

Submódulo 3.6

Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão

Rev. Nº.	Motivo da revisão	Data e instrumento de aprovação pela ANEEL
1.1	Atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 312/08, de 06 de maio de 2008.	15/09/2010 Despacho SRT/ANEEL nº 2744/10
2016.12	Versão decorrente de Audiência Pública nº 020/2015	16/12/16 Resolução Normativa nº 756/16
2019.08	Versão decorrente da Audiência Pública nº 041/2018	04/09/19 Resolução Normativa nº 857/19

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

1 INTRODUÇÃO	4
2 OBJETIVO	5
3 ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO	6
4 RESPONSABILIDADES	6
4.1 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS.....	6
4.2 AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO, DE GERAÇÃO, DE IMPORTAÇÃO/EXPORTAÇÃO E DOS CONSUMIDORES...	6
5 PRINCÍPIOS BÁSICOS	6
6 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA OS SISTEMAS DE PROTEÇÃO, SUPERVISÃO E CONTROLE, MEDIÇÃO, TELECOMUNICAÇÕES E CONTROLE DAS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO	6
6.1 SISTEMAS DE PROTEÇÃO, DE REGISTRO DE PERTURBAÇÕES E DE TELECOMUNICAÇÕES PARA TELEPROTEÇÃO.....	6
6.2 SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE PARA A OPERAÇÃO	7
6.3 SISTEMAS DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO	7
6.4 SISTEMAS DE TELECOMUNICAÇÕES	7
6.5 SISTEMAS DE CONTROLE	7
7 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DE USINAS HIDROELÉTRICAS E TERMOELÉTRICAS	8
7.1 ASPECTOS GERAIS	8
7.2 REQUISITOS TÉCNICOS GERAIS	9
7.3 REQUISITOS PARA O SISTEMA DE EXCITAÇÃO	11
7.4 REQUISITOS RELATIVOS À REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA.....	15
7.5 REQUISITOS RELATIVOS À REGULAÇÃO SECUNDÁRIA DE FREQUÊNCIA.....	17
7.6 REQUISITOS ESPECÍFICOS PARA O SISTEMA DE PROTEÇÃO	17
7.7 REQUISITOS ESPECÍFICOS PARA O SISTEMA DE REGISTRO DE PERTURBAÇÃO.....	18
7.8 REQUISITOS PARA OS SERVIÇOS AUXILIARES	18
7.9 REQUISITOS RELATIVOS A SOLICITAÇÕES DE CURTO-CIRCUITO.....	19
8 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS	20
8.1 ASPECTOS GERAIS	20
8.2 REQUISITOS TÉCNICOS GERAIS	21
8.3 VARIAÇÃO DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	28
8.4 INSTABILIDADE DE TENSÃO.....	28
8.5 REQUISITOS ESPECÍFICOS PARA O SISTEMA DE PROTEÇÃO	28
8.6 REQUISITOS ESPECÍFICOS PARA O SISTEMA DE REGISTRO DE PERTURBAÇÕES.....	29
8.7 OS REQUISITOS ESPECÍFICOS PARA O SISTEMA DE REGISTRO DE PERTURBAÇÕES DAS UNIDADES GERADORAS DE CENTRAL GERADORA EÓLICA OU DE CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA DEVEM SER DEFINIDOS PELOS RESPECTIVOS FABRICANTES. REQUISITOS DE SUPORTABILIDADE A SUBTENSÕES E SOBRETENSÕES DINÂMICAS	29
8.8 REQUISITOS PARA INJEÇÃO DE CORRENTE REATIVA SOB DEFEITO	29
8.9 REQUISITOS PARA TOMADA DE CARGA	30
9 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DE CARGA.....	30
9.1 ASPECTOS GERAIS	30
9.2 CONDIÇÕES DE CONEXÃO	30
9.3 REQUISITOS DE FATOR DE POTÊNCIA	31

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

10 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DAS INSTALAÇÕES DE INTERESSE RESTRITO DE AGENTES DE IMPORTAÇÃO/EXPORTAÇÃO PARA INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL..... 32

10.1 ASPECTOS GERAIS	32
10.2 CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO	32
10.3 DESEMPENHO DINÂMICO.....	32
10.4 CONTROLE DE TENSÃO	33
10.5 INTERFERÊNCIA HARMÔNICA	33
10.6 OPERAÇÃO MONOPOLAR COM RETORNO PELA TERRA	33
10.7 OUTROS ASPECTOS.....	33

11 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO EM DERIVAÇÃO (TAPE) NA REDE BÁSICA..... 33

11.1 CONDIÇÕES GERAIS	33
11.2 CONDIÇÕES DE APLICAÇÃO.....	34
11.3 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA AS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO	36
11.4 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE PROTEÇÃO DA SUBESTAÇÃO	36

12 REQUISITOS TÉCNICOS PARA ARRANJOS DE BARRAMENTOS..... 37

13 REFERÊNCIAS..... 37

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

1 INTRODUÇÃO

1.1 Este submódulo define os requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora e os que se aplicam aos casos de conexão de centrais de geração às instalações sob responsabilidade de distribuidora em nível de tensão superior a 69 kV.

1.2 No que se refere à conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora, os requisitos aplicam-se à conexão à Rede Básica, às Demais Instalações de Transmissão – DIT, às instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada – ICG e às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica.

1.3 Quando houver compartilhamento de instalações de interesse restrito para a conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, os requisitos técnicos mínimos devem ser atendidos por todos os usuários do compartilhamento na conexão das instalações compartilhadas às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora.

1.4 Além do disposto neste submódulo, os agentes responsáveis por centrais de geração com conexão nas instalações sob responsabilidade de distribuidora em nível de tensão superior a 69 kV devem observar o disposto nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

1.5 Os requisitos técnicos mínimos aplicáveis às instalações de conexão às DIT devem atender os padrões técnicos da concessionária de transmissão detentora da instalação acessada e às normas e padrões técnicos da concessionária ou permissionária de distribuição, quando houver transferência de instalações.

1.6 Os requisitos técnicos mínimos para as instalações de transmissão estão estabelecidos no Módulo 2 *Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho*.

1.7 A conexão às instalações de transmissão deve atender aos padrões de desempenho definidos no Módulo 25 *Apuração de dados, relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional e indicadores de desempenho*.

1.8 Por princípio, os requisitos técnicos mínimos das instalações de conexão do acessante devem estar em conformidade com as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, no que for aplicável e, complementados, com as normas técnicas da *International Electrotechnical Commission* – IEC e *American National Standards Institute* – ANSI. Adicionalmente, quando nenhuma das normas anteriores atenderem aos requisitos exigidos e com a anuência prévia pelo Operador, as recomendações do Institute of Electrical and Electronics Engineers –IEEE poderão ser seguidas.

1.9 É de responsabilidade de todos os agentes envolvidos garantir que na fronteira com as instalações sob responsabilidade de transmissora sejam atendidos os limites dos indicadores de desempenho e os requisitos técnicos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

1.10 O Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão – CCT estabelece a relação entre o acessante e a concessionária de transmissão responsável pelo ponto de conexão, no que se refere às instalações de conexão, as responsabilidades e penalidades associadas.

1.11 No caso de instalação de conexão existente nas instalações sob responsabilidade de transmissora, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS pode propor à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a adequação dessa instalação devido ao não atendimento aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos neste submódulo, decorrente da evolução do Sistema Interligado Nacional – SIN.

1.12 Os módulos e submódulos aqui mencionados são:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

- (a) Módulo 2 *Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho*;
- (b) Submódulo 2.3 *Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos*;
- (c) Submódulo 2.5 *Requisitos mínimos para elos de corrente contínua*;
- (d) Submódulo 2.6 *Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de telecomunicações para teleproteção*;
- (e) Submódulo 2.7 *Requisitos de supervisão e controle para a operação*;
- (f) Submódulo 2.8 *Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica e de desempenho das funções transmissão*;
- (g) Submódulo 10.14 *Requisitos operacionais especiais para os centros de operação, subestações e usinas da Rede de Operação*;
- (h) Submódulo 11.4 *Sistemas Especiais de Proteção*;
- (i) Submódulo 11.6 *Registro de perturbações*;
- (j) Submódulo 11.7 *Proteções de caráter sistêmico*;
- (k) Módulo 12 *Medição para faturamento*;
- (l) Submódulo 12.1 *Medição para faturamento: visão geral*;
- (m) Módulo 13 *Telecomunicações*;
- (n) Submódulo 22.3 *Análise de perturbação*;
- (o) Módulo 23 *Critérios para estudos*;
- (p) Submódulo 23.2 *Critérios para definição das redes do Sistema Interligado Nacional*
- (q) Submódulo 23.3 *Diretrizes e critérios para estudos elétricos*;
- (r) Módulo 25 *Apuração de dados, relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional e indicadores de desempenho*; e
- (s) Módulo 26 *Modalidade de operação de usinas*.

2 OBJETIVO

2.1 O objetivo deste submódulo é estabelecer os requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora, com o propósito de:

- (a) balizar as ações do ONS relativas à proposição das ampliações, reforços e melhorias nas instalações sob responsabilidade de transmissora;
- (b) fornecer aos novos usuários das instalações sob responsabilidade de transmissora as informações necessárias para a elaboração do projeto do ponto de conexão e das instalações de transmissão de uso exclusivo/restrito; e
- (c) fornecer aos usuários já conectados às instalações sob responsabilidade de transmissora, que requeiram acesso e/ou contratação, as informações necessárias para atualização/adequação do projeto do ponto de conexão e das instalações de transmissão de uso exclusivo/restrito.

2.2 Este submódulo também tem como objetivo apresentar os requisitos técnicos mínimos para a conexão de centrais de geração às instalações sob responsabilidade de distribuidora em nível de tensão superior a 69 kV.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

3 ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

3.1 Alterações decorrentes das disposições do Despacho ANEEL nº 4.093, de 05 de dezembro de 2017, quanto à modalidade de despacho operativo de usinas hidroelétricas com potência superior a 30 MW e da compatibilização dos Procedimentos de Rede, devido a inclusão da modalidade de usinas Tipo II-C no Submódulo 26.2 *Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas*.

4 RESPONSABILIDADES

4.1 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

- (a) Estabelecer os requisitos técnicos mínimos para a especificação das instalações de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora.

4.2 Agentes de distribuição, de geração, de importação/exportação e dos consumidores

- (a) Atender os critérios e requisitos técnicos mínimos estabelecidos nos itens 6 a 12 deste submódulo; e
- (b) Atender às recomendações indicadas no Parecer de Acesso, antes de sua entrada em operação; e
- (c) Implementar as ações necessárias para atender aos limites de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

5 PRINCÍPIOS BÁSICOS

5.1 Os indicadores de desempenho das instalações de transmissão quanto à Qualidade da Energia Elétrica – QEE têm limites globais, de caráter sistêmico, e limites individuais, relativos a cada acessante.

5.1.1 Devem ser respeitados os limites - globais e individuais - estabelecidos no Submódulo 2.8.

5.1.2 Os indicadores de caráter individual devem ser obtidos por meio de medição, conforme estabelecido no Submódulo 2.8, e de estudos, conforme descrito no Submódulo 23.3.

5.1.3 Os indicadores de caráter global devem ser obtidos por meio de campanhas de medição, conforme estabelecido no Submódulo 2.8.

6 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA OS SISTEMAS DE PROTEÇÃO, SUPERVISÃO E CONTROLE, MEDIÇÃO, TELECOMUNICAÇÕES E CONTROLE DAS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO

6.1 Sistemas de proteção, de registro de perturbações e de telecomunicações para teleproteção

6.1.1 Aspectos gerais

6.1.1.1 Os requisitos técnicos gerais para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de telecomunicações para teleproteção estão descritos no Submódulo 2.6.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

6.1.2 Sistemas de proteção de linhas de transmissão

6.1.2.1 Linhas radiais de uso exclusivo do acessante podem dispensar a utilização de esquemas de teleproteção mediante avaliação técnica do ONS.

6.1.3 Sistemas de registro de perturbações

6.1.3.1 Os sistemas de registro de perturbações das instalações do acessante podem ser constituídos por funções integradas nos sistemas de proteção dessas instalações.

6.1.3.2 Os registros de oscilografia devem ser armazenados pelo acessante e fornecidos ao ONS e ao agente de transmissão acessado, quando solicitado, conforme estabelecido no Submódulo 22.3.

6.1.3.3 Esses registros devem ser disponibilizados ao ONS no formato de dados especificado no Submódulo 11.6.

6.1.4 Sistemas Especiais de Proteção – SEP

6.1.4.1 Quando solicitado pelo ONS, após a elaboração de estudos com a participação dos agentes envolvidos, o agente de transmissão acessado e o acessante devem instalar Sistemas Especiais de Proteção – SEP, conforme estabelecido no Submódulo 11.4.

6.1.5 Proteções de caráter sistêmico

6.1.5.1 Quando solicitado pelo ONS, o agente de transmissão acessado e o acessante devem instalar proteções de caráter sistêmico, conforme estabelecido no Submódulo 11.7.

6.2 Sistemas de supervisão e controle para a operação

6.2.1 Os sistemas de supervisão e controle devem atender aos requisitos técnicos mínimos descritos no Submódulo 2.7.

6.3 Sistemas de medição para faturamento

6.3.1 Os procedimentos e requisitos referentes aos sistemas de medição para faturamento estão estabelecidos no Módulo 12.

6.4 Sistemas de telecomunicações

6.4.1 Os padrões e procedimentos referentes aos sistemas de telecomunicações estão estabelecidos no Módulo 13.

6.5 Sistemas de Controle

6.5.1 Os requisitos técnicos mínimos de controle para a conexão de usinas hidroelétricas e termelétricas estão relacionados no item 7 deste submódulo.

6.5.2 Os requisitos técnicos mínimos de controle para a conexão de centrais geradoras eólicas ou fotovoltaicas estão relacionados no item 8 deste submódulo.

6.5.3 Para as instalações que requerem sistemas de controle específicos, tais como estações conversoras de frequência, sistemas de transmissão em corrente contínua (CC), equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), compensadores estáticos, os requisitos devem ser definidos caso a caso pelo ONS, com o objetivo de garantir o desempenho adequado das instalações de transmissão.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

7 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DE USINAS HIDROELÉTRICAS E TERMOELÉTRICAS

7.1 Aspectos gerais

7.1.1 Os requisitos técnicos mínimos estabelecidos neste item 7 são aplicáveis às unidades geradoras das usinas hidroelétricas e termoeletricas com potência total superior a 30 MW com conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora, de forma individual ou compartilhada.

7.1.1.1 As usinas hidroelétricas classificadas na modalidade de operação Tipo II-A podem ter alguns de seus requisitos técnicos mínimos flexibilizados.

7.1.2 As unidades geradoras das usinas hidroelétricas e termoeletricas com potência total inferior ou igual a 30 MW com conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora, de forma individual ou compartilhada, devem atender os requisitos técnicos gerais para operação em regime de frequência não nominal indicados nos itens 1 e 2 do Quadro 1 deste submódulo, e o ONS avalia caso a caso quanto à necessidade de atendimento aos demais requisitos gerais, levando em consideração a potência total da usina e a sua localização no sistema elétrico.

7.1.3 Também devem atender ao disposto neste item 7, as unidades geradoras das usinas hidroelétricas e termoeletricas com conexão às instalações sob responsabilidade de distribuidora e classificadas na modalidade de operação Tipo I.

7.1.4 As unidades geradoras das usinas hidroelétricas e termoeletricas classificadas nas modalidades de operação Tipo II A, Tipo II B, Tipo II C ou Tipo III, com conexão às DIT ou às instalações sob responsabilidade de distribuidora em tensão superior a 69 kV, devem atender os requisitos técnicos gerais para operação em regime de frequência não nominal indicados nos itens 1 e 2 do Quadro 1 deste submódulo. A necessidade de atendimento aos demais requisitos gerais por usinas com capacidade instalada total superior a 30 MW ou por grupos de usinas, em uma mesma área geoeletrica, com capacidade instalada total superior a 50 MW, será analisada caso a caso pelo ONS.

7.1.5 Os acessos de usinas devem atender na conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora os limites dos indicadores de desempenho definidos no Submódulo 2.8.

7.1.6 As usinas não podem reduzir a flexibilidade de recomposição da rede elétrica, seja em função de limitações dos seus equipamentos, seja em função de tempo de recomposição, salvo em situações críticas de esvaziamento reservatório.

7.1.7 O acessante é responsável por avaliar qualquer efeito que o SIN possa provocar sobre suas instalações e por tomar as ações corretivas que lhe são cabíveis.

7.1.8 Todos os estudos necessários à avaliação do impacto da usina no SIN devem ser realizados pelo acessante e disponibilizados seus resultados e as bases de dados utilizadas.

7.1.9 Para o ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora e para a área de influência da usina devem ser feitas avaliações para verificar se há superação da capacidade de equipamentos ou necessidade de reajustes de parâmetros de proteção, supervisão e controle. Para tal, devem ser realizados estudos relativos:

- ao nível de curto-circuito com a presença da usina;
- à capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de corrente e malhas de terra, verificando inclusive a possibilidade de saturação de transformadores de corrente;
- à adequação e ao ajuste dos sistemas de proteção, supervisão e controle envolvidos com a integração da usina;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

- (d) à avaliação paramétrica dos reguladores de tensão, de velocidade e dos sinais estabilizadores; e
- (e) à avaliação dos sistemas de partida das unidades geradoras termoeletricas quanto aos indicadores de variação de tensão de curta duração estabelecidos no Submódulo 2.8.

7.1.10 As especificações das usinas termoeletricas devem ser precedidas de análises dos modos de oscilação sub-síncrona, a serem realizadas pelo acessante. Os equipamentos para o amortecimento de tais oscilações, função das características de impedância das instalações de transmissão, devem ser instalados pelo acessante antes do início da operação da usina. Especial atenção deve ser dada a possíveis interações desses equipamentos com os controles de conversora de corrente contínua para corrente alternada (CCAT), controlador FACTS e banco de capacitores série próximo à usina termoeletrica.

7.1.11 Cada unidade geradora a ser interligada ao SIN deve suportar esforços torcionais sobre os conjuntos turbina-gerador provenientes de manobras, curtos circuitos, religamentos ou de interações torcionais decorrentes de ressonâncias entre modos elétricos da rede e modos mecânicos do conjunto turbina-gerador ou entre estes e controles existentes no SIN, como por exemplo, os equipamentos HVDC – *High Voltage Direct Current* e TCSC – *Thyristor Controlled Series Capacitor*. Dessa forma, na especificação de nova unidade geradora a ser interligada ao SIN, tais esforços devem ser considerados.

7.1.12 Mediante solicitação do agente, o ONS deve avaliar a possibilidade de tomar providências visando reduzir os esforços oriundos de religamento de linha de transmissão (LT). Cabe ao agente apresentar os resultados de estudos – com explicitação da modelagem e da metodologia de cálculo utilizadas – que demonstrem a necessidade de tais providências. O acessante deve informar ao ONS os valores de suportabilidade máxima admissível dos eixos de seus equipamentos e demais características do conjunto turbina-gerador necessárias para a caracterização das interações torcionais.

7.1.13 As ações e os custos decorrentes da aplicação dos requisitos técnicos mínimos descritos neste item 7 são de responsabilidade do agente de geração.

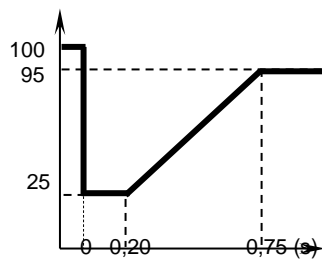
7.2 Requisitos técnicos gerais

7.2.1 O Quadro 1 apresenta os requisitos técnicos gerais para as usinas hidroelétricas e termoeletricas e suas unidades geradoras.

Quadro 1 – Requisitos técnicos gerais

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras hidroelétricas	<ul style="list-style-type: none"> (a) Operação entre 56 e 66 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos. (c) Operação entre 58,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados. (d) Operação acima de 63 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos. 	Minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
2. Operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras termoeletricas	(a) Operação entre 57 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 57,5 Hz por período de tempo mínimo de 5 segundos. (c) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos; (d) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados. (e) Operação acima de 61,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos (1).	Minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação.
3. Participação em Sistemas Especiais de Proteção — SEP	Possibilidade de desconexão automática de geração, para atender a esquemas de ilhamento da usina.	Minimizar consequências de perturbações no sistema.
4. Geração/absorção de potência reativa	A unidade geradora deve ser capaz de operar com fator de potência dentro da faixa de 0,90 capacitivo (sobreexcitado) a 0,95 indutivo (subexcitado).	Participar efetivamente no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.
5. Operação em regime de tensão não nominal	No ponto de conexão da usina às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, operação entre 0,90 e 1,05 p.u. da tensão nominal, sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados da usina.	Evitar o desligamento da usina quando há variações de tensão no sistema.
6. Desempenho durante curto-circuito trifásico	Cada unidade geradora e seus serviços auxiliares devem suportar, sem serem desligados, as seguintes variações de tensão de geração provocadas por defeitos na rede: - redução instantânea para até 25% da tensão nominal de geração com duração de 0,20 s, seguida de um aumento linear para 95% da tensão nominal de geração em 0,55 s.	Garantir que as máquinas não sejam desligadas durante curtos-circuitos e afundamentos de tensão. Tensão do gerador (%) 
7. Desempenho durante curto-circuito assimétrico (corrente de sequência inversa)	Cada unidade geradora deve suportar a circulação da corrente de sequência inversa correspondente a uma falta assimétrica, definida por sua característica $I_2^2 t = K$, durante o tempo decorrido desde o início da falta até a atuação da última proteção de retaguarda.	Garantir que as máquinas não sejam desligadas durante curtos-circuitos assimétricos.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
8. Operação ilhada com seus serviços auxiliares	Quando as variações de tensão e/ou frequência na rede excederem os seus limites, a usina deve passar com segurança para a operação ilhada com seus serviços auxiliares. Ela deve ser projetada para tanto e também para operar na condição de ilhamento por pelo menos 1 (uma) hora. Obs.: Requisito não exigível para usinas a carvão e usinas nucleares.	

Nota: (1) A temporização da proteção de desligamento por sobrefrequência é definida com base em avaliação do desempenho dinâmico, para garantir a segurança operativa do SIN.

7.2.2 Em casos excepcionais, pode ser proposta pelo agente de geração, para análise do ONS, a operação de usina termoeletrica em condições diferentes das estabelecidas no item 2 do Quadro 1, desde que:

- (a) atenda obrigatoriamente ao requisito mencionado no item 2(d) do Quadro 1;
- (b) em condições de subfrequência, o ilhamento da usina seja tecnicamente viável, com a garantia do perfeito funcionamento do SEP associado;
- (c) em condições de sobrefrequência, as unidades geradoras sejam desligadas por proteção ou esquema específico, com ajustes de frequência e temporização estabelecidos pelo ONS; e
- (d) os custos decorrentes da implantação dos esquemas de proteção necessários, bem como os oriundos da operação inadequada desses esquemas, fiquem a cargo do agente de geração.

7.3 Requisitos para o sistema de excitação

7.3.1 As características e o desempenho do sistema de excitação devem estar perfeitamente adequados ao projeto do gerador. O sistema de excitação deve conter pelo menos os seguintes recursos:

- (a) controle automático da tensão terminal no gerador ou da tensão da barra de alta da usina, mediante controle conjunto das unidades;
- (b) controle manual da excitação do gerador;
- (c) transição suave de controle automático para controle manual e vice-versa;
- (d) compensação de corrente reativa;
- (e) estabilizador de sistemas de potência (sinal adicional estabilizante);
- (f) rápida desexcitação do campo do gerador;
- (g) polarização do campo para a elevação inicial da tensão do gerador (excitação inicial);
- (h) limitação automática da relação Volt/Hertz;
- (i) limitação automática da excitação em valores máximo e mínimo ($E_{fd_{máx}}$ e $E_{fd_{mín}}$);
- (j) capacidade transitória da tensão negativa; e
- (k) desempenho automático das funções que são requeridas pelas sequências de controle automático de partida e parada, do grupo turbina-gerador.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

7.3.2 O Quadro 2 apresenta os requisitos técnicos mínimos para a excitatriz da unidade geradora.

Quadro 2 – Requisitos técnicos mínimos para a excitatriz

Descrição	Requisito técnico mínimo
1. Capacidade nominal de excitação	A capacidade de condução de corrente contínua (CC) não deve ser inferior a 110% da corrente de excitação necessária para manter o gerador operando com potência máxima e 105% de tensão nominal.
2. Tensão de teto	(a) Teto positivo: não menor que 2,5 vezes a tensão de campo nominal (nas condições nominais de potência ativa, tensão e fator de potência). (b) Teto negativo: não menor que 80% do teto positivo. Obs.: 1,0 pu de tensão corresponde à tensão de campo necessária para gerar a tensão nominal na linha do entreferro a vazio.
3. Tempo de resposta de tensão de campo (1)	Menor ou igual a 0,1 s.
4. Máximo valor da curva de resposta da tensão terminal (<i>overshoot</i>) (2)	Menor ou igual a 10%.
5. Tempo de estabilização da tensão terminal (2)	Menor ou igual a 1 s.
6. Capacidade contínua do transformador de excitação	Não deve ser menor que o requerido quando a excitatriz estiver operando continuamente.
7. Alimentação	(a) O sistema de excitação de cada gerador deve ser totalmente independente, ou seja, não deve depender de outro gerador nem de alimentação auxiliar externa em corrente alternada (CA). (b) A exceção é para: (1) a excitação inicial do campo; (2) os serviços auxiliares que sejam essenciais à partida do gerador ou não a limitem; e (3) os ensaios.

Notas: (1) Estando a máquina em vazio, desconectada da rede, operando à tensão de campo nominal e aplicando-se um degrau na referência do regulador de tensão que leve o sistema de excitação à tensão de teto no menor tempo possível, o tempo de resposta é o tempo em segundos para a tensão de campo atingir 95% da diferença entre a tensão de teto e a tensão de campo a plena carga.

(2) É o tempo necessário para que a resposta da tensão terminal ao ensaio de degrau na referência do regulador de tensão com a máquina em vazio alcance e permaneça dentro da faixa de $\pm 2\%$ do valor final.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

7.3.3 O Quadro 3 apresenta os requisitos técnicos mínimos de desempenho para o regulador de tensão da unidade geradora.

Quadro 3 – Requisitos de desempenho para o regulador de tensão

Descrição	Requisito técnico mínimo
1. Controle de tensão	<p>(a) O sistema de excitação deve ser capaz de manter a tensão do gerador dentro de limites especificados, com o regulador de tensão operando em modo automático e com umidade relativa do ar a 100% e temperatura na faixa de - 5°C a 50°C.</p> <p>(b) A tensão nas 3 fases do gerador, quando da operação em regime estável de carga e frequência deve ser mantida na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado para:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) qualquer valor de corrente de carga e de excitação dentro da faixa de operação do gerador; (2) qualquer valor de tensão terminal do gerador compreendida na faixa de 90 a 110% da tensão nominal quando o gerador estiver sem carga; (3) qualquer frequência na faixa de $\pm 5\%$ do valor nominal. <p>(c) Em caso de rejeição de carga nos terminais do gerador que estiver operando dentro de sua curva de capacidade, a tensão terminal:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) não deve exceder o valor máximo de 120% do valor ajustado; (2) deve ser rapidamente restabelecida para um valor compreendido entre $\pm 5\%$ do valor ajustado, num tempo inferior a 0,5 s após a ocorrência da rejeição; (3) ao atingir o regime permanente, deve estabilizar-se dentro da faixa de $\pm 0,5\%$, mantendo-se nessa faixa durante todo o período de sobrevelocidade, com a velocidade máxima igual à sobrevelocidade admissível do conjunto gerador turbina. <p>(d) A tensão terminal nas 3 fases do gerador deve ser mantida na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado quando em operação em vazio e velocidade constante, para qualquer valor de velocidade.</p>
2. Tensão de teto sob condições de defeitos	A tensão de campo da excitatriz estática deve ser mantida em valor superior a 80% da tensão de campo à carga nominal, durante defeitos do lado de alta tensão do transformador elevador, supondo-se que a tensão terminal tenha sido reduzida a 35% da tensão nominal, por um período de 15 ciclos.
3. Sensibilidade	Com o gerador operando à frequência, tensão e corrente nominais, o regulador de tensão da excitatriz estática deve permitir ajuste que faça a tensão de teto ser atingida quando de variação em degrau de 2% na tensão de referência do regulador.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

7.3.4 O Quadro 4 apresenta os requisitos técnicos mínimos relacionados aos equipamentos do sistema de excitação da unidade geradora.

Quadro 4 – Requisitos de equipamentos do sistema de excitação

Descrição	Requisito técnico mínimo
1. Excitação inicial	<p>Cada sistema de excitação deve contar com um conjunto independente de equipamentos destinados à excitação inicial dos geradores que atenda às seguintes exigências:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) permita a ligação da excitação inicial do campo, bem como o seu desligamento automático quando a tensão de estator tiver atingido um nível adequado; (b) os equipamentos devem, no mínimo, ter: <ul style="list-style-type: none"> (1) dispositivo limitador de corrente; e (2) dispositivo de proteção do circuito.
2. Ponte retificadora	<p>A configuração completa deve ser constituída de módulos de ponte retificadora trifásica, conectados em paralelo, de modo a atender no mínimo às seguintes exigências operacionais:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) A corrente deve ser dividida equitativamente nos vários tiristores em paralelo em cada ramo da ponte. (b) Se (N) módulos conectados em paralelo são necessários para suprir a capacidade nominal contínua e satisfazer os requisitos do ciclo de operação do sistema de excitação, então (N+1) módulos devem ser fornecidos.
3. Circuitos de controle	<p>Em termos de circuitos de controle devem ser previstos 2 canais independentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) canal manual – que permite o controle manual da excitação; e (b) canal automático – que efetua a regulação automática da tensão terminal do gerador.
4. Controle manual da excitação e regulação automática de tensão	<p>O regulador automático de tensão deve ser equipado, no mínimo, com os seguintes limitadores de ação contínua:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) excitação mínima – que atua sempre que a corrente de campo atingir valores abaixo dos quais a máquina possa perder o sincronismo. (b) excitação máxima – que limita automaticamente a corrente de campo a um valor máximo permitido para o sistema de excitação e enrolamento de campo. Sua atuação deve ter um retardo para permitir sobrecargas transitórias, desde que não sejam atingidos os valores de projeto do enrolamento de campo ou valores limites para proteção das pontes de tiristores. (c) limitador Volt/Hertz – que evita sobrefluxo no gerador, transformador elevador e transformador de excitação, causado por subfrequência e sobretensão. <p>A atuação desses limitadores deve ser estável, instantânea, normalmente com faixa ajustável entre 1,0 e 1,3 pu, com um bom amortecimento e pequeno tempo de estabilização, e deve ser coordenada dinamicamente com a atuação do sistema de proteção.</p>
5. Compensador de corrente ou potência reativa	<p>Deve haver uma função de compensação de potência reativa com o objetivo de melhorar a regulação do barramento de alta tensão da usina. O grau de compensação deve ser de 0 a 10%, positiva ou negativa.</p>

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Descrição	Requisito técnico mínimo
6. Sinal Adicional Estabilizante – SAE	<p>(a) A estrutura ideal para o SAE deve ser baseada na integral de potência acelerante, com rastreador de rampa capaz de propiciar um bom amortecimento na faixa de 0,2 a 2,0 Hz.</p> <p>(b) Deve-se também prever um algoritmo de bloqueio automático por:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) nível de potência; (2) desvio de frequência; (3) estado do disjuntor da máquina; e (4) sobretensão. <p>(c) A reconexão automática do SAE deve ser feita quando as condições de bloqueio não mais existirem;</p> <p>A saída do SAE deve ter limites ajustáveis.</p>
7. Função seguidor (<i>follow up</i>)	Deve haver uma função de acompanhamento que ajuste continuamente a posição do módulo de ajuste de referência manual, para garantir a transição suave do controle de excitação do modo automático para o manual.

7.4 Requisitos relativos à regulação primária de frequência

7.4.1 O controle primário de frequência, que é executado pelos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, tem por objetivo limitar a variação de frequência, quando da ocorrência de desequilíbrio entre carga e geração.

7.4.2 As características e o desempenho do sistema de regulação primária de frequência devem ser adequados ao projeto do gerador. No Quadro 5 estão listados os requisitos técnicos mínimos de desempenho e operacionais.

7.4.3 Para as usinas termoeletricas que operam em ciclo combinado, os requisitos técnicos mínimos apresentados no Quadro 5 aplicam-se à instalação como um todo.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

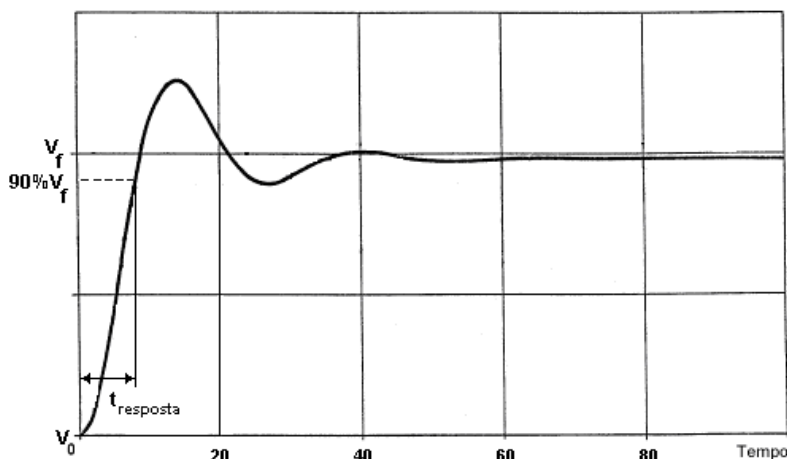
Quadro 5 – Requisitos para o sistema de regulação primária de frequência

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
1. Estatismo permanente	Ajustável entre 2 e 8%.	Permitir o ajuste da participação das unidades geradoras no controle de frequência da rede elétrica.
2. Estatismo transitório	Ajustável entre 10 e 500%.	Permitir o ajuste da resposta transitória das unidades geradoras hidráulicas.
3. Banda morta	Menor ou igual a $\pm 0,04$ Hz.	Uma banda morta larga tem efeitos negativos na regulação primária e dificulta a determinação de parâmetros adequados de controle.
4. Tempo de estabilização (1) na operação em rede isolada das unidades	Menor que 60 segundos.	Garantir bom desempenho em condições de ilhamento e recomposição.
5. Tempo de resposta (2) na operação em rede isolada	Menor que 9 segundos.	
6. Ajuste do regulador de velocidade na condição de operação interligada	O ajuste do regulador para a condição de operação interligada deve satisfazer (tempo de resposta e estabilização) também a condição de operação isolada.	Esse requisito garante o desempenho tanto em condições de operação interligada quanto em condições de ilhamento e recomposição de sistema.
7. Ajuste do regulador de velocidade na condição de operação em vazio	Admite-se um ajuste diferenciado do regulador de velocidade para a operação em vazio, uma vez que é possível determinar tal condição por meio da posição de chaves e disjuntores. Por outro lado, a condição de operação isolada não pode ser detectada facilmente.	
8. Desempenho fora das condições nominais de tensão e frequência	O sistema de regulação da frequência deve obedecer aos requisitos acima, dentro das faixas de variação de frequência (relacionadas no Quadro 1) e de tensão admitidas para o gerador.	Isso garante o desempenho para as condições operativas previstas.
9. Controle conjunto de potência	O controle conjunto de potência, caso exista, deve ter a capacidade de equalizar a geração entre as unidades sob controle.	Essa característica objetiva facilitar a operação das unidades geradoras.
10. Desempenho em condições de rejeição de carga	O regulador de velocidade deve ser capaz de controlar a velocidade da unidade geradora em caso de rejeição total de carga para evitar seu desligamento por sobrevelocidade.	

Notas: (1) É o tempo necessário para a velocidade da unidade geradora permanecer acima de 95% e abaixo de 105% de seu valor final.

(2) É o tempo necessário para a velocidade da unidade geradora atingir 90% do valor final, quando sujeita a um degrau de variação de frequência na referência de velocidade do regulador de velocidade com a malha de frequência aberta. Esse requisito geralmente é verificado por meio de simulações, por ser difícil estabelecer condições operativas isoladas.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019



7.5 Requisitos relativos à regulação secundária de frequência

7.5.1 O controle secundário de frequência, que é executado pelas usinas participantes do CAG – Controle Automático de Geração, tem por objetivo restabelecer a frequência do sistema em seu valor nominal e/ou reconduzir os intercâmbios de potência ativa nas interligações a seus valores programados, observando-se os valores desejados de geração para as unidades sob controle, após a ocorrência de desequilíbrio entre carga e geração.

7.5.2 Estão sujeitas a participar do CAG todas as usinas hidroelétricas e termoeletricas com potência instalada igual ou superior a 400 MW, com exceção das:

- (a) localizadas em circuitos radiais distantes eletricamente dos centros de carga;
- (b) termoeletricas nucleares; e
- (c) termoeletricas a gás em ciclo simples ou combinado; e
- (d) Termoeletricas a carvão.

7.5.3 As usinas que participam do CAG são determinadas pela ANEEL com respaldo dado pelo ONS de acordo com Submódulo 23.3.

7.5.4 As usinas que participam do CAG devem ser dotadas dos recursos necessários à sua integração com o sistema de supervisão e controle, conforme o estabelecido no Submódulo 2.7.

7.6 Requisitos específicos para o sistema de proteção

7.6.1 As unidades geradoras devem dispor de dois conjuntos de proteção, além dos conjuntos de proteção intrínseca recomendados pelo fabricante:

- (a) proteção unitária; e
- (b) proteção de retaguarda.

7.6.2 O tempo total de eliminação de todos os tipos de faltas pela proteção unitária, incluindo o tempo de abertura de todos os disjuntores da unidade geradora, não deve exceder a:

- (a) 100 ms para unidades geradoras que acessam a Rede Básica com conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora em nível de tensão superior a 230 kV; e

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

- (b) 150 ms para unidades geradoras que acessam a Rede Básica com conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora em nível de tensão igual ou inferior a 230 kV.

7.6.3 A As proteções da unidade geradora devem ser capazes de realizar, individual ou simultaneamente, para as funções específicas, a eliminação de falhas internas à unidade geradora que provoquem valores elevados de corrente de curto-circuito, e de detectar todas as condições anormais de operação, em função das características de suportabilidade da unidade geradora e da sua transformação elevadora. Para as funções de ambas as proteções que possam atuar para falhas externas à unidade geradora, deve ser assegurada a seletividade destas atuações.

7.7 Requisitos específicos para o sistema de registro de perturbação

7.7.1 As unidades geradoras devem ter sistemas para registro de perturbações, que podem ser constituídos por funções integradas aos sistemas de proteção, atendendo aos seguintes requisitos:

- (a) os registros de oscilografia devem ser armazenados pelo acessante e fornecidos ao ONS e/ou agente de transmissão quando solicitados, conforme estabelecido no Submódulo 22.3; e
- (b) os registros devem ser disponibilizados para o ONS no formato de dados especificado no Submódulo 11.6.

7.7.2 Devem ser supervisionadas as seguintes grandezas analógicas:

- (a) correntes das três fases;
- (b) tensões das três fases; e
- (c) corrente de neutro, no caso de gerador aterrado por baixa impedância, ou tensão de neutro, no caso de gerador aterrado por alta impedância.

7.7.3 Devem ser supervisionadas as seguintes grandezas digitais:

- (a) desligamento pela proteção unitária;
- (b) desligamento pela proteção de retaguarda;
- (c) desligamento pelas demais proteções utilizadas; e
- (d) desligamento pelas proteções intrínsecas.

7.8 Requisitos para os serviços auxiliares

7.8.1 Os serviços auxiliares em corrente alternada (CA) e em corrente contínua (CC) de usina definida pelo ONS como de interesse para os corredores de restabelecimento do SIN devem ser especificados de modo a garantir o suprimento das cargas essenciais, para manter o seu funcionamento e das suas instalações de transmissão de interesse restrito durante a ocorrência de distúrbios que causem variações extremas de tensão e de frequência.

7.8.2 Para as usinas definidas pelo ONS como de autorrestabelecimento a fonte de alimentação autônoma deverá ter capacidade suficiente para partida de, no mínimo, uma unidade geradora da instalação.

7.8.3 Estão sujeitas a serem classificadas como de autorrestabelecimento todas as usinas hidroelétricas com potência instalada igual ou superior a 400 MW. A critério do ONS, usinas hidroelétricas com potência inferior a 400 MW ou termoeletricas também poderão ser classificadas como de autorrestabelecimento, em função de sua localização geoeletrica e influência no sistema da região de interesse. A usina classificada como de autorrestabelecimento deve ser capaz de partir pelo menos uma das suas unidades geradoras, independentemente da indisponibilidade de unidades geradoras na sua instalação.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

7.8.4 Na concepção dos sistemas de alimentação CC e CA deve ser observada a disponibilidade geral de 99,98 % dos serviços auxiliares, cujo valor de referência seja o somatório dos últimos 12 (doze) meses. Isso implica numa indisponibilidade máxima num período de 12 (doze) meses de 1 hora e 45 minutos, garantidos pelo agente de geração;

7.8.5 Para a programação de manutenção e testes dos serviços auxiliares CC e CA, o agente de geração deve considerar os requisitos mínimos de testes estabelecidos no Submódulo 10.14.

7.9 Requisitos relativos a solicitações de curto-circuito

7.9.1 O agente de geração que vai se conectar à rede elétrica deve respeitar o limite de contribuição aos níveis de corrente de curto-circuito das subestações limitantes, independentemente do nível de tensão ou de localização dessas subestações.

7.9.2 Define-se como subestação limitante aquela cujos equipamentos não podem ser substituídos por questões tecnológicas e aquela cujo seccionamento de barramento(s) ou recapitação pode trazer prejuízo significativo para a segurança, continuidade de suprimento ou confiabilidade da rede associada.

7.9.3 Entende-se por limite de contribuição de corrente de curto-circuito um percentual da diferença entre o valor da capacidade de interrupção nominal de curto-circuito dos disjuntores da subestação limitante afetada pelo acesso e o nível de corrente de curto-circuito atual dessa subestação. Esse percentual, estipulado em 30% como referência inicial, deve ser confirmado pelo ONS por ocasião da solicitação de acesso ou pode ser fixado em outro valor em função dos acessos em curso na região ou de expansões previstas na rede elétrica.

7.9.4 Entende-se por nível de corrente de curto-circuito atual o valor calculado para a data da solicitação de acesso, considerados os acessos já contratados e as solicitações de acesso em curso. O acessante deve ainda avaliar sua conexão na configuração de longo prazo da Empresa de Pesquisa Energética – EPE para dimensionamento da corrente máxima de curto-circuito no seu ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora. Essa corrente máxima de longo prazo deve constar do Parecer de Acesso.

7.9.5 O valor adotado para o limite de contribuição de corrente de curto-circuito deve levar em conta as capacidades de interrupção nominal de curto-circuito dos disjuntores das subestações limitantes, considerada uma margem de segurança de 10%. Essa margem pode ser flexibilizada na medida em que:

- (a) durante o seu processo de acesso, o agente demonstre com base em estudos detalhados que o efeito da variação da relação X/R não ocasiona violação das capacidades de interrupção nominais de curto-circuito desses disjuntores;
- (b) o agente demonstre que não ocorrem solicitações não cobertas pelas normas que embasaram a especificação dos disjuntores, tais como TRT – Tensão de Restabelecimento Transitória; e
- (c) os estudos detalhados sejam feitos com base no critério de superação de disjuntores, estabelecido no Módulo 23.

7.9.6 Além dos disjuntores, deve ser preservada a suportabilidade de todos os equipamentos das subestações limitantes, tais como chaves, transformadores de corrente, filtros de onda, barramentos e malha de terra.

7.9.7 Cabe ao ONS e ao agente de transmissão acessado definir as subestações limitantes na Rede Básica, nas instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, nas ICG e nas DIT e aos agentes de distribuição e de transmissão estabelecer quais são as subestações limitantes na Rede Complementar.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

7.9.8 Cabe ao ONS ou ao agente de distribuição verificar quais subestações limitantes estão incluídas na área de influência do acesso.

7.9.9 Nos casos em que há superação de equipamentos de subestação limitante ou não-limitante na Rede Básica, nas instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, nas ICG ou nas DIT cabe ao agente demonstrar, por meio de avaliação técnico-econômica, sujeita à apreciação do ONS, que a alternativa de conexão proposta é a de mínimo custo global. Essa avaliação deve contemplar a utilização na usina de equipamentos de limitação de curto-circuito. Ressalta-se que:

- (a) a análise econômica das alternativas deve basear-se em custos padrão reconhecidos pela ANEEL; e
- (b) cabe ao agente de geração arcar com os custos de aquisição e de instalação na sua usina dos equipamentos de limitação de curto-circuito.

7.9.10 As medidas implementadas pelo agente de geração não devem provocar a desconexão da sua usina em condições de curto-circuito, a menos que o curto ocorra nas instalações da própria usina ou nas instalações de seu uso exclusivo.

7.9.11 No caso em que a conexão da usina às instalações sob responsabilidade de transmissora ocasione a superação de equipamentos na Rede Básica, nas instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, nas ICG ou nas DIT, poderá ela ficar sujeita a restrições até que seja implantada solução para o problema, indicada no Plano de Ampliações e Reforços.

8 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS

8.1 Aspectos gerais

8.1.1 Os requisitos técnicos mínimos estabelecidos neste item 8 são aplicáveis às centrais geradoras eólicas e às centrais geradoras fotovoltaicas com conexão à Rede Básica, às instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica ou às ICG, de forma individual ou compartilhada.

8.1.2 Também devem atender ao disposto neste item 8, as centrais geradoras eólicas e as centrais geradoras fotovoltaicas classificadas na modalidade de operação Tipo I com conexão às DIT ou às instalações sob responsabilidade de distribuidora, de forma individual ou compartilhada.

8.1.3 As centrais geradoras eólicas e as centrais geradoras fotovoltaicas classificadas nas modalidades de operação Tipo II B, Tipo II C ou Tipo III com conexão às DIT ou às instalações sob responsabilidade de distribuidora em tensão superior a 69 kV devem atender os requisitos técnicos gerais para operação em regime de frequência não nominal, indicados no item 1 do Quadro 6 deste submódulo, e os requisitos de suportabilidade a subtenções, indicados no item 8.6.1 (*fault ride-through*) deste submódulo. A necessidade de atendimento aos demais requisitos gerais por centrais geradoras eólicas e por centrais geradoras fotovoltaicas com capacidade instalada total superior a 30 MW ou por grupos de centrais geradoras eólicas e/ou grupos de centrais geradoras fotovoltaicas, em uma mesma área geoeletrica, com capacidade instalada total superior a 50 MW, será analisada caso a caso pelo nos no momento da solicitação de acesso.

8.1.4 A operação de centrais geradoras eólicas ou de centrais geradoras fotovoltaicas nas instalações sob responsabilidade de transmissora devem atender os limites individuais dos indicadores de desempenho quanto a QEE definidos no Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

8.1.5 Todas as condições inerentes à operação de centrais geradoras eólicas e de centrais geradoras fotovoltaicas – operação em regime permanente, desligamento, conexão e transição (turbina com dois aerogeradores para dupla velocidade, ou mudança do número de pólos) – devem ser consideradas na avaliação do seu desempenho quanto a QEE.

8.1.5.1 Para avaliações preliminares, a norma IEC 61.400-21 oferece subsídios quanto à combinação dos efeitos do conjunto de aerogeradores integrantes da central geradora eólica.

8.1.6 As centrais geradoras eólicas e/ou as centrais geradoras fotovoltaicas que compartilharem instalações de conexão de uso restrito que não estão sob responsabilidade de transmissora são consideradas como uma única instalação no que diz respeito ao atendimento dos requisitos técnicos gerais (conforme Quadro 6 deste submódulo) e à avaliação de desempenho quanto a QEE.

8.1.7 As centrais geradoras eólicas e as centrais geradoras fotovoltaicas não podem reduzir a flexibilidade de recomposição da rede elétrica, seja em função de limitações dos equipamentos, seja em função do tempo de recomposição.

8.1.8 O acessante é responsável por avaliar qualquer efeito que o SIN possa provocar sobre suas instalações e por tomar as ações corretivas que lhe são cabíveis.

8.1.9 Da mesma forma, todos os estudos necessários à avaliação do impacto da central geradora no SIN devem ser realizados pelo acessante.

8.1.10 Considerando a conexão da central geradora eólica ou fotovoltaica às instalações sob responsabilidade de transmissora, devem ser feitas pelo acessante avaliações para verificar se há superação da capacidade de equipamentos ou necessidade de reajustes de parâmetros de proteção e controle. Essas avaliações devem abranger o ponto de conexão da usina às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora e a área de influência da central geradora e são as seguintes:

- (a) curto-circuito;
- (b) capacidades de disjuntores, barramentos, equipamentos terminais (por exemplo, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio) e malhas de terra; e
- (c) adequação dos sistemas de proteção e controle relacionados à integração da central geradora e revisão dos ajustes relativos à central geradora.


8.1.11 As ações e os custos decorrentes das ações necessárias para o atendimento dos requisitos técnicos mínimos relacionados neste item 8 deste submódulo são de responsabilidade do agente de geração.

8.2 Requisitos técnicos gerais

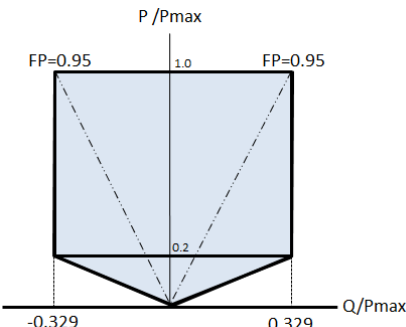
8.2.1 No Quadro 6 são relacionados os requisitos técnicos gerais para as centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Quadro 6 - Requisitos técnicos gerais

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal	<p>(a) Desligamento instantâneo permitido para operação abaixo de 56 Hz.</p> <p>(b) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos.</p> <p>(c) Operação entre 58,5 e 62,5 Hz por tempo ilimitado.</p> <p>(d) Operação acima de 62,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos (1).</p> <p>(e) Desligamento instantâneo permitido para operação acima de 63 Hz.</p> <p>A Figura 1 resume as condições e faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal.</p>  <p>Figura 1 - Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal</p>	Minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação.

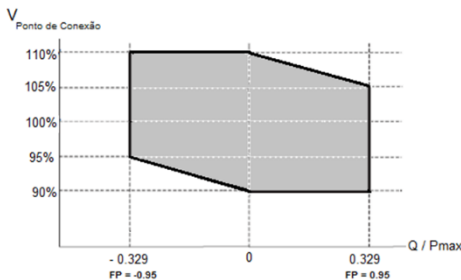
Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
2. Geração/absorção de potência reativa	<p>Na conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora, a central geradora deve propiciar os recursos necessários para, em regime permanente, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto da área indicada na Figura 2.</p>  <p>Figura 2 - Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora</p> <p>Nas condições em que os geradores não estejam produzindo Potência Ativa, a central de geração eólica ou fotovoltaica deverá ter recursos de controle para disponibilizar ao SIN sua capacidade de geração/absorção de potência reativa, observando o requisito mínimo de propiciar injeção/absorção nula no ponto de conexão, como indicado na Figura 2.</p>	Participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
3. Modos de Controle	<p>A central geradora deve ser capaz de operar em 3 modos distintos de operação:</p> <ul style="list-style-type: none"> • controle de tensão, • controle de potência reativa, e • controle de fator de potência. <p>O modo de controle normal será o modo de controle de tensão no barramento coletor (3) da central geradora, visando contribuir com a manutenção do perfil de tensão do sistema dentro das faixas aceitáveis em condições normais ou de emergência.</p> <p>Em função das necessidades do sistema, a central geradora poderá ser solicitada pelo ONS a operar no modo de controle de potência reativa ou no modo de controle de fator de potência no seu ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, em quaisquer dos pontos indicados no item 2.</p> <p>Quando operando em modo de controle de tensão, a central de geração deve ser capaz de prover um controle contínuo da tensão no barramento coletor (3), com uma tensão de referência ajustável entre 95% e 105% da tensão nominal e um estatismo (droop) ajustável numa faixa entre 2 e 7% na base da potência reativa nominal (4) da central geradora (com uma resolução de 0,5%), conforme esquematicamente indicado na Figura 3.</p> <p>Figura 3 – Perfil do Controle de Tensão da central geradora eólica.</p>	

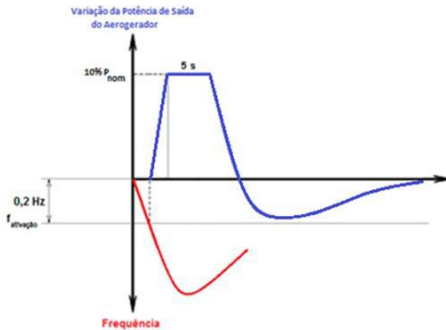
Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
4. Operação em regime de tensão não nominal	<p>No ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora, a central geradora deve ser capaz de operar:</p> <p>(a) entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal por período de tempo ilimitado;</p> <p>(b) entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por período de tempo mínimo de 5 segundos;</p> <p>(c) entre 1,10 e 1,20 pu por período de tempo mínimo de 2,5 segundos.</p>	Evitar o desligamento da central geradora quando há variações de tensão no sistema.
5. Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal (V – Q/Pmax)	<p>A injeção de potência reativa, em regime permanente, no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora deve ser garantido numa dada faixa operativa de tensões, conforme a característica definida na Figura 4:</p>  <p>Figura 4 - Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.</p>	Garantir o atendimento aos requisitos de fator de potência em toda a faixa operativa das tensões.
6. Participação em SEP	<p>Possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração a partir de comando remoto ou mediante controle de passo e/ou de <i>stall</i> das pás.</p>	Minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento.

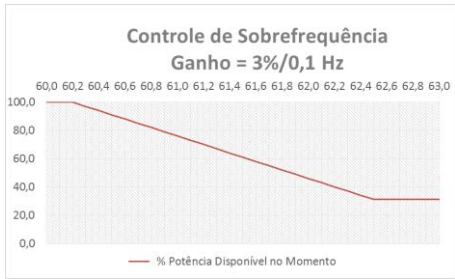
Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
7. Potência ativa de saída	<p>(a) A potência de saída da central geradora deve recuperar-se a 85% do valor pré-falta em até 4 segundos após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal.</p> <p>(b) Caberá ao ONS a responsabilidade de definir a rampa de recuperação da potência em função das características do sistema onde as centrais serão inseridas.</p> <p>(c) Para tensões no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora entre 0,90 e 1,10 pu, para a central geradora não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0 Hz.</p> <p>(d) Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%.</p> <p>Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase estáticas (2).</p>	<p>Garantir:</p> <p>(a) adequada recuperação da potência de saída da central geradora quando do restabelecimento da tensão após um distúrbio;</p> <p>(b) a disponibilidade de potência das centrais de geração em situações de subfrequência de modo a evitar/minimizar os cortes de carga por atuação do ERAC.</p>

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
8. Inércia sintética da central geradora eólica	<p>(a) Os aerogeradores de centrais com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A retirada desta contribuição deverá ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne a seu valor nominal. A injeção inicial de potência ativa deverá ser proporcional à variação da frequência, a uma taxa mínima de 0,8 pu da potência nominal do aerogerador para cada hertz de desvio da frequência. A provisão plena de inércia sintética deverá ser disponibilizada sempre que a potência ativa do aerogerador for igual ou superior a 25% de sua potência nominal. Deverão ser informados os tempos máximos de sustentação do adicional de potência de 10% para níveis de potência inferiores a 25% da potência nominal do aerogerador.</p> 	Contribuir para a regulação primária de frequência do SIN, sem comprometer o ponto ótimo de operação da central geradora.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
9. Participação no controle de sobrefrequência	<p>Os aerogeradores de centrais geradoras com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, que promovam a redução da potência de saída quando em regime de sobrefrequência na faixa de frequências de 60,2 Hz a 62,5 Hz.</p> <p>Este controle deverá ser do tipo proporcional com ganho de 3% / 0,1Hz na base da potência disponível no aerogerador no momento.</p> 	

Notas: (1) A temporização da proteção de desligamento por sobrefrequência é definida com base em avaliação do desempenho dinâmico, para garantir a segurança operativa do SIN.

(2) As condições de operação quase-estáticas são caracterizadas por gradientes de frequência $\leq 0,5\%$ /min e de tensão $\leq 5\%$ /min.

(3) O barramento coletor dos aerogeradores constará no Parecer de Acesso da central geradora eólica.

(4) Obtida com potência ativa nominal e fator de potência igual a 0,95.

8.3 Variação de tensão em regime permanente

8.3.1 A central geradora eólica ou fotovoltaica não deve produzir variação de tensão superior a 5% no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora no caso de manobra parcial ou total, tempestiva ou não, do parque gerador.

8.4 Instabilidade de tensão

8.4.1 A central geradora eólica ou fotovoltaica deve dispor de dispositivos de controle que evitem o seu desligamento por instabilidade de tensão, conforme estabelecido no item 8.6.1 deste submódulo.

8.5 Requisitos específicos para o sistema de proteção

8.5.1 Os requisitos de proteção das unidades geradoras de central geradora eólica ou de central geradora fotovoltaica devem ser definidos pelos respectivos fabricantes.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

8.6 Requisitos específicos para o sistema de registro de perturbações

8.6.1 Os requisitos específicos para o sistema de registro de perturbações das unidades geradoras de central geradora eólica ou de central geradora fotovoltaica devem ser definidos pelos respectivos fabricantes.

8.7 Requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas

8.7.1 Caso haja variações temporárias de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão da central geradora eólica ou fotovoltaica às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, decorrentes de distúrbios na Rede Básica, a central geradora deve continuar operando (sem desconexão) se a tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores permanecer dentro da região indicada na Figura 5. Esta característica aplica-se a qualquer tipo de distúrbio, sejam eles provocados por rejeição de carga, defeitos simétricos ou assimétricos, devendo ser atendida pela tensão da fase que sofrer maior variação.

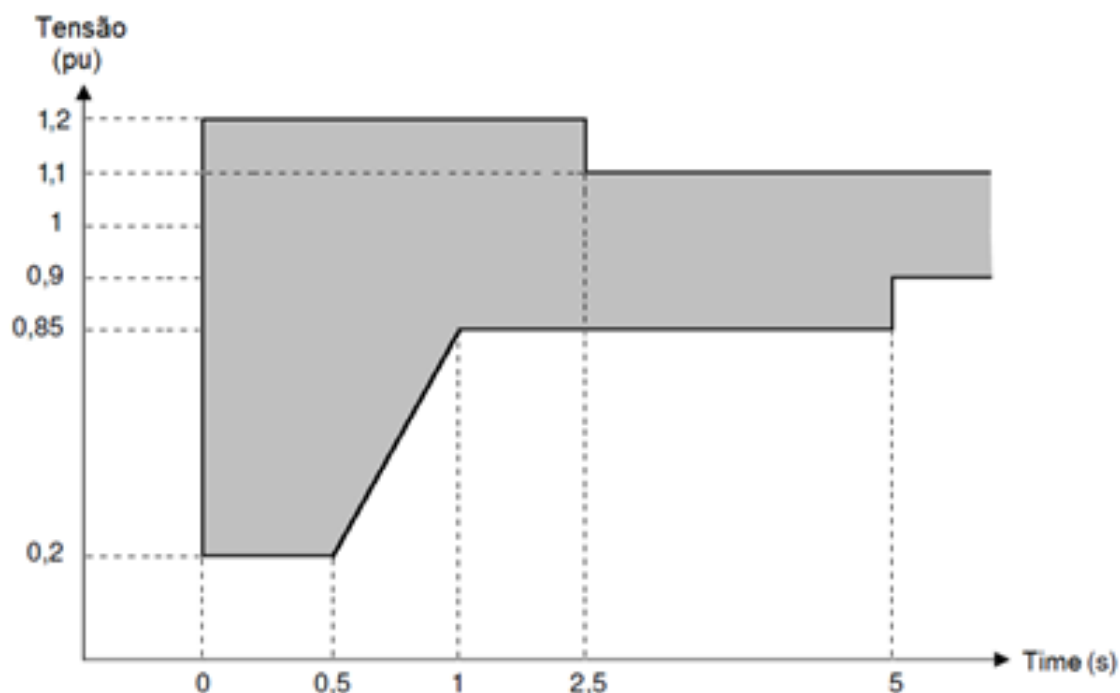


Figura 5 - - Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora

8.8 Requisitos para injeção de corrente reativa sob defeito

Quando de variações transitórias de tensão, além de cumprir os requisitos de manter-se conectadas pelo período descrito no item 8.7.1 deste submódulo, os aerogeradores deverão ser capazes de dar suporte de tensão à rede elétrica através da injeção de corrente reativa adicional, para tensões de sequência positiva inferiores a 85%, e de absorção de corrente reativa adicional de sequência positiva para tensões acima de 110%, conforme a Figura 6. Os aerogeradores devem ser capazes de iniciar o suprimento de corrente reativa em até 30 ms após a detecção de falta (tempo de resposta do controle). Caberá ao ONS a responsabilidade de instruir a ativação deste recurso e de definir o valor de K (inclinação da reta) a ser utilizado,

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

em função das características do sistema onde a central geradora será inserida.

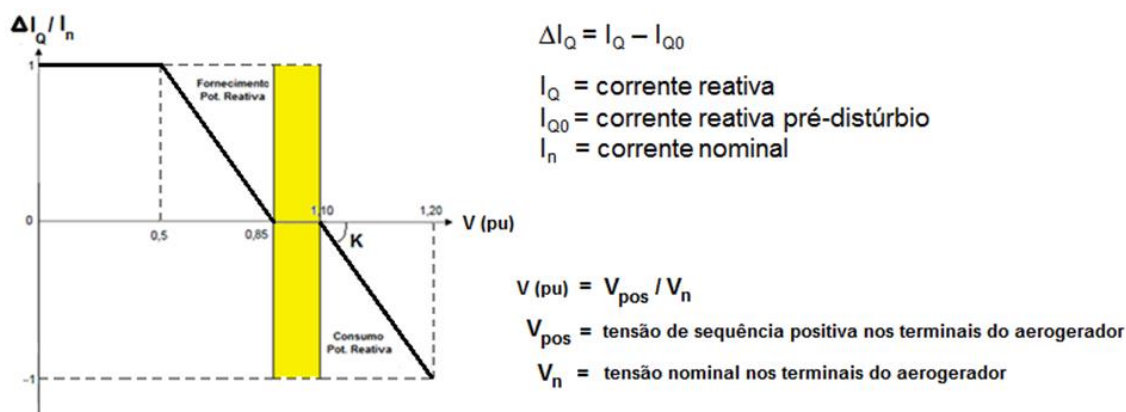


Figura 6 - Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito

8.9 Requisitos para tomada de carga

8.9.1 A central geradora eólica ou fotovoltaica deve ser dotada de recursos que permitam ajustar a taxa de tomada de carga da central geradora. Os ajustes serão definidos pelo ONS.

9 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DE CARGA

9.1 Aspectos gerais

9.1.1 Neste item são estabelecidos os requisitos técnicos mínimos que os consumidores ou autoprodutores de energia elétrica cuja carga máxima supere a geração própria, com Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, e os agentes de distribuição devem atender para a conexão às instalações de transmissão sob responsabilidade de transmissora.

9.1.2 Mediante avaliação técnica do ONS, podem ser admitidas condições particulares do comportamento da carga, desde que não prejudiquem, sob qualquer hipótese, a operação dos outros agentes conectados às instalações de transmissão.

9.1.3 Os consumidores ou autoprodutores cuja carga máxima supere a geração própria, com CUST, e os agentes de distribuição devem adotar as medidas necessárias para que no ponto de conexão às instalações de transmissão sob responsabilidade de transmissora não haja ultrapassagem da faixa de fator de potência estabelecida no item 9.3 deste submódulo, nem superação dos limites dos indicadores de QEE estabelecidos no Submódulo 2.8.

9.1.4 Se os limites individuais de QEE estabelecidos no Submódulo 2.8 forem superados por agente de distribuição, a ação corretiva deve se basear em solução de mínimo custo global, consideradas as possíveis obras nas instalações de transmissão e de distribuição.

9.2 Condições de conexão

9.2.1 Na conexão às instalações de transmissão sob responsabilidade de transmissora, o consumidor ou autoprodutor de energia elétrica cuja carga máxima supere a geração própria, com CUST, e o agente de distribuição devem assegurar que:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

- (a) suas instalações atendam às normas técnicas da ABNT no que for aplicável e, na sua falta, às normas técnicas da IEC e ANSI, nessa ordem de preferência;
- (b) os seus disjuntores de fronteira sejam capazes de interromper, sem risco para o sistema, as correntes de curto-circuito no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora;
- (c) seus equipamentos sejam capazes de operar satisfatoriamente, sem danificação ou perda de vida útil, com os níveis de tensão da Rede Básica na frequência fundamental dentro da faixa de variação definida no Submódulo 23.3;
- (d) os sistemas de proteção de suas instalações eliminem os defeitos, operando com efetividade e segurança e em coordenação com as proteções das instalações de transmissão;
- (e) sua carga seja adequadamente distribuída entre as fases; e
- (f) a sua carga participe de medidas operativas para gerenciamento de cargas e de Sistemas Especiais de Proteção - SEP, incluindo o Esquema Regional de Alívio de Carga por Subfrequência - ERAC, nos montantes de cargas disponibilizadas para corte e ajustes previamente definidos para cada estágio, conforme estabelecido pelo ONS para a área geográfica onde a conexão está inserida.

9.2.2 Caso a carga do consumidor ou autoprodutor de energia elétrica cuja carga máxima supere a geração própria, com CUST, ou do agente de distribuição tenha característica não linear ou especial, o acessante deve fazer análises específicas para avaliação do grau de influência dessas cargas no desempenho das instalações de transmissão.

9.2.3 Dependendo da situação, são requeridos estudos de proteção, flutuação de tensão, distorção harmônica, estabilidade eletromecânica, curto-circuito mínimo, dentre outros para avaliar a necessidade de instalação de equipamentos de correção/proteção, considerando-se os seguintes aspectos:

- (a) comprometimento da segurança do sistema (por exemplo, contribuições para faltas no SIN não percebidas pela proteção das instalações do acessante); e
- (b) limites dos indicadores de desempenho quanto a QEE definidos nos Procedimentos de Rede.

9.2.4 Se o consumidor ou autoprodutor de energia elétrica cuja carga máxima supere a geração própria, com CUST, ou o agente de distribuição requer desempenho diferenciado, relativamente aos limites globais dos indicadores de desempenho estabelecidos no Submódulo 2.8, e o ONS considerar aceitável tal solicitação, o acessante deverá arcar com os custos adicionais necessários para a adequação das instalações de transmissão sob responsabilidade de transmissora ao seu nível de exigência. A adequação requerida deve estar embasada em estudos de viabilidade técnica e os respectivos custos devem ser previstos especificadamente no CCT.

9.3 Requisitos de Fator de potência

9.3.1 No ponto de conexão às instalações de transmissão sob responsabilidade de transmissora, o consumidor ou autoprodutor de energia elétrica cuja carga máxima supere a geração própria, com CUST, ou o agente de distribuição deve manter o fator de potência nas faixas especificadas na Tabela 1.

9.3.2 Conforme Submódulo 12.1, o Sistema de Medição para Faturamento – SMF fornece dados para cálculo do fator de potência.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

Tabela 1 – Faixa de fator de potência no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

9.3.3 A operação de chaveamento de banco de capacitores instalado para correção de fator de potência não deve provocar fenômenos transitórios ou ressonâncias que prejudiquem o desempenho das instalações de transmissão ou de agentes nelas conectados. Dessa forma, devem ser realizados estudos específicos complementares que avaliem o impacto dessas manobras no desempenho das instalações de transmissão e de seus usuários.

10 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DAS INSTALAÇÕES DE INTERESSE RESTRITO DE AGENTES DE IMPORTAÇÃO/EXPORTAÇÃO PARA INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL

10.1 Aspectos gerais

10.1.1 Como a maioria dos países que têm fronteira com o Brasil operam na frequência de 50 Hz, as interligações entre os sistemas elétricos do Brasil e desses países envolvem conversoras de frequência. Neste item são relacionados os principais aspectos que norteiam a operação desse tipo de interligação.

10.2 Capacidade de transmissão

10.2.1 Deve ser analisada a conveniência da interligação operar com fluxo de potência ativa em ambos os sentidos. Nesse caso, deve ser definido o nível previsto de potência ativa para cada sentido.

10.2.2 As estações conversoras conectadas ao SIN devem ser autossuficientes em termos de potência reativa.

10.2.3 No caso de interligações que envolvem linhas em CA, deve-se estabelecer em contrato um limite para o intercâmbio de potência reativa entre o ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora e a interligação propriamente dita. Esse limite deve ser definido de tal modo que sejam preservados os sistemas das partes envolvidas.

10.3 Desempenho dinâmico

10.3.1 A introdução de qualquer interligação não pode degradar o desempenho dinâmico do sistema existente. O ajuste do sistema de controle da interligação não pode reduzir o grau de amortecimento dos modos de oscilação de potência do sistema, durante contingências.

10.3.2 A critério do ONS, a implementação de métodos para a melhoria do desempenho dinâmico do sistema existente, por meio de sistemas de controle da interligação em CC – como, por exemplo, a modulação da potência CC –, deve ser acordada com o responsável pelas instalações de interligação internacional.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

10.4 Controle de tensão

10.4.1 A operação da interligação não deve ocasionar no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora variações de tensão que excedam os limites admissíveis estabelecidos no Módulo 23 dos Procedimentos de Rede, tanto em condição normal, como durante distúrbios.

10.5 Interferência harmônica

10.5.1 A operação da interligação não deve ocasionar no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora distorções de tensão harmônica individual e total que excedam os limites especificados no Submódulo 2.8.

10.6 Operação monopolar com retorno pela terra

10.6.1 A operação monopolar com retorno pela terra, admitida em condições especiais, não pode ocasionar nenhum dano ou mau funcionamento nos equipamentos ou instalações existentes na região próxima às instalações de CC.

10.7 Outros aspectos

10.7.1 Quanto ao sistema de supervisão e controle, devem ser atendidos os requisitos estabelecidos no Submódulo 2.7.

10.7.2 No que diz respeito às interligações internacionais em corrente contínua, com tecnologia LCC (*Line Commutated Converter*), devem ser atendidos os requisitos estabelecidos no Submódulo 2.5.

10.7.3 Tendo em vista a otimização da expansão da Rede Básica, o ONS pode:

- (a) definir pontos de passagem da linha CA; e
- (b) indicar a localização da subestação conversora em território brasileiro.

11 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO EM DERIVAÇÃO (TAPE) NA REDE BÁSICA

11.1 Condições gerais

11.1.1 São admitidas em caráter provisório, e para condições especiais, conexões em derivação em linha de transmissão (LT) de 230 kV integrante da Rede Básica, desde que:

- (a) não seja para conexão de central geradora;
- (b) atendam aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos neste submódulo;
- (c) estejam em conformidade com o Módulo 2 e não comprometam a segurança do sistema;
- (d) não sejam feitas em instalações onde a confiabilidade é crítica, como por exemplo, interligações inter-regionais, internacionais e entre submercados; e
- (e) perdurem por um período máximo de 18 (dezoito) meses e estejam condicionadas à apresentação pelo acessante do cronograma de implantação da conexão definitiva em seccionamento da LT acessada.

11.1.2 Deve ser verificado o impacto da conexão em derivação sobre os usuários da Rede Básica.

11.1.3 Não são admitidas conexões em derivação em LT integrante da Rede Básica em tensão superior a 230 kV.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

11.1.4 Quanto às conexões em derivação existentes:

- (a) O ONS pode propor à ANEEL, com base em diagnóstico e em análise de custo/benefício, ações para adequação dessas conexões aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos neste submódulo; e
- (b) Quando for o caso, a ANEEL estabelece os prazos para o cumprimento das ações aprovadas.

11.2 Condições de aplicação

11.2.1 Quanto à continuidade de suprimento ao acessante:

- (a) a conexão em tape pode ser utilizada em casos especiais quando o acessante admitir menor confiabilidade de suprimento e não comprometer a confiabilidade dos demais acessantes atendidos pela LT; e
- (b) em função desse tipo de conexão, as eventuais perdas de suprimento, por indisponibilidade programada ou não da LT, são assumidas pelo acessante.

11.2.2 O acessante deve arcar com os custos relativos à substituição dos sistemas de proteção das LTs da Rede Básica ou à instalação de esquemas de proteção adicionais, decorrentes da conexão em derivação.

11.2.3 O acessante só pode ser conectado em derivação à Rede Básica se a configuração da conexão for radial, com o(s) transformador(es) não aterrado(s) no lado de alta tensão, sem motores síncronos de potência superior a 5.000 kW e sem geradores de energia elétrica operando sincronizados com o sistema do acessante. Sendo assim, não existe a possibilidade de:

- (a) fechamento de anel com o SIN.
- (b) inversão do sentido das correntes elétricas, mesmo em condições transitórias de curto-circuito, provocadas por unidades síncronas conectadas ao sistema do acessante.

11.2.4 Quanto à configuração do ramal:

- (a) pode ser em tape simples (Figura 7), tape duplo normal-reserva (Figura 7) ou tape duplo normal-normal (Figura 9), dependendo dos carregamentos dos circuitos existentes e da confiabilidade da Rede Básica;
- (b) o tape duplo normal-normal permite melhor distribuição de fluxos nas LT acessadas;
- (c) os outros dois tipos de tape, tape simples e tape duplo normal-reserva, podem ser selecionados pelo critério de confiabilidade e de continuidade requerido pelo acessante;
- (d) sob o ponto de vista da confiabilidade da Rede Básica, deve ser detalhadamente analisada a questão da proteção de LT, especialmente quanto ao comprimento do ramal de conexão em relação ao comprimento da LT acessada;
- (e) a conexão em derivação é obrigatoriamente trifásica.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

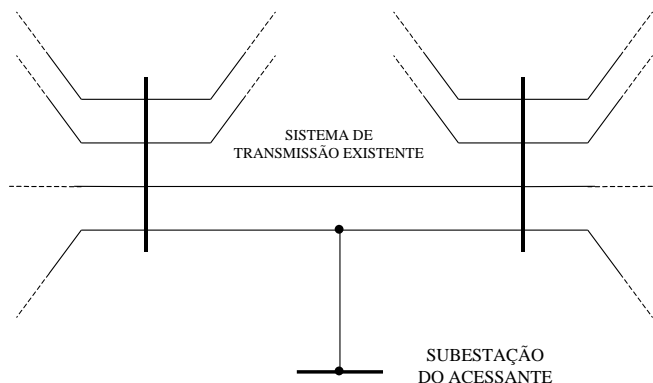


Figura 7 - Conexão em tape simples

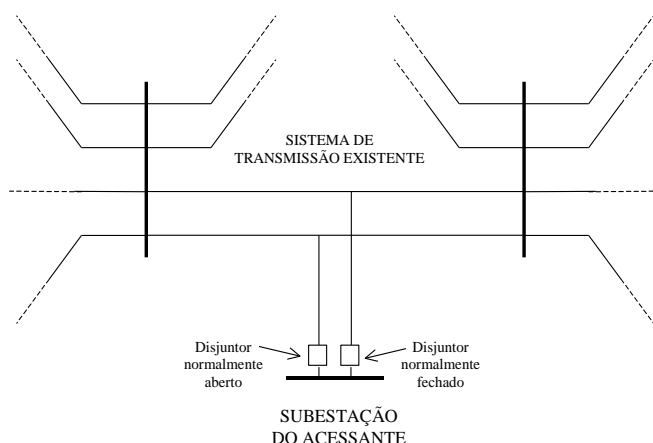


Figura 8 – Conexão em tape duplo normal-reserva

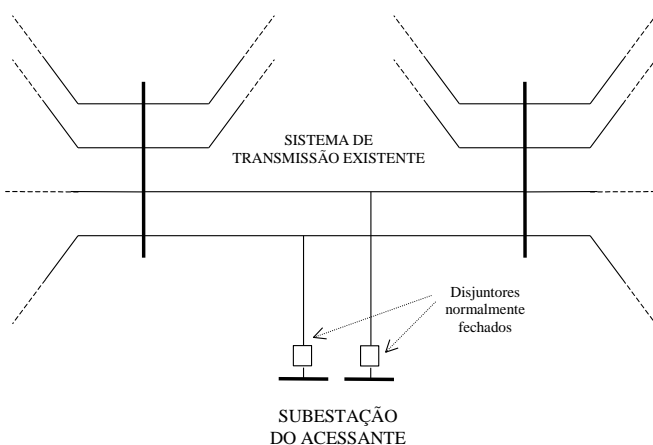


Figura 9 - Conexão em tape duplo normal-normal

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

11.3 Requisitos técnicos mínimos para as instalações de conexão

11.3.1 O ramal de ligação em tape deve ser concebido de forma a não afetar a confiabilidade da Rede Básica, e sendo assim, o projeto e construção dessas derivações devem atender às seguintes condições mínimas:

- (a) o estudo de topografia e o trajeto do ramal de ligação, assim como o arranjo de torres e a configuração de condutores por fase, devem ser submetidos à aprovação do agente de transmissão acessado e devem ser utilizados critérios iguais aos utilizados para a LT onde será construída a derivação. Poderão ser exigidos critérios de projeto mais rígidos do que os da LT acessada, caso o trajeto do ramal proposto pelo consumidor seja mais desfavorável em termos de topografia, atividades urbanas, pecuárias ou agrícolas, agressividade natural ou industrial, etc;
- (b) os pontos de derivação (*fly-tap*) devem ser construídos com estruturas autossustentadas;
- (c) os ramaís devem ser dotados de cabos para-raios que proporcionem padrão de proteção contra descargas atmosféricas igual ao utilizado na LT acessada.

11.3.2 O arranjo da subestação do acessante deve ser concebido de forma a não comprometer a confiabilidade da Rede Básica nos períodos de operação normal, saída forçada e também as programadas para manutenção.

11.3.3 O arranjo deve ter chaves seccionadoras capazes de isolar a subestação da LT.

11.3.4 O projeto da subestação do acessante deve atender aos critérios do agente de transmissão acessado.

11.3.5 Para a fase definitiva do acesso com seccionamento de LT, devem ser adequados os sistemas de medição para faturamento, proteção, telecomunicações e supervisão e controle, aos padrões e requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede. A responsabilidade por tais adequações é do acessante.

11.4 Requisitos técnicos mínimos de proteção da subestação

11.4.1 A proteção dos componentes da subestação do acessante deve assegurar eliminação sem retardo intencional de todos os curtos-circuitos internos detectáveis pela proteção de retaguarda remota dos terminais originais da LT.

11.4.2 O acessante deve providenciar os meios locais para compatibilizar o esquema de teleproteção instalado na LT com a adição de mais um terminal. Isso inclui equipamentos como filtros de onda, transformadores de corrente e dispositivos capacitivos de potencial, bem como relés de proteção específicos e equipamentos de comunicação e teleproteção.

11.4.3 No caso da conexão inviabilizar a aplicação do esquema de teleproteção instalado, como ocorre com proteções baseadas em ondas trafegantes e pode ocorrer com certos esquemas diferenciais longitudinais e com algumas lógicas de teleproteção, cabe ao acessante custear a substituição do esquema de teleproteção existente, conforme requisitos e especificações do acessado, inclusive com relação a fornecimento de sobressalente e ferramentas especiais.

11.4.4 Algumas conexões podem requerer também a troca do meio de comunicação, por exemplo de onda portadora para microondas ou fibra ótica, cabendo os respectivos custos ao acessante.

11.4.5 A conexão não pode inviabilizar a utilização do tipo de religamento automático empregado na LT.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	2019.08	04/09/2019

12 REQUISITOS TÉCNICOS PARA ARRANJOS DE BARRAMENTOS

12.1 Os arranjos de barramento de subestação sob responsabilidade de concessionária de transmissão e os de subestação integrante das instalações de uso exclusivo do acessante estão estabelecidos no Submódulo 2.3.

13 REFERÊNCIAS

- [1] PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto nº 5.597, de 28 de novembro de 2005.
- [2] ANEEL. Resolução Normativa nº 320, de 10 de junho de 2008.
- [3] ANEEL. Resolução Normativa nº 390, de 15 de dezembro de 2009.
- [4] ANEEL. Resolução Normativa nº 391, de 15 de dezembro de 2009.
- [5] ANEEL. Resolução Normativa nº 420, de 30 de novembro de 2010.
- [6] ANEEL. Resolução Normativa nº 442, de 26 de julho de 2011.
- [7] ANEEL. Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011.
- [8] ANEEL. Resolução Normativa nº 506, de 4 de setembro de 2012.
- [9] ANEEL. Resolução Normativa nº 507, de 4 de setembro de 2012.
- [10] ANEEL. Resolução Normativa nº 546, de 16 de abril de 2013.
- [11] ANEEL. Resolução Normativa nº 722, 31 de maio de 2016.