



**ABNT-Associação
Brasileira de
Normas Técnicas**

Sede:
Rio de Janeiro
Av. Treze de Maio, 13 - 28º andar
CEP 20003-900 - Caixa Postal 1680
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: PABX (021) 210-3122
Telex: (021) 34333 ABNT - BR
Endereço Telegráfico:
NORMATECNICA

Copyright © 1990.
ABNT - Associação Brasileira
de Normas Técnicas
Printed in Brazil/
Impresso no Brasil
Todos os direitos reservados

AGO 1993

NBR 5356

Transformador de potência

Especificação

Origem: Projeto 03:014.01-001/1988
CB-03 - Comitê Brasileiro de Eletricidade
CE-03:014.01 - Comissão de Estudo de Transformadores de Potência
NBR 5356 - Power transformer - Specification
Descriptor: Transformer
Esta Norma substitui a NBR 5356/1981
Válida a partir de 30.09.1993

Palavra-chave: Transformador

59 páginas

SUMÁRIO

- 1 Objetivo
- 2 Documentos complementares
- 3 Definições
- 4 Condições gerais
- 5 Condições específicas
- 6 Inspeção e ensaios
- ANEXO A - Figuras 1, 2, 3 e 4
- ANEXO B - Designação do deslocamento angular
- Índice

1 Objetivo

1.1 Esta Norma fixa as condições exigíveis aos transformadores de potência.

1.2 Esta Norma não se aplica a:

- a) transformadores monofásicos de potência nominal inferior a 1 kVA e polifásicos de potência nominal inferior a 5 kVA;
- b) transformadores para instrumentos;
- c) transformadores para conversores estáticos;
- d) transformadores para partida de motores;
- e) transformadores para ensaios;
- f) transformadores para tração elétrica;
- g) transformadores para solda elétrica;

h) transformadores para aparelhos médicos;

i) transformadores para fornos a arco;

j) transformadores de aterramentos (reatores trifásicos de aterramento).

Nota: Enquanto não vigorarem normas brasileiras aplicáveis especificamente aos transformadores anteriormente mencionados ou a outros transformadores especiais, esta Norma poderá ser aplicada no que couber.

2 Documentos complementares

Na aplicação desta Norma é necessário consultar:

CISPR 16 - Specification for radio interference measuring apparatus and measurement methods

CNP - Resoluções 15/81 do Regulamento Técnico 06/81/Rev.1, 06/85 do Regulamento Técnico 18/85, e 09/88 do Regulamento Técnico 06/79/Rev. 2

NBR 5034 - Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV - Especificação

NBR 5380 - Transformadores de potência - Método de ensaio

NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa-tensão - Procedimento

NBR 5416 - Aplicação de cargas em transformadores de potência - Procedimento

NBR 5440 - Transformadores para redes aéreas de distribuição - Características elétricas e mecânicas - Padronização

NBR 5458 - Transformadores de potência - Terminologia

NBR 5590 - Tubos de aço-carbono com requisitos de qualidade para condução de fluidos - Especificação

NBR 5755 - Líquidos isolantes - Determinação de água - Método Karl Fischer - Método de ensaio

NBR 5778 - Refração - Determinação do índice - Método de ensaio

NBR 5779 - Óleos minerais isolantes - Determinação qualitativa de cloretos e sulfatos inorgânicos - Método de ensaio

NBR 5915 - Chapas finas a frio de aço-carbono para estampagem - Especificação

NBR 6146 - Invólucros de equipamentos elétricos - Proteção - Especificação

NBR 6234 - Óleo-água - Determinação da tensão interfacial - Método de ensaio

NBR 6546 - Eletrotécnica e eletrônica - Transformadores para instrumentos - Terminologia

NBR 6648 - Chapas grossas de aço-carbono para uso estrutural - Especificação

NBR 6650 - Chapas finas a quente de aço-carbono para uso estrutural - Especificação

NBR 6663 - Chapas finas de aço-carbono e de aço de baixa liga e alta resistência - Requisitos gerais - Padronização

NBR 6664 - Chapas grossas de aço-carbono e de aço de baixa liga e alta resistência - Requisitos gerais - Padronização

NBR 6869 - Líquidos isolantes elétricos - Determinação da rigidez dielétrica (eletrodo de disco) - Método de ensaio

NBR 6939 - Coordenação de isolamento - Procedimento

NBR 7034 - Materiais isolantes elétricos - Classificação térmica - Classificação

NBR 7036 - Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de distribuição, imersos em líquido isolante - Procedimento

NBR 7037 - Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral - Procedimento

NBR 7148 - Petróleo e derivados - Determinação da densidade - Método do densímetro - Método de ensaio

NBR 7277 - Medição do nível de ruído de transformadores e reatores - Método de ensaio

NBR 8667 - Comutador de derivações em carga - Especificação

NBR 9368 - Transformadores de potência de tensões máximas até 145 kV - Padronização

NBR 9369 - Transformadores subterrâneos - Características elétricas e mecânicas - Padronização

NBR 10295 - Transformadores de potência secos - Especificação

NBR 10441 - Produtos líquidos de petróleo - Determinação da viscosidade cinemática e dinâmica - Método de ensaio

NBR 10505 - Óleo mineral isolante - Determinação de enxofre corrosivo - Método de ensaio

NBR 11003 - Tintas - Determinação da aderência - Método de ensaio

NBR 11341 - Produtos de petróleo - Determinação dos pontos de fulgor e combustão em vaso aberto Cleveland - Método de ensaio

NBR 11343 - Produtos de petróleo - Determinação do ponto de anilina misto - Método de ensaio

NBR 11349 - Produtos de petróleo - Determinação do ponto de fluidez - Método de ensaio

NBR 11388 - Sistemas de pintura para equipamentos e instalações de subestações elétricas - Especificação

NBR 11505 - Gases - Determinação do teor de dióxido de nitrogênio - Reação de Gress-Saltzman - Método de ensaio

ASTM D 924 - Test method for A-C loss characteristics and relative permittivity (dielectric constant) of electrical insulating liquids

ASTM D 974 - Test method for neutralization number by color - Indicator

ASTM D 1500 - Test method for ASTM color of petroleum products (ASTM color scale)

ASTM D 1552 - Test method for sulfur in petroleum products - High temperature method

ASTM D 2140 - Test method for carbon-type composition of insulating oils of petroleum origin

ASTM D 2668 - Test method for 2,6 - Ditertiary-butyl para-cresol and 2,6 - Ditertiary-butyl phenol in electrical insulating oil by infrared absorption

ASTM D 3455 - Test method for compatibility of construction materials with electrical insulating oil of petroleum origin

IEC 74 - Method for assessing the oxidation stability of insulating oils

IEC 156 - Method for the determination of the electric strength of insulating oils

IEC 247 - Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor and d.c. resistivity of insulating liquids

3 Definições

Os termos técnicos essenciais utilizados nesta Norma estão definidos na NBR 5458. Para facilidade de consulta, estas definições estão transcritas a seguir, estando também incluídas algumas definições adicionais.

Nota: Termos relacionados com tipos particulares de transformadores de potência e com acessórios de transformadores de potência constam de normas específicas, complementando as definições contidas nesta Norma, tais como: transformadores de potência secos (ver a NBR 10295), transformadores subterrâneos (ver a NBR 9369), comutadores de derivações em carga (ver a NBR 8667), buchas (ver a NBR 5034), etc.

3.1 Autotransformador

Transformador no qual os enrolamentos primário e secundário têm certo número de espiras em comum.

3.2 Banco de transformadores

Conjunto de transformadores monofásicos interligados de modo a formarem o equivalente de um transformador polifásico.

3.3 Bucha

Peça ou estrutura de material isolante, que assegura a passagem isolada de um condutor através de uma parede não-isolante.

Nota: Uma bucha completa inclui também o dispositivo de fixação à parede. Pode ainda incluir, dependendo do tipo da bucha, o condutor central e os dispositivos de ligação deste aos condutores externos à bucha.

3.4 Característica de derivação (de uma dada derivação)

Conjunto de valores numéricos atribuídos às grandezas referidas a essa derivação, como base para as garantias do fabricante e, em certos casos, para os ensaios.

3.5 Característica nominal

Conjunto de valores nominais atribuídos às grandezas que definem o funcionamento de um transformador, nas condições especificadas na respectiva norma, e que servem de base às garantias do fabricante e aos ensaios.

Nota: A característica nominal refere-se à derivação principal.

3.6 Carga

Conjunto dos valores das grandezas elétricas que caracterizam as solicitações impostas em cada instante ao transformador, pelo sistema elétrico a ele ligado.

3.7 Coluna

Cada uma das partes do núcleo paralela aos eixos dos enrolamentos, e envolvida, ou não, por enrolamentos.

3.8 Comutador de derivações

Dispositivo para mudança das ligações de derivações de um enrolamento de um transformador.

3.9 Comutador de derivações em carga

Comutador de derivações adequado para operação com o transformador energizado, em vazio ou em carga.

3.10 Comutador de derivações sem tensão

Comutador de derivações adequado somente para operações com o transformador desenergizado.

3.11 Conservador

Reservatório auxiliar parcialmente cheio de líquido isolante, ligado ao tanque de um transformador de modo a mantê-lo completamente cheio, permitir a livre expansão e contração do líquido isolante, bem como minimizar a sua contaminação.

3.12 Corrente de derivação

Corrente que percorre um terminal de linha de um enrolamento ligado na derivação considerada, e cujo valor é deduzido dos respectivos valores da potência de derivação e da tensão de derivação.

3.13 Corrente de excitação

Corrente que percorre um terminal de linha de um enrolamento, sob tensão alternada, com os terminais dos outros enrolamentos em aberto.

3.14 Corrente nominal (de um enrolamento)

Corrente que percorre um terminal de linha do enrolamento e cujo valor é deduzido dos respectivos valores nominais de potência e de tensão.

3.15 Degrau de derivação

Diferença entre as tensões de derivação de duas derivações diferentes, expressas em porcentagem da tensão nominal do enrolamento.

3.16 Derivação

Ligação feita em qualquer ponto do enrolamento, de modo a permitir a mudança da relação das tensões do transformador.

Nota: Nas demais definições, o termo "derivação" pode também ser entendido como uma combinação de derivações.

3.17 Derivação de plena potência

Derivação cuja potência de derivação é igual à potência nominal do enrolamento.

3.18 Derivação de potência reduzida

Derivação cuja potência de derivação é inferior à potência nominal do enrolamento.

3.19 Derivação inferior

Derivação cuja tensão de derivação é inferior à tensão nominal do enrolamento.

3.20 Derivação principal

Derivação à qual é referida a característica nominal de um enrolamento.

3.21 Derivação superior

Derivação cuja tensão de derivação é superior à tensão nominal do enrolamento.

3.22 Deslocamento angular

Diferença angular entre os fasores que representam as tensões entre o ponto neutro, real ou ideal, e os terminais correspondentes de dois enrolamentos, quando um sistema de seqüência positiva de tensões é aplicado aos terminais de tensão mais elevada, na ordem numérica destes terminais e com os fasores girando em sentido anti-horário.

3.23 Dispositivo de alívio de pressão

Dispositivo de proteção para transformadores em líquido isolante, que alivia a sobrepressão interna anormal.

3.24 Enrolamento

Conjunto das espiras que constituem um circuito elétrico, monofásico ou polifásico, de um transformador.

3.25 Enrolamento com isolamento progressivo

Enrolamento cujo isolamento cresce progressivamente desde o nível de isolamento do terminal do neutro até o nível de isolamento dos terminais de linha.

3.26 Enrolamento com isolamento uniforme

Enrolamento cujo nível de isolamento é, em toda a sua extensão, igual ao nível de isolamento dos terminais de linha.

3.27 Enrolamento comum (de um autotransformador)

Conjunto das espiras que pertencem a ambos enrolamentos, primário e secundário, do autotransformador.

3.28 Enrolamento de alta-tensão

Enrolamento cuja tensão nominal é a mais elevada de todas.

Nota: Este termo deve ser entendido independentemente do valor numérico da tensão em causa.

3.29 Enrolamento de baixa-tensão

Enrolamento cuja tensão nominal é a menos elevada de todas.

Nota: Este termo deve ser entendido independentemente do valor numérico da tensão em causa.

3.30 Enrolamento de excitação (de um transformador de reforço)

Enrolamento que excita o enrolamento-série do transformador.

3.31 Enrolamento de fase

Conjunto das espiras que constituem uma das "n" partes iguais de um enrolamento polifásico de "n" fases.

Nota: Este termo não deve ser empregado para designar o conjunto das bobinas em uma determinada coluna do núcleo.

3.32 Enrolamento de média-tensão

Qualquer um dos enrolamentos de um transformador de vários enrolamentos, cuja tensão nominal fica compreendida entre as dos enrolamentos de baixa-tensão e de alta-tensão.

Nota: A classificação dos enrolamentos em de alta-tensão, média-tensão e baixa-tensão não se aplica aos enrolamentos terciários.

3.33 Enrolamento primário

Enrolamento que recebe energia.

3.34 Enrolamento secundário

Enrolamento que fornece energia.

3.35 Enrolamento-série (de um autotransformador)

Conjunto de espiras que pertencem a um dos enrolamentos apenas, primário ou secundário.

3.36 Enrolamento-série (de um transformador de reforço)

Enrolamento ligado em série com o circuito cuja tensão deve ser modificada.

3.37 Enrolamento terciário auxiliar

Enrolamento adicional, ligado em triângulo, de baixa potência em relação aos enrolamentos primários e secundários, que pode ser ligado a uma carga.

Nota: Em transformadores ligados em estrela-estrela ou em estrela-ziguezague, pode servir ainda como enrolamento terciário de estabilização.

3.38 Enrolamento terciário de estabilização

Enrolamento adicional ligado em triângulo, que não fornece energia e se destina a estabilizar o ponto neutro e a reduzir a influência dos terceiros harmônicos nos trans-

formadores ligados em estrela-estrela ou em estrela-ziguezague.

3.39 Faixa de derivação

Conjunto de valores cujos extremos são as diferenças entre a maior tensão de derivação e a tensão nominal, e entre a menor tensão de derivação e a tensão nominal, expressas em porcentagem da tensão nominal do enrolamento.

Nota: Se as diferenças são $+a\%$ e $-b\%$, a faixa de derivação é $+a\%$, $-b\%$ ou $\pm a\%$ (quando $a = b$).

3.40 Fator de derivação

Razão da tensão induzida em vazio entre os terminais de um enrolamento ligado na derivação considerada, para a sua tensão nominal, quando é aplicada a tensão nominal ao outro enrolamento ligado na sua derivação principal.

3.41 Frequência nominal

Frequência para a qual um transformador é projetado.

3.42 Grandeza de derivação

Cada uma das grandezas cujos valores numéricos constituem a característica de derivação de uma dada derivação.

Nota: Entre as grandezas de derivação de cada enrolamento, são incluídas a tensão de derivação e a corrente de derivação.

3.43 Imagem térmica

Sistema de supervisão térmica de um transformador, que dá uma indicação local ou remota da temperatura de um ou mais enrolamentos, a partir da medição indireta desta temperatura.

3.44 Impedância de curto-circuito

Para uma dada combinação de dois enrolamentos de um transformador, é a impedância entre os terminais de um desses enrolamentos, com os terminais do outro enrolamento em curto-circuito, nas condições especificadas na norma pertinente.

3.45 Impedância de sequência zero

Impedância, por fase, medida entre os terminais de linha de um enrolamento polifásico em estrela ou ziguezague, ligados entre si, e o respectivo terminal de neutro.

3.46 Jugo

Cada uma das partes do núcleo que interliga as colunas.

3.47 Ligação-estrela

Ligação de um enrolamento polifásico, em que uma das extremidades de mesma polaridade dos diversos enrolamentos da fase é ligada a um ponto comum.

Nota: No caso de enrolamento trifásico, esta ligação pode ser denominada "ligação Y".

3.48 Ligação poligonal

Ligação de um enrolamento polifásico, em que as extremidades de polaridades opostas dos enrolamentos de fase são ligadas entre si duas a duas, de modo a formarem um único percurso fechado.

Nota: No caso de enrolamento trifásico, esta ligação é também denominada "ligação-triângulo" ou "ligação delta".

3.49 Ligação-triângulo aberto

Ligação semelhante à ligação-triângulo, com um dos vértices em circuito aberto.

Nota: Esta ligação é também denominada "ligação delta aberto".

3.50 Ligação V

Ligação, entre si, das extremidades de polaridades opostas dos enrolamentos de mesma tensão nominal, de dois transformadores monofásicos, de tal modo que o ponto comum e as duas extremidades livres formem o equivalente a uma ligação-triângulo.

3.51 Ligação-ziguezague

Ligação semelhante à ligação-estrela de um enrolamento trifásico, na qual cada enrolamento de fase é subdividido em duas partes, cujas tensões são defasadas entre si de 120 graus elétricos.

3.52 Marca de polaridade

Cada um dos símbolos utilizados para identificar as polaridades dos terminais de um transformador.

3.53 Nível de isolamento

Conjunto de valores de tensões suportáveis nominais.

3.54 Núcleo

Circuito magnético de um transformador.

3.55 Parte ativa

Conjunto formado pelo núcleo, enrolamentos e suas partes acessórias.

3.56 Perdas em carga

Potência ativa absorvida por um transformador quando alimentado por um de seus enrolamentos, com os terminais de um outro enrolamento em curto-circuito, nas condições prescritas na norma pertinente.

Nota: Termo sinônimo: "perdas em curto-circuito".

3.57 Perdas em vazio

Potência ativa absorvida por um transformador, quando alimentado por um de seus enrolamentos, com os terminais dos outros enrolamentos em circuito aberto.

3.58 Perdas totais

Soma das perdas em vazio e das perdas em carga de um transformador.

3.59 Polaridade dos terminais

Designação dos sentidos relativos instantâneos das correntes nos terminais de um transformador.

3.60 Polaridade subtrativa (aditiva)

Polaridade dos terminais de um transformador monofásico, tal que, ligando-se um terminal primário a um terminal secundário correspondente (não-correspondente) e aplicando-se tensão a um dos enrolamentos, a tensão medida entre os terminais não ligados é igual à diferença (soma) das tensões dos enrolamentos.

3.61 Ponto neutro

Ponto de referência, real ou ideal, para todas as tensões de fase de um sistema polifásico.

Notas: a) Num sistema simétrico de tensões, o ponto neutro está, normalmente, no potencial zero.

b) Num sistema polifásico ligado em estrela ou zigzag, o ponto neutro é o ponto comum.

3.62 Potência de derivação

Valor de potência aparente atribuído a uma dada derivação e pelo qual ela é designada, nas condições prescritas na norma pertinente.

3.63 Potência nominal (de um enrolamento)

Valor de potência aparente atribuído ao enrolamento e pelo qual ela é designada, nas condições prescritas na norma pertinente.

3.64 Radiador

Dispositivo que aumenta a superfície de irradiação, para facilitar a dissipação de calor.

3.65 Reatância de curto-circuito

Componente reativo da impedância de curto-circuito.

3.66 Regulação

Diferença aritmética entre a tensão em vazio de um enrolamento e a tensão em carga nos terminais do mesmo enrolamento, com uma carga especificada, sendo a tensão aplicada ao outro enrolamento ou a um dos outros enrolamentos, igual à:

- a) sua tensão nominal, se estiver ligado na derivação principal; ou
- b) tensão de derivação, se estiver ligado em outra derivação.

Nota: Esta diferença é, geralmente, expressa em porcentagem da tensão em carga do enrolamento considerado.

3.67 Regulador de tensão

Transformador regulador cuja relação de tensões nominais é igual a 1.

3.68 Relação de tensões nominais

Razão, igual ou superior a 1, das tensões nominais de dois enrolamentos de um transformador.

3.69 Relé Buchholz

Dispositivo de proteção para transformadores em líquido isolante, que detecta tanto a presença de gases livres quanto o fluxo anormal de líquido isolante, entre o tanque e o conservador.

3.70 Rendimento (de um transformador)

Relação, geralmente expressa em porcentagem, entre a potência ativa fornecida e a potência ativa recebida pelo transformador.

3.71 Resistência de curto-circuito

Componente resistivo da impedância de curto-circuito.

3.72 Respirador com secador de ar

Dispositivo ligado ao ambiente não-imerso em líquido isolante de conservadores de transformadores, de modo a somente permitir a passagem do ar externo através de elementos de filtragem e secagem, minimizando a contaminação do líquido isolante.

3.73 Tanque

Recipiente que contém a parte ativa e o meio isolante.

3.74 Tensão de derivação

Valor de tensão atribuído a uma dada derivação e pelo qual ela é designada, nas condições prescritas na norma pertinente.

3.75 Tensão máxima de um sistema

Máxima tensão de linha que pode ser mantida em condições normais de operação, em qualquer instante e em qualquer ponto do sistema.

Notas: a) No caso de corrente alternada, esta tensão é sempre dada em valor eficaz.

b) Esta tensão não é necessariamente igual à tensão máxima dos equipamentos ligados ao sistema.

c) Este termo exclui os surtos e as sobretensões temporárias que possam ocorrer no sistema.

3.76 Tensão máxima do equipamento

Máxima tensão de linha para a qual o equipamento é projetado, considerando-se a sua ligação, bem como outras características que podem ser referidas a essa tensão, na respectiva norma do equipamento considerado.

Notas: a) No caso de corrente alternada, esta tensão é sempre dada em valor eficaz.

b) Esta tensão não é necessariamente igual à tensão máxima do sistema ao qual o equipamento é ligado.

c) No caso de equipamento cuja isolamento principal se refere à tensão fase-terra, sua tensão máxima pode ser referida aos dois valores, isto é, à tensão de linha e à tensão de fase-terra.

d) Esta tensão é, no mínimo, igual à tensão máxima do sistema para a qual o equipamento se destina. Nesta Norma, a tensão máxima para o equipamento é designada por U_m .

3.77 Tensão nominal (de um enrolamento)

Valor de tensão atribuído ao enrolamento e pelo qual ele é designado, nas condições prescritas na norma pertinente.

3.78 Terminais correspondentes

Terminais de enrolamentos diferentes de um transformador, marcados com o mesmo índice numérico e letras diferentes.

3.79 Terminal

Parte condutora de um transformador, destinada à sua ligação elétrica a um circuito externo.

3.80 Terminal de linha

Terminal destinado a ser ligado a uma fase do circuito externo.

3.81 Terminal de neutro

Terminal destinado a ser ligado ao neutro do circuito externo.

3.82 Transformador

Equipamento elétrico estático que, por indução eletromagnética, transforma tensão e corrente alternadas entre dois ou mais enrolamentos, sem mudança de frequência.

3.83 Transformador abaixador

Transformador no qual a tensão do enrolamento primário é superior à do enrolamento secundário.

3.84 Transformador de corrente constante

Transformador que, dentro de limites preestabelecidos, mantém constante a corrente no circuito secundário, a despeito das variações da resistência deste circuito e da tensão no circuito primário.

Nota: Este termo deve ser entendido como uma palavra composta indivisível, que exprime um conceito independente de "transformador de corrente" (para instrumentos), definido na NBR 6546.

3.85 Transformador de distribuição

Transformador de potência utilizado em sistemas de distribuição de energia elétrica.

3.86 Transformador de núcleo envolvente

Transformador cujo núcleo é constituído por colunas in-

terligadas pelos jugos, das quais algumas não atravessam bobinas dos enrolamentos.

3.87 Transformador de núcleo envolvido

Transformador cujo núcleo é constituído por colunas interligadas pelos jugos, das quais todas atravessam bobinas dos enrolamentos.

3.88 Transformador de potência

Transformador cuja finalidade principal é transformar energia elétrica entre partes de um sistema de potência.

3.89 Transformador de reforço

Transformador no qual um enrolamento é ligado em série num circuito, para modificar a tensão neste circuito, e o outro enrolamento constitui um enrolamento de excitação alimentado por outro circuito.

3.90 Transformador elevador

Transformador no qual a tensão do enrolamento primário é inferior à do enrolamento secundário.

3.91 Transformador em líquido isolante

Transformador cuja parte ativa é imersa em líquido isolante.

3.92 Transformador em líquido isolante com gás inerte

Transformador em líquido isolante no qual é mantida, sobre o líquido isolante, uma atmosfera de gás inerte.

3.93 Transformador em massa isolante

Transformador com os enrolamentos, ou com o núcleo e os enrolamentos, impregnados e envoltos em massa isolante.

3.94 Transformador monofásico

Transformador constituído de apenas um enrolamento de fase em cada tensão.

3.95 Transformador para exterior

Transformador projetado para suportar exposição permanente às intempéries.

3.96 Transformador para interior

Transformador projetado para ser abrigado permanentemente das intempéries.

3.97 Transformador polifásico

Transformador cujos enrolamentos primário e secundário são polifásicos.

3.98 Transformador regulador

Transformador de potência provido de comutador de derivações em carga.

3.99 Transformador seco

Transformador cuja parte ativa não é imersa em líquido isolante.

3.100 Transformador selado

Transformador cuja construção assegura a separação entre os ambientes interno e externo, em condições especificadas.

3.101 Transformador submersível

Transformador capaz de funcionar normalmente, mesmo quando imerso em água, em condições especificadas.

3.102 Transformador subterrâneo

Transformador construído para ser instalado em câmara, abaixo do nível do solo.

4 Condições gerais

4.1 Condições normais de funcionamento

As condições normais de funcionamento, nas quais o transformador deve satisfazer às prescrições desta Norma, são as seguintes.

4.1.1 Temperatura do meio de resfriamento

4.1.1.1 Para transformadores resfriados a ar, temperatura do ar de resfriamento (temperatura ambiente) não-superior a 40°C e temperatura média, em qualquer período de 24 h, não-superior a 30°C.

4.1.1.2 Para transformadores resfriados a água, temperatura da água de resfriamento (temperatura ambiente para o transformador) não-superior a 30°C e temperatura média, em qualquer período de 24 h, não-superior a 25°C; adicionalmente, temperatura mínima da água de resfriamento não-inferior a 1°C, exceto se forem utilizados anti-congelantes adequados para funcionamento com temperatura de 20°C negativos.

4.1.2 Altitude

Altitude não-superior a 1000 m.

4.1.3 Tensão de alimentação

Tensão de alimentação aproximadamente senoidal e tensões de fase, que alimentam um transformador polifásico, aproximadamente iguais em módulo e defasagem.

4.1.4 Corrente de carga

Corrente de carga aproximadamente senoidal e fator harmônico não-superior a 0,05 pu.

Nota: O fator harmônico é definido por:

$$fh = \frac{\sqrt{I_3^2 + I_5^2 + I_7^2 + \dots}}{I_1}$$

Onde:

fh = fator harmônico

I_1 = valor eficaz da componente fundamental da corrente

I_3 = valor eficaz da componente de terceiro harmônico da corrente

I_5 = valor eficaz da componente de quinto harmônico da corrente

I_7 = valor eficaz da componente de sétimo harmônico da corrente

4.1.5 Fluxo de potência

4.1.5.1 Os transformadores devem ser projetados para funcionamento como abaixadores, exceto se for especificado diferentemente pelo comprador.

4.1.5.2 Os transformadores identificados como transformadores elevadores de usinas devem ser projetados para funcionamento como elevadores.

4.1.5.3 Os transformadores identificados como transformadores (ou autotransformadores) interligados de sistemas devem ser projetados para funcionamento como abaixadores, ou elevadores, ou ambos, conforme for especificado pelo comprador.

4.2 Condições normais de transporte e instalação

4.2.1 O transporte e a instalação devem estar de acordo com a NBR 7036 ou a NBR 7037, a que for aplicável.

4.2.2 Os transformadores, exceto quando for especificado diferentemente pelo comprador, são para exterior.

4.3 Condições especiais

São consideradas condições especiais de funcionamento, transporte e instalação, as que podem exigir construção especial e/ou revisão de alguns valores nominais e/ou cuidados especiais no transporte, instalação e funcionamento do transformador, e que devem ser levadas ao conhecimento do fabricante.

Constituem exemplos de condições especiais:

- a) instalação em altitudes superiores a 1000 m;
- b) instalação em locais em que as temperaturas do meio de resfriamento estejam fora dos limites estabelecidos em 4.1.1;
- c) exposição à umidade excessiva, atmosfera salina, gases ou fumaças prejudiciais;
- d) exposição a pós prejudiciais;
- e) exposição a materiais explosivos na forma de gases ou pós;
- f) sujeição a vibrações anormais, choques ou condições sísmicas;

- g) sujeição a condições precárias de transporte, instalação ou armazenagem;
- h) limitações de espaço na sua instalação;
- i) dificuldades de manutenção;
- j) funcionamento em regime ou frequência não-usuais ou com tensões apreciavelmente diferentes das senoidais ou assimétricas;
- l) cargas que estabelecem harmônicos de corrente anormais, tais como os que resultam de apreciáveis correntes de carga controladas por dispositivos em estado sólido ou similares;
- m) condições de carregamento especificadas (potências e fatores de potência) associadas a transformadores ou auto-transformadores de mais de dois enrolamentos;
- n) exigências de níveis de ruído e/ou radiointerferência diferentes das especificadas nesta Norma;
- o) exigências de isolamento diferentes das especificadas nesta Norma;
- p) condições de tensão anormais, incluindo sobre-tensões transitórias, ressonância, sobretensões de manobra, etc., que possam requerer considerações especiais no projeto da instalação;
- q) campos magnéticos anormalmente fortes;
- r) transformadores de grande porte com barramentos blindados de fases isoladas de altas correntes que possam requerer condições especiais do projeto;
- s) necessidade de proteção especial contra contatos acidentais de pessoas com partes vivas do transformador;
- t) operação em paralelo com transformadores de outro fornecimento.

Nota: Apesar de a operação em paralelo não ser uma condição anormal, é desejável que o comprador informe ao fabricante a previsão de paralelismo com outros transformadores, bem como as características destes transformadores que interfiram com requisitos de paralelismo.

5 Condições específicas

5.1 Característica nominal

A característica nominal deve ser tal que o transformador possa fornecer corrente nominal sob condição de carga constante, sem exceder os limites de elevação de temperatura fixados nesta Norma, admitindo-se a tensão aplicada igual à tensão nominal e na frequência nominal. A característica nominal é constituída, basicamente, dos seguintes valores:

- a) potências nominais dos enrolamentos;
- b) tensões nominais dos enrolamentos;

- c) correntes nominais dos enrolamentos;
- d) frequência nominal;
- e) níveis de isolamento dos enrolamentos.

5.1.1 Potência nominal

5.1.1.1 A potência nominal serve de base ao projeto, aos ensaios e às garantias do fabricante de um transformador e determina o valor da corrente nominal que circula, sob tensão de valor igual ao nominal nas condições especificadas nesta Norma.

5.1.1.2 Quando a potência de um enrolamento varia, por exemplo, com diferentes métodos e/ou estágios de resfriamento, a potência máxima é a potência nominal.

5.1.1.3 Ambos os enrolamentos de um transformador de dois enrolamentos têm a mesma potência nominal, a qual é considerada como a potência nominal do transformador.

5.1.1.4 Num transformador com mais de dois enrolamentos, a potência nominal de cada um deles deve ser declarada.

5.1.1.5 A potência nominal deve ser especificada pelo comprador, respeitadas as padronizações existentes. Não havendo norma brasileira aplicável, a potência nominal deve ser especificada pelo comprador. A potência nominal deve levar em conta as condições normais de funcionamento, transporte e instalação, especificadas em 4.1 e 4.2. Esta potência é o resultado da multiplicação da tensão nominal pela corrente nominal e pelo fator de fase aplicável, indicado na Tabela 1.

Tabela 1 - Fatores de fase

Número de fases	Fator de fase
1	1
3	$\sqrt{3}$

Nota: Com tensão nominal aplicada a um dos enrolamentos, a potência aparente fornecida, na realidade, por um dos outros enrolamentos percorrido pela sua corrente nominal difere da sua potência nominal de um valor dependente da queda ou do aumento de tensão correspondente. Esta potência aparente é igual ao produto da tensão real em carga do último enrolamento, pela corrente nominal deste enrolamento e pelo fator de fase aplicável.

5.1.2 Condições de carregamento

Os transformadores podem ser carregados de acordo com a NBR 5416. Em transformadores de potência nominal trifásica igual ou inferior a 100 MVA, os equipamentos auxiliares, tais como buchas, comutadores de derivações em carga e outros, devem suportar carregamentos correspondentes a até uma vez e meia a potência nominal do transformador. Quando se desejarem condições de carregamento diferentes das anteriormente mencionadas, o fabricante deve ser informado. Para transformadores com mais de dois enrolamentos, o comprador deve especificar as condições de carregamento simultâneo desejadas.

5.1.3 Tensão nominal

5.1.3.1 A tensão nominal a ser aplicada, ou induzida em vazio, nos terminais de linha de um enrolamento de um transformador, deve ser especificada pelo comprador, respeitadas as padronizações existentes.

5.1.3.2 Para transformadores não padronizados, a tensão nominal dos enrolamentos deve ser escolhida, preferencialmente, entre os seguintes valores, em kV:

13,8 - 23,1 - 34,5 - 69 - 88 - 138 - 230 - 345 - 430 - 525 - 765

5.1.3.3 As tensões nominais de todos os enrolamentos de um transformador se manifestam simultaneamente em vazio, quando a um deles é aplicada a respectiva tensão nominal.

5.1.3.4 Em transformadores monofásicos, a tensão nominal de um enrolamento destinado a ser ligado em estrela é indicada por uma fração cujo numerador é a tensão entre os terminais de linha do banco e cujo denominador é $\sqrt{3}$.

5.1.3.5 A tensão nominal do enrolamento-série de um transformador de reforço trifásico, projetado como enrolamento aberto, é indicada como se o enrolamento fosse ligado em estrela.

5.1.3.6 Salvo indicação em contrário, os transformadores devem ser capazes de funcionar, continuamente, na derivação principal, com tensão ou frequência diferentes das nominais, nas seguintes condições:

a) com tensão aplicada ao enrolamento primário excedendo, no máximo, 5% de sua tensão nominal, sob frequência nominal e à corrente secundária nominal;

b) com tensão aplicada ao enrolamento primário acima da tensão nominal, sob frequência abaixo da frequência nominal, mantida a corrente secundária nominal, observadas todas as seguintes condições:

- tensão primária e relação tensão/frequência não excedendo 105% dos respectivos valores nominais;

- frequência superior ou igual a 57 Hz;

c) com tensão aplicada ao enrolamento primário superior a 105% da tensão nominal e inferior a 110% desta sob frequência nominal; esta tensão, para uma corrente secundária igual a k vezes a corrente nominal, deve ser limitada ao valor dado pela seguinte fórmula:

$$U(\%) = 110 - 5 k^2$$

Onde:

$$0 < k < 1$$

Nota: No caso de funcionamento nas condições a), b) e c), o acréscimo resultante na elevação de temperatura é, geralmente, tão pequeno que pode ser desprezado.

d) com tensão primária 5% abaixo da tensão nominal do enrolamento primário, mantida a potência nominal do enrolamento secundário, sob frequência nominal, sendo que, nesta condição, as elevações de temperatura das várias partes do transformador não devem ultrapassar em mais de 5°C as elevações de temperatura obtidas em condições nominais;

e) em vazio, com tensão aplicada ao enrolamento primário igual a 110% da sua tensão nominal, sob frequência nominal, sem que as elevações de temperatura ultrapassem os limites fixados em 5.8;

f) em vazio, com tensão aplicada ao enrolamento primário acima da tensão nominal, sob frequência abaixo da frequência nominal, desde que nem a tensão nem a relação tensão/frequência excedam 110% dos respectivos valores nominais, sem que as elevações de temperatura ultrapassem os limites fixados em 5.8.

5.1.3.6.1 As disposições anteriores, para derivação principal, são aplicáveis a qualquer outra derivação, substituindo-se os termos "tensão nominal" por "tensão de derivação" e "corrente nominal" por "corrente de derivação".

5.1.4 Corrente nominal

5.1.4.1 O valor da corrente nominal é obtido dividindo-se a potência nominal do enrolamento pela sua tensão nominal e pelo fator de fase (1 para transformadores monofásicos e $\sqrt{3}$ para transformadores trifásicos).

5.1.4.2 Em transformadores monofásicos para bancos trifásicos, a corrente nominal de um enrolamento destinado a ser ligado em triângulo é indicada por uma fração cujo numerador é a corrente de linha correspondente e cujo denominador é $\sqrt{3}$.

5.1.5 Frequência nominal

A frequência nominal é de 60 Hz.

5.1.6 Tensão máxima do equipamento e nível de isolamento

5.1.6.1 A cada enrolamento de um transformador, é atribuído um valor de tensão máxima do equipamento U_m . As prescrições para coordenação de isolamento de um transformador, referentes a sobretensões transitórias, são formuladas diferentemente, na dependência do valor de U_m . Quando as prescrições relativas a ensaios específicos de enrolamentos diferentes de um mesmo transformador conflitarem, deve ser aplicada a prescrição relativa ao enrolamento de mais elevado valor de U_m .

5.1.6.2 Os valores normalizados de U_m são relacionados nas Tabelas 2 e 3. Quando o valor de U_m se achar entre dois valores das respectivas Tabelas, deve ser adotado o mais elevado.

Notas: a) Transformadores monofásicos, destinados à ligação-estrela num banco trifásico, são designados por uma tensão nominal constituída por uma fração cujo numerador é a tensão entre os terminais de linha do banco e cujo denominador é $\sqrt{3}$, por exemplo, 230/ $\sqrt{3}$ kV. A tensão de linha determina a escolha de U_m ; neste caso, portanto, $U_m = 242$ kV.

b) Por certas razões, particularmente, no caso de enrolamentos com derivações, podem ser especificadas derivações com tensões de derivação superiores ao valor normalizado de U_m , embora a tensão máxima seja igual ou inferior ao valor normalizado. Os requisitos de isolamento devem, então, ser coordenados com as condições reais do sistema, e, por isto, este valor normalizado deve ser aceito como U_m para o enrolamento e não o valor imediatamente superior.

5.1.6.3 As tensões suportáveis nominais de um enrolamento, que constituem o seu nível de isolamento, são verificadas por um conjunto de ensaios de tensão suportável. O conjunto de ensaios a ser aplicado varia com o valor de U_m .

5.1.6.4 O valor de U_m e o nível de isolamento atribuído a cada enrolamento do transformador constituem parte da informação a ser fornecida com a especificação e confirmada na proposta. Se houver um enrolamento com isolamento progressivo, o nível de isolamento do terminal de neutro deve, também, ser especificado pelo comprador.

5.1.6.5 Nesta Norma, os transformadores são divididos em duas classes, quanto ao seu nível de isolamento:

- classe I - todos os enrolamentos com tensão máxima do equipamento igual ou inferior a 242 kV;
- classe II - pelo menos um enrolamento com tensão máxima do equipamento igual ou superior a 362 kV.

5.1.6.6 Para os transformadores da classe I, o comportamento da isolação é verificado através da execução dos seguintes ensaios:

- ensaio de tensão suportável nominal à frequência industrial (tensão aplicada);
- ensaio de tensão induzida;
- ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico.

5.1.6.7 Para os transformadores da classe II, o comportamento da isolação é verificado através da execução dos seguintes ensaios, na ordem indicada:

- ensaio de tensão suportável nominal de impulso de manobra;
- ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico;
- ensaio de tensão suportável nominal à frequência industrial;
- ensaio de tensão induzida de longa duração.

5.1.6.8 O nível de isolamento dos enrolamentos deve ser escolhido entre os valores indicados nas Tabelas 2 e 3. Os espaçamentos mínimos a serem observados no ar são indicados na Tabela 4.

Tabela 2 - Níveis de isolamento para tensões máximas do equipamento iguais ou inferiores a 242 kV

Tensão máxima do equipamento kV (eficaz)	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico		Tensão suportável nominal à frequência industrial, durante 1 min e tensão induzida kV (eficaz)
	Pleno kV (crista)	Cortado kV (crista)	
1	2	3	4
0,6			4
1,2			10
7,2	40	44	20
	60	66	
	95	105	
15	110	121	34
	125	138	
24,2	150	165	50
	150	165	
36,2	170	187	70
	200	220	
72,5	350	385	140
	380	418	150
92,4	450	495	185
	450	495	185
145	550	605	230
	650	715	275
	750	825	325
242	850	935	360
	950	1045	395

Nota: A escolha entre as tensões suportáveis nominais, ligadas a dada tensão máxima do equipamento desta Tabela, depende da severidade das condições de sobretensão esperadas no sistema, e da importância da instalação. Uma orientação para a escolha pode ser obtida na NBR 6939. Os valores escolhidos devem ser claramente indicados na especificação ou solicitação de oferta.

Tabela 3 - Níveis de isolamento para tensões máximas do equipamento iguais ou superiores a 362 kV

Tensão máxima do equipamento	Tensão suportável nominal de impulso		
	Com impulso de manobra	Com impulso atmosférico pleno normalizado	Com impulso atmosférico cortado
kV (eficaz)	kV (crista)	kV (crista)	kV (crista)
1	2	3	4
362	850	950	1045
	950	1050	1155
460	1050	1175	1292
		1300	1430
550	1050	1425	1567
	1175	1300	1430
		1425	1567
	1300	1550	1705
		1675	1842
	1425	1800	1980
800	1550	1950	2145
		1800	1980
		1950	2145
		2100	2310

Tabela 4 - Espaçamentos externos mínimos para transformadores de tensão máxima do equipamento igual ou inferior a 145 kV

Tensão máxima do equipamento kV (eficaz)	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico kV (crista)	Espaçamentos mínimos em ar	
		Fase-terra mm	Fase-fase mm
1	2	3	4
1,2		25	25
7,2	60	65	65
	95	130	140
15	110	150	170
	125	170	190
24,2	150	200	230
36,2	170	250	280
	200	300	330
72,5	350	600	650
92,4	450	750	850
	550	950	1050
145	650	1100	1250

Nota: Para tensão máxima do equipamento superior a 145 kV, os espaçamentos mínimos não estão, ainda, normalizados.

5.1.6.9 O nível de isolamento do terminal de neutro de um enrolamento projetado, exclusivamente, para ligação em estrela ou zigzag, pode ser inferior ao do terminal de linha, de acordo com a Tabela 5. Os casos não-usuais de aterramento e os que não oferecem vantagem econômica na redução do isolamento não são considerados nesta Norma.

5.1.6.10 Os transformadores projetados para altitudes até 1000 m podem ser instalados em altitudes superiores a esta, desde que a isolação seja coerente com o nível de isolamento do transformador, tendo em conta o abaixamento da rigidez dielétrica do ar com a altitude. Para determinar a rigidez dielétrica do ar na altitude consi-

derada, multiplica-se a rigidez dielétrica do ar na altitude normal pelos fatores de correção especificados na Tabela 6.

5.1.6.11 Os enrolamentos-série de transformadores de reforço, de transformadores defasadores, etc., nos quais a tensão nominal do enrolamento constitui apenas uma reduzida fração da tensão do sistema, devem ter valor de U_m correspondente à tensão do sistema. Torna-se frequentemente impraticável ensaiar tais transformadores em plena conformidade com esta Norma, devendo ser estabelecidos, mediante acordo entre fabricante e comprador, quais os ensaios a serem omitidos ou modificados.

Tabela 5 - Níveis de isolamento do terminal de neutro

Tensão máxima do equipamento	Tipo de aterramento do terminal de neutro					
	Diretamente aterrado com ou sem transformadores de corrente		Aterrado através de resistor ou reator		Aterrado com ressonância ou isolado com pára-raios no neutro	
	Tensão suportável nominal					
	À frequência industrial	De impulso atmosférico	À frequência industrial	De impulso atmosférico	À frequência industrial	De impulso atmosférico
kV (eficaz)	kV (eficaz)	kV (crista)	kV (eficaz)	kV (crista)	kV (eficaz)	kV (crista)
1	2	3	4	5	6	7
1,2	10	-	10	-	10	-
7,2	20	60	20	60	20	60
15,0	34	95	34	95	34	95
		110		110		110
24,2	34	110	34	110	34	110
36,2	34	110	34	110	50	150
72,5	34	110	34	110	70	200
92,4	34	110	50	150	140	350
145	34	110	70	200	185	450
242	34	110	70	200	275	650
362	34	110	140	350	325	750
460	34	110	140	350	-	-
550	34	110	-	-	-	-
800	34	110	-	-	-	-

Tabela 6 - Correção da rigidez dielétrica do ar, para altitudes acima de 1000 m

Altitude m	Fator de correção
1000	1,00
1200	0,98
1500	0,95
1800	0,92
2100	0,89
2400	0,86
2700	0,83
3000	0,80
3600	0,75
4200	0,70
4500	0,67

5.2 Derivações

5.2.1 Número de derivações

Salvo especificação diferente do comprador ou em norma específica, os transformadores devem ter, no enrolamento de alta-tensão, pelo menos, duas derivações, além da principal, para uma faixa de derivação de $\pm 5\%$, que permitam obter a potência nominal.

5.2.2 Derivação principal

Salvo especificação diferente, a derivação principal é:

- a) no caso de número ímpar de derivações, a derivação central;
- b) no caso de número par de derivações, aquela das duas derivações centrais que se acha associada ao maior número de espiras efetivas do enrolamento;
- c) caso a derivação determinada segundo a) ou b) não seja de plena potência, a mais próxima derivação de plena potência.

5.2.3 Especificação da faixa de derivações

A faixa de derivações é expressa como segue:

- a) se houver derivações superiores e inferiores: $+a\%$, $-b\%$ ou $\pm a\%$ (quando $a = b$);
- b) se houver somente derivações superiores: $\pm a\%$;
- c) se houver somente derivações inferiores: $-b\%$.

5.2.4 Potência de derivação

A potência de derivação serve de base ao projeto, às garantias do fabricante do transformador e, em certos casos, aos ensaios, determinando ainda o valor da corrente de derivação.

5.2.5 Tensão de derivação

A tensão de derivação é induzida em vazio entre os terminais de linha de um enrolamento com derivações, ligado na derivação considerada, aplicando-se tensão nominal em outro enrolamento, que, se tiver derivações, deve estar ligado na derivação principal. As tensões de derivação de todos os enrolamentos surgem, simultaneamente, em vazio, quando os enrolamentos se acham ligados na derivação considerada.

5.3 Impedância de curto-circuito

5.3.1 A impedância de curto-circuito é a obtida entre os terminais de um enrolamento quando circula, sob frequência nominal, nesse enrolamento, uma corrente correspondente à menor das potências nominais do par de enrolamentos considerado, em respectiva derivação. Os demais enrolamentos permanecem em circuito aberto.

5.3.2 A impedância de curto-circuito é, geralmente, expressa em porcentagem, tendo como base a tensão nominal do enrolamento ou a tensão de derivação e a potência nominal do enrolamento.

5.3.3 Em transformadores com mais de dois enrolamentos, a fim de simplificar certos cálculos, pode ser conveniente recalcular as impedâncias de curto-circuito de várias combinações, em porcentagem, numa mesma base, que sempre deve ser indicada.

5.3.4 O comprador deve especificar a impedância de curto-circuito, em porcentagem, nas derivações principais de cada par de enrolamento e nas outras combinações que julgar necessário, na temperatura de referência (ver Tabela 7).

Tabela 7 - Temperatura de referência

Limites de elevação de temperatura dos enrolamentos ($^{\circ}\text{C}$) Método de variação da resistência	Temperatura de referência
55	75
65	85
80	115
105	
130	

5.4 Impedância de seqüência zero

5.4.1 A impedância de seqüência zero é medida em ohms/fase, sob frequência nominal, e pode depender do valor da corrente. A impedância de seqüência zero pode ter vários valores, visto que depende não somente do método de ligação do próprio enrolamento, mas também do método de ligação dos outros enrolamentos e das ligações entre os seus terminais de linha e de neutro. Por exemplo, num transformador de dois enrolamentos, se o segundo enrolamento for ligado em estrela e tiver um terminal de neutro, podem ser definidas duas impedâncias de seqüência zero, dependendo de o segundo enrolamento achar-se em vazio (impedância de seqüência zero em vazio), ou de o seu terminal de neutro achar-se curto-circuitado com os terminais de linha (impedância de seqüência zero em curto-circuito).

5.4.2 Em autotransformadores, podem ser levadas em consideração outras impedâncias de seqüência zero, particularmente as obtidas pela aplicação de tensões entre os terminais de entrada interligados e os terminais de saída interligados.

5.5 Perdas

5.5.1 As perdas em vazio são obtidas sob tensão e frequência nominais.

5.5.2 Para transformadores de dois enrolamentos, as perdas em carga são obtidas quando se faz circular pelo enrolamento alimentado a corrente de derivação, sob frequência nominal, em relação à respectiva derivação. Neste caso, estas são as perdas em carga do transformador.

5.5.3 Para transformadores com mais de dois enrolamentos, as perdas em carga de cada combinação de dois enrolamentos são obtidas quando se faz circular, pelo enrolamento alimentado, a corrente de derivação correspondente à menor das potências do par de enrolamentos considerado, sob frequência nominal, em relação à respectiva derivação. Os demais enrolamentos permanecem em circuito aberto. Neste caso, estas são as perdas em

carga da combinação de enrolamentos considerada. As perdas em carga de um transformador são calculadas, como indicado na NBR 5380, para uma combinação especificada das potências nos enrolamentos. Se esta não for indicada, devem ser adotadas as respectivas potências nominais.

5.5.4 As perdas totais são a soma das perdas em vazio e das perdas em carga obtidas conforme indicado em 5.5.1 e 5.5.2, e não incluem as perdas dos equipamentos auxiliares, que são computadas em separado.

5.5.5 O fabricante deve garantir as perdas em vazio e as perdas totais, na temperatura de referência, de acordo com a Tabela 7, com tensão senoidal, na derivação principal. O comprador pode indicar para quais derivações, além da principal, o fabricante deve informar as perdas em vazio e as perdas totais.

5.6 Corrente de excitação

5.6.1 A corrente de excitação é obtida sob tensão e frequência nominais.

5.6.2 A corrente de excitação de um enrolamento é frequentemente expressa em porcentagem da corrente nominal deste enrolamento. Em transformadores de vários enrolamentos, esta porcentagem é referida ao enrolamento de potência nominal mais elevada.

5.6.3 Em transformadores polifásicos, as correntes de excitação nos vários terminais de linha podem ser desiguais.

Se, neste caso, os valores das diferentes correntes de excitação não forem indicados separadamente, admite-se que a corrente de excitação é a média aritmética destas correntes.

5.6.4 O fabricante deve declarar o valor percentual da corrente de excitação referido à corrente nominal do enrolamento em que esta é medida.

5.7 Classificação dos métodos de resfriamento

Nota: Quando, nesta Norma, for mencionado o termo "óleo", ele se refere tanto ao óleo mineral propriamente dito, como a outros líquidos sintéticos, salvo quando houver distinção expressa.

5.7.1 Os transformadores devem ser designados de acordo com o método de resfriamento empregado. Os símbolos literais correspondentes a cada método de resfriamento são indicados na Tabela 8.

5.7.2 Os transformadores devem ser designados por grupo de quatro símbolos para cada método de resfriamento, com exceção dos transformadores secos, sem invólucro protetor, que devem ser designados por dois símbolos, somente, para cada meio de resfriamento em contato com os enrolamentos ou, no caso de enrolamentos revestidos com material isolante (por exemplo: resina epóxi), com a superfície de revestimento.

5.7.2.1 A ordem na qual os símbolos devem ser utilizados é indicada na Tabela 9.

Tabela 8 - Símbolos literais

Natureza do meio de resfriamento	Símbolo
Óleo	O
Líquido isolante sintético não-inflamável	L
Gás	G
Água	W
Ar	A
Natureza da circulação	Símbolo
Natural	N
Forçada (no caso de óleo, fluxo não dirigido)	F
Forçada com fluxo de óleo dirigido ^(A)	D

^(A) Em transformadores com circulação forçada com fluxo de óleo dirigido, certa proporção do fluxo de óleo forçado é canalizada através dos enrolamentos. Certos enrolamentos, no entanto, podem ter fluxo de óleo não dirigido; por exemplo, enrolamentos de regulação separados e enrolamentos terciários.

Tabela 9 - Ordem dos símbolos

Primeira letra	Segunda letra	Terceira letra	Quarta letra
Indicativa do meio de resfriamento em contato com os enrolamentos		Indicativa do meio de resfriamento em contato com o sistema de resfriamento externo	
Natureza do meio de resfriamento	Natureza da circulação	Natureza do meio de resfriamento	Natureza da circulação

5.7.2.2 Os grupos de símbolos correspondentes a diferentes métodos de resfriamento devem ser separados por meio de traço inclinado.

5.7.2.3 Por exemplo, um transformador imerso em óleo com circulação forçada e dirigida do fluxo de óleo e circulação forçada do ar é designado ODAF.

5.7.2.4 Designações típicas para transformadores imersos em óleos, com as alternativas de resfriamento natural ou forçado e de circulação natural do óleo ou forçada, sem fluxo dirigido, são: ONAN/ONAF, ONAN/OFAF.

5.7.2.5 A seguinte designação constitui um exemplo para transformadores imersos em óleo, com as alternativas de resfriamento natural ou forçado a ar, esta última em dois estágios e de circulação natural de óleo: ONAN/ONAF/ONAF.

5.7.2.6 O método de resfriamento de um transformador seco, sem invólucro protetor ou com invólucro ventilado e resfriamento natural a ar, é designado AN.

5.7.2.7 Para um transformador seco com invólucro protetor não ventilado e resfriamento natural a ar interna ou externamente ao invólucro, a designação é ANAN.

5.8 Limites de elevação de temperatura

5.8.1 As elevações de temperatura dos enrolamentos, do óleo, das partes metálicas e das outras partes de transformadores, projetados para funcionamento nas condições normais, previstas em 4.1, não devem exceder os

limites especificados na Tabela 10, quando ensaiados de acordo com a NBR 5380.

5.8.2 Em transformadores com mais de dois enrolamentos, a elevação de temperatura da camada superior do óleo refere-se à combinação especificada de carga para a qual as perdas totais são mais elevadas. As elevações de temperatura de enrolamentos individuais devem ser consideradas relativas à combinação de carga mais severa para o enrolamento considerado.

5.8.3 O método de verificação do fluxo de óleo forçado dirigido constitui objeto de acordo entre fabricante e comprador, normalmente por ocasião da proposta.

5.8.4 Os limites de elevação de temperatura são válidos para todas as derivações.

5.8.5 Os limites de elevação de temperatura dos enrolamentos, do óleo e das partes metálicas de transformadores projetados para funcionamento em local onde a temperatura do ar de resfriamento exceder qualquer dos valores indicados em 4.1.1 em não mais que 10°C devem ser reduzidos como o indicado a seguir. Quando a potência nominal for igual ou superior a 10 MVA, a redução deve corresponder ao excesso de temperatura. Para potências nominais inferiores a 10 MVA, as reduções devem ser as seguintes:

- a) 5°C, se o excesso de temperatura for igual ou inferior a 5°C;
- b) 10°C, se o excesso de temperatura for superior a 5°C e igual ou inferior a 10°C.

Tabela 10 - Limites de elevação de temperatura

Tipos de transformadores		Limites de elevação de temperatura (°C) ^(A)					
		Dos enrolamentos			Do óleo	Das partes metálicas	
		Método da variação da resistência		Do ponto mais quente		Em contato com a isolamento sólida ou adjacente a ela	Não em contato com a isolamento sólida e não adjacente a ela
		Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo de óleo dirigido	Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido				
Em óleo	Sem conservador ou sem gás inerte acima do óleo	55	60	65	50 ^(B)	Não devem atingir temperaturas superiores à máxima especificada para o ponto mais quente da isolamento adjacente ou em contato com esta	A temperatura não deve atingir, em nenhum caso, valores que venham a danificar estas partes, outras partes ou materiais adjacentes
	Com conservador ou com gás inerte acima do óleo	55 65 ^(C)	60 70 ^(D)	65 80 ^(D)	55 ^(C) 65 ^(D)		

^(A) Os materiais isolantes, de acordo com experiência prática e ensaios, devem ser adequados para o limite de elevação de temperatura em que o transformador é enquadrado.

^(B) Medida próxima à superfície do óleo.

^(C) Medida próxima à parte superior do tanque, quando tiver conservador, e próxima à superfície do óleo, no caso de gás inerte.

^(D) Quando é utilizada isolamento de papel, este deve ser termoequilibrado.

5.8.5.1 Quando, em transformadores resfriados a ar, o excesso de temperatura deste for superior a 10°C e, em transformadores resfriados a água, a temperatura desta for superior a 25°C, os limites de elevação de temperatura estão sujeitos a acordo entre fabricante e comprador. Quaisquer condições do local de instalação que possam causar restrições ao ar de resfriamento ou produzir temperaturas ambientes elevadas devem ser especificadas pelo comprador.

5.8.6 As elevações de temperatura dos transformadores projetados para altitudes até 1000 m, quando funcionando em altitudes superiores a 1000 m, não devem exceder os limites especificados na Tabela 10, quando sua potência for reduzida de acordo com a seguinte equação:

$$P_r = P_n \left(1 - k \frac{H - 1000}{100} \right)$$

Onde:

P_r = potência reduzida, em kVA

P_n = potência nominal, em kVA

H = altitude, em m (arredondamento, sempre, para a centena de metros seguinte)

k = fator de redução, de acordo com a Tabela 11

Tabela 11 - Redução da potência nominal, para altitudes superiores a 1000 m

Tipo de resfriamento	Fator de redução k
Em líquido isolante:	
a) com resfriamento natural (ONAN);	0,004
b) com ventilação forçada (ONAF);	0,005
c) com circulação forçada do líquido isolante e com ventilação forçada (OFAF);	0,005
d) com circulação forçada do líquido isolante e com resfriamento a água (OFWF).	0,000

5.9 Requisitos relativos à capacidade de suportar curtos-circuitos

5.9.1 Considerações gerais

5.9.1.1 Transformadores em óleo devem ser projetados e construídos para suportarem, sem danos, os efeitos térmicos e dinâmicos de curtos-circuitos externos, nas condições especificadas em 5.9.2 a 5.9.7. Curtos-circuitos externos compreendem curtos-circuitos trifásicos, curtos-circuitos bifásicos para terra, ou não, e curtos-circuitos fase-terra. As correntes nos enrolamentos, resultantes destas condições, são designadas, nesta seção, como sobrecorrentes.

5.9.1.2 Em 5.9.2 a 5.9.7, indicam-se as condições de sobrecorrente e, em 5.9.8 e 5.9.9, os requisitos da capacidade de suportar curtos-circuitos.

5.9.2 Transformadores com dois enrolamentos separados

5.9.2.1 Transformadores trifásicos ou bancos trifásicos são classificados em três categorias de potência nominal:

Categoria	Potência nominal (kVA)
I	$P \leq 500$
II	$500 < P \leq 10000$
III	$P > 10000$

5.9.2.2 A corrente de curto-circuito simétrico (valor eficaz) deve ser calculada utilizando-se a impedância de curto-circuito do transformador, acrescida da impedância do sistema, no caso de transformadores da categoria III. Para transformadores das categorias I e II, deve-se utilizar, apenas, a impedância de curto-circuito do transformador, exceto para transformadores subterrâneos. Para as três categorias, o valor da corrente não deve exceder, entretanto, 25 vezes o valor da corrente nominal do enrolamento considerado. Se este valor for excedido, cabe ao comprador tomar as medidas adequadas para sua limitação. Caso isso não seja possível, deve haver acordo entre fabricante e comprador. O valor de crista da corrente de curto-circuito simétrico deve ser calculado de acordo com 5.9.9.1.

5.9.2.3 As potências aparentes de curto-circuito do sistema, com as respectivas contribuições, no ponto do sistema onde será instalado o transformador, devem ser especificadas pelo comprador na sua solicitação, a fim de obter-se o valor da corrente de curto-circuito simétrica a ser utilizado em projeto e ensaios.

5.9.3 Transformadores com mais de dois enrolamentos e autotransformadores

5.9.3.1 As sobrecorrentes nos enrolamentos, inclusive enrolamentos de estabilização e auxiliares, devem ser determinadas a partir da impedância do transformador e do sistema. Deve ser levado em conta o efeito de uma possível realimentação de máquinas girantes ou de outros transformadores, bem como as diferentes formas de faltas do sistema que podem surgir em funcionamento; por exemplo, faltas fase-terra e faltas entre fases, associadas às condições de aterramento do sistema considerado e do transformador. As características de cada sistema (pelo menos o nível de curto-circuito e a faixa da relação entre a impedância de seqüência zero e a impedância de seqüência positiva) devem ser especificadas pelo comprador na sua solicitação de compra.

5.9.3.2 Quando a impedância combinada do transformador e do sistema resultar em sobrecorrente excessiva, o fabricante deve informar ao comprador a máxima sobrecorrente que o transformador pode suportar. Neste caso, o comprador deve tomar providências para limitar a corrente de curto-circuito à sobrecorrente indicada pelo fabricante.

5.9.3.3 Os enrolamentos terciários de estabilização de transformadores trifásicos devem ser capazes de suportar as sobrecorrentes resultantes de diferentes formas de faltas do sistema que podem surgir em funcionamento, associados às condições de aterramento do sistema considerado. Pode não ser econômico projetar enrolamentos auxiliares para suportarem curtos-circuitos nos seus terminais. Em casos como este, o efeito de sobrecorrentes deve ser limitado por meios adequados, tais como reatores-série ou, em certas circunstâncias, fusíveis. Devem ser tomadas precauções contra faltas na zona entre o transformador e o equipamento de proteção.

5.9.3.4 No caso de transformadores monofásicos ligados para formarem um banco trifásico, os enrolamentos terciários de estabilização devem ser capazes de suportar um curto-circuito nos seus terminais, salvo quando o comprador especificar que vão ser tomadas precauções especiais para se evitarem curtos-circuitos entre fases.

5.9.4 Transformadores de reforço

As impedâncias de transformadores de reforço podem ser muito baixas e, por isto, as sobrecorrentes nos enrolamentos são determinadas, principalmente, pelas características do sistema no local de instalação do transformador. Estas características devem ser especificadas pelo comprador, na sua solicitação. Quando a impedância combinada do transformador e do sistema resultar em sobrecorrente excessiva, o fabricante deve informar ao comprador a máxima sobrecorrente que o transformador pode suportar. Neste caso, o comprador deve tomar providências para limitar a corrente de curto-circuito à sobrecorrente indicada pelo fabricante.

5.9.5 Transformadores diretamente associados a outro equipamento

Quando o transformador for diretamente associado a outro equipamento cuja impedância limitaria a corrente de curto-circuito, a soma da impedância do transformador, do sistema e do equipamento associado pode, mediante acordo entre fabricante e comprador, ser levada em conta. Isto é aplicado, por exemplo, a transformadores elevadores de usina, se a ligação entre transformador e gerador for constituída de modo a tornar desprezível a possibilidade de faltas entre fases ou faltas duplas para terra nesta região.

Nota: Se as ligações entre o gerador e o transformador forem efetuadas desta maneira, as condições mais severas de curto-circuito podem ocorrer, no caso de um transformador com ligação estrela-triângulo e neutro aterrado, ligado a um gerador, quando a falta para terra ocorrer no enrolamento ligado em estrela.

5.9.6 Equipamento de comutação

O equipamento de comutação deve ser capaz de suportar a mesma sobrecorrente, devida a curto-circuito, que o enrolamento ao qual esteja ligado.

5.9.7 Terminal de neutro

O terminal de neutro de enrolamento com ligação estrela ou zigzag deve ser projetado para a máxima sobrecorrente que pode circular através dele.

5.9.8 Capacidade térmica de suportar curtos-circuitos

De acordo com esta Norma, a capacidade térmica de suportar curtos-circuitos é demonstrada por cálculo, conforme 5.9.8.1 a 5.9.8.5.

5.9.8.1 O valor eficaz da corrente de curto-circuito simétrica I é calculado, para transformadores trifásicos, com dois enrolamentos, como segue:

$$I = \frac{U}{(Z_t + Z_s) \cdot \sqrt{3}}, \text{ em kA}$$

Onde:

Z_s = impedância de curto-circuito do sistema; U_s^2/S , em ohms por fase

S = potência aparente de curto-circuito do sistema, em MVA

U_s = tensão nominal do sistema, em kV

U e Z_t são definidos como segue:

a) para a derivação principal:

U = tensão nominal U_n do enrolamento considerado, em kV

Z_t = impedância de curto-circuito do transformador, referida ao enrolamento considerado e calculada como segue:

$$Z_t = \frac{U_z U_n^2}{100 S_n}, \text{ em ohms por fase}$$

Onde:

U_z = tensão de curto-circuito expressa em porcentagem, sob corrente nominal, na temperatura de referência

S_n = potência nominal do transformador, em MVA

b) para derivações diferentes da principal:

U = tensão de derivação do enrolamento, na derivação considerada, em kV

Z_t = impedância de curto-circuito do transformador, referida ao enrolamento e à derivação considerados, em ohms por fase

5.9.8.1.1 Em transformadores das categorias I e II, a impedância do sistema é desprezada nos cálculos, exceto para os transformadores subterrâneos.

Nota: Para transformadores monofásicos, destinados a bancos trifásicos, a potência e tensão nominais consideradas são as do banco.

5.9.8.2 A duração da corrente de curto-circuito simétrica I, a ser utilizada no cálculo da capacidade térmica de suportar curtos-circuitos, é 2 s, salvo especificação diferente.

Nota: Para autotransformadores e para transformadores com correntes de curto-circuito superior a 25 vezes a corrente nominal, pode ser adotada uma duração de corrente de curto-circuito inferior a 2 s, mediante acordo entre fabricante e comprador.

5.9.8.3 O valor da máxima temperatura média θ_1 do enrolamento, depois de percorrido por uma corrente de curto-circuito simétrica I, de valor e duração indicados em 5.9.8.1 e 5.9.8.2, calculada com base na temperatura inicial do enrolamento θ_0 , obtida da soma da temperatura ambiente máxima admissível e da elevação de tem-

peratura aplicável, determinada pelo método da variação da resistência, na potência nominal (ou, se esta elevação de temperatura não for disponível, o limite de elevação de temperatura aplicável), não deve exceder o valor θ_2 da Tabela 12, para qualquer posição de derivação.

5.9.8.4 A máxima temperatura média θ_1 , atingida após um curto-circuito, deve ser calculada pela fórmula:

$$\theta_1 = \theta_0 + a \cdot J^2 \cdot t \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}$$

Onde:

θ_0 = temperatura inicial, em $^\circ\text{C}$

J = densidade da corrente de curto-circuito, em A/mm^2

t = duração, em s

a = função de $1/2 (\theta_2 + \theta_0)$, de acordo com a Tabela 13

Onde:

θ_2 = máxima temperatura média admissível do enrolamento, como especificado na Tabela 12.

Nota: O termo "máxima temperatura média θ_1 " refere-se à média da temperatura de todos os pontos do enrolamento, calculada admitindo-se toda a energia térmica desenvolvida pela corrente de curto-circuito acumulada no enrolamento.

5.9.8.5 As sobrecorrentes são calculadas de acordo com 5.9.2, para transformadores de dois enrolamentos, e de acordo com 5.9.3, para autotransformadores e transformadores com mais de dois enrolamentos. A temperatura média mais elevada de cada enrolamento é calculada de

acordo com 5.9.8.4 e não deve exceder os valores máximos admissíveis na Tabela 12.

5.9.9 Capacidade dinâmica de suportar curtos-circuitos

De acordo com esta Norma, a capacidade dinâmica de suportar curtos-circuitos é demonstrada por ensaios ou por referência a ensaios em transformadores semelhantes.

Nota: Os ensaios de curto-circuito são ensaios especiais, executados segundo procedimento fixado na NBR 5380.

5.9.9.1 A amplitude da primeira crista da corrente de curto-circuito I_{cr} é calculada pela seguinte expressão:

$$I_{cr} = I k \sqrt{2}$$

Onde:

I = valor eficaz da corrente de curto-circuito simétrica, indicado em 5.9.2.2 e 5.9.8.1

$$k = 1 + [e^{-(\Phi + \pi/2) R/X}] \sin \Phi$$

Onde:

Φ = arctan X/R , sendo X/R a relação entre a reatância efetiva à corrente alternada e a resistência, ambas medidas em ohms

5.9.9.1.1 Para transformadores das categorias I e II, exceto os subterrâneos, X e R devem ser consideradas como sendo, respectivamente, iguais às do transformador (X_t e R_t).

5.9.9.1.2 Para transformadores da categoria III, X é a soma das reatâncias do transformador e do sistema ($X_t + X_g$), em ohms, e R é a soma das resistências do transformador e do sistema ($R_t + R_g$), em ohms.

Tabela 12 - Valores máximos admissíveis θ_2 da máxima temperatura média do enrolamento após curto-circuito

Tipo de transformador	Limite de elevação de temperatura dos enrolamentos Método de variação da resistência ($^\circ\text{C}$)	Valor de θ_2 ($^\circ\text{C}$)	
		Cobre	Alumínio
Imerso em óleo	55	250	200
	65		

Tabela 13 - Valores do fator "a"

$1/2 (\theta_2 + \theta_0)$ ($^\circ\text{C}$)	a = função de $1/2 (\theta_2 + \theta_0)$	
	Enrolamentos de cobre	Enrolamentos de alumínio
140	7,41	16,5
160	7,80	17,4
180	8,20	18,3
200	8,59	19,1
220	8,99	-
240	9,38	-
260	9,78	-

5.9.9.1.3 As relações X_0/R_0 devem ser especificadas pelo comprador. Quando não forem especificadas, devem ser adotadas pelo fabricante as relações típicas indicadas a seguir:

- a) para transformadores destinados a subestações de transmissão e distribuição:
 - sistemas de tensão nominal igual ou inferior a 345 kV: $X_0/R_0 = 12$;
 - sistemas de tensão nominal superior a 345 kV: $X_0/R_0 = 18$;
- b) para transformadores destinados a subestações de usinas:
 - sistemas de tensão nominal igual ou inferior a 345 kV: $X_0/R_0 = 30$;
 - sistemas de tensão nominal superior a 345 kV: $X_0/R_0 = 45$.

5.9.9.2 A duração de cada aplicação deve ser de 0,25 s, exceto a da aplicação que satisfaça aos requisitos de corrente simétrica, que deve ter a duração de:

Categoria I: $t = 1250/I_m^2$ s

Categoria II: $t = 1,0$ s

Categoria III: $t = 0,5$ s

Onde:

t = duração, em s

I_m = corrente simétrica de curto-circuito, em múltiplos da corrente nominal

Nota: A tolerância do tempo de duração é de $\pm 10\%$.

5.10 Características construtivas

Todos os materiais utilizados na fabricação dos transformadores e que venham a ter contato com o óleo isolante devem ser compatíveis com este, de acordo com a ASTM D 3455.

5.10.1 Classificação térmica dos materiais isolantes

Os materiais isolantes elétricos são classificados em classes de temperatura, definidas pela temperatura-limite atribuída a cada um, conforme Tabela 14 e de acordo com a NBR 7034.

Tabela 14 - Classes de temperatura de materiais isolantes

Classe	Temperatura-limite atribuída (°C)
Y	90
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180
C	acima de 180

5.10.2 Características do líquido isolante

O líquido isolante a ser utilizado deve ser o óleo mineral isolante, cujas características e aplicação são estabelecidas pelo Conselho Nacional de Petróleo - CNP.

5.10.2.1 Características do óleo isolante, antes do contato com o equipamento

O Conselho Nacional de Petróleo-CNP classifica o óleo mineral isolante, para transformadores e equipamentos de manobra, em dois tipos, A e B. As características e a aplicação do óleo tipo A estão na Tabela 15 e as do tipo B na Tabela 16. As características e aplicação de cada tipo de óleo estão sujeitas a modificações em resoluções e regulamentos técnicos adotados pelo CNP.

5.10.2.2 Características do óleo isolante, após o contato com o equipamento

O óleo isolante, após contato com o equipamento, deve apresentar as características indicadas na Tabela 17, tanto no caso do óleo parafínico, quanto no do óleo naftênico.

5.10.3 Tanque do transformador e respectiva tampa

O tanque do transformador e a respectiva tampa devem ser de chapas de aço, conforme as NBR 6650 e NBR 6663, ou as NBR 6648 e NBR 6664, o que for aplicável.

5.10.4 Radiadores

Nos radiadores, devem ser utilizadas chapas conforme NBR 5915, com, no mínimo, 1,2 mm de espessura (chapa nº 18, bitola USG), e tubos conforme NBR 5590, com, no mínimo, 1,5 mm de espessura (chapa nº 16, bitola USG).

5.10.5 Acabamento do tanque e dos radiadores

A preparação das superfícies internas e externas dos transformadores e a respectiva proteção contra corrosão devem ser executadas de acordo com a NBR 11388. A cor da pintura de acabamento externo deve ser cinza-claro Munsell N6.5. Para transformadores de potência nominal superior a 5000 kVA, a pintura de acabamento interno deve ser branca, referência Munsell N9.5.

5.10.6 Juntas de vedação

Devem ser de elastômero à prova de óleo mineral isolante, possuir temperatura compatível com a classe do material isolante do transformador e ser resistentes à ação da umidade e dos raios solares.

5.10.7 Aterramento do núcleo

O núcleo deve ser aterrado em um único ponto. Para transformadores com potência nominal acima de 20 MVA, essa única ligação deve ser de fácil desconexão e acessível externamente, sem a necessidade de baixar o nível do óleo do tanque do transformador.

5.10.8 Suportabilidade a vácuo

O tanque, os radiadores e os demais acessórios, exceto o comutador, de transformadores imersos em líquido isolante, com potência igual ou superior a 750 kVA, devem suportar pleno vácuo.

Tabela 15 - Características do óleo mineral isolante tipo A (para tensão máxima do equipamento superior a 145 kV)

Características (A)		Método de Ensaio	Unidade	Valores garantidos	
				Mínimo	Máximo
Densidade 20/4°C	(B)	NBR 7148	-	0,861	0,900
Viscosidade cinemática	(C)	NBR 10441	mm ² /s	-	25,0
	a 20°C				11,0
	a 40°C				3,0
Ponto de fulgor	(B)	NBR 11341	°C	140	-
Ponto de fluidez	(B)	NBR 11349	°C	-	-39
Índice de neutralização	(B)	ASTM D 974	mgKOH/g	-	0,03
Tensão Interfacial a 25°C	(B) (G)	NBR 6234	mN/m	40	-
Cor ASTM		ASTM D 1500	-	-	1,0
Teor de água	(B) (D)	NBR 5755	mg/kg	-	35
Cloretos e sulfatos		NBR 5779	-	Ausentes	
Enxofre corrosivo		NBR 10505	-	Ausente	
Ponto de anilina	(B)	NBR 11343	°C	63	84
Índice de refração a 20°C		NBR 5778	-	1,485	1,500
Rigidez dielétrica	(B) (D)	NBR 6869	kV	30	-
Fator de perdas dielétricas	(B) (E) (G)	ASTM D 924	%	-	0,50
ou Fator de dissipação		IEC 247			0,40
Teor de inibidor de oxidação DBPC/DBP		ASTM D 2668	% massa	-	0,08
Porcentagem de carbonos		ASTM D 2140	%	Anotar	
Estabilidade à oxidação:	(F)	IEC 74	mgKOH/g	-	0,4
Índice de neutralização					0,10
borra					20
fator de dissipação a 90°C (IEC 247)					

(A) Antes de se iniciar a inspeção, o fornecedor deve apresentar ao inspetor certificado com os valores de todas as características do produto oferecido contidas nesta Tabela.

(B) Estes ensaios devem ser efetuados pelo fornecedor, na presença do inspetor, em amostra retirada dos tambores ou tanques bem como os demais ensaios, se julgado necessário.

(C) O ensaio de viscosidade cinemática deve ser realizado em duas temperaturas entre as citadas.

(D) Os ensaios de teor de água e rigidez dielétrica não se aplicam a produtos transportados em navios ou caminhões-tanques, ou estocados em tanques, em que possa ocorrer absorção de umidade. Neste caso, deve ser processado tratamento físico adequado para que se restabeleçam os valores especificados no presente regulamento técnico.

(E) Esta especificação requer que o óleo isolante atenda ao limite de fator de potência a 100°C pelo método ASTM D 924, ou ao fator de dissipação a 90°C pelo método IEC 247. Esta especificação não exige que o óleo isolante atenda aos limites medidos por ambos os métodos.

(F) O ensaio do fator de dissipação a 90°C, do óleo oxidado pelo método IEC 74, é realizado conforme método IEC 247 e após a preparação desse óleo feita de acordo com o item 10.4.1 do método de ensaio IEC 10A (Central Office) 56.

(G) Estes itens não são válidos para refinarias que, entretanto, devem entregar o produto em condições tais que, mediante tratamento convencional de absorção com argila, por parte das distribuidoras, seja enquadrado nos valores especificados.

Nota: Os dados desta Tabela estão de acordo com a Resolução CNP 06/85 e com o Regulamento Técnico correspondente, CNP 18/85.

Tabela 16 - Características do óleo mineral isolante tipo B (para tensão máxima do equipamento igual ou inferior a 145 kV)

Características (A)		Método de Ensaio	Unidade	Valores garantidos	
				Mínimo	Máximo
Densidade 20/4°C (B)		NBR 7148	-	-	0,860
Viscosidade cinemática (C)	a 20°C	NBR 10441	mm²/s	-	25,0
	a 40°C				12,0
	a 100°C				3,0
Ponto de fulgor (B)		NBR 11341	°C	140	-
Ponto de fluidez (B)		NBR 11349	°C	-	-12
Índice de neutralização (B)		ASTM D 974	mgKOH/g	-	0,03
Tensão interfacial a 25°C (B) (G)		NBR 6234	mN/m	40	-
Cor ASTM		ASTM D 1500	-	-	1,0
Teor de água (B) (D)		NBR 5755	mg/kg	-	35
Enxofre corrosivo		NBR 10505	-	Ausente	
Enxofre total		ASTM D 1552	% massa	-	0,30
Ponto de anilina (B)		NBR 11343	°C	85	91
Rigidez dielétrica (B) (D)		NBR 6869	kV	30	-
		IEC 156		42	-
Índice de refração a 20°C		NBR 5778	-	1,469	1,478
Fator de perdas dielétricas (B) (E) (G) ou	a 100°C	ASTM D 924	%	-	0,50
	a 90°C	IEC 247		-	0,40
Fator de dissipação	a 25°C	ASTM D 924		-	-
Teor de inibidor de oxidação DBPC/DBP		ASTM D 2668		Não-detectável	
Teor de carbonos aromáticos		ASTM D 2140	%	7,0	-
Estabilidade à oxidação: (F) · índice de neutralização · borra · fator de dissipação a 90°C (IEC 247)		IEC 74	mgKOH/g % massa %	- - -	0,40 0,10 20

(A) Antes de se iniciar a inspeção, o fornecedor deve apresentar ao inspetor certificado com os valores de todas as características do produto oferecido contidas nesta Tabela.

(B) Esses ensaios devem ser efetuados pelo fornecedor, na presença do inspetor, em amostra retirada dos tambores ou tanques, bem como os demais ensaios, se julgado necessário.

(C) O ensaio de viscosidade cinemática deve ser realizado em duas temperaturas entre as citadas.

(D) Os ensaios de teor de água e rigidez dielétrica não se aplicam a produtos transportados em navios ou caminhões-tanques, ou estocados em tanques, em que possa ocorrer absorção de umidade. Neste caso, deve ser processado tratamento físico adequado para que se restabeleçam os valores especificados no presente regulamento técnico.

(E) Esta especificação requer que o óleo isolante atenda ao limite de fator de potência a 100°C pelo método ASTM D 924, ou ao fator de dissipação a 90°C pelo método IEC 247. Esta especificação não exige que o óleo isolante atenda aos limites medidos por ambos os métodos.

(F) O ensaio do fator de dissipação a 90°C, do óleo oxidado pelo método IEC 74, é realizado conforme método IEC 247 e após a preparação desse óleo feita de acordo com o item 10.4.1 do método de ensaio IEC 10A (Central Office) 56.

(G) Estes itens não são válidos para refinarias que, entretanto, devem entregar o produto em condições tais que, mediante tratamento convencional de absorção com argila, por parte das distribuidoras, seja o produto enquadrado nos valores especificados.

Nota: Os dados desta Tabela estão de acordo com a Resolução CNP 09/88, com o Regulamento Técnico correspondente, CNP 06/79, e com sua revisão número 2, de 01 de novembro de 1988.

Tabela 17 - Características do óleo mineral isolante tipo A ou tipo B, após contato com o equipamento

Características			Método de Ensaio	Unidade	Valores garantidos	
					Mínimo	Máximo
Tensão interfacial a 25°C			NBR 6234	mN/m	40	-
Teor de água		Un < 72,5 kV	NBR 5755	mg/kg	-	25
		Un ≥ 72,5 kV				15
Rigidez dielétrica		Un < 72,5 kV	NBR 6869	kV	30	-
		Un < 72,5 kV	IEC 156		50	-
		Un ≥ 72,5 kV			70	-
Fator de perdas dielétricas ou	a 100°C	Un < 72,5 kV	ASTM D 924	%	-	0,90
		Un ≥ 72,5 kV			-	0,6
Fator de dissipação	a 90°C	Un < 72,5 kV	IEC 247		-	0,7
		Un ≥ 72,5 kV			-	0,5

Nota: Para fins de verificação das características, considera-se óleo novo, após contato com o equipamento, aquele amostrado do transformador, depois do primeiro enchimento, antes dos ensaios de fábrica e após, no mínimo, 24 h de repouso.

5.11 Marcação dos enrolamentos e terminais

5.11.1 Enrolamentos

Os terminais dos enrolamentos e respectivas ligações devem ser claramente identificados por meio de marcação constituída por algarismos e letras, a qual deve ser fielmente reproduzida no diagrama de ligações. Nos painéis de comutação de derivação, a marcação deve ser feita com caracteres gravados em baixo-relevo e pintados para efeito de contraste.

5.11.2 Terminais

5.11.2.1 Os terminais dos diversos enrolamentos devem ser marcados com as letras maiúsculas H, X, Y e Z. A letra H é reservada ao enrolamento de alta-tensão (exceto se este for o de seis fases nos transformadores de três para seis fases). A sequência das demais letras deve ser baseada na ordem decrescente das tensões nominais dos enrolamentos. No caso de igualdade de tensões nominais e potências nominais, as letras devem ser as mesmas, e a diferenciação deve ser feita usando-se, antes de cada letra, um número de ordem que designa cada enrolamento. Tais letras devem ser acompanhadas por números 0, 1, 2, 3, etc., para o primeiro deles indicar o terminal de neutro, e os outros, os terminais das diversas fases e derivações (ver exemplo na Figura 1 do Anexo A).

5.11.2.2 No caso de igualdade de tensões nominais mas não de potências nominais, a diferenciação deve ser feita usando-se letras diferentes para os enrolamentos, na or-

dem decrescente das potências nominais destes. Os terminais correspondentes devem ter a mesma polaridade.

5.11.3 Localização dos terminais H

O procedimento é o seguinte:

- o terminal H1 deve ficar localizado à direita do grupo de terminais de alta-tensão, quando se olha o transformador do lado desta tensão. Os outros terminais H devem seguir a ordem numérica, da direita para a esquerda;
- quando o enrolamento de alta-tensão, em transformadores monofásicos, possuir apenas um terminal acessível externamente, este é marcado com H1, e o outro terminal, aterrado internamente, é designado por H2T;
- quando, em transformadores monofásicos, os terminais do enrolamento de alta-tensão forem acessíveis externamente, e existirem duas buchas com diferentes tensões nominais, a de maior tensão nominal é marcada com H1 e deve ser localizada como o exposto na alínea a) anterior;
- para transformadores monofásicos de distribuição, os terminais devem estar localizados conforme previsto na NBR 5440.

5.11.4 Terminal de neutro

Todo terminal de neutro deve ser marcado com a letra correspondente ao enrolamento e seguida do número zero.

5.11.5 Localização dos terminais em transformadores monofásicos

Salvo especificação diferente, os terminais correspondentes de um transformador monofásico devem estar adjacentes, no caso de polaridade subtrativa, e opostos, no caso de polaridade aditiva. Ver a Figura 1 do Anexo A.

5.12 Elementos de ligação aos circuitos

5.12.1 Buchas

5.12.1.1 As buchas usadas nos transformadores devem ter nível de isolamento de valor igual ou superior ao nível de isolamento dos enrolamentos a que estão ligadas.

5.12.1.2 As buchas devem satisfazer à NBR 5034.

5.12.1.3 As buchas montadas devem ser capazes de suportar os ensaios dielétricos a que são submetidos os transformadores, segundo os valores especificados nas Tabelas 2, 3 e 5.

5.12.1.4 Buchas com repartição capacitiva, de tensão nominal igual ou superior a 72,5 kV, devem ter uma derivação de ensaio.

5.13 Comutador de derivações em carga

O comutador de derivações em carga, salvo especificação diferente do comprador, deve possuir as características indicadas a seguir.

5.13.1 Acionamento motorizado do comutador de derivações em carga

O acionamento motorizado do comutador de derivações em carga deve ser instalado em posição acessível ao operador e conter os requisitos abaixo:

- a) chave seletora para comando local ou remoto, no próprio transformador;
- b) dispositivo para comando "elevar" ou "diminuir" a tensão, no mecanismo do acionamento;
- c) contadores para reverter o sentido de rotação do motor;
- d) contatos fim de curso para posições-limite;
- e) contato de bloqueio para operação manual (introdução de manivela);
- f) dispositivo para comando passo a passo;
- g) proteção termomagnética para o motor;
- h) circuito de aquecimento e iluminação;
- i) dispositivo para indicação remota de posições;
- j) indicador local de posições;
- l) contador de operações;

m) manivela para operação manual;

n) dispositivo para controle de paralelismo;

o) grau de proteção do alojamento IP 54, conforme a NBR 6146;

p) fundo removível para entrada de cabos do usuário;

q) meios para utilização de cadeado na porta;

r) contatos para sinalização remota de: motor em marcha-disjuntor desarmado;

s) meios que prevejam bloqueio ou sinalização de sequência incorreta das fases da alimentação do comutador;

t) dispositivo mecânico, que atue no caso de falha das chaves elétricas de fim de curso, e que não cause deformações em qualquer peça do acionamento (exceto partes propositalmente enfraquecidas e de fácil reposição).

5.13.2 Comando automático do comutador de derivações em carga

O comando automático do comutador de derivações em carga é feito através do relé regulador de tensão, que deve possuir os seguintes requisitos básicos:

- a) compensador de queda na linha;
- b) bloqueio por subtensão ajustável entre 70% e 90% da tensão de referência;
- c) temporização da resposta do relé: linear e inversa, faixa mínima ajustável entre 15 s e 120 s;
- d) insensibilidade: faixa mínima ajustável entre $\pm 0,6\%$ e $\pm 3\%$ da tensão de referência;
- e) tensão de referência: ajustável externamente pelo menos de 105 V a 120 V;
- f) classe de precisão mínima de 1%;
- g) terminais acessíveis para medição da tensão secundária regulada.

5.13.3 Comutador de derivações em carga em unidades monofásicas

Caso seja instalado em unidade monofásica formando um banco de transformadores, o comutador deve ser provido de dispositivo de controle que assegure a atuação simultânea nas três fases.

5.14 Acessórios

Os transformadores imersos em óleo, salvo exigência em contrário, devem possuir os acessórios constantes da Tabela 18.

Tabela 18 - Acessórios para transformadores

Acessórios	Potências nominais (kVA)	$U_m \leq 36,2 \text{ kV}$				$U_m \geq 72,5 \text{ kV}$		
		Trafo. distr. aérea $P \leq 300$	$P \leq 1000$ $P > 300$	$P < 5000$ $P > 1000$	$P \geq 5000$	$P < 2500$	$P \geq 2500$ $P < 5000$	$P \geq 5000$
5.14.1	Indicador externo de nível do óleo		*	*	*	*	*	*
5.14.2	Indicador de temperatura do enrolamento				*			*
5.14.3	Indicador de temperatura do óleo		z	z	*	*	*	*
5.14.4	Provisão para instalação de termômetro para óleo		*	*	*	*	*	*
5.14.5	Dispositivo para alívio de pressão		z	*	*	*	*	*
5.14.6	Relé detector de gás tipo Buchholz			z	*		*	*
5.14.7	Caixa com blocos de terminais para ligação dos cabos de controle			*	*	*	*	*
5.14.8	Válvula de drenagem de óleo		*	*	*	*	*	*
5.14.9	Meios de ligação para filtro			*	*	*	*	*
5.14.10	Dispositivo para retirada de amostra de óleo		*	*	*	*	*	*
5.14.11	Conservador de óleo (em transformadores não selados)			*	*	*	*	*
5.14.12	Válvulas para retenção do óleo dos radiadores ou trocadores de calor			Δ	Δ	Δ	Δ	Δ
5.14.13	Meios de aterramento do tanque	*	*	*	*	*	*	*
5.14.14	Meios para suspensão da parte ativa do transformador completamente montado, das tampas, do conservador de óleo e dos radiadores	*	*	*	*	*	*	*
5.14.15	Meios para locomoção		*	*	*	*	*	*
5.14.16	Apoios para macacos		z	*	*	*	*	*
5.14.17	Abertura de visita				o			o
5.14.18	Abertura de inspeção	+	+	*	*	*	*	*
5.14.19	Comutador de derivações sem tensão	z	z	☆	☆	☆	☆	☆
-	Respirador com secador de ar (quando houver conservador)			*	*	*	*	*
-	Provisão para colocação do relé detector de gás tipo Buchholz ou equivalente (em transformadores não selados)			*		*		
-	Dispositivo de alarme quando houver interrupção na circulação de água de resfriamento de vazão de água (quando for o caso)				*			*
-	Indicadores de circulação do óleo (no caso de circulação forçada deste)							*
-	Suporte para fixação dos dispositivos de suspensão de transformadores para montagem em postes	*						

☆ Dispensável quando for especificado comutador de derivações em carga.

* Obrigatório.

+

z Somente quando o comprador especificar.

o Somente para transformadores com potência acima de 20000 kVA ou para transformadores com comutação em carga.

Δ Somente quando houver radiadores destacáveis para transporte.

Nota: Todas as aberturas na tampa, inclusive as das buchas, devem ser providas de ressalto construídos de maneira a evitar a acumulação e/ou a penetração de água.

5.14.1 Indicador externo de nível do óleo

Deve ser colocado em local visível no transformador, sempre que possível no lado de baixa-tensão. Deve ter referência para os níveis de óleo mínimo, máximo e a 25°C, quando utilizado indicador magnético. No caso de utilização de indicador do tipo visor, devem ser indicados os níveis de óleo mínimo e a 25°C. Para transformadores com potência nominal igual ou superior a 1000 kVA, deve ter, pelo menos, um contato ajustado para operar quando o óleo atingir seu nível mínimo.

5.14.1.1 Transformadores desprovidos de indicador externo de nível de óleo, de acordo com a Tabela 18, devem ter uma linha ou outra indicação bem marcada no interior do tanque, estabelecendo o nível do óleo, quando na temperatura de 25°C.

5.14.2 Indicador de temperatura do enrolamento

Deve constar de um dispositivo indicador de temperatura, com contatos, para operação independente para controle e proteção, ajustáveis, pelo menos, na faixa de 55°C a 120°C.

5.14.3 Indicador de temperatura do óleo

Deve ser graduado de 0°C a 120°C e possuir dispositivo indicador de temperatura máxima. Deve ter, no mínimo, dois contatos ajustáveis, na faixa de, pelo menos, 55°C a 110°C.

5.14.4 Provisão para instalação de termômetro para óleo

Consiste em um alojamento estanque, adequado para a instalação de um termômetro e colocado em posição que forneça a temperatura mais elevada do óleo.

5.14.5 Dispositivo para alívio de pressão

Deve operar de maneira que o valor da sobrepressão não ultrapasse o valor máximo admissível, com a eventual descarga do óleo, e ser provido de dispositivo direcional do óleo para fora do tanque do transformador e no sentido contrário à disposição dos acessórios que possam exigir ação do operador. Quando for utilizado tubo de explosão com diafragma fixo na base, deve haver indicador externo de óleo para mostrar quando há ruptura do diafragma.

5.14.6 Relé detector de gás tipo Buchholz ou equivalente

Deve dispor de:

- a) contatos que operem pela acumulação de gás;
- b) janela graduada para indicação do volume de gás acumulado;
- c) contatos que operem pela variação súbita de pressão;
- d) dispositivos adequados, na parte superior, para retirada de amostra de gases, aplicação de analisador e ensaio de relé;
- e) bujão de drenagem na parte inferior;

f) válvulas para reter o óleo antes e depois do relé Buchholz, quando o transformador possuir conservador.

5.14.7 Caixa com blocos de terminais para ligação dos cabos de controle

Deve ser colocada em posição acessível e, sempre que possível, no lado da baixa-tensão e ser à prova de intempérie, grau de proteção IP54, conforme a NBR 6146.

5.14.8 Válvula de drenagem de óleo

Deve ser colocada na parte inferior da parede do tanque. Todas as válvulas de drenagem do óleo devem ser providas de bujão.

5.14.9 Meios de ligação para filtro

Para todos os transformadores abrangidos pela Tabela 18, a ligação deve ser feita por meio de uma válvula, provida de bujão, montada na parte superior da parede do tanque ou na tampa.

5.14.10 Dispositivo para retirada de amostra de óleo

Deve ser colocado na parte inferior do tanque.

5.14.11 Conservador de óleo (em transformadores não selados)

5.14.11.1 O conservador do óleo do transformador deve ser provido de respirador com secador de ar e de um dispositivo para drenagem do óleo.

5.14.11.2 Transformadores reguladores devem possuir conservador de óleo independente para o comutador de derivações em carga. Este conservador deve ser provido de respirador com secador de ar, indicador externo de nível de óleo e dispositivo para drenagem do óleo, próprios.

5.14.12 Válvulas para retenção do óleo dos radiadores ou trocadores de calor

Os transformadores imersos em óleo, providos de radiadores ou trocadores de calor destacáveis, devem possuir válvulas que impeçam o escoamento do óleo do tanque, quando da remoção total ou parcial deste. Estas válvulas devem possuir indicação das posições aberta e fechada.

5.14.13 Meios de aterramento do tanque

Os transformadores de potência nominal igual ou inferior a 1000 kVA devem ter, na parte exterior do tanque, sempre que possível perto do fundo, um dispositivo de material não-ferroso ou inoxidável que permita fácil ligação à terra. Os transformadores de potência nominal superior a 1000 kVA devem ter dois dispositivos de aterramento, localizados diagonalmente opostos e destinados a aterramento em pontos distintos.

5.14.14 Meios para suspensão da parte ativa do transformador completamente montado, das tampas, do conservador de óleo e dos radiadores

Os transformadores devem dispor de meios (alças, olhais, ganchos, etc.) para seu levantamento completamente montado, inclusive com óleo; devem, também, dispor de

meios para o levantamento de sua parte ativa, do conservador de óleo e dos radiadores. Toda tampa cuja massa seja superior a 15 kg deve dispor de meios para seu levantamento.

5.14.15 Meios para locomoção

5.14.15.1 Os transformadores devem dispor de meios para locomoção, como base própria para arrastamento ou rodas orientáveis.

5.14.15.2 Os transformadores devem possuir meios de fixação de cabos e correntes, que permitam movimentá-los sobre um plano, segundo duas direções ortogonais.

5.14.16 Apoios para macacos

Podem ser feitos sob a forma de ressalto ou de alojamentos, devendo ser adequados tanto para a colocação como para permitir o acionamento de macacos.

5.14.17 Abertura de visita

As dimensões de abertura de visita devem ser, no mínimo, de 350 mm x 500 mm ou de diâmetro mínimo de 400 mm. Sempre que possível, deve ser localizada na tampa do transformador e, no caso de transformador dotado de comutador de derivações em carga, próximo do comutador.

5.14.18 Abertura de inspeção

Os transformadores devem ter, quando necessário, uma ou mais tampas auxiliares na tampa principal, para permitir o desligamento dos terminais internos para as buchas, mudanças de derivações e inspeção.

5.14.19 Comutador de derivações sem tensão

O comutador de derivações, quando manobrável externamente, deve ter seu dispositivo de acionamento colocado, preferencialmente, próximo à placa de identificação e em posição acessível ao operador. O comutador de derivações deve ter indicação externa de posição e dispor de meios que permitam o seu travamento em qualquer posição, com o emprego de cadeado.

5.15 Ligação dos enrolamentos de fase e indicação do deslocamento angular

5.15.1 A ligação em estrela, em triângulo ou em ziguezague de um conjunto de enrolamentos de fase de um transformador trifásico ou dos enrolamentos de mesma tensão de transformadores monofásicos associados num banco trifásico deve ser indicada pelas letras Y, D, ou Z para os enrolamentos de alta-tensão e y, d ou z para os enrolamentos de média e de baixa-tensão. Se o ponto neutro de um enrolamento em estrela ou de um enrolamento em ziguezague for acessível, as indicações devem ser, respectivamente, YN ou ZN e yn ou zn. Em autotransformadores, nos quais dois enrolamentos têm uma parte em comum, o enrolamento de tensão nominal mais baixa deste par é indicado pela letra "a"; por exemplo, um autotransformador ligado em estrela, com neutro acessível, é designado por YN, a.

5.15.2 O deslocamento angular é indicado no mostrador de um relógio, cujo ponteiro grande (minutos) se acha

parado em 12 e coincide com o fasor da tensão entre o ponto neutro (real ou imaginário) e um terminal de linha do enrolamento de alta-tensão, e cujo ponteiro pequeno (horas) coincide com o fasor da tensão entre o ponto neutro (real ou imaginário) e o terminal de linha correspondente do enrolamento considerado.

5.15.3 O fasor do enrolamento de alta-tensão é tomado como origem. A Figura 2 do Anexo A apresenta exemplos de diagramas fasoriais que mostram o uso da indicação horária de fasores. As marcações dos terminais H1, H2, H3 e X1, X2, X3 são utilizadas nessa figura, apenas para fins de ilustração.

5.15.3.1 Em transformadores de mais de dois enrolamentos, o fasor do enrolamento de alta-tensão permanece como fasor de referência, sendo o símbolo deste enrolamento indicado em primeiro lugar. Os demais símbolos seguem em seqüência decrescente das tensões nominais dos outros enrolamentos. No caso de autotransformadores, nos quais dois enrolamentos têm uma parte em comum, a letra "a", que corresponde ao enrolamento de mais baixa tensão nominal do par, deve ser escrita depois da letra correspondente ao enrolamento de mais elevada tensão nominal do par; por exemplo, YN, aO, d 11 (o par de enrolamentos com uma parte comum inclui o enrolamento de alta-tensão) ou D, yn11, a11 (o par de enrolamentos com uma parte em comum não inclui o enrolamento de alta-tensão).

Notas: a) No Anexo B, constam indicações detalhadas de algumas ligações de uso generalizado. Ele não restringe o uso de outras ligações.

b) Na prática, o uso de letras maiúsculas, somente, ou de letras minúsculas, somente, na transmissão de dados, não dá margem à confusão, devido, particularmente, às disposições precedentes. Também as vírgulas entre as designações de cada enrolamento podem ser omitidas sempre que não houver possibilidade de confusão.

Exemplo 1:

Um transformador de dois enrolamentos, como segue:

- enrolamento em triângulo, com tensão nominal de 138 kV;
- enrolamento em estrela, com neutro acessível e tensão nominal de 13,8 kV.

A tensão do enrolamento ligado em estrela está adiantada de 30° sobre a tensão do outro enrolamento (indicação horária 11). A designação da ligação é D, yn11.

Exemplo 2:

Um transformador de três enrolamentos, como segue:

- enrolamento em estrela, com neutro acessível e tensão nominal de 138 kV;
- enrolamento em estrela, com neutro acessível e tensão nominal de 34,5 kV;
- enrolamento em triângulo, de 13,8 kV.

As tensões dos dois enrolamentos ligados em estrela estão em fase (indicação horária 0), e a tensão do enrolamento ligado em triângulo está adiantada de 30° sobre as outras tensões (indicação horária 11). A designação da ligação é YN, yn 0, d 11.

Exemplo 3:

Um transformador de três enrolamentos, como segue:

- enrolamento em estrela, com neutro acessível e tensão nominal de 525 kV;
- enrolamento em estrela, com neutro acessível e tensão nominal de 345 kV;
- enrolamento em zig-zague, com neutro acessível e tensão nominal de 13,8 kV.

As tensões dos dois enrolamentos ligados em estrela estão em fase (indicação horária 0) e a tensão do enrolamento ligado em zig-zague está atrasada de 30° sobre as outras tensões (indicação horária 1). A designação da ligação é YN, yn0, zn1.

5.15.4 O deslocamento angular, nos transformadores trifásicos ligados em triângulo-triângulo, em estrela-estrela ou em triângulo-zig-zague, deve ser de 0°, exceto em casos especiais (ver a Figura 3 do Anexo A, ligações Dd0, Yy0, Dz0, respectivamente).

5.15.5 O deslocamento angular, nos transformadores trifásicos ligados em triângulo-estrela, em estrela-triângulo ou em estrela-zig-zague, deve ser de 30°, com as fases de baixa-tensão atrasadas com relação às correspondentes de alta-tensão (ver Figura 3 do Anexo A, ligações Dy1, Yd1, Yz1, respectivamente), exceto em casos especiais.

5.16 Placa de identificação

5.16.1 O transformador deve ser provido de uma placa de identificação metálica, à prova de intempéries, em posição visível, sempre que possível do lado de baixa-tensão. A placa de identificação deve conter, indelevelmente marcadas, no mínimo, as seguintes informações:

- a) as palavras "Transformador" ou "Autotransformador" ou "Transformador de Reforço" ou "Transformador Regulador", etc.;
- b) nome do fabricante e local da fabricação;
- c) número de série de fabricação;
- d) ano de fabricação;
- e) número desta Norma;
- f) tipo (segundo a classificação do fabricante);
- g) número de fases;
- h) potência nominal ou potências nominais e potências de derivação diferentes das nominais, em kVA;
- i) designação do método de resfriamento (no caso de mais de um estágio de resfriamento, as respectivas potências devem ser indicadas);
- j) diagrama de ligações, contendo todas as tensões nominais e de derivações, além de respectivas correntes;

- l) frequência nominal;
- m) limite de elevação de temperatura dos enrolamentos;
- n) polaridade (para transformadores monofásicos) ou diagrama fasorial (para transformadores polifásicos);
- o) impedância de curto-circuito, em %;
- p) tipo do óleo e volume necessário, em L;
- q) massa total aproximada, em kg;
- r) níveis de isolamento;
- s) número do livro de instruções, fornecido pelo fabricante, junto com o transformador;
- t) vazão, para transformadores com resfriamento à água;
- u) para transformadores das categorias II e III:
 - correntes de curto-circuito máximas admissíveis, simétrica e assimétrica;
 - duração máxima admissível da corrente, em s.

5.16.2 A impedância de curto-circuito deve ser indicada para a derivação principal, referida à temperatura de referência (ver Tabela 7). Para os casos de transformadores providos de comutadores de derivações em carga, devem, também, ser indicados os valores de impedância de curto-circuito nas derivações extremas. Devem ser indicadas, para cada impedância de curto-circuito, as respectivas tensões nominais ou de derivação, a potência de referência e a frequência de referência.

5.16.3 Nos transformadores imersos em óleo, com massa total superior a 1500 kg, a placa de identificação deve conter, além da indicação da massa total, o seguinte:

- a) massa da parte ativa, em kg;
- b) massa do tanque e acessórios, em kg;
- c) massa do óleo, em kg.

5.16.4 Quando o transformador possuir mais de uma potência nominal, resultantes de diferentes ligações de enrolamentos especificamente previstas no projeto, as respectivas características nominais devem ser indicadas na placa de identificação.

5.16.5 O diagrama de ligações deve ser constituído de um esquema dos enrolamentos, mostrando as ligações permanentes, bem como todas as derivações e terminais, com os números ou letras indicativos (ver a Figura 4 do Anexo A). Deve conter, também, uma tabela mostrando, separadamente, as ligações dos diversos enrolamentos, com a disposição e identificação de todas as buchas, bem como as ligações no painel ou a posição do comutador para a tensão nominal e as tensões de derivação. Devem constar dele as tensões expressas em volts, não sendo, porém, necessário escrever esta unidade.

5.16.6 Quando qualquer enrolamento tiver que ser aterrado, a letra "T" deve ser escrita no diagrama de ligações, junto da indicação do respectivo enrolamento.

5.16.7 Os níveis de isolamento dos enrolamentos e do terminal de neutro devem ser indicados, conforme modelo apresentado na Tabela 19.

5.17 Grandezas normalizadas para tipos particulares de transformadores de potência

Na Tabela 20 constam dados relativos a tipos particulares de transformadores de potência, e as normas das quais constam estas informações são incluídas nesta Norma, a título de orientação, visando a possibilitar a

escolha de dados para fins de especificação ou projeto.

5.18 Polaridade

Os transformadores monofásicos devem ter polaridade subtrativa, salvo especificação diferente.

5.19 Tolerâncias

As tolerâncias indicadas na Tabela 21 devem ser aplicadas a todo valor especificado e/ou garantido para as características do transformador, de acordo com esta Norma. Para as características especificadas como valores máximos ou mínimos admissíveis, não há tolerâncias a considerar

Tabela 19 - Indicação dos níveis de isolamento na placa de identificação

Níveis de isolamento Tensões suportáveis	AT	MT	BT	T	N
Frequência industrial (kV eficaz)					
Impulso atmosférico (kV crista)					
Impulso de manobra (kV crista)					

AT: alta-tensão.

MT: média-tensão.

BT: baixa-tensão.

T: terciário.

N: neutro.

Notas: a) As indicações de MT, T e N devem ser omitidas, quando o transformador não as possuir.

b) A indicação do nível de impulso de manobra deve ser omitida em transformadores de tensão máxima igual ou inferior a 242 kV.

c) Para autotransformadores, as abreviações AT e BT aplicam-se aos enrolamentos-série e comum, respectivamente.

Tabela 20 - Grandezas normalizadas e respectivas normas

Grandezas	Normas			
	NBR 5410	NBR 9369	NBR 9368	NBR 10295
Potências nominais	X	X	X	-
Tensões nominais	X	X	X	X
Níveis de isolamento	X	X	X	X
Derivações	X	X	X	X
Perdas em vazio	X	X	-	-
Perdas totais	X	X	-	-
Corrente de excitação	X	X	-	-
Impedância de curto-circuito	X	X	X	-
Deslocamento(s) angular(es)	X	X	X	-
Polaridade	X	-	X	-
Limites de elevação de temperatura	-	-	X	X
Características construtivas e acessórios	X ^(A)	X ^(A)	X ^(A)	X
Identificação dos terminais	X	X	-	-
Resistência à pressão interna	-	X	-	-
Estanqueidade a quente	-	X	-	-

^(A) Inclusive buchas.

Nota: X: norma aplicável.

-: norma não-aplicável.

Tabela 21 - Tolerâncias

Item	Características especificadas	Tolerância
01	Impedância de curto-circuito	
	a) Tolerância no valor medido em relação ao valor declarado pelo fabricante: - transformadores de dois enrolamentos - transformadores de mais de dois enrolamentos - transformadores com enrolamentos em zigzague - autotransformadores	$\pm 7,5\%$ $\pm 10 \%$ $\pm 10 \%$ $\pm 10 \%$
	b) Tolerâncias na diferença entre os valores de impedância de quaisquer dois transformadores do mesmo projeto, em relação ao valor declarado pelo fabricante: - transformador de dois enrolamentos - transformador de mais de dois enrolamentos - transformador com enrolamentos em zigzague - autotransformador	$\pm 7,5\%$ $\pm 10 \%$ $\pm 10 \%$ $\pm 10 \%$
	c) São considerados aptos a trabalhar em paralelo os transformadores que obedecem aos limites especificados	
02	Perdas em vazio (para qualquer tipo de transformador)	
	Em cada unidade da encomenda considerada individualmente.	+ 10 %
	Na média aritmética obtida em encomendas de mais de uma unidade	+ 0 %
03	Perdas totais (para qualquer tipo de transformador)	
	Em cada unidade da encomenda considerada individualmente.	+ 6 %
	Na média aritmética obtida em encomendas de mais de uma unidade.	+ 0 %
04	Relação de tensões em qualquer derivação.	
	Deve ser aplicada a menor das tolerâncias indicadas.	$\pm 0,5\%$
	Em transformadores providos de derivações, quando a tensão por espira for superior a 0,5% da tensão de derivação respectiva, a tolerância especificada aplicar-se-á ao valor da tensão correspondente à espira completa mais próxima.	$\pm 1/10$ da impedância de curto-circuito, expressa em porcentagem
05	Corrente de excitação	
	Em cada unidade da encomenda considerada individualmente.	+ 20 %
	Na média aritmética obtida em encomendas de mais de uma unidade.	+ 0 %

6 Inspeção e ensaios

Os ensaios devem ser executados de acordo com a NBR 5380.

6.1 Ensaios de rotina

6.1.1 Os ensaios de rotina são feitos pelo fabricante em sua fábrica, cabendo ao comprador o direito de designar um inspetor para assistir aos ensaios.

6.1.2 Os ensaios de rotina, executados em todas as unidades de produção, são os seguintes:

- a) resistência elétrica dos enrolamentos;
- b) relação de tensões;
- c) resistência do isolamento;
- d) polaridade;
- e) deslocamento angular e sequência de fases;
- f) perdas (em vazio e em carga);

g) corrente de excitação;

h) impedância de curto-circuito;

i) ensaios dielétricos;

- tensão suportável à frequência industrial, aplicada à fiação e aos acessórios;
- tensão suportável nominal à frequência industrial (tensão aplicada);
- tensão induzida, para transformadores com tensão máxima do equipamento < 242 kV;
- tensão suportável nominal de impulso de manobra, para transformadores com tensão máxima do equipamento ≥ 362 kV;
- tensão suportável nominal de impulso atmosférico, para transformadores com tensão máxima do equipamento ≥ 362 kV;
- tensão induzida de longa duração, com medição de descargas parciais, para transformadores com tensão máxima do equipamento ≥ 362 kV;

- j) estanqueidade e resistência à pressão, a quente, em transformadores subterrâneos de qualquer potência nominal, e à temperatura ambiente nos demais transformadores de potência nominal igual ou superior a 750 kVA;
- l) verificação do funcionamento dos seguintes acessórios:
- indicador externo de nível do óleo;
 - indicador de temperatura do óleo;
 - comutador de derivações sem tensão;
 - comutador de derivações em carga;
 - relé Buchholz ou equivalente;
 - indicador de vazão de água;
 - dispositivo de alarme quando houver interrupção na circulação da água de resfriamento;
 - indicador de circulação do óleo;
 - indicador de temperatura do enrolamento;
 - dispositivo de alívio de pressão;
 - ventilador;
 - bomba de circulação do óleo;
 - TCs de bucha.
- m) ensaios no óleo isolante, após contato com equipamento, em transformadores com $U_m \geq 72,5$ kV ou potência nominal ≥ 5 MVA:
- rigidez dielétrica;
 - teor da água;
 - fator de potência;
 - tensão interfacial;
 - índice de neutralização.
- n) ensaios de verificação da pintura da parte externa de transformadores com $U_m \geq 242$ kV:
- aderência;
 - espessura.

6.1.3 O ensaio de estanqueidade e resistência à pressão, em transformadores não incluídos em 6.1.2-j), deve ser executado por amostragem e mediante acordo entre fabricante e comprador.

6.1.4 Os ensaios de verificação da pintura da parte externa de transformadores com $U_m < 242$ kV devem ser executados por amostragem e mediante acordo entre fabricante e comprador.

6.2 Ensaios de tipo

6.2.1 O comprador deve especificar, na ordem de compra, os ensaios desejados e o número de unidades da encomenda sobre as quais devem ser executados. Nesse caso, cabe-lhe o direito de designar um inspetor para assistir aos ensaios. No caso de existirem resultados de ensaios anteriormente executados sobre transformadores do mesmo projeto, o comprador pode dispensar a execução desses ensaios.

6.2.2 Os ensaios de tipo são os seguintes:

- a) elevação de temperatura;
- b) tensão suportável nominal de impulso atmosférico, para transformadores com $U_m \leq 242$ kV;
- c) nível de ruído;
- d) ensaios no óleo isolante, após contato com o equipamento, em transformadores com $U_m \leq 36,2$ kV:
 - rigidez dielétrica;
 - teor de água;
 - fator de potência ou fator de dissipação;
 - tensão interfacial.
- e) medição da potência absorvida pelos motores de bombas de óleo e ventiladores;

6.3 Ensaios especiais

Os ensaios especiais são os seguintes:

- a) ensaio de curto-circuito;
- b) medição da impedância de sequência zero em transformadores trifásicos;
- c) medição dos harmônicos na corrente de excitação;
- d) análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante;
- e) fator de potência do isolamento;
- f) vácuo interno;
- g) nível de tensão de radiointerferência;
- h) ensaios para verificação do esquema de pintura das partes interna e externa do transformador, conforme a NBR 11388.

Nota: Se forem exigidos ensaios especiais além dos anteriormente mencionados, o método de ensaio deve constituir objeto de acordo entre fabricante e comprador.

6.4 Características dos ensaios de rotina

6.4.1 Resistência elétrica dos enrolamentos

A resistência elétrica dos enrolamentos deve ser medida na derivação correspondente à tensão mais elevada e cor-

rigida para a temperatura de referência, de acordo com a Tabela 7. No caso de transformadores polifásicos, este valor deve ser por fase. O comprador deve indicar as derivações adicionais para as quais o fabricante deve medir a resistência dos enrolamentos.

6.4.2 Relação de tensões

O ensaio de relação de tensões deve ser feito em todas as derivações. Quando o transformador tiver enrolamento com ligações série paralela, o ensaio deve ser feito nas duas ligações. As tensões são sempre dadas para o transformador funcionando em vazio.

6.4.3 Resistência do isolamento

A resistência do isolamento deve ser medida antes dos ensaios dielétricos. Este ensaio não constitui critério para aprovação ou rejeição do transformador.

6.4.4 Polaridade

Em transformadores trifásicos, o ensaio de polaridade é dispensável, à vista do levantamento do diagrama fasorial, prescrito no ensaio de deslocamento angular.

6.4.5 Deslocamento angular e sequência de fases

Devem ser verificados o deslocamento angular e a sequência de fases, garantidos pelo fabricante, por meio do levantamento do diagrama fasorial.

6.4.6 Perdas (em vazio e em carga)

O ensaio deve verificar se os valores das perdas em vazio e totais, garantidos pelo fabricante, foram atendidos, dentro das tolerâncias prescritas em 5.19.

6.4.7 Corrente de excitação

O ensaio deve verificar se o valor garantido pelo fabricante foi atendido, dentro das tolerâncias prescritas em 5.19.

6.4.8 Impedância de curto-circuito

O ensaio deve verificar se os valores especificados pelo comprador foram atendidos, dentro das tolerâncias prescritas em 5.19.

6.4.9 Ensaios dielétricos

As características específicas desses ensaios estão descritas em 6.5.

6.4.10 Estanqueidade e resistência à pressão

Este ensaio deve ser realizado antes do início ou após o término dos ensaios dielétricos. No caso de ser efetuada a análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante, o ensaio deve ser realizado antes da retirada da primeira amostra ou após a retirada da amostra que se segue aos ensaios dielétricos. Os transformadores devem suportar as pressões manométricas de ensaio especificadas na Tabela 22, durante o tempo especificado nesta Tabela.

6.4.10.1 Estanqueidade e resistência à pressão a quente (transformadores subterrâneos)

Esses transformadores devem ser ensaiados a quente. A duração do ensaio é de 8 h, e durante este período o transformador não deve apresentar vazamentos ou deformações, e sua pressão interna não deve exceder 0,05 MPa (0,5 kgf/cm²).

6.4.11 Verificação do funcionamento dos acessórios

Os critérios de aceitação dos acessórios são os constantes das normas específicas. Na ausência dessas normas, estes critérios devem ser objeto de acordo entre fabricante e comprador.

6.4.12 Ensaios no óleo isolante

Os critérios de aceitação do óleo isolante, após contato com o equipamento, são os indicados na Tabela 17.

6.4.13 Verificação da espessura e da aderência da pintura da parte externa

6.4.13.1 Para transformadores com $U_m \geq 242$ kV, são adotados os seguintes procedimentos:

- a) espessura - a espessura especificada deve ser medida em, pelo menos, três pontos do tanque principal e em um ponto da tampa do transformador;
- b) aderência - a aderência especificada na NBR 11388 deve ser verificada pelo método do corte em grade ou pelo método do corte em X, de acordo com a NBR 11003. Para sistemas de pinturas especiais (pintura sobre galvanização, etc.), deve ser usado o método do corte em X.

6.4.13.2 Para transformadores com $U_m < 242$ kV, onde esses ensaios são feitos por amostragem, são adotados os mesmos procedimentos de 6.4.13.1.

Tabela 22 - Valores para ensaio de estanqueidade e resistência à pressão

Tipo do transformador	Pressão manométrica (MPa)	Tempo de aplicação (h)
Selado	0,07	1
Tensão máxima do equipamento superior a 72,5 kV ou potência nominal superior a 10 MVA	0,05	24
Tensão máxima do equipamento inferior ou igual a 72,5 kV e potência nominal inferior ou igual a 10 MVA	0,03	24

6.5 Ensaios dielétricos

6.5.1 Requisitos gerais

6.5.1.1 Os requisitos para transformadores imersos em óleo aplicam-se, somente, à isolamento interna. Se os espaçamentos externos entre partes vivas (fase-fase, e fase-terra) não forem inferiores aos recomendados na Tabela 4, não são necessários ensaios adicionais para a verificação da isolamento externa. Se for utilizado espaçamento menor, a sua adequação pode ser confirmada por ensaio de tipo num modelo adequado da configuração ou no transformador completo.

6.5.1.2 Os ensaios dielétricos de tensão suportável nominal à frequência industrial e induzida devem ser feitos após os ensaios de impulso atmosférico e de manobra.

6.5.1.3 Os ensaios dielétricos devem, preferencialmente, ser feitos na fábrica do fornecedor, com o transformador à temperatura ambiente.

6.5.1.4 Os transformadores devem estar completamente montados como em funcionamento, não sendo necessária a colocação dos acessórios de controle e do equipamento de resfriamento.

6.5.1.5 Buchas, comutadores de derivações e transformadores de corrente de bucha devem ser especificados, construídos e ensaiados de acordo com as normas correspondentes. A execução satisfatória dos ensaios dielétricos, com os componentes acima citados montados no transformador, constitui uma verificação da aplicação e instalação correta destes componentes.

6.5.1.6 Para execução dos ensaios dielétricos no transformador, devem ser utilizadas as buchas a serem fornecidas com ele. Se, nos ensaios dielétricos, ocorrer uma falha e for constatado que ela se verificou numa bucha, esta deve ser substituída por outra e deve ser dada continuidade aos ensaios do transformador. Nos ensaios de tensão induzida com medição de descargas parciais, podem ocorrer dificuldades, quando certos tipos de buchas são usados (por exemplo: buchas de papel aglutinado com resina), devido ao alto nível de descargas parciais no seu dielétrico, quando o transformador é submetido às tensões de ensaio. O uso de tais buchas, neste caso, deve ser comunicado ao comprador, por ocasião da oferta. Se houver acordo prévio entre as partes, é permitido substituí-las, durante o ensaio, por outro tipo de bucha que apresente no seu dielétrico um nível menor de descargas parciais.

6.5.1.7 Transformadores com caixa para ligação de cabos ou ligações diretas a instalações blindadas em SF₆ podem ser projetados, mediante acordo entre fabricante e comprador, prevendo-se a instalação de buchas provisórias para os ensaios dielétricos.

6.5.1.8 Se for necessário utilizar elementos não-lineares, tais como pára-raios ou resistores não-lineares, interna ou externamente, para a limitação de sobretensões transitórias, isto deve ser levado ao conhecimento do comprador.

6.5.1.9 Para execução dos ensaios dielétricos, os centelhadores das buchas, quando especificados pelo com-

prador, podem ser removidos ou seu espaçamento aumentado, para evitar centelhamento durante os ensaios.

6.5.1.10 Nos ensaios de impulso de manobra, a tensão no enrolamento de alta-tensão deve atingir o valor de ensaio especificado na Tabela 3. As tensões nos outros enrolamentos são determinadas, aproximadamente, pelas relações de espiras. Caso haja derivações em um ou mais desses enrolamentos, estas devem ser escolhidas da seguinte maneira:

a) transformadores com dois enrolamentos de $U_m \geq 362$ kV: de modo a se obter, no outro enrolamento, o valor mais próximo possível do respectivo valor do ensaio especificado na Tabela 3;

b) transformadores com apenas um enrolamento de $U_m \geq 362$ kV: derivações principais.

6.5.1.11 Nos ensaios de tensão induzida de curta duração, no enrolamento de alta-tensão deve ser induzido o valor de ensaio determinado conforme 6.5.3.1. As tensões nos outros enrolamentos são determinadas, aproximadamente, pelas relações de espiras. Se os enrolamentos forem providos de derivações, estas devem ser escolhidas de modo a se obterem nestes outros enrolamentos os valores mais próximos possíveis dos respectivos valores de ensaio.

6.5.1.12 Não é recomendável a repetição periódica dos ensaios dielétricos, devido às severas solicitações a que a isolamento é submetida durante estes ensaios. Quando esta repetição for necessária, em transformadores instalados ou reparados, os valores das tensões de ensaio devem ser reduzidos para 75% dos valores originais, salvo acordo em contrário entre fabricante e comprador.

6.5.1.13 Acessórios e fiação dos circuitos auxiliares de controle e comando devem ser submetidos a um ensaio de tensão suportável à frequência industrial de valor igual a 1,5 kV, para terra, durante 1 min.

6.5.1.14 O isolamento dos motores utilizados nos equipamentos de resfriamento forçado dos transformadores deve satisfazer aos requisitos das normas pertinentes.

6.5.2 Ensaio de tensão suportável nominal à frequência industrial

6.5.2.1 O transformador deve suportar os ensaios de tensão suportável nominal à frequência industrial, durante 1 min, no valor especificado, sem que se produzam descargas disruptivas e sem que haja evidência de falha, sendo que:

a) em enrolamentos com isolamento uniforme, deve ser aplicada, entre os terminais do enrolamento e a terra, a tensão de ensaio correspondente ao nível de isolamento especificado, de acordo com a Tabela 2;

b) em enrolamentos com isolamento progressivo, deve ser aplicada, entre os terminais do enrolamento e a terra, a tensão de ensaio correspondente ao nível de isolamento especificado para o neutro, de acordo com a Tabela 5.

6.5.2.2 Este ensaio não se aplica a enrolamentos de transformadores monofásicos, de tensão máxima do equipamento igual ou inferior a 36,2 kV, que tenham, apenas, um terminal de alta-tensão acessível e o outro aterrado internamente.

6.5.3 Ensaio de tensão induzida

6.5.3.1 Transformadores de tensão máxima do equipamento igual ou inferior a 242 kV devem ser capazes de suportar o ensaio de tensão induzida, de curta duração, sem que produzam descargas disruptivas e sem que haja evidência de falha. A duração do ensaio deve ser de 7200 ciclos, com frequência de ensaio não-inferior a 120 Hz e não-superior a 480 Hz, sendo que:

a) o transformador deve ser excitado, de preferência, como o é em funcionamento normal. Os transformadores trifásicos devem ser excitados, preferencialmente, por um sistema trifásico de tensões. O terminal de neutro, quando houver, pode ser ligado à terra;

b) em enrolamento com isolamento uniforme, deve ser desenvolvida uma tensão igual ao dobro da respectiva tensão de derivação utilizada no ensaio; porém, a tensão de ensaio entre os terminais de linha para transformadores trifásicos ou a tensão entre linha e massa para transformadores monofásicos não deve ultrapassar o valor correspondente ao nível de isolamento especificado, de acordo com a Tabela 2;

c) em enrolamentos com isolamento progressivo, deve ser desenvolvida, entre terminais de linha e massa, mas não necessariamente entre terminais de linha e neutro, uma tensão correspondente ao nível de isolamento especificado para terminais de linha do enrolamento considerado, de acordo com a Tabela 2. No caso de transformadores trifásicos, em complementação a este ensaio, deve ser desenvolvida entre os terminais de linha de cada enrolamento uma tensão de valor correspondente ao nível de isolamento especificado para os terminais de linha do enrolamento considerado, de acordo com a Tabela 2. Para autotransformadores e transformadores trifásicos de três enrolamentos, ligados em estrela-estrela-triângulo, em alguns casos, é difícil satisfazer às condições de ensaio especificadas na alínea precedente. Nestes casos, o ensaio de tensão induzida, mediante acordo entre fabricante e comprador, pode ser feito com o transformador ligado como para funcionamento normal, devendo ser desenvolvida, entre os terminais de linha e neutro, uma tensão igual ao dobro da tensão da derivação utilizada no ensaio correspondente ao terminal considerado. Esta tensão induzida não deve, contudo, exceder os valores correspondentes ao nível de isolamento considerado. A NBR 5380 ilustra alguns exemplos de ligações para ensaio monofásico de tensão induzida;

d) os transformadores com $U_m \leq 36,2$ kV, com enrolamento com terminal aterrado internamente, mesmo com isolamento uniforme, devem ser ensaiados como se tivessem isolamento progressivo. Neste caso, o ensaio deve ser realizado com

frequência superior a 196 Hz e duração de 7200 ciclos. O transformador deve ser excitado de maneira a se obterem $3,46 U_m + 1000$ V no enrolamento de alta-tensão, onde U_m é a tensão nominal desse enrolamento. O valor da tensão de ensaio deve ser limitado a 50 kV.

6.5.3.2 Transformadores de tensão máxima do equipamento igual ou superior a 362 kV devem suportar o ensaio de tensão induzida de longa duração com medições de descargas parciais, como abaixo especificado, sem que se produzam descargas disruptivas e sem que haja evidência de falha:

a) o ensaio deve ser executado em todos os enrolamentos com isolamento progressivo;

b) o transformador deve ser excitado como o é em funcionamento normal, com os enrolamentos com derivações ligados nas respectivas derivações principais. Os transformadores trifásicos devem ser excitados por um sistema trifásico de tensões. O terminal de neutro deve ser ligado à terra;

c) a frequência da tensão de ensaio pode ser aumentada em relação à nominal, de forma a evitar a saturação do circuito magnético do transformador;

d) durante a aplicação da tensão de ensaio, deve ser medido o nível de descargas parciais, com os enrolamentos do transformador nas respectivas derivações principais. A tensão de ensaio é determinada pelo enrolamento de valor mais elevado de U_m ;

e) antes e depois do ensaio, a intensidade de ruído do ambiente deve ser medida e anotada, não devendo ser superior à metade do limite especificado na alínea g) para a intensidade de descargas parciais;

f) o transformador deve ser submetido a valores de tensão na sequência e com duração como indicada a seguir:

1) energizar com uma tensão não-superior a $1/3$ de U_2 ;

2) elevar até U_2 e manter nível durante 5 min. Neste intervalo de tempo, deve ser feita e anotada uma leitura de intensidade de descargas parciais;

3) elevar até U_1 e manter neste nível durante 5 s. Neste intervalo, não é necessário fazer leituras;

4) abaixar até U_2 e manter neste nível durante 1 h. Neste intervalo, devem ser feitas leituras da intensidade de descargas parciais a cada 5 min;

5) abaixar para um valor inferior a $1/3$ de U_2 e desenergizar.

Notas: a) As tensões de ensaio mencionadas, desenvolvidas entre terminais de linha e neutro, são expressas em função de $U_m/\sqrt{3}$, como se segue:

$$U_1 = \sqrt{3} U_m / \sqrt{3} = U_m \quad U_2 = 1,5 U_m / \sqrt{3}$$

Onde:

U_m = tensão máxima do equipamento do enrolamento sob ensaio

b) A duração do ensaio independe da frequência utilizada.

g) a intensidade das descargas parciais à tensão U_2 não deve exceder 300 pC ou 100 μ V. Os valores das intensidades lidas no instrumento devem ser os maiores em regime contínuo indicados no medidor. Picos ocasionais de leituras não devem ser considerados;

h) nas medições de descargas parciais, deve ser usado, preferencialmente, o método de derivação de ensaio da bucha, conforme a NBR 5380;

i) o transformador é considerado aprovado no ensaio se:

- não ocorrerem descargas disruptivas;
- as intensidades especificadas na alínea g) não forem excedidas e não apresentarem tendência acentuada de crescimento, durante o intervalo de tempo de 1 h, à tensão U_2 .

Se a intensidade de descargas parciais exceder, temporariamente, o limite especificado e retornar a valor não-superior a ele, o ensaio deve continuar por mais 1 h, a partir do instante de retorno. O transformador é considerado aprovado se, nesse intervalo de tempo, satisfizer às condições acima;

j) se o critério da aceitação relativo às descargas parciais não for satisfeito, isto não deve levar à rejeição imediata do transformador. Devem ser efetuadas consultas entre fabricante e comprador sobre as investigações a serem efetuadas.

6.5.3.3 Transformadores com um enrolamento de tensão máxima do equipamento igual ou superior a 362 kV, com neutro não-acessível ou ligado em delta, devem ser motivo de consulta entre fabricante e comprador.

6.5.4 Ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico

6.5.4.1 O transformador deve suportar os ensaios de impulso atmosférico, sem que se produzam descargas disruptivas e sem que haja evidência de falha.

6.5.4.2 Os ensaios de impulso atmosférico devem ser feitos com o transformador desenergizado.

6.5.4.3 Quando elementos não-lineares ou pára-raios internos forem utilizados, os procedimentos para o ensaio de impulso atmosférico devem ser objeto de acordo prévio entre fabricante e comprador, para cada caso particular, a fim de evitar problemas de interpretação na avaliação dos resultados.

6.5.4.4 Durante o ensaio de impulso atmosférico, as solicitações dielétricas são distribuídas diferentemente,

em função da derivação na qual o transformador está ligado e do seu projeto.

6.5.4.4.1 Salvo especificações para se fazer o ensaio com o transformador ligado em uma determinada derivação, recomenda-se usar, durante o ensaio, as derivações extremas e a principal, utilizando-se uma derivação diferente em cada uma das três fases de um transformador trifásico ou em cada um dos transformadores monofásicos, destinados a formar um banco trifásico.

6.5.4.4.2 Para o ensaio de impulso atmosférico de auto-transformadores, o comprador deve especificar, quando desejado, o aterramento direto dos terminais de linha, da mesma fase, não ensaiados.

6.5.4.5 Os ensaios de impulso atmosférico devem ser feitos com impulsos plenos e cortados. Os impulsos plenos e cortados devem ser impulsos normalizados, com tempo virtual de frente de 1,2 μ s e tempo virtual até o meio valor de 50 μ s, sendo designados por 1,2/50. Os impulsos cortados devem ser impulsos plenos normalizados cortados entre 2 μ s a 6 μ s após o zero virtual.

6.5.4.6 Havendo descarga de contorno no circuito ou em um centelhador da bucha, ou falha no registrador oscilográfico, deve ser desprezada a aplicação que ocasionou a falha e feita outra aplicação.

6.5.4.7 Deve-se usar:

- a) para transformadores secos ou em massa isolante, polaridade positiva;
- b) para transformadores imersos em óleo, polaridade negativa, salvo disposição diferente na NBR 5380.

6.5.4.8 O ensaio de impulso deve ser feito aplicando-se em todos os terminais de linha dos enrolamentos sob ensaio e na ordem mencionada:

- (1) um impulso pleno normalizado com o valor reduzido;
- (2) um impulso pleno normalizado com o valor especificado;
- (3) um ou mais impulsos cortados com o valor reduzido;
- (4) dois impulsos cortados com o valor especificado;
- (5) dois impulsos plenos normalizados com o valor especificado.

6.5.4.8.1 O impulso pleno normalizado com valor reduzido (1) serve para comparação com os impulsos plenos normalizados com o valor especificado (2) e (5). Os impulsos cortados com valor reduzido (3) servem para comparação com os impulsos cortados com o valor especificado (4). Os impulsos plenos normalizados com o valor especificado (5) servem para aumentar eventuais danos causados pelas aplicações (2) e (4), tornando-se mais patentes ao exame dos oscilogramas.

6.5.4.9 O circuito de corte deve ser tal que o valor da tensão de polaridade oposta (*overswing*) após o corte seja limitado a não mais de 25% do valor de crista do impulso cortado.

6.5.4.10 O ensaio de impulso atmosférico, quando aplicado aos terminais de neutro de transformadores ou de autotransformadores, deve ser constituído pela aplicação de um impulso pleno normalizado com o valor reduzido, dois impulsos plenos normalizados com o valor especificado e um impulso pleno normalizado com o valor reduzido, na ordem mencionada. O valor especificado do impulso deve ser correspondente ao nível de isolamento do terminal de neutro. As formas de impulsos devem atender ao seguinte:

- a) quando aplicados diretamente ao terminal de neutro, é permitido um tempo virtual de frente até 13 µs, sendo o tempo até o meio valor 50 µs;
- b) quando resultantes no terminal de neutro pela aplicação de impulsos 1,2/50 nos terminais de linha, a forma de impulsos do neutro vai depender das características dos enrolamentos. Neste caso, o nível utilizado não deve exceder 75% do nível prescrito para os terminais de linha.

6.5.5 Ensaio de tensão suportável nominal de impulso de manobra

6.5.5.1 O transformador deve suportar o ensaio de impulso de manobra, sem que se produzam descargas disruptivas e sem que haja evidência de falha.

6.5.5.2 O ensaio deve ser feito com o transformador desenergizado. Os impulsos devem ser aplicados diretamente pela fonte de tensão de impulsos ao terminal de linha do enrolamento sob ensaio ou, então, a um enrolamento de tensão inferior, de modo que a tensão de ensaio seja transferida, indutivamente, ao enrolamento sob ensaio. A tensão de ensaio, de acordo com o nível de isolamento especificado conforme Tabela 3, deve aparecer entre fase e neutro, devendo este ser aterrado. Os transformadores trifásicos, durante o ensaio, devem ser ligados de tal forma que se obtenha a tensão entre fases igual a 1,5 vez a tensão entre fase e neutro.

6.5.5.3 A seqüência de ensaio deve ser constituída de um impulso de calibração, com valor entre 50% e 75% do valor especificado, seguido de três impulsos com o valor especificado. No caso de falha no registro oscilográfico, a aplicação em questão deve ser desconsiderada e efetuada uma nova aplicação. Devem ser obtidos registros oscilográficos, pelo menos, da forma do impulso no terminal de linha sob ensaio.

6.5.5.4 A polaridade do impulso de manobra é, normalmente, negativa.

Nota: A polaridade negativa reduz o risco de descargas de contorno erráticas no circuito de ensaio.

6.5.5.5 O impulso de manobra deve ter:

- a) tempo até a crista de, pelo menos, 100 µs;
- b) tempo acima de 90% do valor especificado de, pelo menos, 200 µs;

c) tempo total até a primeira passagem pelo zero de, pelo menos, 1000 µs.

Nota: Em alguns casos, a saturação do núcleo pode causar a redução do tempo total para valor inferior a 1000 µs; impulsos sucessivos de mesma polaridade podem acentuar essa redução. Para aumentar este tempo, pode ser necessário polarizar magneticamente o núcleo no sentido contrário à magnetização causada pelo impulso de ensaio. Isto pode ser conseguido através da aplicação de corrente contínua de baixa intensidade através do enrolamento, entre os impulsos, ou através da aplicação de impulsos com valor reduzido de polaridade oposta. Se essas providências não resultarem num tempo igual ou superior a 1000 µs, um tempo inferior pode ser aceito.

6.5.5.6 O transformador é considerado aprovado no ensaio se não ocorrer variação brusca da tensão indicada no oscilograma. Adicionalmente, podem ser utilizados detectores acústicos durante o ensaio, para confirmar o registro do oscilograma; porém, estas observações não constituem, em si, evidência de falha. É importante observar, na comparação dos oscilogramas de tensão, a influência da saturação do circuito magnético que pode ocorrer devido à forma de impulso. Neste caso, os oscilogramas são diferentes.

6.6 Características dos ensaios de tipo

6.6.1 Ensaio de elevação de temperatura

6.6.1.1 Este ensaio visa a obter a elevação de temperatura dos enrolamentos sobre a temperatura do meio de resfriamento externo, referida à tensão, corrente e frequência nominais. A temperatura deve ser determinada para todos os enrolamentos acessíveis.

6.6.1.2 A determinação das temperaturas dos enrolamentos deve ser feita pelo método de variação da resistência, salvo quando esse método não é aplicável (por exemplo: no caso de um enrolamento de baixa resistência, em que a resistência dos contatos e das ligações constituir parte considerável da resistência total). Nesse caso, o método termométrico é utilizado mediante acordo entre fabricante e comprador.

6.6.1.3 A verificação da temperatura do ponto mais quente só é feita mediante acordo entre fabricante e comprador.

6.6.1.4 Salvo nos casos especiais, o ensaio de elevação de temperatura deve ser executado na derivação de maior perda.

6.6.1.5 Para transformadores resfriados a ar e projetados para funcionamento a altitudes superiores a 1000 m, mas ensaiados a altitudes inferiores a 1000 m, salvo acordo entre fabricantes e comprador, os limites de elevação de temperatura da Tabela 10 devem ser corrigidos de acordo com a seguinte equação:

$$\theta_0 = \theta \left(1 - \frac{H - 1000}{500} f \right)$$

Onde:

θ_0 = limite de elevação de temperatura corrigido, em °C

θ = limite de elevação de temperatura aplicável da Tabela 10, em °C

H = altitude do local de funcionamento, em m

f = fator de redução

$\frac{H - 1000}{500}$ = deve ser aproximado para o número inteiro imediatamente superior

Os fatores de redução são os seguintes:

- a) transformadores imersos em óleo, com resfriamento natural a ar 0,02;
- b) transformadores imersos em óleo, com ventilação forçada a ar 0,03.

Notas: a) No caso de transformadores resfriados a ar e projetados para funcionamento a altitudes inferiores a 1000 m, mas ensaiados a altitudes superiores a 1000 m, as elevações de temperatura, medidas em ensaio, devem ser corrigidas de acordo com a equação anterior, dando-se, porém, a seguinte interpretação aos símbolos:

θ_0 = elevação de temperatura corrigida, em °C

θ = elevação de temperatura medida no ensaio, em °C

H = altitude do local de ensaio, em m

f = fator de redução

Aplicam-se as demais disposições de 6.6.1.5.

- b) As correções de limites de elevação de temperatura mencionadas em 6.6.1.5 e de elevação de temperatura indicadas na Nota a) não são aplicáveis a transformadores resfriados à água.

6.6.1.6 O método termométrico é utilizado, na medida do possível e mediante acordo entre fabricante e comprador, quando o método da variação da resistência não é aplicável (por exemplo: no caso de um enrolamento de baixa resistência, em que a resistência dos contatos e das ligações constituir parte considerável da resistência total).

6.6.2 Ensaio de nível de ruído

Os níveis de ruído produzidos por transformadores não devem exceder os níveis especificados nas Tabelas 23, 24 e 25, quando os transformadores são ensalados de acordo com a NBR 7277. Os valores destas tabelas não se aplicam a transformadores equipados com comutadores de derivações em carga, durante a operação destes e durante a operação de relés auxiliares e chaves de controle associadas a essa operação.

6.6.3 Ensaio no óleo isolante

Os critérios de aceitação do óleo isolante, após contato com o equipamento, são os indicados na Tabela 17.

6.7 Características dos ensaios especiais

6.7.1 Medição da impedância de sequência zero em transformadores trifásicos

Em enrolamentos providos com derivações, esta medição deve ser feita na derivação principal. Medições em outras derivações podem ser efetuadas mediante acordo entre fabricante e comprador.

6.7.2 Análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante

A retirada de amostras de óleo para esse ensaio deve ser feita:

- a) antes do início dos ensaios;
- b) após os ensaios dielétricos;
- c) após o ensaio de elevação de temperatura, caso seja realizado.

O critério de aceitação dos valores medidos deve ser objeto de acordo entre fabricante e comprador.

6.7.3 Medição do fator de potência do isolamento

Este ensaio deve preceder os ensaios dielétricos e pode ser repetido após estes, desde que solicitado pelo comprador, para efeito de comparação com os valores anteriormente obtidos.

6.7.4 Vácuo interno

Este ensaio só é aplicável a transformadores imersos em líquido isolante, com potência igual ou superior a 750 kVA. O transformador, conforme prescrito em 5.10.8 e sem líquido isolante, deve ser submetido a vácuo no seu interior, de modo que a pressão de ensaio seja como a seguir indicado:

Potência nominal do transformador (P)	Pressão
750 < P < 10000 kVA	268 Pa (2 mm Hg)
P ≥ 10000 kVA	134 Pa (1 mm Hg)

Este ensaio deve preceder os ensaios dielétricos e pode ser repetido após estes, desde que solicitado pelo comprador, para efeito de comparação com os valores anteriormente obtidos.

6.7.5 Ensaio de nível de tensão de radiointerferência

Os níveis de tensão de radiointerferência produzidos por transformadores não devem ultrapassar os limites estabelecidos mediante acordo entre fabricante e comprador, quando medidos de acordo com a CISPR 16.

6.7.6 Ensaios para verificação do esquema de pintura das partes externa e interna do transformador

Os métodos e critérios de aceitação desses ensaios estão referenciados na NBR 11388.

Tabela 23 - Níveis de ruído para transformadores em óleo de potência nominal igual ou inferior a 500 kVA

Nível médio de ruído db (A)	Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos kVA
48	1 - 50
51	51 - 100
55	101 - 300
56	301 - 500

Tabela 24 - Níveis de ruído para transformadores em óleo de potência nominal superior a 500 kVA

Nível médio de ruído dB	Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos ^(A) kVA								
	I.A. até 350 kV ^(B)			I.A. de 380 kV a 650 kV ^(B)			I.A. 750 kV e 850 kV ^(B)		
	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
57	700	-	-	-	-	-	-	-	-
58	1000	-	-	-	-	-	-	-	-
59	-	-	-	700	-	-	-	-	-
60	1500	-	-	1000	-	-	-	-	-
61	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
62	2500	-	-	1500	-	-	-	-	-
63	3000	-	-	2000	-	-	-	-	-
64	4000	-	-	2500	-	-	-	-	-
65	5000	-	-	3000	-	-	-	-	-
66	6000	-	-	4000	-	-	3000	-	-
67	7000	6250 ^(C)	-	5000	3750 ^(C)	-	4000	3125 ^(C)	-
68	10000	7500	-	6000	5000	-	5000	3750	-
69	12500	9375	-	7500	6250	-	6000	5000	-
70	15000	12500	-	10000	7500	-	7500	6250	-
71	20000	16667	-	12500	9375	-	10000	9375	-
72	25000	20000	20800	15000	12500	-	12500	9375	-
73	30000	26667	25000	20000	16667	-	15000	12500	-
74	40000	33333	33333	25000	20000	20800	20000	16667	-
75	50000	40000	41667	30000	26667	25000	25000	20000	20800
76	60000	53333	50000	40000	33333	33333	30000	26667	25000
77	80000	66667	66667	50000	40000	41667	40000	33333	33333
78	100000	80000	83333	60000	53333	50000	50000	40000	41687
79	-	106667	100000	80000	66667	66667	60000	53333	50000
80	-	133333	133333	100000	80000	83333	80000	66667	66667
81	-	-	166667	-	106667	100000	100000	80000	83333
82	-	-	200000	-	133333	133333	-	106667	100000
83	-	-	250000	-	-	166667	-	133333	133333
84	-	-	300000	-	-	200000	-	-	166667
85	-	-	400000	-	-	250000	-	-	200000
86	-	-	-	-	-	300000	-	-	300000
87	-	-	-	-	-	400000	-	-	350000
88	-	-	-	-	-	-	-	-	400000

^(A) Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos: é a metade da soma das potências nominais de todos os enrolamentos do transformador.

^(B) IA: tensão suportável nominal do impulso atmosférico.

^(C) 67 dB para todas as potências nominais até este valor.

Notas: a) Tipo de resfriamento

(1) ONAN, OFWF, ODWF.

(2) ONAF, OFAF, ODAF, com primeiro estágio de resfriamento em funcionamento.

(3) OFAF, ODAF, com trocador de calor, ONAF, OFAF, ODAF, com segundo estágio de resfriamento em funcionamento.

b) Para valores intermediários de potência, usar o nível médio de ruído superior mais próximo.

c) Nas colunas (2) e (3), os níveis de ruído são considerados com o equipamento de resfriamento auxiliar em funcionamento.

Tabela 25 - Níveis de ruído para transformadores em óleo de potência nominal superior a 500 kVA

Nível médio de ruído dB	Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos ^(A) kVA								
	I.A. 950 kV e 1050 kV ^(B)			I.A. 1175 kV ^(B)			I.A. de 1300 kV a 2100 kV ^(B)		
	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
57	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
59	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62	-	-	-	-	-	-	-	-	-
63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
64	-	-	-	-	-	-	-	-	-
65	-	-	-	-	-	-	-	-	-
66	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	-	-	-	-	-	-	-	-	-
69	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70	-	-	-	-	-	-	-	-	-
71	-	-	-	-	-	-	-	-	-
72	-	-	-	-	-	-	-	-	-
73	12500	-	-	-	-	-	-	-	-
74	15000	-	-	12500	-	-	-	-	-
75	20000	16667	-	15000	-	-	12500	-	-
76	25000	20000	20800	20000	16667	-	15000	-	-
77	30000	26667	25000	25000	20000	20800	20000	16667	-
78	40000	33333	33333	30000	26667	25000	25000	20000	20800
79	50000	40000	41667	40000	33333	33333	30000	26667	25000
80	60000	53333	50000	50000	40000	41667	40000	33333	33333
81	80000	66667	66667	60000	53333	50000	50000	40000	41667
82	100000	80000	83333	80000	66667	66667	60000	53333	50000
83	-	106667	100000	100000	80000	83333	80000	66667	66667
84	-	133333	133333	-	106667	100000	100000	80000	83333
85	-	-	166667	-	133333	133333	-	106667	100000
86	-	-	200000	-	-	166667	-	133333	133333
87	-	-	250000	-	-	200000	-	-	166667
88	-	-	300000	-	-	250000	-	-	200000
89	-	-	400000	-	-	300000	-	-	250000
90	-	-	-	-	-	400000	-	-	300000
91	-	-	-	-	-	-	-	-	400000

^(A) Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos: é a metade da soma das potências nominais de todos os enrolamentos do transformador.

^(B) I.A.: tensão suportável nominal do impulso atmosférico.

ANEXO A - Figuras 1, 2, 3 e 4

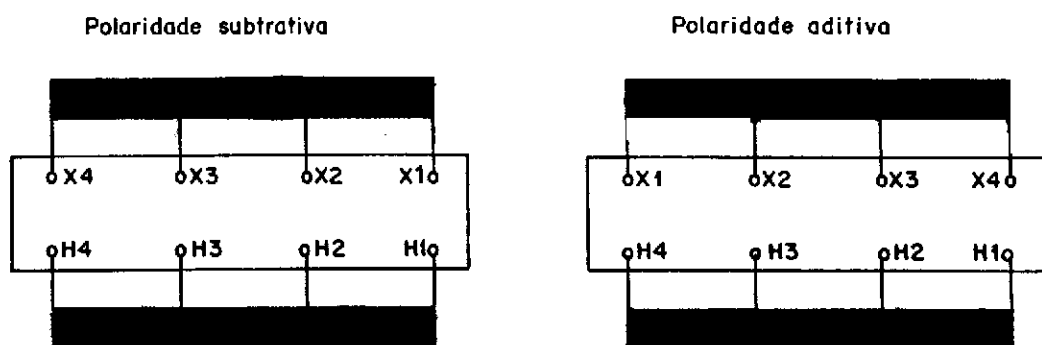


Figura 1-(a) - Enrolamentos H e X simples, com derivações - Transformador monofásico

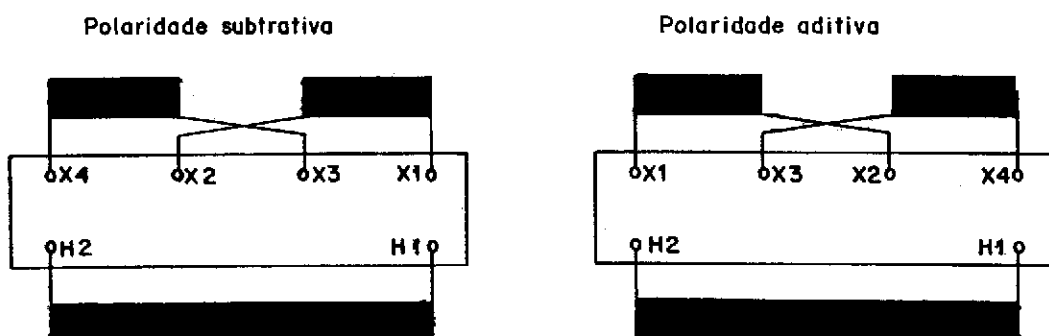


Figura 1-(b) - Enrolamentos X série-paralelo, sem derivações - Transformador monofásico

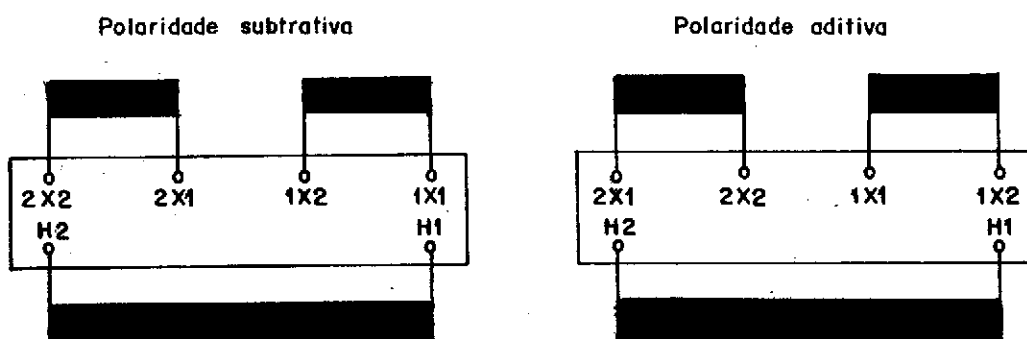


Figura 1-(c) - Enrolamentos X independentes (não-passíveis de ligação série-paralelo com tensões e potência iguais) - Transformador monofásico

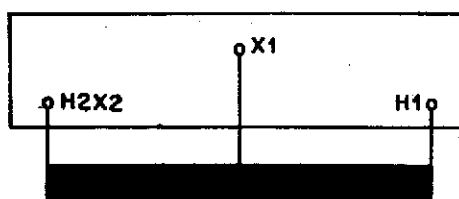


Figura 1-(d) - Autotransformador monofásico

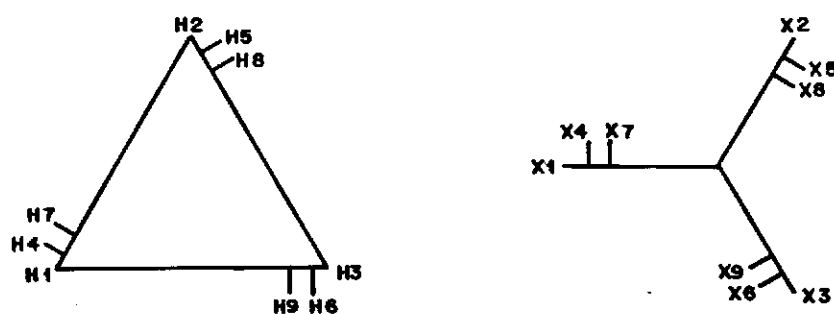


Figura 1-(e) - Transformadores trifásicos com derivações

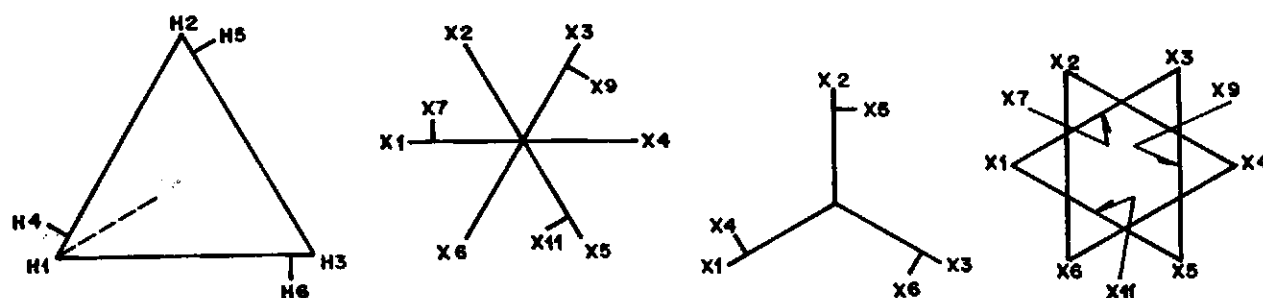


Figura 1-(f) - Transformadores hexafásicos com derivações

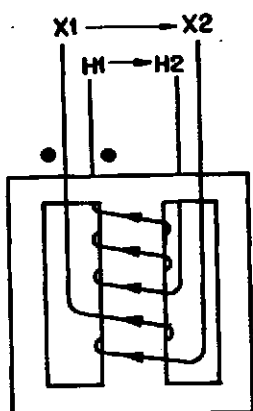
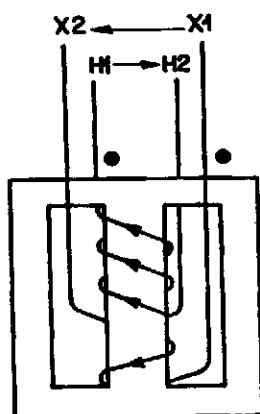
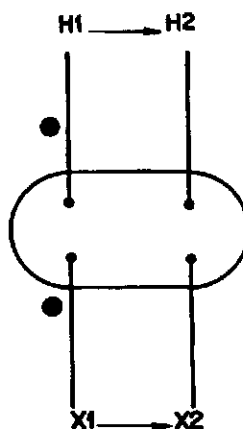
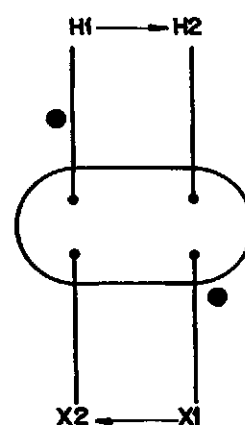
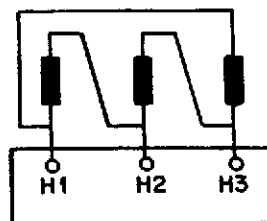
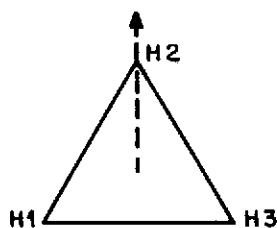
Enrolamentos
Polaridade SubtrativaEnrolamentos
Polaridade AditivaTerminais
Polaridade SubtrativaTerminais
Polaridade Aditiva

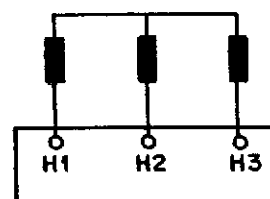
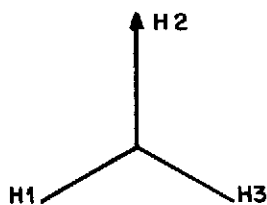
Figura 1-(g) - Enrolamentos e terminais

Figura 1 - Marcação dos enrolamentos e terminais - Polaridade

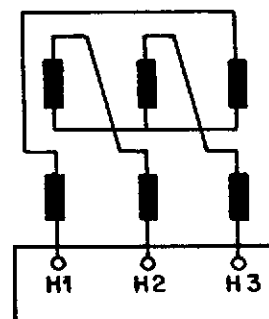
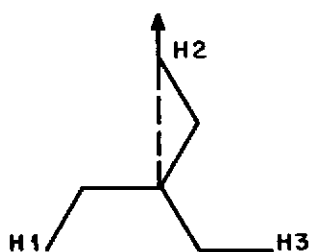
Triângulo (D)



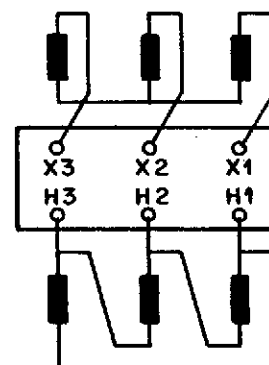
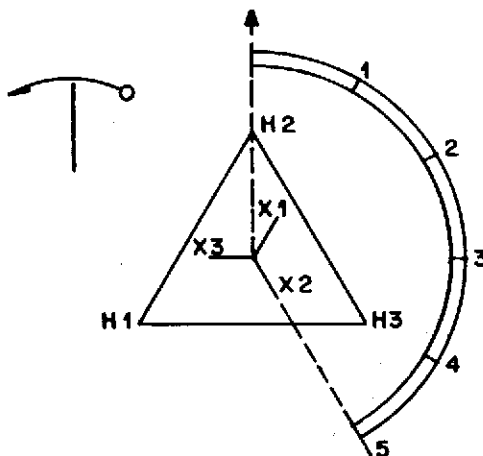
Estrela (Y)



Ziguezague

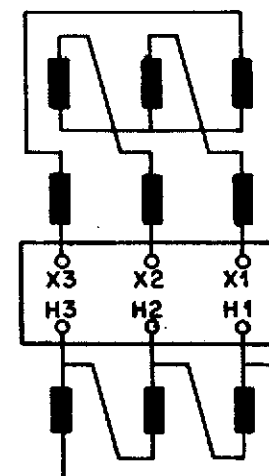
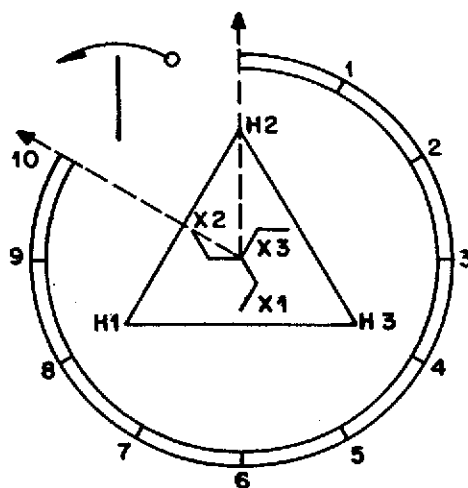


Sentido de rotação dos fasores



Símbolo de ligação (Dy5)

Sentido de rotação dos fasores



Símbolo de ligação (Dz10)

Figura 2 - Diagrama ilustrativo dos símbolos de ligação

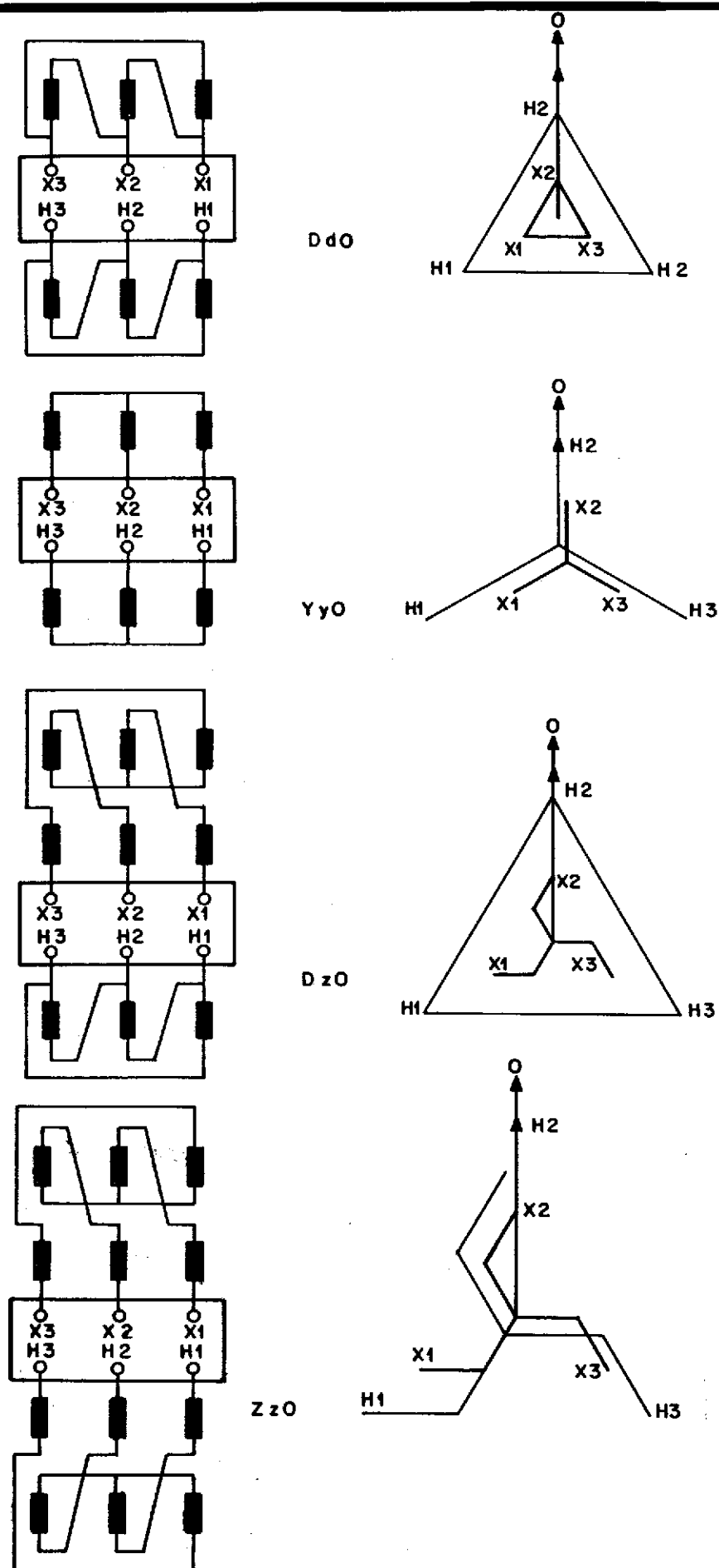
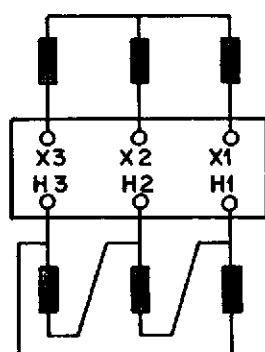
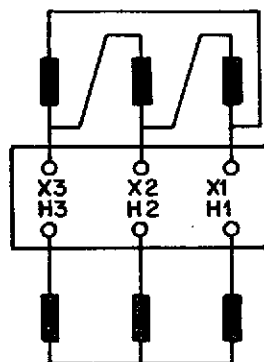
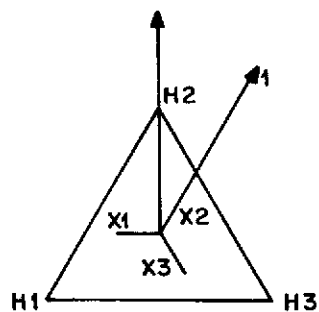


Figura 3 - Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos

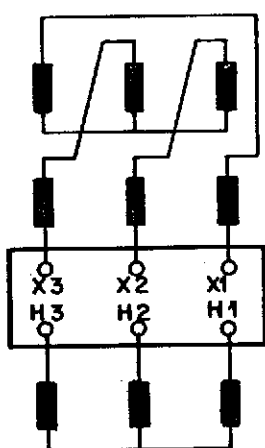
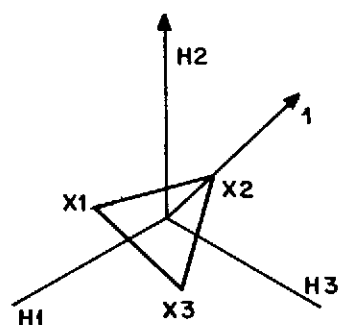
/continuação



D y 1



Y d 1



Y z 1

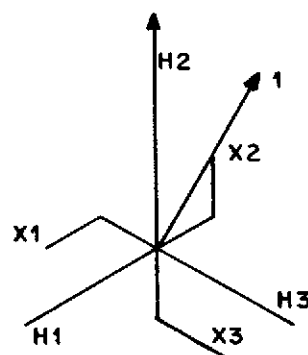


Figura 3 - Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos

/continua

/continuação

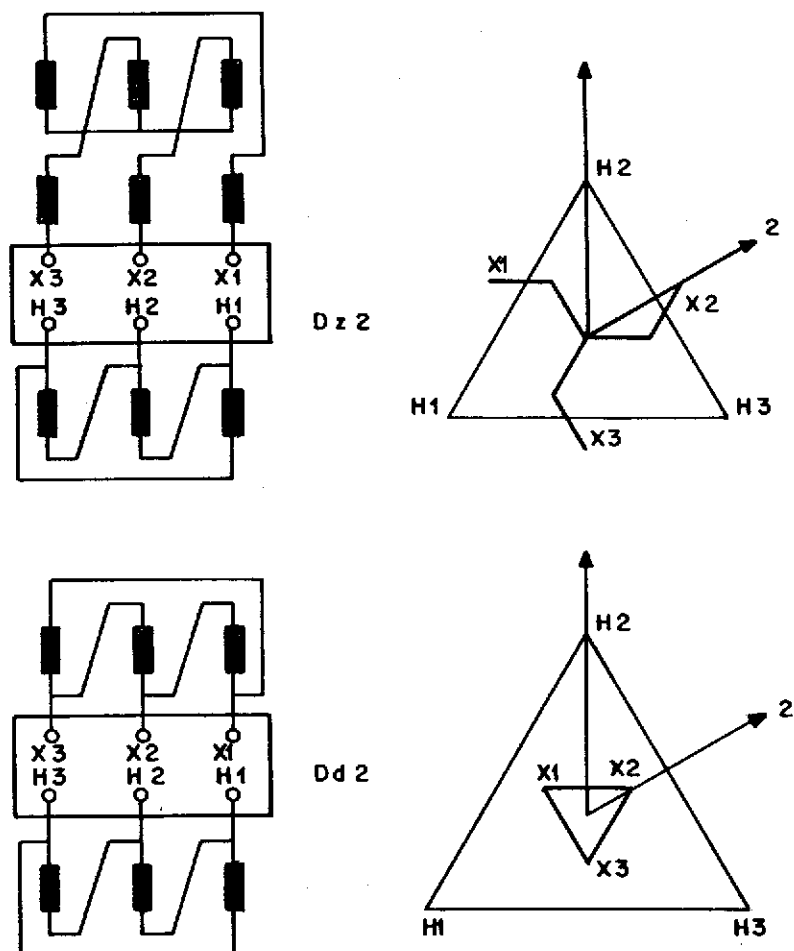


Figura 3 - Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos

/continua

/continuação

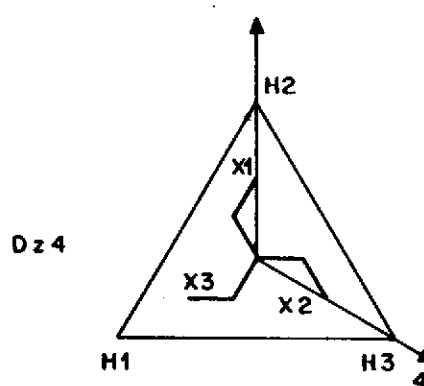
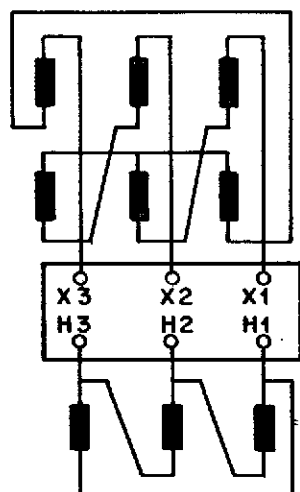
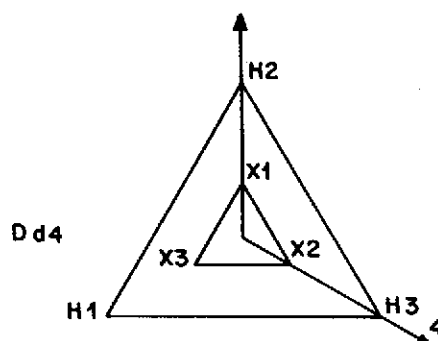
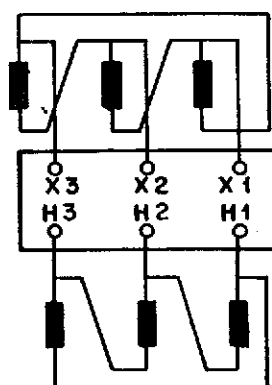


Figura 3 - Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos

/continua

/continuação

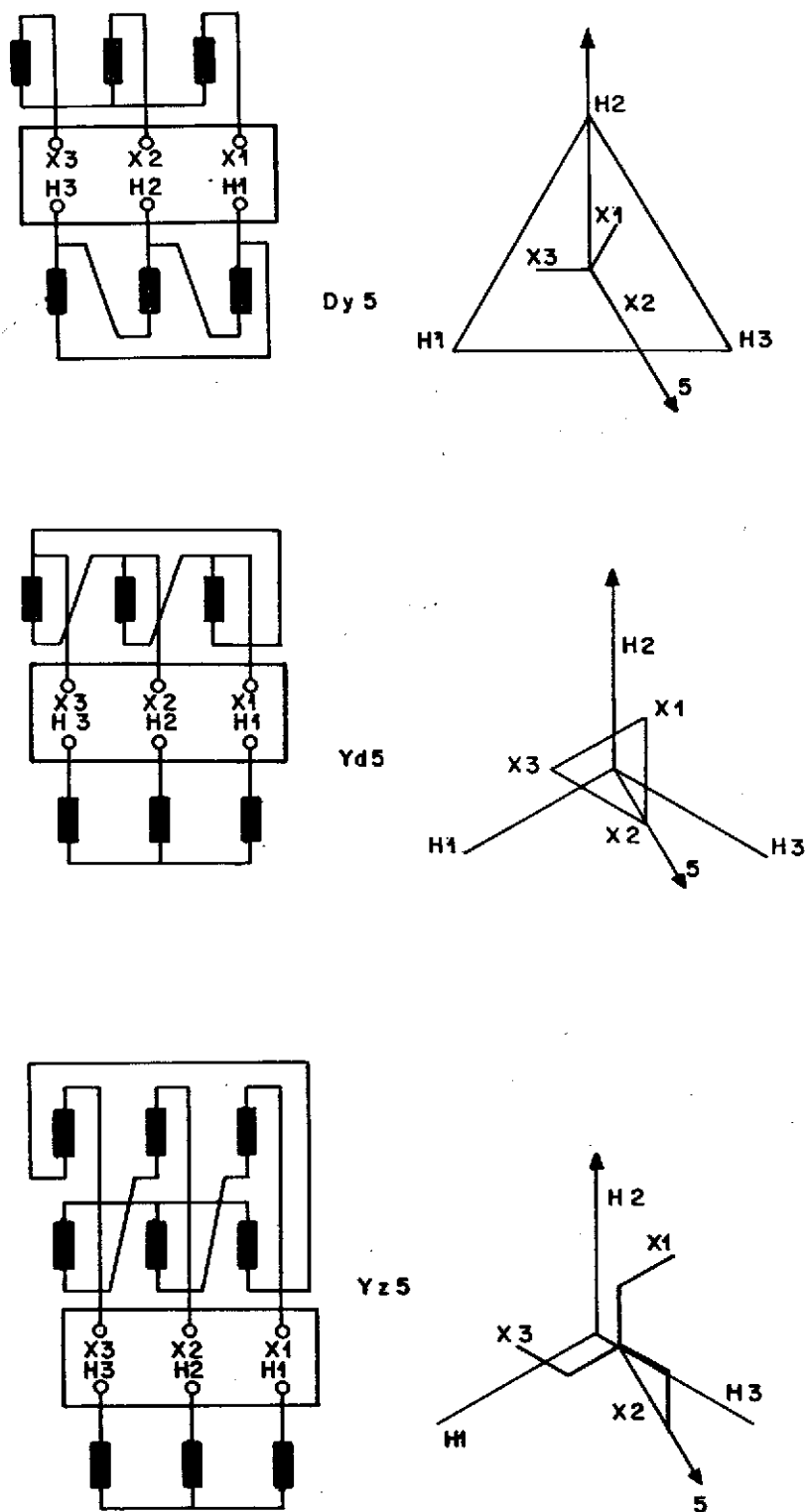


Figura 3 - Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos

/continua

/continuação

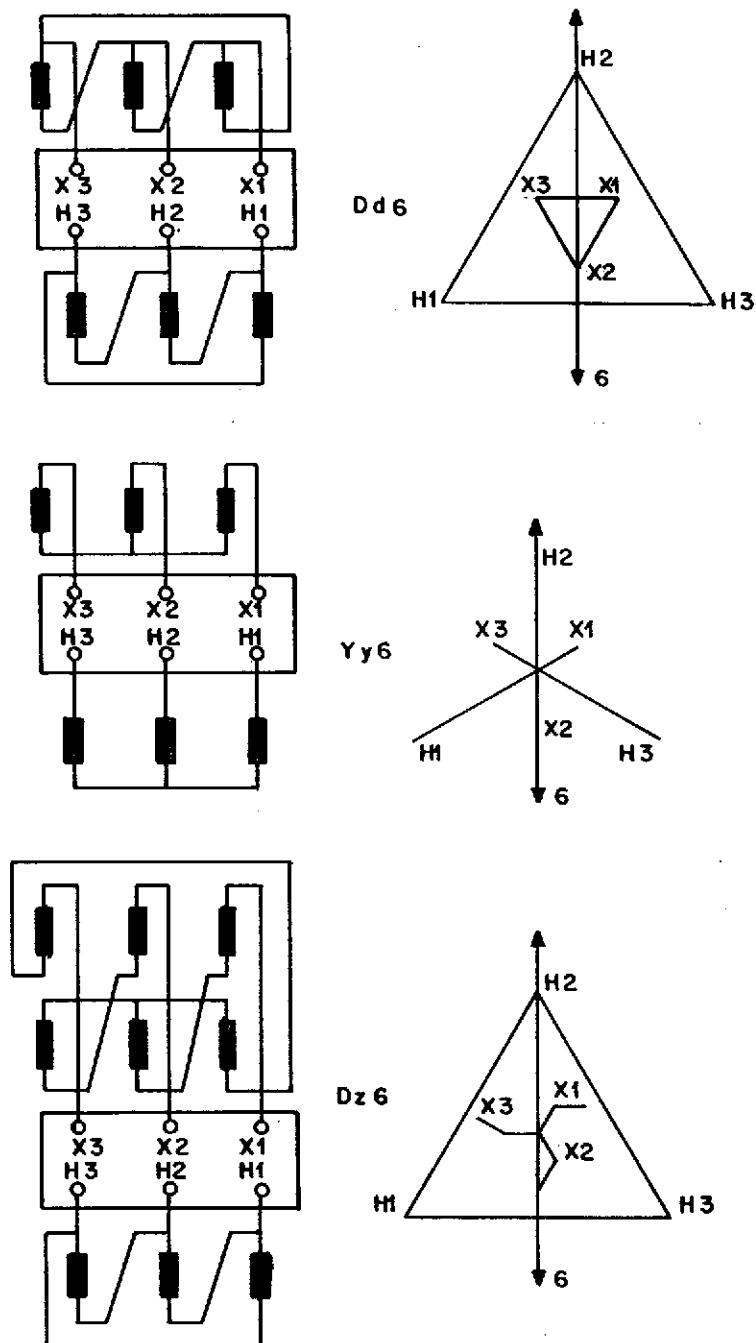


Figura 3 - Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos

/continua

/continuação

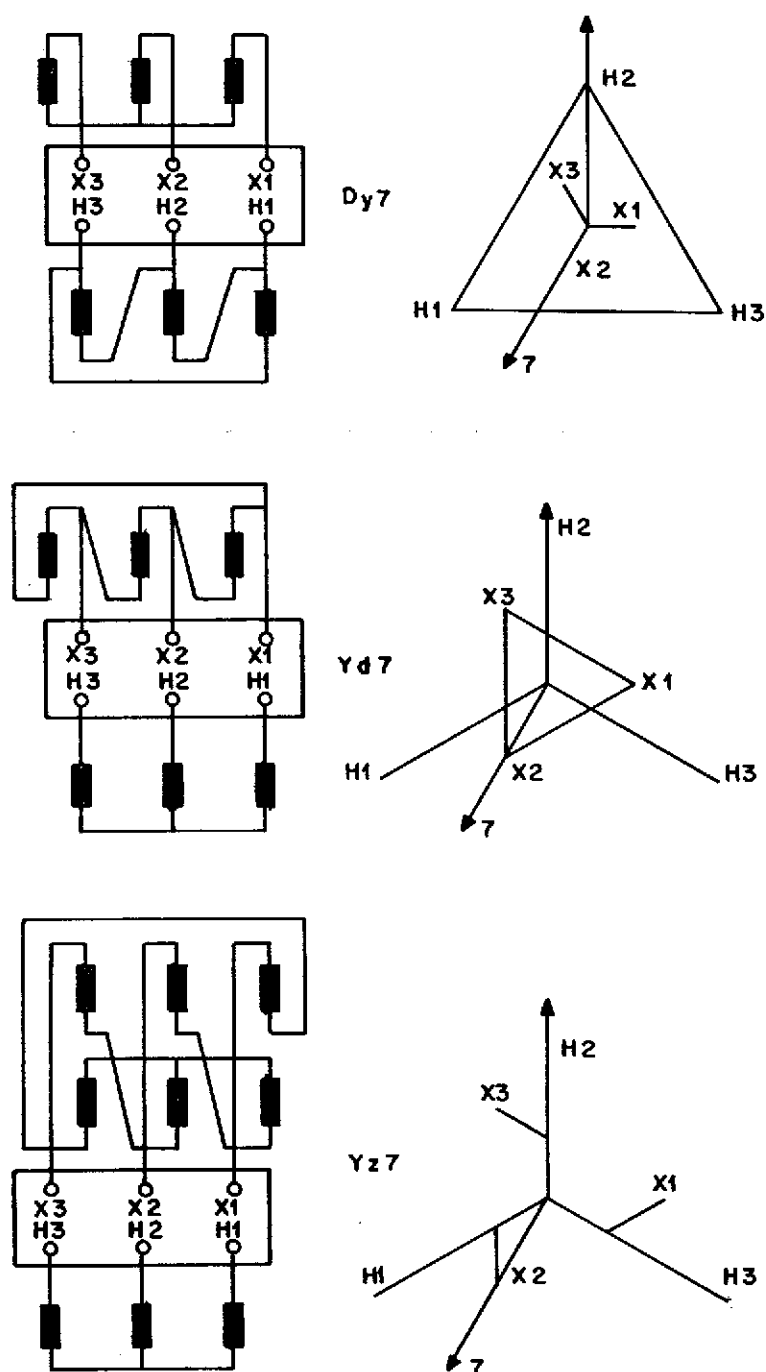


Figura 3 - Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos

/continua

/continuação

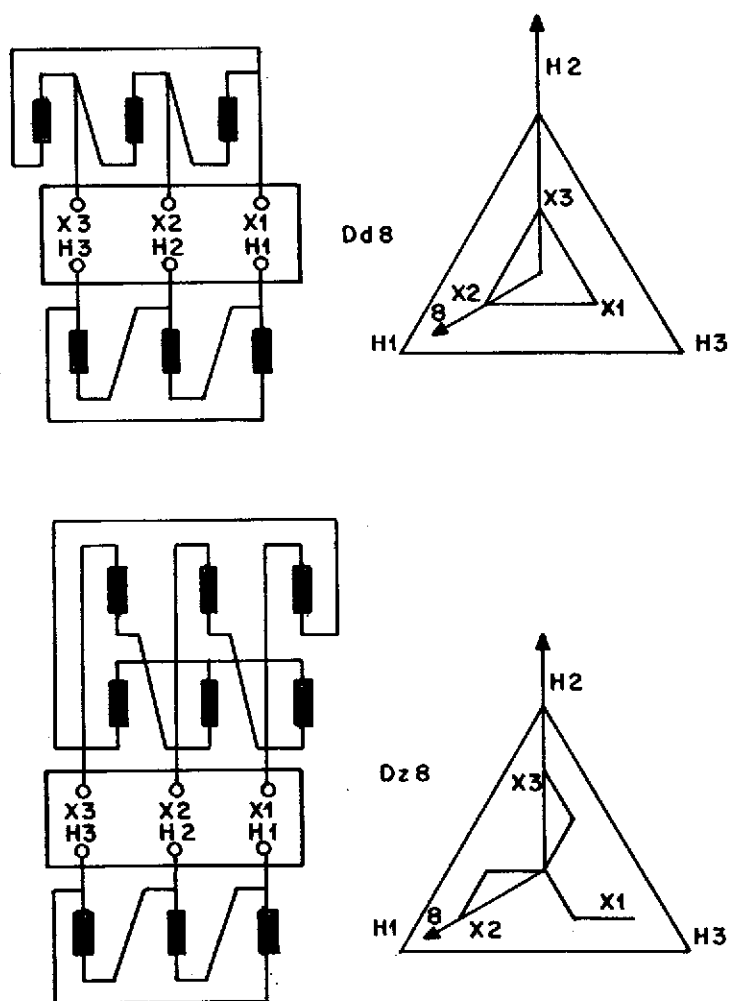


Figura 3 - Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos

/continua

/continuação

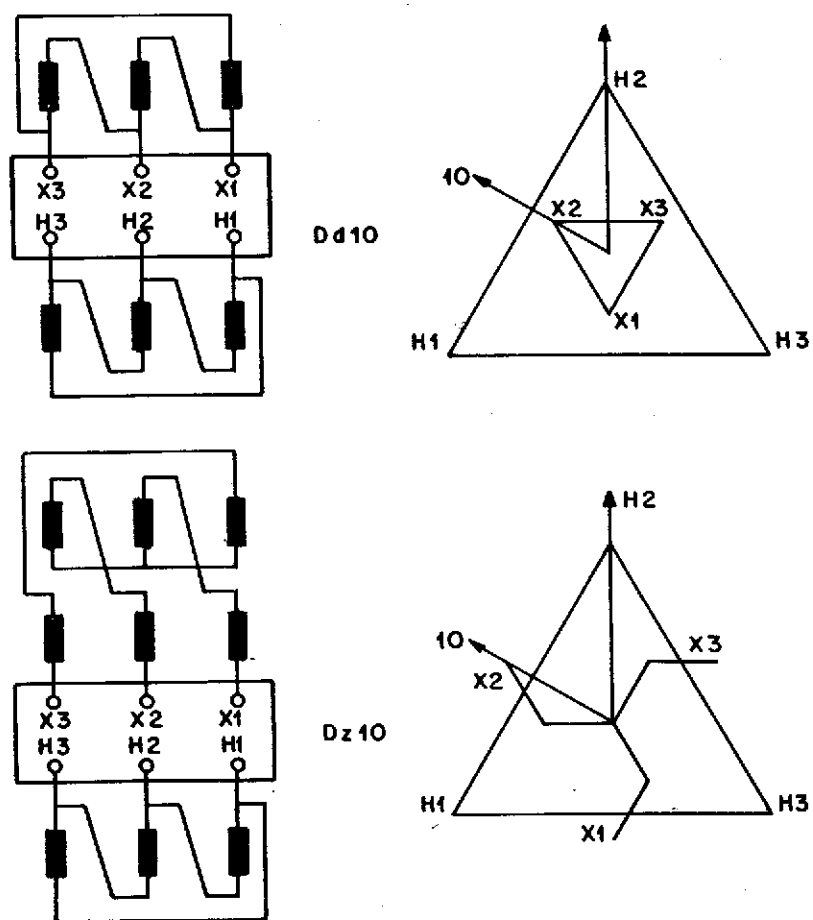


Figura 3 - Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos

/continua

/continuação

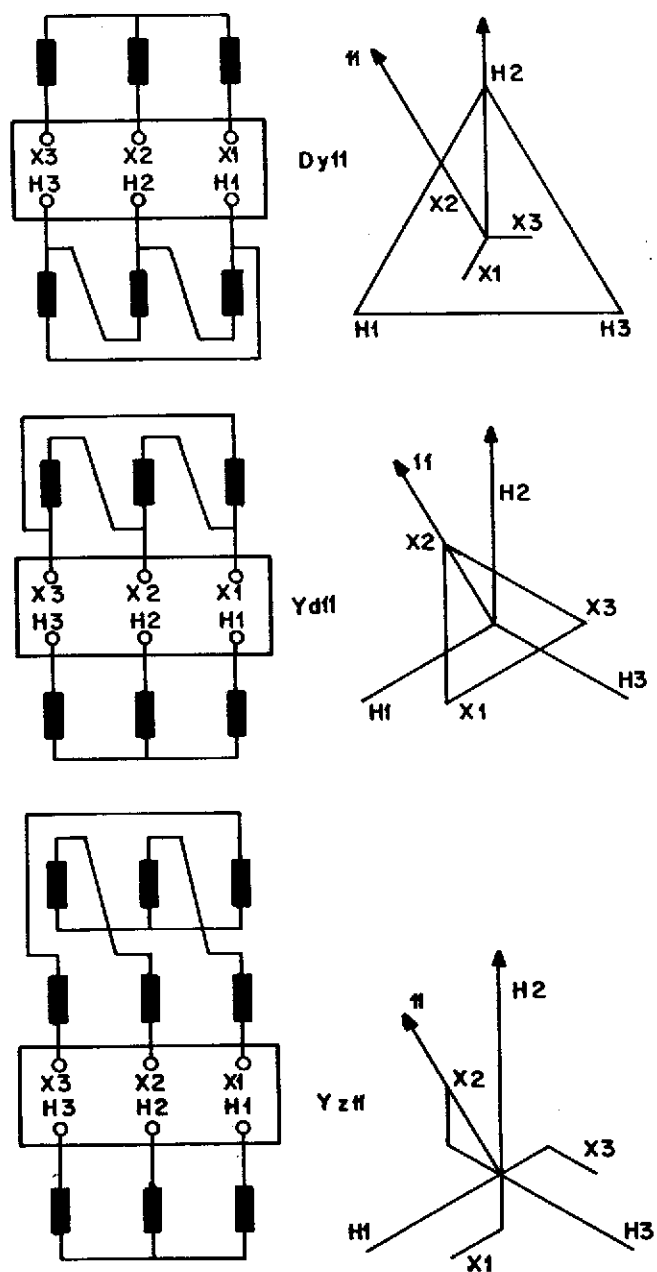


Figura 3 - Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos

/continua

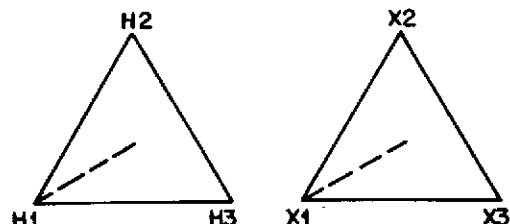
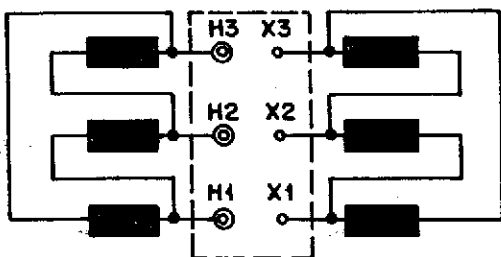
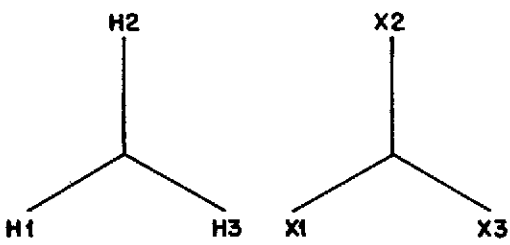
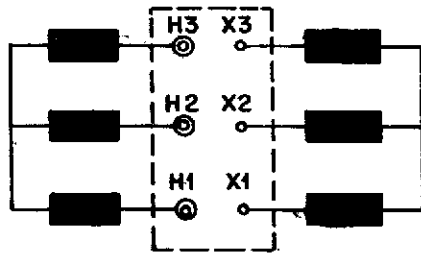
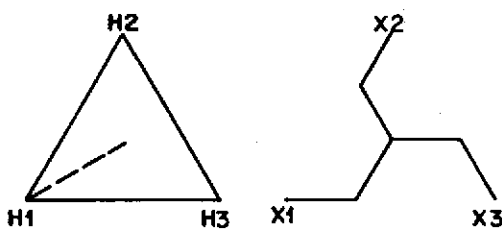
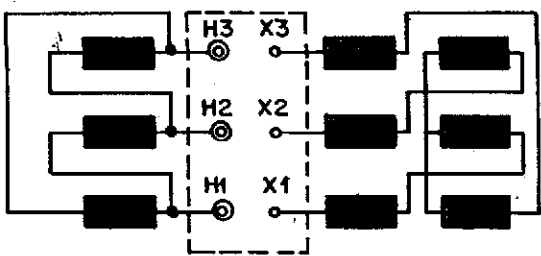
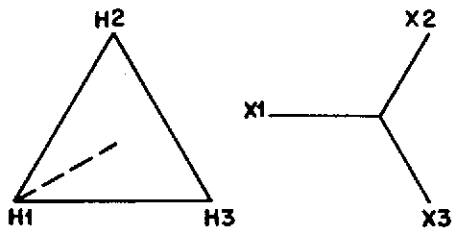
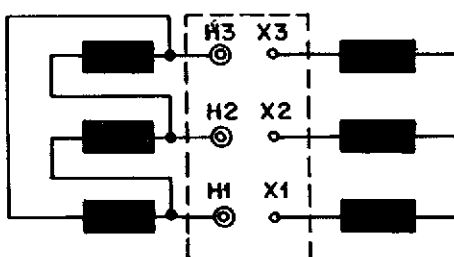
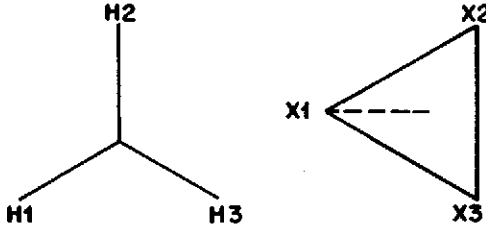
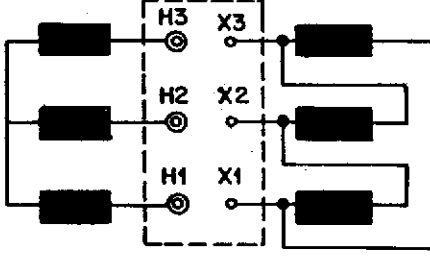
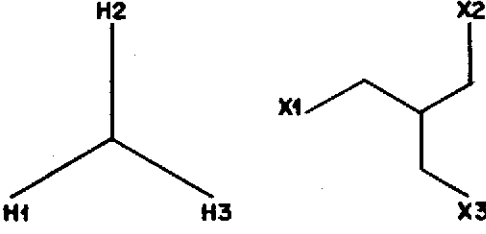
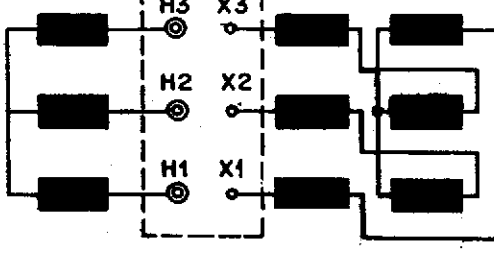
	Deslocamento angular	Diagrama de ligações
Deslocamento angular 0°	 Ligação triângulo - triângulo	
	 Ligação estrela - estrela	
	 Ligação triângulo-zigzag	
Deslocamento angular 30°	 Ligação triângulo - estrela	
	 Ligação estrela - triângulo	
	 Ligação estrela - zigzag	

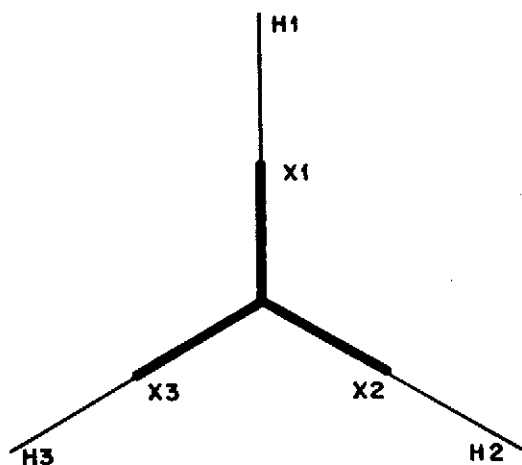
Figura 4 - Marcação dos terminais de transformadores e diagramas fasoriais da tensão, para ligações de transformadores trifásicos

ANEXO B - Designação do deslocamento angular

B-1 Transformadores trifásicos

B-1.1 Transformadores com enrolamentos separados

A Figura 3 do Anexo A mostra designações de ligações de transformadores trifásicos de uso generalizado, e o correspondente deslocamento angular. Os diagramas de ligação pressupõem igual sentido de bobinagem para todos os enrolamentos.



B-1.2 Autotransformadores

Deve-se observar que somente os deslocamentos angulares com indicações horárias 0,4 e 8 são adequados para autotransformadores ligados em estrela. A Figura 5 está limitada ao símbolo de ligação Ya0.

B-2 Exemplo de três transformadores monofásicos ligados num banco trifásico

Neste caso, as duas extremidades de cada transformador monofásico são tornadas acessíveis por ligação aos respectivos terminais marcados. A Figura 6 mostra o diagrama do banco trifásico, a título de exemplo.

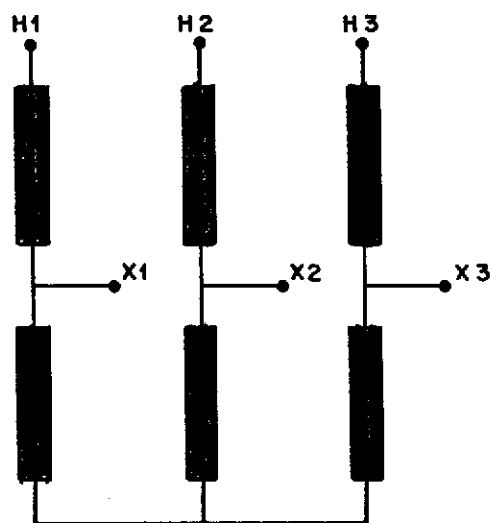


Figura 5 - Designação das ligações de transformadores trifásicos por meio de símbolos de ligação - Autotransformador Ya0

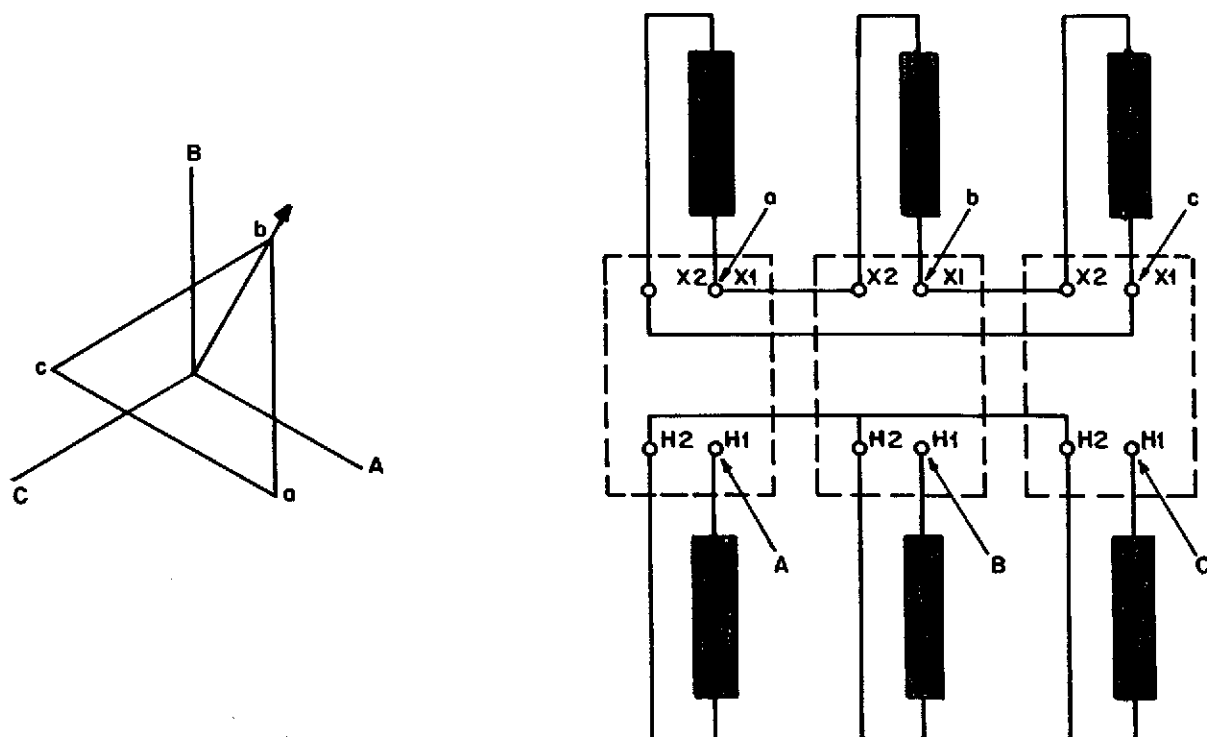


Figura 6 - Exemplo de três transformadores monofásicos ligados para formarem um banco trifásico (símbolo de ligação Yd1)

Índice

1	Objetivo	5.2.2	Derivação principal
2	Documentos complementares	5.2.3	Especificação da faixa de derivações
3	Definições	5.2.4	Potência de derivação
4	Condições gerais	5.2.5	Tensão de derivação
4.1	Condições normais de funcionamento	5.3	Impedância de curto-circuito
4.1.1	Temperatura do meio de resfriamento	Tabela 7	Temperatura de referência
4.1.2	Altitude	5.4	Impedância de seqüência zero
4.1.3	Tensão de alimentação	5.5	Perdas
4.1.4	Corrente de carga	5.6	Corrente de excitação
4.1.5	Fluxo de potência	5.7	Classificação dos métodos de resfriamento
4.2	Condições normais de transporte e instalação	Tabela 8	Símbolos literais
4.3	Condições especiais	Tabela 9	Ordem dos símbolos
5	Condições específicas	5.8	Limites de elevação de temperatura
5.1	Característica nominal	Tabela 10	Limites de elevação de temperatura
5.1.1	Potência nominal	Tabela 11	Redução da potência nominal, para altitudes superiores a 1000 m
Tabela 1	Fatores de fase	5.9	Requisitos relativos à capacidade de suportar curtos-circuitos
5.1.2	Condições de carregamento	5.9.1	Considerações gerais
5.1.3	Tensão nominal	5.9.2	Transformadores com dois enrolamentos separados
5.1.4	Corrente nominal	5.9.3	Transformadores com mais de dois enrolamentos e autotransformadores
5.1.5	Frequência nominal	5.9.4	Transformadores de reforço
5.1.6	Tensão máxima do equipamento e nível de isolamento	5.9.5	Transformadores diretamente associados a outro equipamento
Tabela 2	Níveis de isolamento para tensões máximas do equipamento iguais ou inferiores a 242 kV	5.9.6	Equipamento de comutação
Tabela 3	Níveis de isolamento para tensões máximas do equipamento iguais ou superiores a 362 kV	5.9.7	Terminal de neutro
Tabela 4	Espaçamentos externos mínimos para transformadores de tensão máxima do equipamento igual ou inferior a 145 kV	5.9.8	Capacidade térmica de suportar curtos-circuitos
Tabela 5	Níveis de isolamento do terminal de neutro	5.9.9	Capacidade dinâmica de suportar curtos-circuitos
Tabela 6	Correção da rigidez dielétrica do ar, para altitudes acima de 1000 m	Tabela 12	Valores máximos admissíveis θ_2 da máxima temperatura média do enrolamento após curto-circuito
5.2	Derivações	Tabela 13	Valores do fator "a"
5.2.1	Número de derivações		

5.10	Características construtivas	Tabela 18	Acessórios para transformadores
5.10.1	Classificação térmica dos materiais isolantes	5.14.1	Indicador externo de nível do óleo
Tabela 14	Classes de temperatura de materiais isolantes	5.14.2	Indicador de temperatura do enrolamento
5.10.2	Características do líquido isolante	5.14.3	Indicador de temperatura do óleo
5.10.2.1	Características do óleo isolante, antes do contato com o equipamento	5.14.4	Provisão para instalação de termômetro para óleo
5.10.2.2	Características do óleo isolante, após o contato com o equipamento	5.14.5	Dispositivo para alívio de pressão
5.10.3	Tanque do transformador e respectiva tampa	5.14.6	Relé detector de gás tipo Buchholz ou equivalente
5.10.4	Radiadores	5.14.7	Caixa com blocos de terminais para ligação dos cabos de controle
5.10.5	Acabamento do tanque e dos radiadores	5.14.8	Válvula de drenagem de óleo
5.10.6	Juntas de vedação	5.14.9	Meios de ligação para filtro
5.10.7	Aterramento do núcleo	5.14.10	Dispositivo para retirada de amostra de óleo
5.10.8	Suportabilidade a vácuo	5.14.11	Conservador de óleo (em transformadores não selados)
Tabela 15	Características do óleo mineral isolante tipo A (para tensão máxima do equipamento superior a 145 kV)	5.14.12	Válvulas para retenção do óleo dos radiadores ou trocadores de calor
Tabela 16	Características do óleo mineral isolante tipo B (para tensão máxima do equipamento igual ou inferior a 145 kV)	5.14.13	Meios de aterramento do tanque
Tabela 17	Características do óleo mineral isolante tipo A ou tipo B, após contato com o equipamento	5.14.14	Meios para suspensão da parte ativa do transformador completamente montado, das tampas, do conservador de óleo e dos radiadores
5.11	Marcação dos enrolamentos e terminais	5.14.15	Meios para locomoção
5.11.1	Enrolamentos	5.14.16	Apolos para macacos
5.11.2	Terminais	5.14.17	Abertura de visita
5.11.3	Localização dos terminais H	5.14.18	Abertura de inspeção
5.11.4	Terminal de neutro	5.14.19	Comutador de derivações sem tensão
5.11.5	Localização dos terminais em transformadores monofásicos	5.15	Ligação dos enrolamentos de fase e indicação do deslocamento angular
5.12	Elementos de ligação aos circuitos	5.16	Placa de identificação
5.12.1	Buchas	5.17	Grandezas normalizadas para tipos particulares de transformadores de potência
5.13	Comutador de derivações em carga	5.18	Polaridade
5.13.1	Acionamento motorizado do comutador de derivações em carga	5.19	Tolerâncias
5.13.2	Comando automático do comutador de derivações em carga	Tabela 19	Indicação dos níveis de isolamento na placa de identificação
5.13.3	Comutador de derivações em carga em unidades monofásicas	Tabela 20	Grandezas normalizadas e respectivas normas
5.14	Acessórios	Tabela 21	Tolerâncias

6	Inspeção e ensaios	6.7	Características dos ensaios especiais
6.1	Ensaio de rotina	6.7.1	Medição da impedância de sequência zero em transformadores trifásicos
6.2	Ensaio de tipo	6.7.2	Análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante
6.3	Ensaio especiais	6.7.3	Medição do fator de potência do isolamento
6.4	Características dos ensaios de rotina	6.7.4	Vácuo interno
6.4.1	Resistência elétrica dos enrolamentos	6.7.5	Ensaio de nível de tensão de radiointerferência
6.4.2	Relação de tensões	6.7.6	Ensaio para verificação do esquema de pintura das partes externa e interna do transformador
6.4.3	Resistência do isolamento	Tabela 23	Níveis de ruído para transformadores em óleo de potência nominal igual ou inferior a 500 kVA
6.4.4	Polaridade	Tabela 24	Níveis de ruído para transformadores em óleo de potência nominal superior a 500 kVA
6.4.5	Deslocamento angular e sequência de fases	Tabela 25	Níveis de ruído para transformadores em óleo de potência nominal superior a 500 kVA
6.4.6	Perdas (em vazio e em carga)	ANEXO A	Figuras 1, 2, 3 e 4
6.4.7	Corrente de excitação	Figura 1	Marcação dos enrolamentos e terminais - Polaridade
6.4.8	Impedância de curto-circuito	Figura 2	Diagrama ilustrativo dos símbolos de ligação
6.4.9	Ensaio dielétricos	Figura 3	Exemplos de símbolos de ligação, marcação de terminais e diagramas fasoriais de tensão de transformadores trifásicos
6.4.10	Estanqueidade e resistência à pressão	Figura 4	Marcação dos terminais de transformadores e diagramas fasoriais da tensão, para ligações de transformadores trifásicos
6.4.10.1	Estanqueidade e resistência à pressão a quente (transformadores subterrâneos)	ANEXO B	Designação do deslocamento angular
6.4.11	Verificação do funcionamento dos acessórios	B-1	Transformadores trifásicos
6.4.12	Ensaio no óleo isolante	B-1.1	Transformadores com enrolamentos separados
6.4.13	Verificação da espessura e da aderência da pintura da parte externa	B-1.2	Autotransformadores
Tabela 22	Valores para ensaio de estanqueidade e resistência à pressão	B-2	Exemplo de três transformadores monofásicos ligados num banco trifásico
6.5	Ensaio dielétricos	Figura 5	Designação das ligações de transformadores trifásicos por meio de símbolos de ligação - Autotransformador Ya0
6.5.1	Requisitos gerais	Figura 6	Exemplo de três transformadores monofásicos ligados para formarem um banco trifásico (símbolo de ligação Yd1)
6.5.2	Ensaio de tensão suportável nominal à frequência industrial		
6.5.3	Ensaio de tensão induzida		
6.5.4	Ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico		
6.5.5	Ensaio de tensão suportável nominal de impulso de manobra		
6.6	Características dos ensaios de tipo		
6.6.1	Ensaio de elevação de temperatura		
6.6.2	Ensaio de nível de ruído		
6.6.3	Ensaio no óleo isolante		