

## Submódulo 2.6

# Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos

<b>Requisitos</b>
-------------------

<b>Revisão</b>	<b>Motivo da revisão</b>	<b>Data de aprovação</b>
<b>2021.06</b>	<b>Despacho ANEEL nº 1.895/2021</b>	<b>29/06/2021</b>

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos	2.6	Requisitos	2021.06	02/07/2021

**ÍNDICE**

<b>1. OBJETIVO</b>	<b>4</b>
<b>2. REQUISITOS GERAIS</b>	<b>4</b>
<b>3. SUBESTAÇÃO</b>	<b>4</b>
3.1. Arranjo de barramento	4
3.2. Corrente em regime permanente	5
3.3. Aterramento	5
3.4. Capacidade de curto-circuito	5
3.5. Coordenação de isolamento	6
3.5.1. Tensão em regime permanente	6
3.5.2. Equipamentos localizados nos terminais da LT	6
3.5.3. Isolamento sob poluição	7
3.5.4. Desempenho sob descargas atmosféricas	7
3.6. Emissão eletromagnética	7
3.6.1. Rádio interferência	7
3.6.2. Efeito corona	7
3.6.3. Campos elétrico e magnético	8
<b>4. EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO</b>	<b>8</b>
4.1. Unidade transformadora de potência	8
4.1.1. Energização de unidade transformadora de potência	8
4.1.2. Enrolamentos terciários	8
4.1.3. Comutação de derivação em carga	8
4.1.4. Condições operativas	8
4.1.5. Impedância	10
4.1.6. Perdas	11
4.1.7. Nível de ruído	11
4.2. Equipamento de compensação reativa convencional	11
4.2.1. Banco de capacitores em derivação	11
4.2.2. Reator em derivação	12
4.2.3. Banco de capacitores em série fixos	14

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>
4.3. Compensador estático de potência reativa.....				15
4.3.1. Condições gerais.....				15
4.3.2. Controle do CER.....				16
4.3.3. Ajuste do sistema de controle.....				16
4.3.4. Tempos de eliminação de defeito .....				17
4.3.5. Frequência .....				17
4.3.6. Ciclo de sobrecarga .....				17
4.3.7. Desempenho do CER .....				18
4.3.8. Perdas.....				18
4.3.9. Desempenho harmônico .....				19
4.4. Unidade FACTS .....				19
4.4.1. Aplicações.....				19
4.4.2. Comportamento .....				19
4.4.3. Eficiência.....				20
4.5. Disjuntores .....				20
4.6. Seccionadoras, lâminas de terra e chaves de aterramento .....				22
4.7. Para-raios .....				22
4.8. Transformador de potencial.....				22
4.9. Transformador de corrente.....				22
4.10. Serviços auxiliares das subestações .....				23
4.10.1. Alimentação em corrente contínua para os sistemas de proteção, supervisão e controle .....				23
4.10.2. Alimentação em corrente contínua para sistemas de telecomunicação .....				23
4.10.3. Alimentação em corrente alternada .....				23
4.10.4. Testes de manutenção .....				24
<b>5. REFERÊNCIAS .....</b>				<b>24</b>

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos	2.6	Requisitos	2021.06	02/07/2021

## 1. OBJETIVO

1.1. Estabelecer os requisitos mínimos para as subestações, para os equipamentos integrantes das Funções Transmissão Transformação (FTTR), Controle de Reativo (FTCR) e Módulo Geral (FTMG) e para os equipamentos terminais da Função Transmissão Linha de Transmissão (FTLT).

1.1.1. Os requisitos descritos neste submódulo aplicam-se às instalações de transmissão integrantes ou que venham a integrar a Rede Básica ou as instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica e aos agentes de geração, de distribuição, de importação/exportação e consumidores responsáveis por subestações com conexão às instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão.

## 2. REQUISITOS GERAIS

2.1. As instalações referidas no item 1 deste submódulo devem atender às prescrições para projeto, fabricação, manutenção e operação das Normas Técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT e, no caso de essas não serem aplicáveis parcial ou integralmente, às da *International Electrotechnical Commission – IEC*, *American National Standards Institute – ANSI*, *American Society for Testing and Materials – ASTM* ou *National Electrical Safety Code – NESC*, nessa ordem de preferência, a não ser que se indique expressamente de outra forma.

2.2. Os equipamentos e instalações não devem comprometer o desempenho sistêmico da Rede Básica, limitar a operação da Rede Básica ou das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, tampouco impor restrições às instalações a elas conectadas.

2.3. Deve haver coordenação e compatibilização entre as capacidades nominais e de sobrecargas de todos os equipamentos de uma mesma FT.

## 3. SUBESTAÇÃO

### 3.1. Arranjo de barramento

3.1.1. Subestações com isolamento a ar devem adotar uma das seguintes configurações para os arranjos de barramento, em função de sua classe de tensão:

- (a) barramentos de tensão igual a 230 kV: arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves; ou
- (b) barramentos de tensão igual ou superior a 345 kV: arranjo barra dupla com disjuntor e meio.

3.1.2. Arranjos de barramento alternativos podem ser utilizados, inclusive os de tecnologia com isolamento em SF<sub>6</sub>, desde que os estudos de confiabilidade, flexibilidade operativa e disponibilidade (saída forçada e programada) apresentados pelo agente de transmissão comprovem desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos no item 3.1.1. deste submódulo. Além disso, esses arranjos devem atender ao que estabelece o item 2.2. deste submódulo.

3.1.3. Os arranjos de barramento alternativos referidos no item 3.1.2. deste submódulo devem ser submetidos à aprovação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que fará análise e encaminhará proposta de tratamento à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

3.1.4. Os requisitos de arranjo de barramento para subestações são estabelecidos para a etapa final da instalação. Para a etapa inicial, podem ser aceitas variantes que permitam evoluir para os arranjos estabelecidos no item 3.1.1. deste submódulo, desde que essas variantes atendam aos requisitos estabelecidos no Submódulo 2.11 – Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção. O ONS, considerando os aspectos de segurança e de flexibilidade operativa, bem como de desempenho da Rede Básica estabelece o estágio da subestação a partir do qual deve ocorrer a evolução para os arranjos estabelecidos no item 3.1.1. deste submódulo.

3.1.5. Para os barramentos com tensão igual ou superior a 345 kV, é permitida a adoção inicial de arranjo de barramento em anel simples, desde que o arranjo físico dos barramentos da subestação seja projetado conforme estabelecido no item 3.1.1. deste submódulo.

3.1.6. Para os barramentos de 230 kV, cujas subestações constituam sistemas radiais simples, é permitida a adoção de arranjo de barramento em barra principal e transferência, desde que o arranjo físico desse barramento seja projetado de forma a permitir a evolução para o arranjo estabelecido no item 3.1.1 deste submódulo.

### 3.2. Corrente em regime permanente

3.2.1. Os barramentos devem suportar tanto os valores de corrente em regime permanente definidos pelos estudos com horizonte de operação – Plano de ampliações e reforços (PAR), quanto pelos de longo prazo, elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, nos quais devem ser consideradas as possíveis futuras expansões das subestações para o período de concessão da instalação.

3.2.2. Os equipamentos das conexões de unidade transformadora de potência e interligação de barras devem suportar tanto os valores de corrente em regime permanente estimados pelos estudos com horizonte de operação (PAR), quanto pelos estudos de longo prazo elaborados pela EPE, nos quais devem ser consideradas as possíveis expansões durante o período de concessão da instalação. Ao valor de corrente, devem ser acrescentadas margens de segurança em função da circulação de correntes harmônicas e de sobrecargas definidas nas normas aplicáveis.

3.2.3. Os equipamentos de conexão em série com LT devem atender aos requisitos de capacidade de corrente estabelecidos no Submódulo 2.7 – Requisitos mínimos para linhas de transmissão, para o período de concessão da instalação.

3.2.4. Os barramentos e demais equipamentos referidos nos itens 3.2.2. e 3.2.3. deste submódulo devem ser dimensionados considerando a indisponibilidade de elementos na subestação.

### 3.3. Aterramento

3.3.1. As instalações de transmissão devem ser solidamente aterradas, atendendo às relações:

- (a)  $X0/X1 \leq 3$ ; e
- (b)  $R0/X1 \leq 1$ .

3.3.1.1. Esse requisito deve contemplar a etapa final de evolução da instalação, conforme previsto pelos estudos de planejamento da expansão da transmissão.

### 3.4. Capacidade de curto-circuito

3.4.1. Os barramentos, a malha de terra e os equipamentos devem suportar as máximas correntes de curto-circuito, simétricas e assimétricas, definidas tanto pelos estudos de operação (PAR) quanto pelos de longo prazo elaborados pela EPE, considerando os tempos máximos de eliminação de defeito adotados no Submódulo 2.11, para o período de concessão da instalação. Para fins de padronização, a capacidade de

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos	2.6	Requisitos	2021.06	02/07/2021

curto-circuito nominal para os equipamentos (excetuando-se os transformadores de corrente) e instalações deve ser, no mínimo:

- (a) Igual ou superior a 345 kV: 50 kA; ou
- (b) 230 kV: 40 kA.

3.4.2. Para o cálculo das tensões de passo, toque e gradiente de potencial, deve-se observar o disposto no item 3.4. deste submódulo.

### 3.5. Coordenação de isolamento

#### 3.5.1. Tensão em regime permanente

3.5.1.1. Os barramentos e os equipamentos devem suportar, para a condição de operação em regime permanente nas barras com carga, o valor máximo de tensão estabelecido na Tabela 1.

Tabela 1 – Tensão máxima em regime permanente

Tensão nominal do sistema (kV)	Tensão máxima (kV fase-fase, eficaz)
13,8	14,5
34,5	36,2
69	72,5
88	92,4
138	145
230	242
345	362
440	460
500 ou 525	550
765	800

#### 3.5.2. Equipamentos localizados nos terminais da LT

3.5.2.1. Equipamentos localizados nos terminais de uma LT que possam ficar energizados após a manobra da LT, tais como reatores de linha, disjuntores, seccionadores, transformadores de potencial, devem suportar, no terminal em vazio, por uma hora, as sobretensões à frequência industrial estabelecidas na Tabela 2.

Tabela 2 – Sobretensões sustentadas admissíveis a 60 Hz por 1 hora em terminais de LT em vazio

Tensão nominal de operação (kV)	Máxima tensão sustentada fase-fase, eficaz, por 1 hora, em terminais de LT a vazio	
	(kV fase-fase, eficaz)	(pu) <sup>(1)</sup>
138	152	1,10
230	253	1,10

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>
345	398	1,15		
440	506	1,15		
500	600	1,20		
525	600	1,15		
765	800	1,046		

(1) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

### 3.5.3. Isolamento sob poluição

3.5.3.1. As instalações devem ser isoladas de forma a atender, sob tensão operativa máxima, as características de poluição da região, conforme classificação contida em norma [1].

### 3.5.4. Desempenho sob descargas atmosféricas

3.5.4.1. O sistema de proteção contra descargas atmosféricas da subestação deve ser dimensionado de forma a assegurar um risco de falha menor ou igual a uma descarga por 50 (cinquenta) anos.

3.5.4.2. Além disso, deve-se assegurar que não haja falha de blindagem nas instalações para correntes superiores a 2 kA.

## 3.6. Emissão eletromagnética

### 3.6.1. Rádio interferência

3.6.1.1. O valor da tensão de rádio interferência externa à subestação não deve exceder 2.500  $\mu\text{V}/\text{m}$  a 1.000 kHz, com 110% da tensão nominal do sistema (115% nos sistemas 500 kV).

### 3.6.2. Efeito corona

3.6.2.1. As instalações das subestações, especialmente condutores e ferragens, não devem apresentar efeito corona visual em 90% do tempo para as condições atmosféricas predominantes na região da subestação. As tensões mínimas fase-terra eficaz para início e extinção de corona visual a serem consideradas no projeto são apresentadas na Tabela 3.

**Tabela 3 – Tensão mínima para início e extinção de corona visual**

Tensão nominal (kV)	Tensão mínima (kV fase-terra, eficaz)
765	536
500 ou 525	350
440	308
345	242
230	161
138	97

### 3.6.3. Campos elétrico e magnético

3.6.3.1. Devem ser atendidas as determinações da regulação [2].

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos	2.6	Requisitos	2021.06	02/07/2021

## 4. EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO

### 4.1. Unidade transformadora de potência

#### 4.1.1. Energização de unidade transformadora de potência

4.1.1.1. Uma unidade transformadora de potência deve ser dimensionada de forma a permitir sua energização tanto pelo enrolamento primário quanto pelo secundário, para toda a faixa de tensão operativa, sem ocasionar restrições de operação.

4.1.1.2. As características básicas de uma unidade transformadora de potência, particularmente os valores da reatância de núcleo de ar ( $X_{ac}$ ) e o nível do joelho da curva de saturação, devem ser especificadas com base na avaliação do impacto sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN) das sobretensões de manobra e correntes *inrush* advindas de sua energização.

4.1.1.3. Os disjuntores de uma unidade transformadora de potência devem atender ao disposto no item 4.5.4. deste submódulo.

#### 4.1.2. Enrolamentos terciários

4.1.2.1. A eventual necessidade de enrolamentos terciários deve, mediante estudos, ser determinada pelos seguintes condicionamentos sistêmicos:

- (a) instalação de suporte de reativo;
- (b) atenuação de fatores de sobretensão; e
- (c) absorção de harmônicos de tensão de terceira ordem.

#### 4.1.3. Comutação de derivação em carga

4.1.3.1. O comutador de derivação em carga deve estar de acordo com [3], observado o disposto no item 2.1. deste submódulo.

4.1.3.2. O quantitativo e a faixa de derivações, assim como o enrolamento onde deve ser instalado o comutador em carga, são definidos com base em estudos sistêmicos, exceto quando a unidade transformadora de potência for instalada em paralelo a outra existente, situação na qual o comutador em carga deve ter as mesmas características de derivações e de localização da unidade transformadora de potência existente.

#### 4.1.4. Condições operativas

4.1.4.1. Uma unidade transformadora de potência deve ser capaz de operar com as suas potências nominais, em regime permanente, para toda a faixa operativa de tensão entre fases admissível a 60 Hz definida no Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos, tanto no primário quanto no secundário. Caso possuam comutadores de derivação, sejam eles em carga ou não, a referida faixa operativa deve ser atendida para todas as posições desses comutadores.

4.1.4.2. Uma unidade transformadora de potência deve ser especificada e dimensionada para vida útil estabelecida em regulamento da ANEEL.

4.1.4.3. Uma unidade transformadora de potência deve ser dimensionada para três situações distintas:

- (a) carregamento em condição normal de operação;



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

- (b) carregamento em condição de emergência de curta duração; e
- (c) carregamento em condição de emergência de longa duração.

4.1.4.4. O agente de transmissão deve garantir que, em condição normal de operação, a unidade transformadora possa operar continuamente desde sua entrada em operação e ao longo de toda a vida útil com carregamento de 100% da potência nominal.

4.1.4.5. O agente de transmissão deve garantir que, em condição de emergência de curta duração e de longa duração, a unidade transformadora possa operar sempre que solicitada pelo ONS desde sua entrada em operação e ao longo de toda a vida útil nas condições operativas descritas a seguir:

- (a) Carregamento de 120% da potência nominal por período de 4 (quatro) horas do seu ciclo diário de carga para a expectativa de perda de vida útil normal estabelecida nas normas técnicas de carregamento de transformadores. A referida sobrecarga de 20% deve poder ser alcançada para qualquer condição prévia de carregamento do transformador no seu ciclo diário de carga;
- (b) Carregamento de 140% da potência nominal por período de 30 (trinta) minutos do seu ciclo diário de carga para a expectativa de perda de vida útil normal estabelecida nas normas técnicas de carregamento de transformadores. A referida sobrecarga de 40% deve poder ser alcançada para qualquer condição prévia de carregamento do transformador no seu ciclo diário de carga, inclusive para a condição ilustrada na Figura 1; e
- (c) Os carregamentos de 120% e 140% podem ocorrer dentro do mesmo ciclo diário.

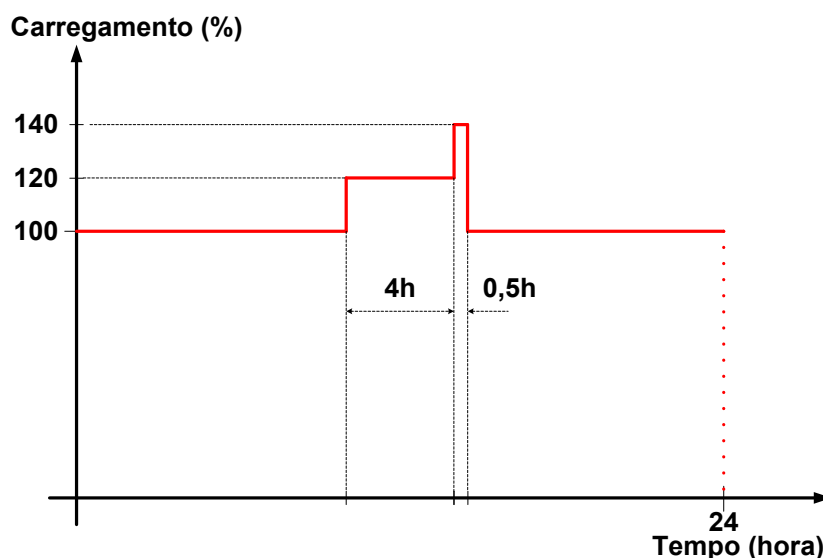


Figura 1 – Ciclo de carga diário

4.1.4.6. É atribuição do agente de transmissão a especificação para fabricação de uma unidade transformadora, de forma que sejam atendidos os requisitos funcionais constantes no item 4.1.4 deste submódulo. A especificação para fabricação deve levar em conta, entre outros, os seguintes aspectos:

- (a) temperatura do local de implantação da unidade transformadora, observado o disposto no item 2.1 deste submódulo; e
- (b) a quantidade total de unidades transformadoras em paralelo no mesmo barramento para o horizonte de planejamento da subestação.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

4.1.4.7. É responsabilidade do agente de transmissão a gestão da unidade transformadora, do ponto de vista de rotinas de manutenção, de forma a possibilitar o atendimento aos requisitos funcionais constantes no item 4.1.4 deste submódulo.

4.1.4.8. Uma unidade transformadora de potência deve ser adequada para operação em paralelo nos respectivos terminais a serem conectadas.

4.1.4.8.1. Caso seja detectada alguma situação sistêmica em que uma unidade transformadora limite a operação da capacidade de transformação do conjunto em paralelo, quer seja sob o ponto de vista da confiabilidade ou da flexibilidade operativa, o ONS, por iniciativa própria ou motivado por solicitação de um agente de transmissão, deve avaliar e submeter à apreciação da ANEEL a possibilidade de seu recondicionamento ou recapacitação.

4.1.4.9. Os procedimentos para aplicação de cargas nas unidades transformadoras de potência devem atender ao disposto no item 2.1 deste submódulo, além dos requisitos funcionais constantes no item 4.1.4 deste submódulo.

4.1.4.10. Uma unidade transformadora de potência deve ser capaz de suportar o perfil de sobreexcitação em vazio a 60 Hz apresentado na Tabela 4.

**Tabela 4 – Sobreexcitação em vazio a 60 Hz, em qualquer derivação de operação**

Período	Tensão (pu da tensão da derivação)
10 (dez) segundos	1,35
20 (vinte) segundos	1,25
1 (um) minuto	1,20
8 (oito) minutos	1,15

#### 4.1.5. Impedância

4.1.5.1. O valor da impedância entre o enrolamento primário e o secundário de uma unidade transformadora de potência deve ser no máximo 14%, referenciado a 75°C, na base nominal da unidade transformadora de potência, com todo o sistema de refrigeração em operação. Impedâncias superiores podem ser aceitas apenas em caso de unidade transformadora defasadora ou em situações especiais, como, por exemplo, em caso de necessidade de limitação de correntes de curto-circuito.

4.1.5.2. No caso de unidade transformadora defasadora, a impedância deve ser dimensionada de acordo com as necessidades do conjunto impedância-defasagem angular, de forma a prover o desempenho previsto nos estudos de sistema.

4.1.5.3. Na definição do valor mínimo da impedância, deve-se considerar os máximos valores admissíveis de corrente de curto-circuito explicitados no item 3.4. deste submódulo.

4.1.5.4. Os valores máximo e mínimo de impedância devem atender às condições de paralelismo, se uma unidade transformadora de potência for instalada em paralelo a outra existente.

#### 4.1.6. Perdas

4.1.6.1. O valor das perdas máximas para autotransformadores monofásicos ou trifásicos de qualquer potência, com tensão nominal do enrolamento de alta tensão igual ou superior a 230 kV, deve ser inferior ou

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

igual a 0,3% da potência nominal, para operação primário-secundário nas condições nominais de potência, frequência, tensões e derivações.

4.1.6.2. No caso de transformadores trifásicos ou monofásicos de potência trifásica nominal superior a 5 MVA, com tensão nominal do enrolamento de alta tensão igual ou superior a 230 kV, as perdas máximas entre o primário e o secundário devem atender aos limites listados na Tabela 5, para operação nas condições nominais de potência, frequência, tensões e derivações.

**Tabela 5 – Perdas máximas para transformadores, em percentagem de sua potência trifásica nominal à tensão e frequência nominais**

Potência trifásica nominal Pn no último estágio de refrigeração (MVA)	Perda máxima (% de Pn)
5 ≤ Pn < 30	0,70 %
30 ≤ Pn < 50	0,60 %
50 ≤ Pn < 100	0,50 %
100 ≤ Pn < 200	0,40 %
200 ≤ Pn	0,30 %

4.1.6.3. Os valores de perdas definidos no item 4.1.6 deste submódulo não são aplicáveis a unidades transformadoras de potência utilizadas em compensadores estáticos.

#### 4.1.7. Nível de ruído

4.1.7.1. O nível máximo de ruído audível emitido por uma unidade transformadora de potência deve estar em conformidade com o disposto em norma da ABNT [5].

#### 4.2. Equipamento de compensação reativa convencional

##### 4.2.1. Banco de capacitores em derivação

###### 4.2.1.1. Conexão

4.2.1.1.1. É permitida a ligação de mais de um banco de capacitores em derivação ao barramento através de uma única conexão, desde que cada banco de capacitores seja protegido e manobrado de modo independente e que tal configuração não comprometa o desempenho do SIN.

###### 4.2.1.2. Tolerâncias

4.2.1.2.1. O valor da capacitância deve ter exatidão de  $\pm 2,0\%$  por fase em relação ao valor especificado e precisão tal que nenhum valor medido de qualquer das três fases se afaste mais de 1% do valor médio medido das três fases.

###### 4.2.1.3. Perdas dielétricas

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos	2.6	Requisitos	2021.06	02/07/2021

4.2.1.3.1. O valor médio das perdas dielétricas de cada unidade capacitiva à tensão e frequência nominais e à temperatura de 20 °C, com resistor de descargas, deve ser de, no máximo, 0,12 W/kvar, para capacitores sem fusíveis internos, e 0,16 W/kvar, para capacitores com fusíveis internos.

#### 4.2.1.4. Capacidade de curto-circuito

4.2.1.4.1. A máxima corrente de descarga dos capacitores provocada por curtos-circuitos internos na subestação, acrescida da contribuição de curto-circuito proveniente da rede, não deve exceder a suportabilidade dos equipamentos da subestação.

#### 4.2.1.5. Energização

4.2.1.5.1. As correntes e tensões transitórias provenientes da energização do banco, isoladamente ou na condição *back-to-back*, não devem submeter os equipamentos e dispositivos das instalações de transmissão a solicitações acima de sua suportabilidade.

4.2.1.5.2. Na condição de *back-to-back*, devem ser tomadas precauções que evitem elevação transitória de potencial de terra que possa infringir os critérios de segurança pessoal ou causar interferências eletromagnéticas que causem o funcionamento indevido dos circuitos de comando, controle e proteção.

#### 4.2.2. Reator em derivação

##### 4.2.2.1. Tensão nominal

4.2.2.1.1. Um reator em derivação deve ser especificado com uma tensão nominal que atenda aos seguintes requisitos:

- (a) Ser no mínimo igual ao valor mediano da faixa operativa de valores de tensões entre fases admissíveis a 60 Hz, definida no Submódulo 2.3, para a condição operativa normal; e
- (b) Nas situações em que o reator está instalado nas proximidades de um banco de capacitores série, ser no mínimo igual ao valor das solicitações determinadas pelos estudos de fluxo de potência, que podem levar, no ponto de instalação do reator, a valores de tensão superiores à tensão máxima operativa do sistema.

4.2.2.1.2. O dimensionamento do reator, do ponto de vista das temperaturas máximas possíveis de serem atingidas, deve ser feito para a tensão máxima operativa a 60 Hz, estabelecida no Submódulo 2.3, ou para a tensão determinada pelos estudos de fluxo de potência, nas situações em que a tensão nominal seja superior à máxima tensão operativa do sistema.

4.2.2.1.3. Deve atender às características de temperatura conforme as Normas Técnicas ABNT.

4.2.2.1.4. A operação na tensão nominal deve ser possível por toda a vida útil do reator.

##### 4.2.2.2. Tolerâncias

4.2.2.2.1. O valor da reatância deve ter exatidão de  $\pm 2,0\%$  por fase em relação ao valor especificado e precisão tal que nenhum valor medido de qualquer das três fases se afaste mais de 1% do valor médio medido das três fases.

##### 4.2.2.3. Esquemas de aterramento

4.2.2.3.1. Os reatores podem considerar os seguintes esquemas de aterramento:

- (a) estrela solidamente aterrada; ou

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos	2.6	Requisitos	2021.06	02/07/2021

(b) estrela aterrada através de impedância.

4.2.2.3.2. Caso os estudos de religamento monopolar, com a frequência da rede entre 56 Hz e 66 Hz, identifiquem a necessidade de adoção de reator de neutro, o isolamento do neutro do reator deve ser dimensionado considerando esse equipamento.

#### 4.2.2.4. Especificações e dimensionamento

4.2.2.4.1. Um reator em derivação deve ser especificado para operar continuamente na tensão nominal definida no item 4.2.2.1 deste submódulo durante toda a sua vida útil.

4.2.2.4.2. Um reator em derivação manobrável deve ser especificado para suportar os transitórios devido às manobras diárias de abertura e fechamento de seus disjuntores durante toda a sua vida útil.

4.2.2.4.3. As manobras de abertura e fechamento de um reator em derivação manobrável não devem provocar sobretensões inadmissíveis ou transitórios de frequência elevada que possam colocar em risco os demais equipamentos da subestação, nem o próprio reator manobrável. Deve ser também observado o disposto no item 4.5.3. (b) deste submódulo.

4.2.2.4.4. Um reator em derivação deve ser capaz de suportar os níveis de sobretensões transitória e temporária definidos pelos estudos de sistema.

4.2.2.4.5. O dimensionamento de um reator em derivação deve considerar a possibilidade de sobretensões em regime normal de operação, de forma a não ser limitador da capacidade de transmissão da LT.

4.2.2.4.6. O dimensionamento e especificação de um reator em derivação deve ser feito considerando a temperatura máxima do ponto de instalação, conforme norma técnica, atendendo ao disposto no item 2.1 deste submódulo.

4.2.2.4.7. O reator de linha conectado a terminais de banco de capacitores em série deve observar o disposto no item 4.2.3.5.5. deste submódulo.

#### 4.2.2.5. Vida útil

4.2.2.5.1. Um reator em derivação submetido ao regime de operação definido no item 4.2.2.4.1. 4.2.2.4. deste submódulo deve ser especificado para a expectativa de vida útil regulamentada pela ANEEL.

4.2.2.5.2. A exposição de um reator de linha às tensões estabelecidas na Tabela 2 durante a operação em vazio por uma hora da LT onde estão instalados não deve alterar a expectativa sua vida útil.

#### 4.2.2.6. Perdas

4.2.2.6.1. As perdas totais máximas à tensão e frequência nominais de um reator em derivação trifásico ou monofásico de potência nominal igual ou superior a 5 Mvar e de tensão nominal do enrolamento de alta tensão igual ou superior a 230 kV devem atender aos limites listados na Tabela 6.

**Tabela 6 – Perdas totais máximas à tensão e frequência nominais para um reator em derivação trifásico ou monofásico com tensão nominal igual ou superior a 230 kV, em percentagem da potência nominal**

Potência Nominal Pn (Mvar)	Perda total máxima (% de Pn)
5 ≤ Pn < 10	0,70 %
10 ≤ Pn < 15	0,60 %

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>
15 ≤ Pn < 20		0,50 %		
20 ≤ Pn < 30		0,40 %		
30 ≤ Pn		0,30 %		

#### 4.2.3. Banco de capacitores em série fixos

##### 4.2.3.1. Tolerâncias

4.2.3.1.1. O valor da capacitância deve ter exatidão de  $\pm 2,0\%$  por fase em relação ao valor especificado e precisão tal que nenhum valor medido de qualquer das três fases se afaste mais de 1% do valor médio medido das três fases.

##### 4.2.3.2. Perdas dielétricas

4.2.3.2.1. O valor médio das perdas dielétricas de cada unidade capacitiva à tensão e frequência nominais, com resistor de descargas e à temperatura de 20°C, deve ser de, no máximo, 0,12 W/kvar, para capacitores sem fusíveis internos, e 0,16 W/kvar, para capacitores com fusíveis internos.

##### 4.2.3.3. Capacidade de sobrecarga

4.2.3.3.1. A capacidade de sobrecarga deve atender aos valores de sobrecarga discriminados na Tabela 7 ou superiores, caso os estudos de planejamento da expansão indiquem essa necessidade.

**Tabela 7 – Capacidade de sobrecarga de bancos de capacitores série fixos**

Corrente (pu)	Duração	Em um período de
1,10	8 horas	12 horas
1,35	30 minutos	6 horas
1,50	10 minutos	2 horas

##### 4.2.3.4. By-pass do banco de capacitores série

4.2.3.4.1. Os dispositivos de proteção dos varistores do banco de capacitores série não devem atuar para faltas externas à LT na qual o banco está instalado, à exceção dos seguintes casos específicos:

- Faltas externas que sejam eliminadas em tempo superior ao tempo máximo de eliminação de defeito  $t_m$  (100 ms para  $V_N \geq 345$  kV e 150 ms para  $V_N < 345$  kV). Nesse caso, o dispositivo de proteção dos varistores só pode atuar  $t_m$  milissegundos após a detecção da falta. O banco de capacitores série deve ser reinserido em até 300 ms após a eliminação da falta.
- Faltas externas trifásicas eliminadas em até  $t_m$  milissegundos, com religamento mal sucedido após 500 ms de tempo morto. Nesse caso, o dispositivo de proteção dos varistores só pode atuar após  $t_m$  milissegundos da tentativa mal sucedida de religamento.

##### 4.2.3.5. Especificações e dimensionamento

4.2.3.5.1. Dispositivos de proteção dos equipamentos de compensação série que utilizem varistores devem ser dimensionados considerando varistores à base de óxido metálico.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

4.2.3.5.2. O dimensionamento do requisito de energia dos varistores deve levar em conta a condição de falta externa mais crítica, inclusive para a possibilidade de linha paralela fora de serviço, bem como todos os cenários e intercâmbios previstos no sistema de transmissão, abrangendo desde a configuração inicial até à do ano horizonte de planejamento.

4.2.3.5.3. O dimensionamento do banco de capacitores série deve levar em consideração a máxima corrente de *swing* identificada pelos estudos de sistema.

4.2.3.5.4. O banco de capacitores série deve ser dotado de mecanismos que possibilitem a identificação e a adoção de medidas mitigadoras para as configurações operativas que possam propiciar o surgimento de ressonâncias subsíncronas.

4.2.3.5.5. Os equipamentos adjacentes ao banco de capacitores série e conectados à linha de transmissão, tais como reatores em derivação, transformadores de corrente, transformadores de potencial e para-raios, devem ser especificados para a máxima tensão em regime permanente associada à elevação de tensão causada pelo fluxo da máxima corrente especificada através do banco de capacitores série.

### 4.3. Compensador estático de potência reativa

#### 4.3.1. Condições gerais

4.3.1.1. O sistema de controle do compensador estático de potência reativa (CER) não pode comprometer o desempenho do SIN, tanto em operação normal como sob contingências, emergências e operação degradada, em regimes permanente e transitório.

4.3.1.2. O CER não deve propiciar o surgimento de condições de ferroressonância nem de saturação assimétrica do núcleo de unidades transformadoras de potência.

4.3.1.3. Para qualquer cálculo de harmônicos e filtros, devem ser consideradas as tolerâncias de fabricação das impedâncias da unidade transformadora de potência elevadora do CER, incluindo diferenças entre fases, bem como os valores especificados de tensão de sequência negativa da rede e da faixa de variação da frequência fundamental.

4.3.1.4. A medição de tensão associada à estratégia de subtensão do CER deve ser de acordo com definição do ONS em função das necessidades de operação da rede associada. O ONS pode optar pela medição baseada na:

- (a) tensão mínima instantânea (fase-fase e fase-terra); ou
- (b) tensão de sequência positiva.

4.3.1.5. Deve ser demonstrado o desempenho do CER para a operação em condições nominais e degradadas, por meio de estudos com programas de transitórios eletromagnéticos e de estabilidade transitória e dinâmica, a serem elaborados pelo agente de transmissão.

4.3.1.6. Todos os equipamentos integrantes do CER devem ser dimensionados para suportar as solicitações de curto-circuito na barra de conexão à Rede Básica onde estão instalados.

4.3.1.7. Deve ser fornecida ao ONS a memória de cálculo com o dimensionamento do circuito principal do CER.

4.3.1.8. Deve ser disponibilizado ao ONS os modelos computacionais para simulações de regime permanente, transitórios eletromecânicos (estudos dinâmicos) e de transitórios eletromagnéticos. Esses modelos devem ser entregues devidamente aferidos e documentados.

#### 4.3.2. Controle do CER

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

4.3.2.1. O controle do CER deve ser concebido de forma a evitar oscilações intermitentes (*hunting*) com controles de outros CER eletricamente próximos. A operação dos sistemas de controle de elementos manobráveis e/ou comutadores automáticos de unidades transformadoras de potência (do CER ou externos) não deve dar origem a oscilações intermitentes entre esses elementos, nem entre nenhum deles e o controle do CER.

4.3.2.2. O controle do CER deve ser concebido de forma a contribuir para minimizar as perturbações no sistema elétrico durante uma falta. O controle deve ser dimensionado considerando a necessidade de atuação do esquema de religamento monopolar.

4.3.2.3. O controle do CER deve dispor de uma estratégia de subtensão que permita o bloqueio do CER em potência zero, em caso de faltas na sua vizinhança, com a finalidade de evitar que, durante a eliminação das mesmas, o CER fique totalmente capacitivo, agravando as sobretensões no SIN. Essa estratégia deve possuir temporização para o bloqueio e o desbloqueio do CER, bem como dispor de uma histerese associada para evitar instabilidade. Tanto os níveis de bloqueio/desbloqueio quanto as temporizações associadas devem ser ajustáveis.

4.3.2.4. O controle do CER deve permitir a entrada de sinais de grandezas elétricas adicionais (fluxo de potência ativa, frequência etc.) com o objetivo de modular, se necessário, a potência reativa do CER para amortecer oscilações de tensão, oscilações de potência na rede elétrica e ressonâncias subsíncronas.

4.3.2.5. O controle do CER deve ser projetado de tal forma a não comprometer a estabilidade de tensão da rede elétrica. Para tanto, deve identificar a sensibilidade da tensão da rede elétrica à variação da susceptância do CER e adotar medidas corretivas para evitar condições de instabilidade.

4.3.2.6. Deve ser possível ajustar a inclinação da rampa do controle do CER de forma contínua dentro da faixa de tensão operativa em regime permanente, no ponto de conexão do CER.

### 4.3.3. Ajuste do sistema de controle

4.3.3.1. O ajuste inicial adequado do sistema de controle do CER deve ser feito levando-se em conta a potência de curto-circuito trifásica máxima e a potência de curto-circuito mínima em condição de rede degradada no ano de entrada em operação e no barramento de conexão do CER.

4.3.3.2. Os valores de pré-ajustes devem ser informados ao ONS, antes dos estudos pré-operacionais, de forma a fornecer elementos para a otimização do desempenho dinâmico do equipamento durante o desenvolvimento desses estudos.

4.3.3.3. Os valores destes pré-ajustes devem estar baseados em estudos de *Real Time Digital Simulator* (RTDS), no qual o sistema de transmissão associado esteja representado. Os equivalentes de curto-circuito devem estar localizados pelo menos a duas barras (segunda vizinhança) do ponto de acoplamento comum do CER.

### 4.3.4. Tempos de eliminação de defeito

4.3.4.1. O projeto do CER deve considerar os tempos de eliminação de faltas apresentados na Tabela 8.

**Tabela 8 – Tempo de eliminação de faltas**

Tensão (kV)	Tempo de eliminação de faltas (ms)	
	Sem falha de disjuntor	Com falha de disjuntor
765	80	200



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>
525 e 500	100	250		
440	100	250		
345	100	400		
230	150	500		
138	150	500		
138 <sup>(1)</sup>	450	750		
88 <sup>(1)</sup>	450	750		
69 <sup>(1)</sup>	800	1000		

(1) sem teleproteção

#### 4.3.5. Frequência

4.3.5.1. O CER deve ser dimensionado para operar nas seguintes condições de frequência:

- (a) Faixa de frequência em regime permanente:  $60 \pm 0,2$  Hz.
- (b) Faixa de variação transitória de frequência:
  - (1) 56 a 59,8 Hz por 20 segundos; e
  - (2) 60,2 a 66 Hz por 20 segundos.

4.3.5.2. A faixa de operação em regime permanente deve ser utilizada para cálculos de desempenho de equipamentos e as faixas de operação transitória para o cálculo dos valores de capacidade (*rating*).

#### 4.3.6. Ciclo de sobrecarga

4.3.6.1. O CER deve ser capaz de suportar as condições de operação em sobrecarga de acordo com a envoltória de sobretensões definida pelos estudos de planejamento. Essa envoltória deve contemplar as sobretensões de manobra de elementos da rede, sejam unidades transformadoras de potência, LT ou outros, situados eletricamente próximos e que possam submeter o ponto onde o CER está conectado a sobretensões transitórias significativas. Essas manobras devem considerar também topologias degradadas da rede.

4.3.6.2. Na indisponibilidade da envoltória de sobretensões definida pelos estudos de planejamento, o CER deve ser capaz de suportar, no mínimo, as condições de operação em sobrecarga apresentadas na Tabela 9.

**Tabela 9 – Envoltória de sobretensões para operação em sobrecarga**

Tensão (pu)	Duração mínima da sobrecarga
1,80	50 ms
1,40	200 ms
1,30	1 s
1,20	10 s
1,05 <sup>(1)</sup>	Continuamente

(1) Para as tensões de operação de 500 ou 525 kV, o ciclo deve prever a operação contínua para 550 kV (1,10 pu de 500 kV)

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos	2.6	Requisitos	2021.06	02/07/2021

4.3.6.3. O CER deve suportar o ciclo de sobretensão/sobrecarga indutiva, a partir do regime permanente, totalmente indutivo, observando ainda as seguintes condições:

- (a) sem que haja disparo protetivo da válvula de tiristores produzido pelas sobretensões de bloqueio dos tiristores (*turn-off overshoot*);
- (b) sem que a temperatura de junção dos tiristores supere a máxima temperatura de junção admitida no projeto; e
- (c) sem que haja limitação no ângulo de disparo dos reatores controlados a tiristores – *Thyristor Controlled Reactor (TCR)*.

#### 4.3.7. Desempenho do CER

4.3.7.1. O CER deve apresentar, no mínimo, o desempenho estabelecido no instrumento técnico do documento de outorga.

4.3.7.2. O CER deve apresentar padrão de resposta conforme os parâmetros indicados na Tabela 10.

**Tabela 10 – Padrão de resposta do CER**

Parâmetro	Valor
<i>Response time (rise time):</i> 90% do valor final	$\leq 33$ ms
<i>Settling time:</i> $\pm 5\%$ do valor final	$\leq 100$ ms
<i>Overshoot</i>	$\geq 30\%$

4.3.7.2.1. Esse padrão de resposta, constituído pelos três parâmetros definidos na Tabela 10, deve ser atingido para qualquer tensão dentro da faixa operativa e para qualquer condição da rede externa. A resposta do controle do CER é avaliada considerando a variação da tensão medida do ponto de conexão do CER, após as filtragens, com o estatismo do controle ajustado em zero.

#### 4.3.8. Perdas

4.3.8.1. As perdas elétricas do CER devem ser inferiores à perda máxima estabelecida no instrumento técnico do documento de outorga.

4.3.8.2. Deve ser fornecida ao ONS a memória de cálculo preliminar das perdas do CER bem como a execução de ensaios que comprovem o atendimento ao requisito estabelecido.

#### 4.3.9. Desempenho harmônico

4.3.9.1. A avaliação do desempenho harmônico deve atender ao estabelecido no Submódulo 2.9 – Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica.

4.3.9.2. A avaliação do *rating* dos filtros deve atender ao estabelecido no Submódulo 2.9.

### 4.4. Unidade FACTS

#### 4.4.1. Aplicações

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

4.4.1.1. A necessidade de utilização de dispositivo FACTS deve ser determinada mediante estudos de planejamento e determinada sobretudo pelos condicionamentos sistêmicos listados a seguir:

- (a) controle de tensão (potência reativa) local ou de uma rede elétrica;
- (b) controle do fluxo de potência ou ângulo de fase em um trecho da rede;
- (c) ajuste da impedância série em linhas de transmissão (compensação série); e
- (d) aumento do grau de amortecimento dinâmico dos sistemas e/ou aumento das margens de estabilidade, tanto transitórias quanto dinâmicas.

#### 4.4.2. Comportamento

4.4.2.1. A unidade FACTS não deve provocar interferências na operação de defasadores, comutadores em derivação, manobras em reatores, bancos de capacitores, saturação de núcleos de unidades transformadoras de potência, ou na operação de qualquer outro tipo de equipamento, nem propiciar o surgimento de condições de ferorressonância.

4.4.2.2. Devem ser respeitados os limites de distorções harmônicas estabelecidos no Submódulo 2.9.

4.4.2.3. A operação do sistema de controle de elementos manobráveis e/ou comutadores automáticos de transformadores não deve dar origem a oscilações intermitentes (*huntings*), na potência ou frequência.

4.4.2.4. Durante uma falta, a potência ativa transmitida pelo dispositivo FACTS deve ser a maior possível, relativamente à potência antes da falta, de forma a minimizar as perturbações por redução de potência no sistema elétrico. A mesma condição se aplica durante a atuação do esquema de religamento monopolar.

4.4.2.5. O comportamento da unidade FACTS, em regime dinâmico e transitório, deve atender aos seguintes pontos:

- (a) Estabilidade transitória e dinâmica: a unidade FACTS não deve reduzir as margens de estabilidade e/ou o amortecimento do sistema, contribuindo de forma positiva para:
  - (1) limites de estabilidade transitória, relativos à manutenção do sincronismo sob perturbações em condições de carregamento crítico e em condições de contingências;
  - (2) manutenção das margens de estabilidade e amortecimento do SIN; e
  - (3) amortecimento dos modos de ressonância subsíncrona preexistentes.
- (b) Ressonâncias subsíncronas: a unidade FACTS não deve provocar o surgimento de fenômeno de ressonância subsíncrona na região onde está instalado.
- (c) Transitórios eletromagnéticos: a unidade FACTS não deve submeter os equipamentos da Rede Básica ou das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica a valores de tensão e corrente acima de sua suportabilidade.
- (d) Controle: o sistema de controle da unidade FACTS não pode comprometer o desempenho do SIN, tanto em operação normal como sob contingências, emergências e operação degradada.

4.4.2.6. O agente de transmissão deve demonstrar ao ONS, por meio de estudos, o desempenho do dispositivo FACTS para a operação em condições nominais e degradadas.

4.4.2.7. O dispositivo FACTS não pode ser considerado como desempenhando a sua função integral para o SIN se não tiver plena capacidade de regulação das grandezas especificadas no instrumento técnico de outorga de concessão ou de autorização.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos	2.6	Requisitos	2021.06	02/07/2021

#### 4.4.3. Eficiência

4.4.3.1. A eficiência da unidade FACTS deve ser maior ou igual à considerada nos estudos de planejamento para definição da alternativa de menor custo global, que corresponde à soma dos custos de investimento e perdas.

#### 4.5. Disjuntores

4.5.1. Os disjuntores devem ter tempos máximos de interrupção em 60 Hz de 2 ciclos para as classes de tensão de 800, 550, 460 e 362 kV e 3 ciclos para as classes de tensão de 242, 145 e 72,5 kV.

4.5.2. O ciclo de operação com religamento rápido deve atender aos requisitos de norma técnica, observado o disposto no item 2.1. deste submódulo.

4.5.3. Os disjuntores devem ser capazes de efetuar, em função das características específicas de cada aplicação e dos requisitos sistêmicos, as seguintes operações:

- (a) Abertura de linhas em vazio com sobretensão de pré-manobra à frequência de 60 Hz, de acordo com os valores indicativos de sobretensões de manobra admissíveis para transformadores e autotransformadores estabelecidos no Submódulo 2.3;
- (b) Abertura de pequenas correntes indutivas, tal como na manobra de reator em derivação, sem provocar reignições, reacendimentos, sobretensões inadmissíveis ou transitórios de frequência elevada que possam colocar em risco os equipamentos da subestação;
- (c) Abertura em oposição de fases;
- (d) Abertura de defeito trifásico não envolvendo terra, no barramento ou na saída de linha;
- (e) Abertura de defeito quilométrico; e
- (f) Abertura da corrente de curto-circuito com a relação X/R do ponto do sistema onde será aplicado.

4.5.4. Os disjuntores das unidades transformadoras de potência e dos bancos de capacitores em derivação devem, caso os estudos apontem a necessidade, ser dotados de elementos ou sistemas que limitem os transitórios de energização desses equipamentos, com o intuito de não causar sobretensões, subtensões ou sobrecorrentes que afetem o desempenho da rede ou causem o funcionamento indevido dos sistemas de proteção e controle.

4.5.5. Os disjuntores dos bancos de capacitores em derivação e os disjuntores que manobrem linhas de transmissão a vazio devem ser do tipo de “baixíssima probabilidade de reacendimento de arco”, classe C2, conforme norma técnica, observado o disposto no item 2.1 deste submódulo.

4.5.6. Os disjuntores dos bancos de reatores em derivação devem ser monoplares e dotados de dispositivo de manobra controlada.

4.5.7. O dimensionamento dos disjuntores deve considerar qualquer falha ou indisponibilidade de disjuntor pertencente a:

- (a) subestação que redunde em manobra de outro equipamento ou de LT; e
- (b) subestações adjacentes que redunde em manobra em conjunto com os equipamentos e/ou LT a elas conectadas.

4.5.8. Os disjuntores das conexões dos enrolamentos secundários das unidades transformadoras de potência devem ser adequados para abertura de defeito trifásico no barramento que não envolva terra.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

4.5.9. A corrente nominal de disjuntores deve ser, no mínimo, em função de sua classe de tensão:

- (a) igual ou superior a 345 kV: 4.000 A; ou
- (b) 230 kV: 3.150 A.

4.5.10. Os disjuntores devem ter dois circuitos de disparo independentes, lógicas de detecção de discrepância de polos e acionamento monopolar. Para disjuntores em níveis de tensão superiores a 138 kV, o ciclo de operação nominal deve ser compatível com a utilização de esquemas de acionamento e religamento automático tripolar e monopolar. Para disjuntores em níveis de tensão iguais ou inferiores a 138 kV, o ciclo de operação nominal deve ser compatível com a utilização de esquemas de acionamento e religamento automático tripolar.

4.5.11. Para determinação da tensão de restabelecimento transitória (TRT) para disjuntor na manobra de LT a vazio, deve-se levar em conta o valor eficaz da tensão fase-fase nas fases sãs, frente a faltas monofásicas, apresentado na Tabela 11, à frequência de 60 Hz. Valores superiores aos da Tabela 11 podem ser necessários, caso os estudos assim o determinem.

**Tabela 11 – Valor eficaz da tensão fase-fase nas fases sãs, frente a faltas monofásicas, para determinação do TRT de disjuntor na manobra de LT a vazio**

Tensão nominal do disjuntor (kV)	Valor eficaz a 60 Hz da tensão fase-fase nas fases sãs (kV)
69	102
138	203
230	339
345	507
440	647
500	770
525	770

4.5.12. Os disjuntores devem ter capacidade de manobrar outros equipamentos e/ou linhas de transmissão existentes na subestação onde estão instalados, em caso de faltas nesses equipamentos seguidas de falha do referido disjuntor, considerando inclusive disjuntor em manutenção.

4.5.13. Os disjuntores devem ter capacidade de manobrar a linha de transmissão em conjunto com os equipamentos / linhas de transmissão a elas conectadas em subestações adjacentes, em caso de falta no equipamento / linha de transmissão da subestação adjacente, seguido de falha do respectivo disjuntor.

4.5.14. Nos casos em que forem utilizados mecanismos de fechamento ou abertura controlados, deve ser especificada a dispersão máxima dos tempos médios de fechamento ou de abertura compatível com as necessidades de precisão da manobra controlada. O disjuntor deve ser especificado em consonância com o procedimento estabelecido em norma [4].

#### **4.6. Seccionadoras, lâminas de terra e chaves de aterramento**

4.6.1. As lâminas de terra e chaves de aterramento das LT devem ser dimensionadas para suportar, na abertura, os valores máximos de tensão e de corrente induzidas pelos acoplamentos eletrostático e eletromagnético, valores esses determinados nos estudos de manobra de chaves.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

4.6.2. Esses equipamentos devem ser dimensionados considerando a relação X/R do ponto do sistema onde estão instalados.

4.6.3. Esses equipamentos devem permitir manobras de fechamento e abertura nas condições mais severas de tensões induzidas de LT em paralelo, incluídas situações de ressonância e de carregamento máximo.

4.6.4. As LT devem ter lâminas de terra ou chaves de aterramento com intertravamento mecânico.

#### 4.7. Para-raios

4.7.1. Devem ser instalados para-raios nas entradas de LT e nas conexões de unidades transformadoras de potência, de reatores em derivação e de bancos de capacitores não autoprotetidos.

4.7.2. Os para-raios devem ser do tipo estação, a óxido metálico, sem centelhador.

#### 4.8. Transformador de potencial

4.8.1. As características do transformador de potencial devem satisfazer às necessidades de diversos sistemas: de proteção (Submódulo 2.11), de medição para faturamento (Submódulo 2.14 – Requisitos mínimos para Sistemas de Medição para Faturamento) e de supervisão e controle para a operação (Submódulo 2.12 – Requisitos mínimos de supervisão e controle para operação).

#### 4.9. Transformador de corrente

4.9.1. As características do transformador de corrente devem satisfazer às necessidades de diversos sistemas: de proteção (Submódulo 2.11), de medição para faturamento (Submódulo 2.14) e de supervisão e controle para a operação (Submódulo 2.12).

4.9.2. A especificação dos núcleos de proteção dos transformadores de corrente com tensão nominal igual ou superior a 242 kV deve:

- (a) assegurar que o núcleo não sature durante curtos-circuitos e religamentos rápidos, atendendo à relação X/R do ponto de instalação (resposta transitória);
- (b) considerar o ciclo de religamento previsto, levando em conta o critério de fluxo remanescente; e
- (c) considerar a real carga secundária do transformador de corrente, de forma que o erro instantâneo de medição até o instante de atuação da proteção não ultrapasse 10%.

#### 4.10. Serviços auxiliares das subestações

##### 4.10.1. Alimentação em corrente contínua para os sistemas de proteção, supervisão e controle

4.10.1.1. Os serviços auxiliares de corrente contínua (CC) para alimentação dos sistemas de proteção, supervisão e controle devem ter dois conjuntos independentes de bancos de baterias com retificadores, alimentando cargas independentes, e cada conjunto deve ser dimensionado para suprir toda a carga prevista em regime contínuo.

4.10.1.2. É permitido o paralelismo entre os bancos de baterias apenas em tempo suficiente para não necessitar reinicializar os sistemas digitais ou computadorizados dos sistemas de proteção, supervisão e controle.

4.10.1.3. Em caso de falta de alimentação em CA, os bancos de baterias devem ter autonomia para realizar as manobras de recomposição da subestação. Cada conjunto bateria-retificador deve atender toda a carga prevista para regime contínuo pelo período mínimo de 5 (cinco) horas.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

4.10.1.4. Além disso, os serviços auxiliares de CC devem atender aos critérios para alimentação dos sistemas de proteção estabelecidos no Submódulo 2.11 e suprir os circuitos de iluminação de emergência das subestações.

#### **4.10.2. Alimentação em corrente contínua para sistemas de telecomunicação**

4.10.2.1. Os serviços auxiliares de CC para alimentação de sistemas de telecomunicação devem ter dois conjuntos independentes de bancos de baterias com retificadores, alimentando cargas independentes, e cada conjunto deve ser dimensionado para suprir a carga total imposta pelos equipamentos de telecomunicação da subestação.

4.10.2.2. Em caso de falta de alimentação CA, cada banco de bateria deve ter autonomia de no mínimo 10 (dez) horas, para atender à carga total dos equipamentos de telecomunicação da subestação.

4.10.2.3. Os equipamentos de telecomunicação devem ser alimentados por circuitos independentes de cada um dos bancos de baterias, para que, na falta de tensão em um dos circuitos, a alimentação seja transferida automaticamente para o outro circuito, sem manter o paralelismo dos bancos de baterias. É permitido o paralelismo entre os bancos de bateria apenas em tempo suficiente para não necessitar reinicializar os sistemas digitais ou computadorizados dos sistemas de telecomunicação.

4.10.2.4. Os conjuntos de baterias/retificadores mencionados no item 4.10.1 deste submódulo devem ser independentes dos conjuntos mencionados no item 4.10.2 deste submódulo.

#### **4.10.3. Alimentação em corrente alternada**

4.10.3.1. Os serviços auxiliares em CA devem ter, no mínimo, duas fontes de alimentação, nas seguintes configurações:

- (a) uma fonte externa proveniente da distribuidora local e outra interna da própria subestação; ou
- (b) duas fontes internas da própria subestação.

4.10.3.1.1. As fontes internas da subestação devem ser providas por meio de terciário de transformador existente ou por meio de transformador convencional dedicado para esse fim a ser instalado pelo agente.

4.10.3.1.2. Caso a subestação não tenha unidade transformadora de potência ou terciário disponível, ou a localização da subestação não seja acessível por fonte externa de distribuidora local, o agente responsável pelo empreendimento deve submeter proposta alternativa ao ONS para avaliação, visando a sua aprovação, contendo pelo menos duas fontes de alimentação CA independentes, conforme descrito no Submódulo 7.3 - Verificação da conformidade das instalações de transmissão aos requisitos.

4.10.3.2. Deve ser previsto um sistema para, em caso de falta de tensão em uma fonte de alimentação, realizar a transferência automática das cargas para a outra fonte de alimentação.

4.10.3.3. Os serviços auxiliares CA devem ter, para casos de falta de tensão nas duas fontes de alimentação CA, grupo motor-gerador com partida automática e capacidade para alimentação das cargas essenciais da subestação. Cargas essenciais são aquelas necessárias para iniciar o processo de recomposição da subestação, em caso de seu desligamento total ou parcial.

#### **4.10.4. Testes de manutenção**

4.10.4.1. Os agentes devem prever a realização de testes, conforme estabelecido no Submódulo 2.16 – Requisitos operacionais para centros de operação e instalações da Rede de Operação.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos</b>	<b>2.6</b>	<b>Requisitos</b>	<b>2021.06</b>	<b>02/07/2021</b>

## 5. REFERÊNCIAS

- [1] IEC. *Guide for the Selection of Insulators in Respect of Polluted Conditions*. IEC 815.
- [2] ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 398, de 23 de março de 2010.
- [3] IEC. *On Load Tap Changers*, IEC-214.
- [4] IEC. *High voltage switchgear and control gear – Part 302: Alternating current circuit-breakers with intentionally non-simultaneous pole operation. Technical Report – IEC/TR 62271-302*.
- [5] ABNT. Transformadores de potência. Norma Técnica ABNT NBR 5356.