a flexibilizar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), maximizar a continuidade dos serviços de energia elétrica, induzir à utilização racional dos sistemas e minimizar os custos de ampliações e reforços das redes.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	15 de 59

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 transformadores das conversoradas	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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	16 de 59

FUNÇÃO TRANSMISSÃO(FT)	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	17 de 59

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 T_a , 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 T_c (Ω/m)
α_{AC}	Coeficiente de variação da Resistência DC por unidade de Grau Celsius
α_{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(Ω/m)
R_{AC}	Resistência elétrica do condutor em AC a 20°C(Ω/m)
D	Diâmetro do cabo (m)
d	Diâmetro dos fios de alumínio da camada externa (m)
ϵ	Coeficiente de emissividade do condutor
α_s	Coeficiente de absorção do condutor

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	18 de 59

RR	Rugosidade do cabo
T_f	Média entre as temperaturas do condutor e do ar (°c)
λ_f	Condutividade térmica do ar na temperatura Tf (W/m.K)
v_f	Viscosidade cinemática do ar na temperatura Tf (m ² /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)
δ	Ângulo de incidência (ataque) do vento (°)
G	Aceleração da gravidade (9,81 m/s ²)

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:

$$Q_j = I_{CA}^2 * R_{TC_{AC}}$$
Eq.2

$$R_{TC_{AC}} = R_{AC} * [1 + \alpha_{AC} * (T_C - 20)]$$
Eq.3

onde:

$R_{TC_{AC}}$: 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:

$$Q_j = I_{DC}^2 * R_{TC_{DC}}$$
Eq.4

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	19 de 59

$$R_{TC_{DC}} = R_{DC} * [1 + \alpha_{DC} * (T_C - 20)] \quad \text{Eq.5}$$

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 determinada através das equações seguintes:

$$P_c = \pi * \lambda_f * (T_c - T_a) * Nu \quad \text{Eq.6}$$

$$\lambda_f = 2,42 * 10^{-2} + 7,2 * 10^{-5} * T_f \quad \text{Eq.7}$$

$$T_f = \frac{T_c + T_a}{2} \quad \text{Eq.8}$$

3.1 Número de Nusselts para Convecção Forçada ($v > 0,5 \text{ m/s}$)

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

$$Nu = B_2 * Re^{m_2} \quad \text{Eq.9}$$

onde:

Re: é o número de *Reynolds*.

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

$$Re = \frac{D * V * DRA}{v_f} \quad \text{Eq.10}$$

onde:

$$DRA = e^{-1,16 * 10^{-4} * H} \quad \text{Eq.11}$$

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

$$v_f = 1,32 * 10^{-5} + 9,5 * 10^{-8} * T_f \quad \text{Eq.12}$$

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	20 de 59

3.1.3. Os coeficientes B_2 e m_2 , usados na Eq.9, são obtidos a partir da tabela a seguir:

Tabela 3 – Coeficientes B_2 e m_2

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 teto de alumínio:

$$RR = \frac{d}{2*(D - 2 * d)} \quad \text{Eq.13}$$

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:

$$Nu_{\delta} = Nu_{\delta=90} (A_1 + B_2 * (\operatorname{sen}\delta)^{m1}) \quad \text{Eq.14}$$

onde:

para 0°. ≤ δ ≤ 24°.

$$A_1 = 0,42, B_2 = 0,68 \text{ e } m1 = 1,08$$

para 24°. < δ ≤ 90°.

$$A_1 = 0,42, B_2 = 0,58 \text{ e } m1 = 0,90$$

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:

$$N_{PRA} = 0,715 - 2,5 * 10^{-4} * T_f \quad \text{Eq.15}$$

$$G_r = \frac{D^3 * (T_c - T_a) * g}{(T_f + 273) * v_f^2} \quad \text{Eq.16}$$

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

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	21 de 59

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

Eq.17

3.2.3. Os valores de A_2 e m^2 são obtidos pelas tabelas a seguir:

Tabela 4 – Valores de A_2 e m^2

Gr*N _{PRA}		A ₂	m ²
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 ($V < 0,5 \text{ m/s}$)

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 $NU = 0,55 * NU_{90}$;
- c) Usa-se a Eq.6 com NU calculado pela Eq.17.

4. Cálculo de P_r :

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

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

Eq.18

onde:

$$\sigma = 5,67 \times 10^{-8} \text{ (constante de Stefan-Boltzmann)}$$

4.2. O valor de ϵ 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:

$$Q_s = \alpha_s * D * I_B$$

Eq.19

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	22 de 59

5.2. O valor de α_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:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{\sqrt{1,0123 + 2,36 * 10^{-5}}} \quad \text{Eq.20}$$

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

$$Ik = \frac{I_{DC}}{A} \quad \text{Eq.21}$$

Se $Ik \leq 0,742$:

$$I_{AC} = I_{DC} \quad \text{Eq.22}$$

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

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{[1 + 0,02(25,62 - 133,9Ik + 288,8Ik^2 - 334,5Ik^3 + 226,5Ik^4 - 89,73Ik^5 + 19,31Ik^6 - 1,744Ik^7)]^{1/2}} \quad \text{Eq.23}$$

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

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

Se $Ik > 3,908$:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{(1,1)^{1/2}} \quad \text{Eq.25}$$

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:

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	23 de 59

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

Eq.26

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	24 de 59

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, consequentemente, 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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	25 de 59

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 accessíveis 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, consequentemente, 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:

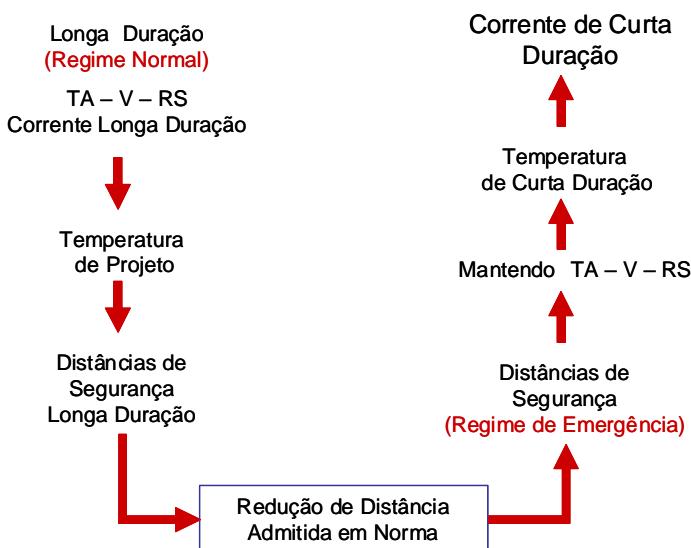


Figura 1 – Metodologia para Determinação da Corrente de Curta Duração
(TA = Temperatura Ambiente; V = Velocidade do Vento; RS = Radiação Solar)

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

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	26 de 59

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 Condutor) utilizada para o projeto da LT, de acordo com a tabela a seguir:

Tabela 5 – Fator de correção para condição de emergência

Fator	Temperatura de Projeto (Graus Celsius)								
	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

- 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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	27 de 59

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:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n Vs_i \cdot Vf_i \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} [pu] \quad \text{Eq.1}$$

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 carregamento 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 celulose.

Isto é:

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

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	28 de 59

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

Eq.2

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

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

Eq.3

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

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

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

Oes: 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

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

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	29 de 59

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:

$$Vf = \frac{1 - e^{\Delta T \cdot Vfs \ln\left(1 - \frac{TXf}{100}\right)}}{1 - e^{\Delta T \cdot \ln\left(1 - \frac{TXf}{100}\right)}} [pu] \quad \text{Eq.6}$$

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:

$$PVL\% = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta en} + A\right)} \cdot \Delta t_i \cdot 100[\%] \quad \text{Eq.7}$$

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

$$PVS\% = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta es} + A\right)} \cdot \Delta t_i \cdot 100[\%] \quad \text{Eq.8}$$

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

$$Ten = 273 + \theta en[K] \quad \text{Eq.9}$$

$$Tes = 273 + \theta es[K] \quad \text{Eq.10}$$

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

$$Vfs = 10^{B \cdot \left(\frac{1}{Ten} - \frac{1}{Tes}\right)} \quad \text{Eq.11}$$

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Capacidade Operativa	4.1	0	01/01/2021	30 de 59

onde:

B : constante da curva de expectativa de vida da isolação de papel $B=6972.15$;

θ_{en} : temperatura ($^{\circ}\text{C}$) limite do ponto mais quente do enrolamento, conforme a seguir:

para transformador de classe 55°C : $\theta_{en} = 40+55+10=105^{\circ}\text{C}$

para transformador de classe 65°C : $\theta_{en} = 40+65+15=120^{\circ}\text{C}$; e

θ_{es} : temperatura ($^{\circ}\text{C}$) 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 “ V_s ” para cada ciclo de carga dentro do mês em que foi constatada a sobrecarga. Se o fator “ V_s ” 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:

$$\text{Adicional Financeiro} = S \cdot P_B - P_B = P_B \cdot (S - 1)$$

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 $\text{TXf} = 1,73\%/\text{ano}$, 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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Requisitos Mínimos de Manutenção	4.2	0	01/01/2021	31 de 59

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

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Requisitos Mínimos de Manutenção	4.2	0	01/01/2021	32 de 59

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Requisitos Mínimos de Manutenção	4.2	0	01/01/2021	33 de 59

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Requisitos Mínimos de Manutenção	4.2	0	01/01/2021	34 de 59

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Requisitos Mínimos de Manutenção	4.2	0	01/01/2021	35 de 59

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) Ensaios 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.

Assunto: Requisitos Mínimos de Manutenção	Seção: 4.2	Revisão: 0	Data de Vigência: 01/01/2021	Página: 36 de 59
--	---------------	---------------	---------------------------------	---------------------

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;
- Inspeção da caixa de acionamento motorizado do comutador;
- Ensaios de fator de potência e de capacidade das buchas com derivação capacitativa.

Assunto: Requisitos Mínimos de Manutenção	Seção: 4.2	Revisão: 0	Data de Vigência: 01/01/2021	Página: 37 de 59
--	---------------	---------------	---------------------------------	---------------------

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;

Assunto: Requisitos Mínimos de Manutenção	Seção: 4.2	Revisão: 0	Data de Vigência: 01/01/2021	Página: 38 de 59
--	---------------	---------------	---------------------------------	---------------------

- 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 capacidade das buchas com derivação capacitativa.

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 capacidade;
- 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;

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Requisitos Mínimos de Manutenção	4.2	0	01/01/2021	39 de 59

- 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 capacidade dos capacitores de equalização, quando for o caso;
- Ensaios de capacidade 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).

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Requisitos Mínimos de Manutenção	4.2	0	01/01/2021	40 de 59

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

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Requisitos Mínimos de Manutenção	4.2	0	01/01/2021	41 de 59

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 geoespecializadas 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 geoespecializadas 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;

Assunto: Requisitos Mínimos de Manutenção	Seção: 4.2	Revisão: 0	Data de Vigência: 01/01/2021	Página: 42 de 59
--	---------------	---------------	---------------------------------	---------------------

- 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 Reatores de Potência	6	1
Ensaio físico-químico do óleo isolante	Transformadores de Potência ou Autotransformadores Reatores de Potência	24	4
Manutenção Preventiva Periódica	Transformadores de Potência ou Autotransformadores Reatores de Potência Disjuntores Chave Seccionadora Chave de Alta Velocidade Medidores de Tensão e Corrente em CCAT Transformadores para Instrumento Para-raios	72	12
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

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	43 de 59

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	44 de 59

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 operação⁴.

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:

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

onde:

⁴ Esse dispositivo passará a vigorar a partir de 6/7/2021.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	45 de 59

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:

$$DISP_a \% = 100 \cdot \left[1 - \frac{1}{24 \cdot 60 \cdot D} \cdot \sum_{i=1}^{NI} DEI_i \right] \quad \text{Eq.2}$$

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	46 de 59

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

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	47 de 59

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:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_o \cdot PAOD_j) \right) \quad \text{Eq.3}$$

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;

PADPi: Período Associado a DESLIGAMENTO PROGRAMADO i , em minutos;

PAODj: Período Associado a OUTRO DESLIGAMENTO j , em minutos;

Kp: Fator multiplicador para DESLIGAMENTO PROGRAMADO (Anexo I);

Ko: Fator multiplicador para OUTROS DESLIGAMENTOS (Anexo I), sendo que esse fator será reduzido para Kp 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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	48 de 59

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:

$$PVRO = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(\sum_{i=1}^{NRL} (ROL_i \cdot DROL_i) + \sum_{c=1}^{NRC} (ROC_c \cdot DROC_c) \right) \quad \text{Eq.4}$$

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;

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	49 de 59

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:

$$PVC = \frac{PB}{24 \cdot 60 \cdot D} \cdot \sum_{i=1}^{NI} \left[\sum_{j=1}^N d_{ij} \cdot \left(0,025 + K_{ij} \cdot \frac{P_{ij}}{P_{nom}} \right) \right] \quad \text{Eq.5}$$

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*;

d_{ij}: Período, em minutos, da INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA *i* com a redução de capacidade *P_{ij}* e fator *K_{ij}*;

P_{ij}: Capacidade de transmissão de potência, em MW, reduzida no período *d_{ij}* em consequência da INDISPONIBILIDADE NA FT – CONVERSORA *i*; e

P_{nom}: 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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	50 de 59

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.

Límites

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	51 de 59

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:

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	52 de 59

- a) AMPLIAÇÃO;
- b) REFORÇO; ou
- c) MELHORIA constante do PLANO DE MODERNIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES (PMI) ou autorizada pela ANEEL.

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;

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	53 de 59

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	54 de 59

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	55 de 59

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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	56 de 59

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 resarcida, 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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	57 de 59

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 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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	58 de 59

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 nº 5.163, 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.

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade	4.3	0	01/01/2021	59 de 59

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			
TR	CCAT(*)	3		50	10
	Trifásico (*)	1			
	≤345kV	1			
CR	>345kV	1		150	10
	REA	≤345kV			
		>345kV			
	CRE	(*)			
		3			
	CSI	(*)			
		3			
BC	(*)	3		100	5,0
	CSE	(*)			

(*) 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