



**Operador Nacional
do Sistema Elétrico**

Submódulo 2.3

Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos

Rev. Nº.	Motivo da revisão	Data de aprovação pelo ONS	Data e instrumento de aprovação pela ANEEL
0.0	Este documento foi motivado pela criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico.	09/10/2000	_____
0.1	Adequação à Resolução nº 140/02 - ANEEL de 25/03/2002	09/05/2002	24/12/2002 Resolução nº 791/02
-	-	-	-
0.3	Atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 115, de 29 de novembro de 2004.	10/10/2005	07/07/2008 Resolução Autorizativa nº 1436/08
1.0	Versão decorrente da Audiência Pública nº 049/2008, submetida para aprovação em caráter definitivo pela ANEEL.	17/06/2009	05/08/2009 Resolução Normativa nº 372/09

Nota: Convencionou-se como 1.0 a primeira versão deste procedimento aprovada em caráter definitivo pela ANEEL. A numeração das versões anteriores foi alterada de forma a ter numeração inferior a 1.0 (ex. a antiga versão 0 é agora chamada de 0.0, a antiga versão 1 é agora chamada de 0.1, e assim em diante).

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009
1 INTRODUÇÃO 3			
2 OBJETIVO 4			
3 ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO 4			
4 PRINCÍPIOS BÁSICOS 4			
5 NORMAS TÉCNICAS APLICÁVEIS 4			
6 INSTALAÇÕES DA SUBESTAÇÃO 5			
6.1 ARRANJO DE BARRAMENTO 5			
6.2 CORRENTE EM REGIME PERMANENTE 7			
6.3 ATERRAMENTO 7			
6.4 CAPACIDADE DE CURTO-CIRCUITO 7			
6.5 COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO 7			
6.6 EMISSÃO ELETROMAGNÉTICA 8			
7 EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO 9			
7.1 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTÊNCIA 9			
7.2 EQUIPAMENTOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA CONVENCIONAL 11			
7.3 UNIDADES FACTS 13			
7.4 DISJUNTORES 14			
7.5 SECCIONADORES, LÂMINAS DE TERRA E CHAVES DE ATERRAMENTO 15			
7.6 PÁRA-RAIOS 15			
7.7 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL 16			
7.8 TRANSFORMADORES DE CORRENTE 16			
7.9 REQUISITOS PARA OS SERVIÇOS AUXILIARES DE CORRENTE CONTÍNUA E DE CORRENTE ALTERNADA PARA SUBESTAÇÕES DA REDE BÁSICA COM TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 230 KV 16			

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

1 INTRODUÇÃO

1.1 Para assegurar que a rede básica atenda aos padrões de desempenho estabelecidos no Módulo 2 *Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes*, faz-se necessário um conjunto de requisitos técnicos para o desempenho de cada um dos elementos funcionais de transmissão, quais sejam, linhas de transmissão (LT), transformadores, compensadores reativos, etc.

1.2 Esse conjunto de requisitos técnicos – de natureza sistêmica, elétrica ou mecânica – compreende os requisitos mínimos para as instalações de transmissão integrantes da rede básica. O atendimento a esses requisitos mínimos por parte das instalações integrantes da rede básica deve ocorrer já na etapa de concepção dessas instalações, quando são estabelecidas as características básicas dos equipamentos, em conformidade com o processo de integração de instalações à rede básica e de acompanhamento estabelecido no Submódulo 2.2 *Verificação da conformidade das instalações da rede básica aos requisitos mínimos*. Todos os componentes integrantes dos elementos funcionais devem atender a esses requisitos.

1.3 Este submódulo se aplica à Função Transmissão Transformação – FTTR, à Função Transmissão Compensação Reativa – FPCR, à Função Transmissão Módulo Geral – FTMG e a parte da Função Transmissão Linha de Transmissão – FTLT (equipamentos terminais da LT). Essas funções encontram-se definidas no Submódulo 2.1 *Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes: visão geral*.

1.4 Os requisitos estabelecidos neste submódulo são insumos dos processos descritos no Submódulo 2.2.

1.5 Seguem-se as definições de alguns termos de especial relevância para este submódulo, cuja definição está detalhada no Módulo 20 Glossário de termos técnicos:

- (a) **Unidade transformadora de potência.**
- (b) **Unidade de compensação reativa convencional.**
- (c) **Unidade FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*).**

1.6 Os requisitos apresentados neste submódulo referem-se à unidade transformadora de potência, à unidade de compensação reativa convencional, ao banco de capacitores série fixos, às unidades FACTS e barramentos, bem como aos seguintes equipamentos que compõem as Funções Transmissão – FT da rede básica:

- (a) módulo de entrada de LT;
- (b) módulo de conexão de unidade transformadora de potência;
- (c) módulo de conexão de unidade de compensação reativa convencional;
- (d) módulo de conexão de banco de capacitores série fixos;
- (e) módulo de conexão de unidades FACTS; e
- (f) módulo de interligação de barras.

1.7 Os requisitos desse submódulo se aplicam diretamente às novas instalações de transmissão e são referências para possíveis adequações de instalações de transmissão existentes, conforme descrito no item 1 do Submódulo 2.1.

1.8 Os módulos e submódulos aqui mencionados são:

- (a) Módulo 2 *Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento dos indicadores de*

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

desempenho da rede básica e de seus componentes;

- (b) Submódulo 2.2 *Verificação da conformidade das instalações da rede básica aos requisitos mínimos;*
- (c) Submódulo 2.4 *Requisitos mínimos para linhas de transmissão aéreas;*
- (d) Submódulo 2.6 *Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações;*
- (e) Submódulo 2.7 *Requisitos de telessupervisão para a operação;*
- (f) Submódulo 2.8 *Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes;*
- (g) Submódulo 4.3 *Metodologia para elaboração das propostas de ampliações e reforços;*
- (h) Módulo 12 *Medição para faturamento;* e
- (i) Submódulo 23.3 *Diretrizes e Critérios para estudos elétricos.*

2 OBJETIVO

2.1 O objetivo deste submódulo é estabelecer os requisitos mínimos para as FT – transformação, compensação reativa, módulo geral e parte da FTLT integrantes das instalações de transmissão da rede básica – e para os componentes integrantes dessas funções.

3 ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

3.1 Alterações decorrentes das contribuições recebidas e aprovadas pela ANEEL relativas ao processo de Audiência Pública nº 049/2008 com o objetivo de possibilitar a aprovação em caráter definitivo dos Procedimentos de Rede.

4 PRINCÍPIOS BÁSICOS

4.1 Os novos equipamentos e instalações não podem comprometer o desempenho sistêmico da rede básica, limitar a operação das instalações existentes, nem tampouco impor restrições às instalações da rede básica e demais agentes a ela conectados.

4.2 Deve haver uma coordenação e compatibilização entre as capacidades nominais e de sobrecargas de todos os equipamentos de uma mesma FT da rede básica.

5 NORMAS TÉCNICAS APLICÁVEIS

5.1 As instalações referidas no item 1.6 deste submódulo devem atender às prescrições 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*, *ASTM* ou *National Electrical Safety Code – NESC*, nessa ordem de preferência, salvo onde expressamente indicado.

5.2 Esse atendimento compreende projeto, fabricação, manutenção e operação das instalações referidas no item 1.6 deste submódulo.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

6 INSTALAÇÕES DA SUBESTAÇÃO

6.1 Arranjo de barramento

6.1.1 Condições básicas

6.1.1.1 Os arranjos de barramentos para subestações da rede básica com isolamento a ar são estabelecidos nos grupos abaixo, diferenciados por classe de tensão:

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

6.1.2 Condições especiais

6.1.2.1 Arranjos de barramento alternativos podem ser utilizados, inclusive os de tecnologia com isolamento em SF-6, desde que apresentem desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos no item 6.1.1.1 deste submódulo, o que deve ser comprovado pelo agente por meio de estudos de confiabilidade e disponibilidade (saída forçada e programada).. Além disso, esses arranjos devem atender ao que estabelece o item 4.1 deste submódulo.

6.1.2.2 Os arranjos de barramento alternativos referidos no item 6.1.2.1 deste submódulo devem ser submetidos à aprovação do ONS que fará análise e encaminhará proposta de tratamento para a ANEEL.

6.1.2.3 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 requisitos listados em 6.1.1.1 deste submódulo desde que essas variantes atendam aos requisitos estabelecidos no Submódulo 2.6. O ONS, considerando os aspectos de segurança e de flexibilidade operativa, bem como de desempenho da rede básica, definirá o estágio da subestação a partir do qual deve ocorrer a evolução para os arranjos de barramento estabelecidos no item 6.1.1.1 deste submódulo.

6.1.2.4 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 6.1.1.1 deste submódulo.

6.1.2.5 Para subestações de sistemas radiais simples da rede básica é permitida a adoção de arranjo em barra principal e transferência para a tensão de 230 kV, desde que o arranjo físico desse barramento seja projetado de forma a permitir a evolução para o arranjo estabelecido no item 6.1.1.1 deste submódulo.

6.1.2.6 No caso de acesso à rede básica por agente gerador, agente exportador/importador ou consumidor, os arranjos de barramento devem observar:

- (a) Para acesso por meio da conexão em uma subestação existente da rede básica, o acessante deve seguir o arranjo de barramento da referida subestação. Caso o arranjo da subestação existente não atenda aos requisitos do item 6.1.1.1, o acessante deve adequar sua conexão quando da adequação da subestação a esses requisitos. Essa obrigação do acessante deve constar do respectivo CCT.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

(b) Para acesso por meio de seccionamento de LT da rede básica em tensão igual a 230 kV, em nova subestação, o arranjo de barramento deve observar o disposto no item 6.1.1.1 deste submódulo.

(c) Para acesso por meio de seccionamento de LT da rede básica em tensão igual ou superior a 345 kV, em nova subestação, os disjuntores associados ao seccionamento devem ser instalados de forma a completar os vãos de um mesmo módulo de infra-estrutura de manobra correspondente ao arranjo final da subestação em barra dupla com disjuntor e meio. A conexão pode ter configuração de barramento inicial em anel simples, até o limite de quatro conexões, considerando aquelas do seccionamento da linha.

- (i) O arranjo físico desse barramento deve ser projetado de forma a permitir a evolução para o estabelecido no item 6.1.1.1 deste submódulo, e as conexões devem atender ao disposto no item 4.1¹ deste submódulo.
- (ii) No caso de compartilhamento entre agentes de geração, importadores/exportadores e/ou consumidores, os custos do disjuntor central do arranjo disjuntor e meio e demais equipamentos e instrumentos a ele associados devem ser igualmente divididos entre as partes. A responsabilidade pela operação do disjuntor central deve ser estabelecida no CCT.
- (iii) Se o compartilhamento referido em (ii) envolver uma transmissora, a responsabilidade do disjuntor e demais equipamentos e instrumentos a ele associados é da transmissora. Caso o disjuntor já exista, este deverá ser transferido, sem ônus, à transmissora.
- (iv) O primeiro acessante deve adequar sua conexão quando da adequação da subestação aos requisitos do item 6.1.1.1 deste submódulo.
- (v) As obrigações dos agentes e/ou consumidores devem estar dispostas nos respectivos CCTs e/ou CCIs.

6.1.3 Requisitos técnicos para arranjos de barramentos das subestações de uso exclusivo de agente gerador, consumidor e exportador/importador conectado à rede básica

6.1.3.1 Para subestações integrantes das instalações de conexão, com isolamento a ar, no mínimo devem ser adotadas as seguintes configurações:

(a) Subestações de uso exclusivo de agente gerador ou agente exportador/importador:

- (i) 230 kV – Barra principal e transferência;
- (ii) 345 kV – Barra em anel simples;
- (iii) 440 kV e superior – Barra dupla com disjuntor e meio.

(b) Subestações de uso exclusivo de consumidor de comum acordo com o concessionário envolvido e homologado pelo ONS.

6.1.3.2 As subestações de uso exclusivo de agente gerador, consumidor e exportador/importador conectado à rede básica devem prever espaço físico de forma a viabilizar a evolução para o arranjo de barramento definido no item 6.1.1.1 deste submódulo.

¹ 4 PRINCÍPIOS BÁSICOS

4.1 Os novos equipamentos e instalações não podem comprometer o desempenho sistêmico da rede básica, limitar a operação das instalações existentes, nem tampouco impor restrições às instalações da rede básica e demais agentes a ela conectados.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

6.1.3.3 Arranjos de barramentos alternativos com outras tecnologias de isolamento (SF6, etc.) podem ser propostos, em conformidade com o disposto nos itens 6.1.2.1 e 6.1.2.2 deste submódulo.

6.1.3.4 Caso seja verificado nos estudos definidos pelo ONS e pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a necessidade de evolução do arranjo de barramentos da subestação no horizonte de 5 (cinco) anos para aqueles definidos no item 6.1.1.1 deste submódulo, a subestação deve ser implementada em seu arranjo final.

6.2 Corrente em regime permanente

6.2.1 Os barramentos devem suportar tanto os valores de corrente em regime permanente definidos pelos estudos com horizonte de operação Programa de Ampliações e Reforços na Rede Básica – PAR, quanto pelos de longo prazo, elaborados pela EPE, nos quais devem ser consideradas as possíveis futuras expansões das subestações para o período de concessão da instalação.

6.2.2 Os equipamentos das conexões mencionados nos itens 1.6(b) a 1.6(f) deste submódulo devem suportar tantos os valores de corrente em regime permanente definidos 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.

6.2.3 Os equipamentos de conexão em série com LT devem atender os requisitos de capacidade de corrente estabelecidos no Submódulo 2.4, para o período de concessão da instalação.

6.2.4 Os barramentos e demais equipamentos referidos nos itens 6.2.2 e 6.2.3 deste submódulo devem ser dimensionados considerando a indisponibilidade de elementos na subestação.

6.3 Aterramento

6.3.1 Considerando que a rede básica é solidamente aterrada, o projeto de aterramento das instalações deve adotar este critério, ou seja, as relações $X0/X1 \leq 3$ e $R0/X1 \leq 1$ devem ser atendidas, contemplando, inclusive, a etapa final de evolução da instalação, conforme previsto pelos estudos de planejamento da expansão da transmissão.

6.4 Capacidade de curto-circuito

6.4.1 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, para as instalações da rede básica, considerando os tempos máximos de eliminação de defeito adotados no Submódulo 2.6, para o período de concessão da instalação.

6.5 Coordenação de isolamento

6.5.1 Tensão em regime permanente

6.5.1.1 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	TENSÃO MÁXIMA (kV fase-fase, eficaz)
13,8	14,5

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

34,5	36,2
69	72,5
88	92,4
138	145
230	242
345	362
440	460
500 ou 525	550
765	800

6.5.1.2 Nas tensões nominais de sistema de 500 e 525 kV, os equipamentos devem suportar, durante uma hora, 600 kV fase-fase eficaz, na condição em vazio, ou seja, sem carga.

6.5.2 Isolamento sob poluição

6.5.2.1 As instalações devem ser isoladas de forma a atender, sob tensão operativa máxima, as características de poluição da região, conforme classificação contida na IEC 815².

6.5.3 Desempenho sob descargas atmosféricas

6.5.3.1 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.

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

6.6 Emissão eletromagnética

6.6.1 Rádio interferência

6.6.1.1 O valor da tensão de rádio interferência externa à subestação não deve exceder 2.500 μ V/m a 1.000 kHz, com 110% da tensão nominal do sistema.

6.6.2 Efeito corona

6.6.2.1 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 2.

Tabela 2 – 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

² Guide for the Selection of Insulators in Respect of Polluted Conditions.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

7 EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO

7.1 Unidades transformadoras de potência

7.1.1 Energização das unidades transformadoras de potência

7.1.1.1 As unidades transformadoras devem ser dimensionadas de forma a permitir a sua energização tanto pelo enrolamento primário quanto pelo enrolamento secundário, sem ocasionar restrições de operação.

7.1.1.2 Quando da especificação das características básicas das unidades transformadoras, a TRANSMISSORA deverá avaliar o impacto que os valores adotados, para a reatância de núcleo de ar (X_{ac}) e para o nível do joelho da curva de saturação, possam causar ao SIN, em função das sobretensões de manobra e correntes de inrush advindas de sua energização. .

7.1.1.3 Os disjuntores das unidades transformadoras devem atender ao disposto no item 7.4.4..

7.1.2 Enrolamentos terciários

7.1.2.1 A necessidade dos enrolamentos terciários deve, mediante estudos, ser determinada sobretudo pelos condicionamentos sistêmicos listados a seguir:

- (a) instalação de suporte de reativo;
- (b) atenuar fatores de sobretensões; e
- (c) absorção de harmônico de tensão de terceira ordem.

7.1.3 Comutação de derivação em carga

7.1.3.1 O comutador de derivação em carga deve estar de acordo com a publicação IEC-214 *On Load Tap Changers*.

7.1.3.2 Para subestações novas o quantitativo e a faixa de derivações, assim como o enrolamento onde deve ser instalado o comutador em carga, são os definidos nos estudos sistêmicos.

7.1.3.3 Para novas unidades transformadoras, em subestações existentes, o comutador em carga deve ter as mesmas características de derivações e de locação das unidades transformadoras de potência existentes.

7.1.4 Condições operativas

7.1.4.1 Os transformadores devem ser capazes de operar com as suas potências nominais, em regime permanente, para toda a faixa operativa de tensão da rede básica definida no Submódulo 4.3, tanto no primário quanto no secundário. Caso os transformadores possuam comutadores de derivações, sejam eles em carga ou não, a referida faixa operativa deverá também ser atendida para todas as posições desses comutadores.

7.1.4.2 As unidades transformadoras de potência devem ser adequadas para operação em paralelo nos terminais a serem conectadas.

7.1.4.3 Para novas unidades transformadoras de potência os procedimentos para aplicação de cargas devem atender à Norma Técnica NBR 5416 da ABNT.

7.1.4.4 Cada unidade transformadora de potência deve ser capaz de suportar o perfil de sobreexcitação em vazio a 60 Hz apresentado na Tabela 3.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

Tabela 3 – 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

7.1.5 Impedância

7.1.5.1 O valor da impedância entre o enrolamento primário e o secundário deve ser no máximo de 14% na base nominal das unidades transformadoras. Impedâncias superiores a essa, só podem ser aceitas em situações especiais como, por exemplo, em caso de necessidade de limitação das correntes de curto-circuito.

7.1.5.2 Na definição do valor mínimo da impedância, devem-se considerar os máximos valores admissíveis de corrente de curto-circuito explicitados no item 6.4.1 deste submódulo.

7.1.5.3 Para as novas unidades transformadoras, em subestações existentes, os valores máximos e mínimos de impedância devem atender às condições de paralelismo.

7.1.6 Perdas

7.1.6.1 Autotransformadores

O valor das perdas máximas para autotransformadores monofásicos ou trifásicos de qualquer potência, de tensão nominal do enrolamento de alta tensão igual ou superior a 230 kV, deve ser inferior ou igual a 0,3% da potência nominal, para operação primário-secundário nas condições nominais de potência, frequência, tensões e tapes.

7.1.6.2 Transformadores

No caso de transformadores trifásicos ou monofásicos de potência trifásica nominal superior a 5 MVA e de tensão nominal do enrolamento de alta tensão igual ou superior a 230 kV, as perdas máximas entre o primário e o secundário devem atender à Tabela 4, para operação nas condições nominais de potência, frequência, tensões e tapes..

Tabela 4 – Perdas para transformadores trifásicos

Perdas em porcentagem da potência nominal	
Potência Trifásica Nominal ($P_n^{(1)}$)	Perdas Máximas
5 < P_n < 30 MVA	0,70 %
30 ≤ P_n < 50 MVA	0,60 %
50 ≤ P_n < 100 MVA	0,50 %
100 ≤ P_n < 200 MVA	0,40 %
P_n ≥ 200 MVA	0,30 %
Nota: 1) P_n : potência nominal no último estágio de refrigeração.	

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

7.1.7 Nível de ruído

7.1.7.1 O nível máximo de ruído audível emitido pelas unidades transformadoras de potência deve estar em conformidade com a Norma Técnica NBR 5356 da ABNT.

7.2 Equipamentos de compensação reativa convencional

7.2.1 Banco de capacitores em derivação

7.2.1.1 Conexão

- (a) 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 capacitor seja protegido e manobrado independentemente e que tal configuração não comprometa o desempenho do sistema.

7.2.1.2 Tolerâncias

- (a) São admitidas as seguintes tolerâncias para os valores de capacitância do banco: $\pm 2,0\%$ por fase em relação ao valor especificado e nenhum valor medido de quaisquer das três fases deve afastar-se mais de 1% do valor médio medido das três fases.

7.2.1.3 Perdas dielétricas

- (a) 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, $0,12\text{ W/kvar}$, para capacitores sem fusíveis internos, e $0,16\text{ W/kvar}$, para capacitores com fusíveis internos.

7.2.1.4 Capacidade de curto-circuito

- (a) 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.

7.2.1.5 Energização

- (a) 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 da rede básica a solicitações acima de suas suportabilidades. 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.

7.2.2 Reatores em derivação

7.2.2.1 Tolerâncias

- (a) São admitidas as seguintes tolerâncias para a reatância: $\pm 2,0\%$ por fase em relação ao valor especificado. Nenhum valor medido de quaisquer das três fases deve afastar-se mais de 1% do valor médio medido das três fases.

7.2.2.2 Esquemas de aterramento

- (a) Os reatores podem considerar os seguintes esquemas de aterramento:
- estrela solidamente aterrada;
 - estrela aterrada através de impedância.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

- (b) Quando for utilizada a impedância de aterramento, a classe de isolamento do neutro do reator deve ser dimensionada em função desse equipamento.

7.2.2.3 Perdas

- (a) O valor médio das perdas totais, à tensão e frequência nominais, deve ser inferior a 0,3% da potência nominal do reator.

7.2.2.4 Manobra de abertura de reatores

- (a) As manobras de abertura de reatores em derivação não devem provocar sobretensões inadmissíveis ou transitórios de frequência elevada que possam colocar em risco os demais equipamentos da subestação. Deve ser também observado o disposto no item 7.4.3 (c) deste submódulo.

7.2.2.5 Os reatores de linha conectados a terminais de banco de capacitores série deverão observar o disposto no item 7.2.3.9 deste submódulo.

7.2.3 Banco de capacitores série fixos

7.2.3.1 Tolerâncias

- (a) Em relação à capacitância, são admitidas as seguintes tolerâncias nos bancos de capacitores: $\pm 2,0\%$ por fase em relação ao valor especificado. Nenhum valor medido de quaisquer das três fases deve afastar-se mais de 1% do valor médio medido das três fases.

7.2.3.2 Perdas dielétricas

- (a) 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.

7.2.3.3 Capacidade de sobrecarga

- (a) A capacidade de sobrecarga deve atender, no mínimo, aos valores de sobrecarga abaixo discriminados:

Corrente (pu)	Duração	Num Período (horas)
1,10	8 horas	12
1,35	30 minutos	6
1,50	10 minutos	2

- (b) Deverão ser especificados valores de sobrecarga superiores aos mencionados no item 7.2.3.3(a) deste submódulo, caso os estudos de planejamento da expansão indiquem esta necessidade.

7.2.3.4 By-pass do banco de capacitores série

- (a) Não é permitida a atuação de dispositivos de proteção dos varistores do banco série para faltas externas à LT na qual o banco está instalado, à exceção dos seguintes casos específicos:

- (i) Faltas externas que sejam eliminadas em tempo superior ao tempo máximo de eliminação de defeito em milissegundos – 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

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

milissegundos após a detecção da falta. O banco de capacitores série deve ser reinserido em até 300 ms após a eliminação da falta.

- (ii) Falta externa trifásica eliminada 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.

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

7.2.3.6 Os requisitos de energia dos varistores devem ser definidos levando-se em consideração todos os cenários e intercâmbios previstos no sistema de transmissão, bem como todos os tipos de falta. Esses cenários devem abranger desde a configuração inicial até a do ano horizonte de planejamento. Os requisitos devem ser definidos para a condição de falta externa mais crítica, inclusive para a possibilidade de linha paralela fora de serviço.

7.2.3.7 O dimensionamento dos bancos de capacitores série deverá levar em consideração a máxima corrente de *swing* identificada pelos estudos de sistema.

7.2.3.8 Os bancos de capacitores série devem ser dotados de mecanismos que possibilitem a identificação e a adoção de medidas mitigadoras para as configurações operativas que possam propiciar o surgimento de ressonâncias subsíncronas.

7.2.3.9 Nos casos em que o banco de capacitores série estiver conectado à subestação terminal de LT, os equipamentos conectados ao terminal do banco no lado da LT, como reatores em derivação, transformadores de potencial, pára-raios, equipamentos de onda portadora, etc., deverão ser especificados para operar continuamente com a máxima tensão possível em regime permanente, a qual pode ser superior àquela indicada na Tabela 4 do Submódulo 23.3. A tensão do lado de linha do terminal do banco de capacitores deve ser calculada considerando a máxima tensão operativa no barramento da subestação terminal e a máxima corrente especificada para a operação do referido banco.

7.3 Unidades FACTS

7.3.1 Aplicações

7.3.1.1 A necessidade de utilização de dispositivos 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);
- (d) aumento do grau de amortecimento dinâmico dos sistemas e/ou aumento das margens de estabilidade, tanto transitórias quanto dinâmicas.

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

7.3.1.3 Devem ser respeitados os limites de distorções harmônicas estabelecidos no Submódulo 2.8.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

7.3.1.4 As operações do sistema de controle de elementos manobráveis e/ou comutadores automáticos de transformadores não devem dar origem a oscilações intermitentes (*huntings*), na potência ou frequência.

7.3.1.5 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, nos sistemas elétricos. A mesma condição se aplica durante a atuação do esquema de religamento monopolar.

7.3.1.6 Comportamento em regime dinâmico e transitório

- (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:
 - (i) limites de estabilidade transitória, relativos à manutenção do sincronismo sob perturbações em condições de carregamento crítico e em condições de contingências;
 - (ii) manutenção das margens de estabilidade e amortecimento do Sistema Interligado Nacional – SIN; e
 - (iii) 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 será instalado.
- (c) Transitórios eletromagnéticos: a unidade FACTS não deve submeter os equipamentos da rede básica a valores de tensão e corrente acima das suas suportabilidades.
- (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.

7.3.1.7 Deve ser demonstrado o desempenho do dispositivo FACTS para a operação em condições nominais e degradadas por meio de estudos a serem elaborados pelo agente transmissor.

7.3.1.8 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.

7.3.2 Eficiência

7.3.2.1 A eficiência da unidade FACTS deve ser maior ou igual àquela utilizada nos estudos de planejamento que definem a alternativa de menor custo global, à qual corresponde a soma do custo dos investimentos mais o custo das perdas.

7.4 Disjuntores

7.4.1 Os disjuntores devem ter tempos máximos de interrupção de 2 ciclos para tensões de 800, 550, 460 e 362 kV e 3 ciclos para as tensões abaixo de 242 kV de 60 Hz.

7.4.2 O ciclo de operação com religamento rápido deve atender aos requisitos da norma NBR IEC 62271-100.

7.4.3 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 da Tabela 5 do submódulo 23.3.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

- (b) Abertura de banco de capacitores: os disjuntores devem ser do tipo de “baixíssima probabilidade de reacendimento de arco” conforme designação da norma NBR IEC 62271-100.
- (c) Abertura de pequenas correntes indutivas, tal como na manobra de reatores em derivação, sem provocar reignições, reacendimentos, sobretensões inadmissíveis ou transitórios de frequência elevada que possam colocar em risco os equipamentos da subestação.
- (d) Abertura em oposição de fases.
- (e) Abertura de defeito trifásico não envolvendo terra, no barramento ou na saída de linha.
- (f) Abertura de defeito quilométrico.
- (g) Abertura da corrente de curto-circuito com a relação X/R do ponto do sistema onde será aplicado.

7.4.4 Os disjuntores das unidades transformadoras e dos bancos de capacitores em derivação deverão, caso necessário, ser dotados de elementos ou sistemas que limitem os transitórios de energização das mesmas, 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.

7.4.5 Para o dimensionamento dos disjuntores das conexões referidas no item 1.6 deste submódulo, deve ser considerada qualquer falha ou indisponibilidade de disjuntor pertencente à subestação que redunde em manobra de outro equipamento ou de LT.

7.4.6 Para o dimensionamento dos disjuntores das conexões referidas no item 1.6 deste submódulo deve ser considerada qualquer falha ou indisponibilidade de disjuntor pertencente a subestações adjacentes que redunde em manobra em conjunto com o(s) equipamento(s)/LT a elas conectadas.

7.4.7 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.

7.5 Seccionadores, lâminas de terra e chaves de aterramento

7.5.1 As lâminas de terras 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.

7.5.2 Para dimensionar esses equipamentos deve-se considerar a relação X/R do ponto do sistema onde serão instalados.

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

7.6 Pára-raios

7.6.1 Devem ser instalados pára-raios nas entradas de LT, nas conexões de unidades transformadoras de potência, de reatores em derivação e de bancos de capacitores não autoprotégidos.

7.6.2 Os pára-raios devem ser do tipo estação, a óxido metálico, sem centelhador.

7.6.3 Para as conexões de LT em 230 kV pode ser proposto o uso de centelhadores nas subestações terminais, desde que:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

- (a) Não exista e também não esteja prevista a instalação de bancos de capacitores série, em derivação ou unidades FACTS.
- (b) O proponente demonstre, por meio de estudos de coordenação de isolamento, que os equipamentos da subestação são protegidos adequadamente, ou seja, os equipamentos não são submetidos a riscos de falha superiores àqueles que utilizam pára-raios a óxido metálico.

7.7 Transformadores de potencial

7.7.1 As características dos transformadores de potencial, tais como quantidade de enrolamentos secundários para proteção, medição de faturamento e medição indicativa, relações de transformação de tensão, carga, exatidão, etc., devem satisfazer às necessidades de diversos sistemas: de proteção (Submódulo 2.6), de medição de faturamento (Módulo 12) e de medição indicativa para controle da operação (Submódulo 2.7).

7.8 Transformadores de corrente

7.8.1 As características dos transformadores de corrente – como quantidade de núcleos para proteção, medição de faturamento e medição indicativa, relações de transformação de corrente, carga, exatidão, etc. – devem satisfazer às necessidades de diversos sistemas: de proteção (Submódulo 2.6), de medição de faturamento (Módulo 12) e de medição indicativa para controle da operação (Submódulo 2.7).

7.8.2 Para a especificação dos núcleos de proteção dos transformadores de corrente com tensão nominal igual ou superior a 242 kV, deve-se considerar a relação X/R do ponto de instalação, para que esses núcleos não saturem durante curtos-circuitos e religamentos rápidos (IEEE 76 CH1130-43 e CEI/IEC 44-64).

7.9 Requisitos para os serviços auxiliares de corrente contínua e de corrente alternada para subestações da rede básica com tensão igual ou superior a 230 kV

7.9.1 Alimentação em corrente contínua para os sistemas de proteção, supervisão e controle

- a) Os serviços auxiliares de corrente contínua (CC) para alimentação dos sistemas de proteção, controle e supervisão devem ter dois conjuntos de bancos de baterias com retificadores independentes, alimentando cargas independentes, e cada conjunto deve ser dimensionado para suprir toda a carga prevista em regime contínuo.
- b) Os serviços auxiliares CC não podem, para o sistema de proteção, em nenhuma condição, prever o paralelismo entre os conjuntos formados por banco de baterias e retificador, ou seja, os circuitos e cargas de cada conjunto devem ser completamente independentes.
- c) Em caso de falta de alimentação de corrente alternada (CA), os bancos de baterias devem ter autonomia para realizar as manobras de recomposição da subestação. Cada conjunto bateria-retificador deve atender a toda a carga prevista para regime contínuo pelo período mínimo de 5 (cinco) horas.
- d) As unidades terminais remotas (UTR) dos sistemas de supervisão e controle devem ser alimentadas por circuitos independentes de cada um dos bancos de baterias, de tal forma que, na falta de tensão em um dos circuitos, a alimentação seja transferida automaticamente para o outro circuito, sem que haja paralelismo dos bancos de baterias.

³ *Transient response of current transformers.*

⁴ *Instrument transformers - part 6: Requirements for protective current transformers for transient performance.*

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS MÍNIMOS PARA TRANSFORMADORES E PARA SUBESTAÇÕES E SEUS EQUIPAMENTOS	2.3	1.0	05/08/2009

- e) Além disso, os serviços auxiliares CC devem atender aos critérios para alimentação dos sistemas de proteção estabelecidos no Submódulo 2.6 e suprir os circuitos de iluminação de emergência das subestações atendidas por operadores.

7.9.2 Alimentação em corrente contínua para os sistemas de telecomunicações

- a) Os serviços auxiliares CC para alimentação dos sistemas de telecomunicação devem ter dois conjuntos de bancos de baterias com retificadores independentes, alimentando cargas independentes, e cada conjunto deve ser dimensionado para suprir a carga total imposta pelos equipamentos de telecomunicação da subestação (SE).
- b) 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 SE.
- c) Os serviços auxiliares CC para alimentação dos sistemas de telecomunicação devem atender aos critérios estabelecidos no Submódulo 2.6.
- d) 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 ocorrer o paralelismo dos bancos de baterias.
- e) Os conjuntos de baterias/retificadores mencionados no item 7.9.1 devem ser independentes dos conjuntos mencionados neste item 7.9.2.

7.9.3 Alimentação em corrente alternada

- a) Os serviços auxiliares CA devem ter duas fontes de alimentação, sendo uma fonte externa local e outra do terciário da transformação da subestação. Caso a subestação não tenha transformação, as duas fontes de alimentação devem ser externas de subestações distintas.. Casos excepcionais deverão ser submetidos pela TRANSMISSORA para análise e aprovação do ONS e da ANEEL.
- b) Em caso de falta de tensão na fonte de alimentação em operação, deve ser previsto um sistema para realizar a transferência automática das cargas para a outra fonte, que deve estar operando normalmente.
- c) Os serviços auxiliares CA devem ter – para casos de falta de tensão nas duas fontes de alimentação CA preferenciais – grupo motor-gerador com partida automática e capacidade para alimentação das cargas essenciais da SE. Cargas essenciais são aquelas necessárias para iniciar o processo de recomposição da SE em caso de desligamento total ou parcial.