

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
PROGRAMA DE MOBILIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

**COMISSIONAMENTO DE
TRANSFORMADORES DE FORÇA: DO PROJETO À
ENTRADA EM OPERAÇÃO**

**HARISON ARAUJO ANTUNES
MIKELY PEREIRA BRITO**

**VITÓRIA – ES
MAIO/2010**

**HARISON ARAUJO ANTUNES
MIKELY PEREIRA BRITO**

**COMISSIONAMENTO DE
TRANSFORMADORES DE FORÇA: DO PROJETO À
ENTRADA EM OPERAÇÃO**

Parte manuscrita do Trabalho de Fim de Curso dos alunos Harison Araujo Antunes e Mikely Pereira Brito, apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, *Curso de Pós-graduação Latu Sensu: Engenharia De Condicionamento/Comissionamento*.

**VITÓRIA – ES
MAIO/2010**

**HARISON ARAUJO ANTUNES
MIKELY PEREIRA BRITO**

**COMISSIONAMENTO DE
TRANSFORMADORES DE FORÇA: DO PROJETO À
ENTRADA EM OPERAÇÃO**

COMISSÃO EXAMINADORA:

**Prof. Paulo José Mello Menegáz, Dr.
Orientador**

Prof. Celso José Munaro, Dr.

Prof. Paulo César Alves dos Santos

Vitória - ES, 28, Maio, 2010

DEDICATÓRIA

Aos que amamos.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela vida e pelo cuidado diário.

Ao professor e orientador Paulo José Mello Menegáz pela disponibilidade e pela ajuda na realização deste trabalho, bem como durante toda a trajetória do curso.

Aos demais professores do Prominp pelo incentivo e contribuição na nossa formação, e também aos colegas do curso pela cumplicidade, pelas trocas de experiência e pelo apoio.

E finalmente, a todos os familiares e amigos pela compreensão e pelo incentivo nos momentos de dificuldade.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Circuito de um transformador com núcleo de ar.....	13
Figura 2.2 – Circuito de um transformador ideal	14
Figura 2.3 – Circuito de um transformador real	15
Figura 2.4 – Transformador de potência.....	16
Figura 2.5 – Parte ativa de transformador a óleo.....	18
Figura 2.6 – Núcleo ferromagnético	20
Figura 2.7 – Acessórios mais utilizados em transformadores	22
Figura 2.8 – Transformador a óleo	23
Figura 2.9 – Transformador a seco	24
Figura 3.1 – Ligação típica para o ensaio em curto-circuito	31
Figura 3.2 – Ligação típica para o ensaio a vazio.....	33
Figura 4.1 – Acidente no transporte de transformador de grande porte	48
Figura 4.2 – Manuseio de partes de um transformador	50
Figura 4.3 – Instalação de transformador em campo.....	53
Figura 5.1 – Corrente de magnetização	59

LISTA DE TABELA

Tabela 3-1 – Tolerâncias para ensaio de relação de transformação	30
Tabela 3-2 – Tolerâncias para ensaio de curto-circuito e das perdas em carga	32
Tabela 3-3 – Tolerâncias para ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação.....	33
Tabela 3-4 – Valores para ensaio de estanqueidade	35
Tabela 3-5 – Características do óleo mineral isolante, após contato com o equipamento.....	37
Tabela 3-6 – Limites de elevação de temperatura de transformadores secos.....	40
Tabela 3-7 – Limites de elevação de temperatura de transformadores a óleo.....	41
Tabela 3-8 – Requisitos para ensaios dielétricos de transformadores a óleo	41
Tabela 3-9 – Fatores de correção para ensaio de fator de potência de isolamento	43

SIMBOLOGIA

V_1 – tensão alternada no primário do transformador
 V_2 – tensão alternada no secundário do transformador
 E_1 – tensão induzida no primário do transformador
 E_2 – tensão induzida no secundário do transformador
 N_1 – número de espiras dos enrolamentos primário
 N_2 – número de espiras dos enrolamentos secundário
 I_1 – corrente no primário do transformador
 I_2 – corrente de carga
 α – Relação de transformação do transformador
 ϕ_m – fluxo mútuo
 ϕ_1 – fluxo disperso no enrolamento primário
 ϕ_2 – fluxo disperso no enrolamento secundário
 X_{L1} – reatância primária
 X_{L2} – reatância secundária
 r_1 – resistência do enrolamento primário
 r_2 – resistência do enrolamento secundário
 Z_1 – impedâncias do enrolamento primário
 Z_2 – impedâncias do enrolamento secundário
 U_m – Tensão máxima do equipamento
 P_{cc} – potência de curto circuito
 V_{cc} – tensão de curto-circuito
 I_{cc} – corrente em curto-circuito
 $Z_{\%}$ – impedância percentual
 Z_{cc} – impedância de curto-circuito
 X_{cc} – Reatância de curto-circuito
 R_{cc} – resistência de curto-circuito
 P_o – potência a vazio
 I_o – corrente de excitação
 V_o – tensão nominal.

V_{cc} – Tensão contínua

$\cos\phi_{20}$ – fator de potência corrigido para a temperatura de referência (20°C)

$\cos\phi_t$ – fator de potência medido na temperatura de ensaio

k – fator de correção para ensaio de fator de potência de isolamento.

TC – transformador de corrente

CLP – controlador lógico-programável

PCB – bifenila policlorada

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	I
AGRADECIMENTOS	II
LISTA DE FIGURAS	III
LISTA DE TABELA	IV
SIMBOLOGIA.....	V
SUMÁRIO	VII
RESUMO.....	X
1 INTRODUÇÃO	11
2 TRANSFORMADORES ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	12
2.1 Introdução	12
2.2 Princípio de funcionamento	12
2.2.1 Transformador Ideal	13
2.2.2 Transformador Real.....	15
2.3 Partes Construtivas.....	16
2.4 Parte ativa.....	18
2.5 Acessórios	20
2.6 Transformador a Óleo	22
2.7 Transformador a Seco	23
2.8 Documentação técnica	25
2.8.1 Especificação.....	25
2.8.2 Desenhos	26
2.8.3 Plano de inspeção e testes	26
2.9 Conclusão.....	27
3 ENSAIOS	28
3.1 Introdução	28
3.2 Ensaio de Rotina.....	28
3.2.1 Medição da resistência dos enrolamentos	29
3.2.2 Medição da relação de transformação e da polaridade e verificação do deslocamento angular e da seqüência de fases.....	30

3.2.3	Medição da impedância de curto-circuito e das perdas em carga	30
3.2.4	Medição das perdas em vazio e corrente de excitação	32
3.2.5	Ensaio dielétricos	33
3.2.6	Ensaio de comutador de derivações em carga	34
3.2.7	Medição da resistência de isolamento	35
3.2.8	Estanqueidade e resistência a pressão	35
3.2.8.1	Ensaio a temperatura ambiente	36
3.2.8.2	Ensaio a quente (transformadores subterrâneos).....	36
3.2.9	Verificação do funcionamento dos acessórios	36
3.2.10	Ensaio de óleo isolante	37
3.2.11	Verificação da espessura e aderência da pintura da parte externa de transformadores com $U_m \geq 242$ kV	37
3.2.11.1	Para transformadores com $U_m \geq 242$ kV	37
3.2.11.2	Para transformadores com $U_m < 242$ kV	38
3.3	Ensaio de Tipo	38
3.3.1	Ensaio de elevação de temperatura	39
3.3.2	Ensaio dielétricos de tipo	41
3.3.3	Ensaio de óleo isolante	42
3.3.4	Ensaio de fator de potência do isolamento	42
3.3.5	Ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico.....	43
3.3.6	Ensaio de nível de ruído	44
3.3.7	Ensaio de nível de tensão de radiointerferência	44
3.4	Ensaio Especiais	44
3.4.1	Análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante.....	46
3.4.2	Ensaio de tensão induzida com medição de descarga parcial	46
3.5	Conclusão	47
4	LOGÍSTICA E INSTALAÇÃO	48
4.1	Introdução	48
4.2	Transporte	48
4.3	Recebimento.....	49

4.3.1	Inspeção de Recebimento	49
4.3.2	Descarregamento e Manuseio	50
4.4	Armazenagem	51
4.4.1	Transformadores.....	51
4.4.2	Componentes e Acessórios.....	51
4.5	Instalação e Montagem	52
4.6	Conclusão	54
5	COMISSIONAMENTO.....	55
5.1	Introdução	55
5.2	Dispositivos de Supervisão e Acessórios.....	55
5.3	Transformador.....	56
5.4	Óleo Isolante	57
5.5	Verificação de Instalações e Proteção.....	57
5.6	Energização	58
5.7	Conclusão	60
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	61
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	62

RESUMO

Este trabalho apresenta as etapas do condicionamento e comissionamento de transformadores de força, que têm como objetivo evitar perdas e paradas de produção, garantir a confiabilidade do equipamento e assegurar os recursos de garantia do fornecedor. Inicialmente, são apresentadas as principais características dos transformadores elétricos de potência, tais como princípio de funcionamento, partes construtivas, parte ativa, acessórios, documentação técnica e comparações entre transformadores a seco e a óleo. Em seguida, são discutidos os procedimentos dos ensaios realizados em transformadores e apresentados aspectos relacionados à logística e instalação dos mesmos. Por fim, são discutidas as etapas de condicionamento e comissionamento dos transformadores, abordando-se as tarefas realizadas antes e depois de colocá-los em operação.

1 INTRODUÇÃO

O transformador de potência caracteriza-se como sendo um dos principais equipamentos do sistema elétrico. Sua utilização justifica-se pela necessidade de reduzir as perdas por efeito joule, assim como a seção, o peso e o custo das linhas de transmissão. Isso porque as usinas geradoras e os grandes centros consumidores de energia estão em geral muito afastados. Dessa maneira, a utilização de transformadores de potência viabiliza tecnicamente a construção das linhas de transmissão (CO; MARCELLOS; SOUZA, 2003).

A norma NBR 5356 (1993) define transformadores de potência como sendo equipamentos estáticos com dois ou mais enrolamentos que, por indução eletromagnética, transformam um sistema de tensão e de corrente alternadas em outro sistema de tensão e corrente, de valores geralmente diferentes, porém com a mesma frequência. O objetivo dos transformadores é o de transmitir potência elétrica.

Transformadores de potência são projetados para transmitir potências de valores elevados, sendo, portanto, utilizados em grandes indústrias e locais cuja demanda de energia é elevada.

O condicionamento e o comissionamento são atividades imprescindíveis para garantir que um equipamento ou um sistema entre em operação atendendo aos requisitos necessários ao seu bom funcionamento. No caso específico dos transformadores, as atividades de condicionamento correspondem às etapas de verificações que antecedem a instalação do mesmo em campo, tais como os ensaios estabelecidos por normas, transporte, recebimento, armazenagem e instalação. As atividades de comissionamento envolvem a supervisão e verificação de acessórios, bem como a verificação das instalações e sistemas de proteção e supervisão do equipamento.

Com base nas informações acima, este trabalho tem como objetivo apresentar com detalhes as etapas de comissionamento e condicionamento de transformadores de potência, abordando definições e requisitos relevantes para essas atividades, assim como testes e critérios de aceitação recomendados por normas.

2 TRANSFORMADORES ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1 Introdução

O transformador elétrico de potência é definido como um equipamento estático com dois ou mais enrolamentos que, por indução eletromagnética, transforma um sistema de tensão e corrente alternadas em outro sistema de tensão e corrente, de valores geralmente diferentes, mas à mesma frequência, com o objetivo de transmitir potência elétrica.

Neste capítulo são tratados os princípios fundamentais de funcionamento deste equipamento, aspectos construtivos e de projeto, objetivando fornecer conceitos básicos para a realização do processo de condicionamento/comissionamento de transformadores elétricos de potência.

2.2 Princípio de funcionamento

Os transformadores operam de acordo com o princípio da indução mútua entre duas bobinas ou circuitos indutivamente acoplados. Quando uma das bobinas, chamada de primário, é alimentada com uma tensão alternada, é produzido um fluxo alternado de amplitude dependente da tensão aplicada, da frequência e do número de espiras. Através do fluxo mútuo, uma tensão será induzida na outra bobina, chamada de secundário. O valor dessa tensão induzida depende do número de espiras do secundário assim como da magnitude do fluxo mútuo e da frequência. Esse é o fenômeno da indução eletromagnética. A essência da ação transformadora está na existência de um fluxo variável no tempo entre as duas bobinas (FITZGERALD; KINGSLEY; KUSKO, 1992).

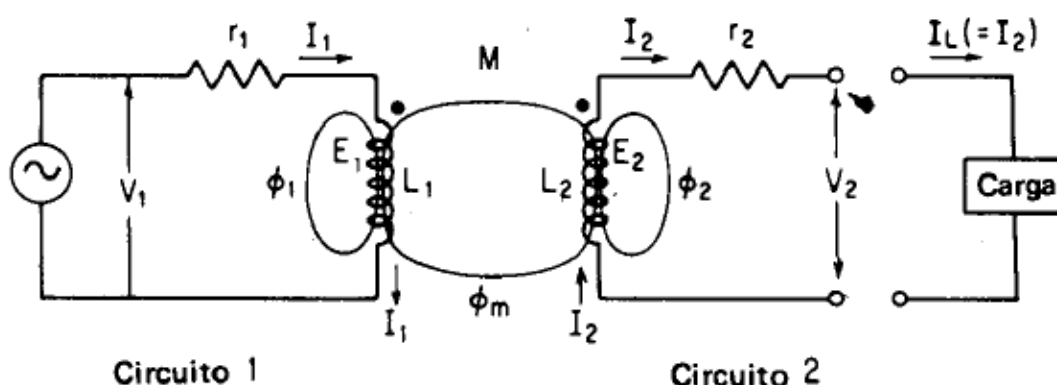


Figura 2.1 – Circuito de um transformador com núcleo de ar

Dependendo do grau de acoplamento magnético entre os dois circuitos, a indução pode ser mais ou menos efetiva. Se eles estiverem frouxamente acoplados, como é o caso de transformadores a núcleo de ar, a indução será pequena. Porém, estando eles enrolados em um núcleo de ferro comum, diz-se que eles estão fortemente acoplados, produzindo um fluxo elevado e resultando em uma eficiente indução eletromagnética. A figura 2.1 mostra o circuito de um transformador com núcleo de ar.

2.2.1 Transformador Ideal

Na figura 2.2 é ilustrado o circuito de um transformador ideal. Com a aplicação da tensão alternada V_1 no primário do transformador, uma corrente I_1 circulará nesses terminais, produzindo assim um fluxo mútuo ϕ_m que irá induzir as tensões E_1 e E_2 , chamadas de forças contra eletromotrizes. Pela lei de Lenz, E_1 e E_2 se opõem à tensão aplicada V_1 . Caso seja acoplada uma carga nos terminais do secundário, uma corrente I_2 será produzida.

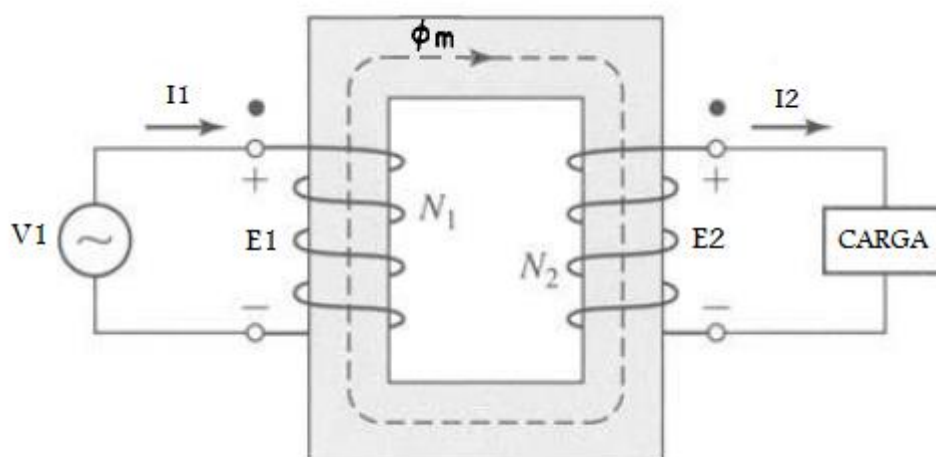


Figura 2.2 – Circuito de um transformador ideal

Pela lei de Faraday, tem-se que:

$$(2.1) E_1 = N_1 d\phi_m/dt$$

$$(2.2) E_2 = N_2 d\phi_m/dt$$

Onde N_1 e N_2 correspondem ao número de espiras dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente.

Assim, tem-se que:

$$(2.3) E_1/E_2 = N_1/N_2$$

N_1/N_2 corresponde à relação de transformação, α .

No caso de um transformador ideal, sem perdas, não existindo fluxos dispersos primários nem secundários, pode-se dizer que:

$$(2.4) \alpha = N_1/N_2 = I_1/I_2 = V_1/V_2$$

Assim,

$$(2.5) V_1 \cdot I_1 = V_2 \cdot I_2$$

2.2.2 Transformador Real

Para o caso de um transformador real, conforme mostra a Figura 2.3, a aplicação de uma tensão V_1 irá produzir pequenos fluxos dispersos nos enrolamentos primário e secundário, ϕ_1 e ϕ_2 , além do fluxo mútuo ϕ_m .

Dessa maneira, os fluxos ϕ_1 e ϕ_2 irão produzir indutâncias de dispersão X_{L1} e X_{L2} . Além disso, por serem os enrolamentos constituídos de condutores de cobre, eles apresentam resistências internas r_1 e r_2 (KOSOW, 1989).

Essas reatâncias e resistências compõem as impedâncias Z_1 e Z_2 , conforme é mostrado na figura 2.3.

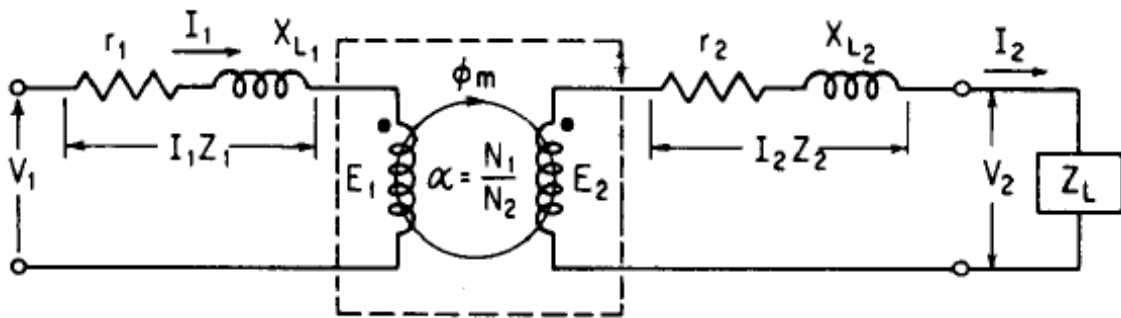


Figura 2.3 – Circuito de um transformador real

Assim, tem-se que:

$$(2.6) \vec{E}_1 = \vec{V}_1 - (\vec{Z}_{L1} \vec{I}_1)$$

$$(2.7) \vec{E}_2 = \vec{V}_2 + (\vec{Z}_{L2} \vec{I}_2)$$

Onde:

$$(2.8) \vec{Z}_{L1} = r_1 + j X_{L1}$$

$$(2.9) \vec{Z}_{L2} = r_2 + j X_{L2}$$

Dessa maneira, para transformadores reais, tem-se que:

$$(2.10) \ V_1 > E_1 \text{ e } V_2 < E_2$$

2.3 Partes Construtivas

Transformadores elétricos de potência são equipamentos compostos por várias partes e acessórios conforme especificação e aplicações. A figura 2.4 mostra os principais componentes externos de um transformador a óleo e a parte interna responsável pela característica eletromagnética do transformador, também chamada de parte ativa.

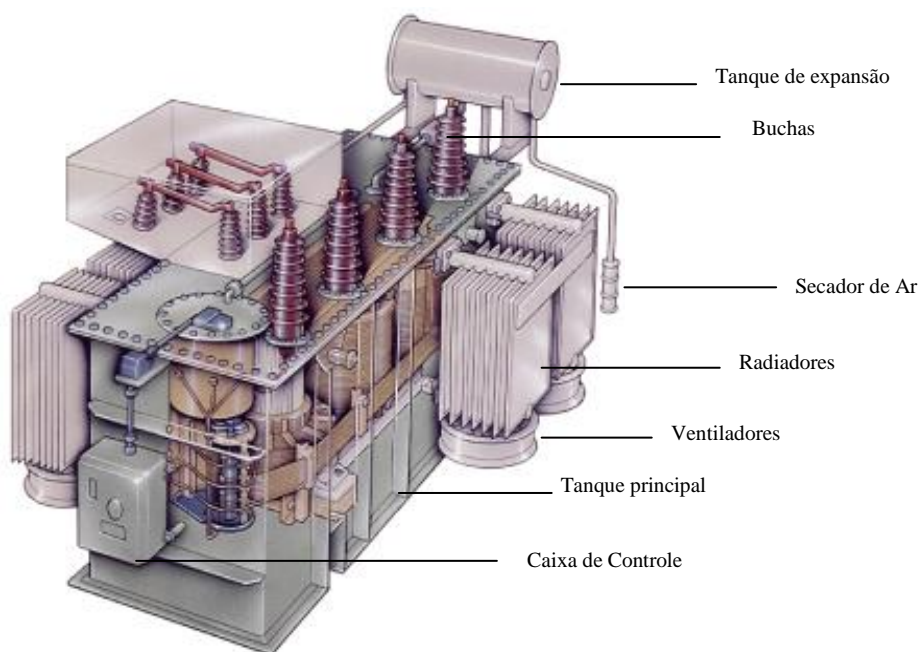


Figura 2.4 – Transformador de potência

a) Tanque principal

O tanque principal é a parte que abriga o núcleo do transformador e o fluido isolante, conectada aos radiadores para circulação do fluido e troca de calor com meio

externo. Essa peça deve ser capaz de suportar altas pressões e esforços mecânicos conforme a potência do equipamento.

b) Tanque de expansão

O tanque de expansão, também chamado de conservador de óleo é a peça responsável pelo recebimento de óleo quando este se expande em virtude do aquecimento interno. O conservador de óleo realiza a compensação necessária em virtude desta expansão, sendo utilizado, em geral, em unidades com potencia superior a 2000 kVA (FILHO, 2005).

c) Radiadores

Os radiadores são dispositivos utilizados para auxílio na refrigeração de transformadores, sendo responsáveis pela dissipação térmica do óleo, através da troca de calor com o meio externo ao transformador através de aletas com maior superfície de contato com o ar. A eficiência desse sistema de refrigeração pode ser melhorada adicionando a ele ventilação forçada por meio de ventiladores conforme mostra a figura 2.4.

d) Buchas

As buchas são os componentes responsáveis pela conexão dos cabos ou barramentos elétricos de alimentação e distribuição aos enrolamentos do transformador mantendo, contudo a estanqueidade do equipamento e a isolamento elétrica do mesmo.

e) Placa de identificação

A placa de identificação é um acessório obrigatório em todos os transformadores e deve conter informações de características elétricas e funcionais, conforme indicado pela norma NBR 5356 (1993). As principais informações contidas na placa de identificação de um transformador de potência são:

- Fabricante;
- Número de série de fabricação;
- Data de fabricação;
- Potência;
- Norma utilizada para fabricação;

- Impedância percentual $Z_{\%}$;
- Tipo de líquido isolante;
- Tensão primária e derivações, tensão secundária;
- Diagrama de ligação;
- Diagrama fasorial (trifásico) e polaridade;
- Volume do líquido isolante em litros;
- Massa total;

2.4 Parte ativa

A parte ativa de um transformador corresponde à parte efetivamente funcional do equipamento. É composta pelo núcleo ferromagnético, enrolamentos primários, secundários e a parte de sustentação mecânica e isolamento, conforme mostra a figura 2.5

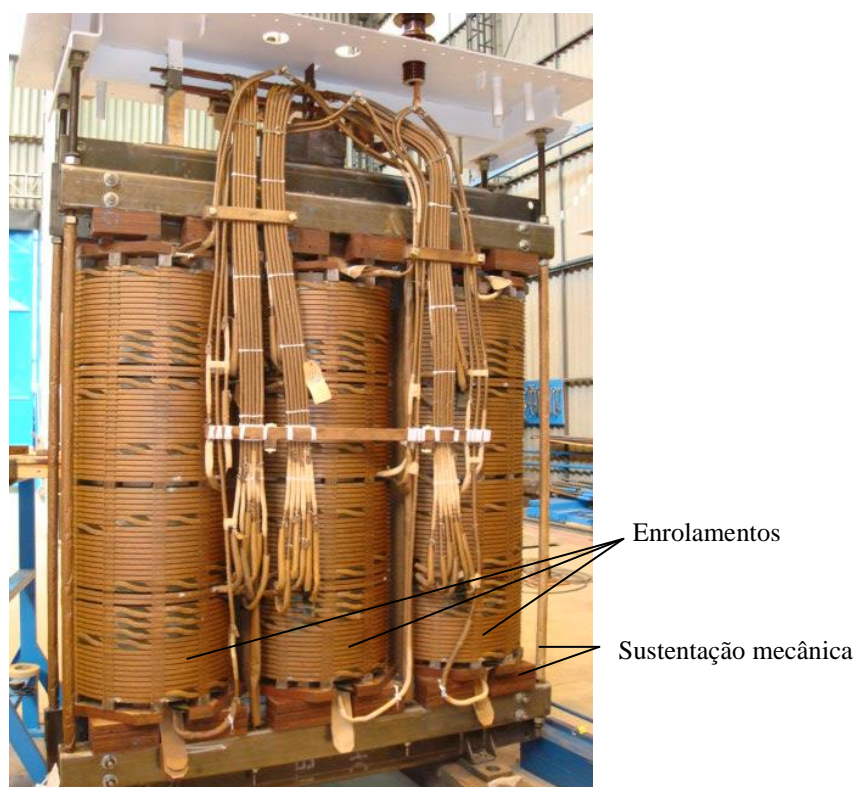


Figura 2.5 – Parte ativa de transformador a óleo

a) Enrolamentos

Os transformadores possuem enrolamentos primários e secundários e em alguns casos, em aplicações especiais, enrolamentos terciários. Os

enrolamentos são normalmente constituídos por bobinas de fios de cobre eletrolítico ou chapas de alumínio, isolados com esmalte ou papel especial.

O projeto das bobinas dos enrolamentos está diretamente ligado à aplicação do transformador. Tendo em vista a necessidade de robustez mecânica das bobinas, estas podem ser fabricadas de formas diferentes, como bobinas de discos, helicoidais ou em chapas retas, por exemplo.

A refrigeração dos enrolamentos é realizada através da circulação de fluido isolante através dos espaçamentos deixados entre as camadas de condutores. O espaçamento entre as camadas é feito via espaçadores de madeira seca ou cartões a base de celulose que também provenham rigidez mecânica ao conjunto.

b) Núcleo

O núcleo é constituído por um material ferromagnético, normalmente constituído pela superposição de grande número de chapas de ferro silício de grãos orientados, que apresentam excelentes características de perdas elétricas e de magnetização, conforme pode ser visto na figura 2.6.

Estando as chapas de ferro silício sob a ação de um fluxo magnético alternado, há o surgimento de perdas elétricas, conhecidas como correntes de Foucault e perdas por histerese, gerando calor no interior do transformador. Visando a dissipação do calor resultante das perdas, as chapas são empacotadas em conjuntos que são montados de forma a originar canais de refrigeração no núcleo ferromagnético.



Figura 2.6 – Núcleo ferromagnético

c) Sustentação mecânica

A parte ativa de um transformador de potência está sujeita a esforços eletromecânicos de grande intensidade, em virtude da interação dos campos eletromagnéticos internos.

Caso haja deslocamento da parte ativa do transformador, podem ocorrer problemas para estabilização de controle do campo elétrico interno e também curtos-circuitos internos em virtude do deslocamento de isoladores que separam partes com diferença de potencial elétrico.

Para conferir robustez mecânica ao conjunto são utilizados calços para fixação de bobinas, tirantes horizontais e verticais e vigas para fixação do núcleo, de sua base e do conjunto completo ao tanque principal do transformador.

2.5 Acessórios

Transformadores elétricos de potência são equipamentos que possuem diversos acessórios, como ventiladores para refrigeração forçada, monitores digitais de temperatura entre inúmeros outros. Os principais acessórios são descritos abaixo e ilustrados na figura 2.7:

- a) **Indicador de nível de óleo:** indicadores magnéticos de nível de óleo, além de atuar como dispositivos de indicação de nível, normalmente também

operam como dispositivos de proteção enviando sinais de alarme e desligamento do transformador quando o fluido isolante atinge níveis pré-determinados de óleo no interior do tanque.

- b) **Termômetro do óleo:** dispositivo utilizado para indicação da temperatura instantânea do óleo e também da maior temperatura registrada durante determinado período. Termômetros de óleo possuem contatos auxiliares que sinalizam condições de alarme e desligamento conforme níveis pré-estabelecidos.
- c) **Válvula de alívio de pressão:** dispositivo responsável pela descarga de óleo para o meio externo ao tanque quando do aumento excessivo da pressão interna, como no caso de curto-circuito. A válvula atua atuando quando a pressão atinge um nível pré-estabelecido e envia sinal de desligamento ao disjuntor correspondente, através de contato auxiliar.
- d) **Relé de súbita pressão:** dispositivo de proteção que atua quando há variação brusca de pressão interna do tanque do transformador. São utilizados em transformadores selados e selados pressurizados. As variações lentas de pressão interna não provocam atuação deste dispositivo. Os relés de pressão súbita atuam acionando um contato elétrico para o desligamento do transformador.
- e) **Relé de Buchholz:** dispositivo de proteção que atua quando há produção excessiva de gases na parte interna do transformador, o que caracteriza indício de falha. Durante a operação, a queima de material isolante, descargas parciais e até mesmo curtos-circuitos provocam aparecimento de gases no óleo do transformador, esses gases são detectados pelo relé Buchholz que será sensibilizado de acordo com a quantidade de gás presente em sua câmara, promovendo então o desligamento do transformador através de contato elétrico do dispositivo. A instalação desse tipo de relé deve ser feita entre o tanque de expansão e o tanque principal respeitando-se o sentido do fluxo dos gases.

- f) **Secador de ar:** durante a expansão e retração do óleo isolante há a entrada de ar no conservador de óleo. Visando-se evitar a entrada de umidade no interior do transformador, utiliza-se o secador de ar, que é um recipiente contendo sílica-gel, produto químico que absorver a umidade do ar.



Figura 2.7 – Acessórios mais utilizados em transformadores

2.6 Transformador a Óleo

Transformadores que utilizam fluido isolante são os mais comumente utilizados em sistemas de distribuição, de força e em plantas industriais.

Os líquidos isolantes utilizados em transformadores normalmente apresentam baixa viscosidade e alta rigidez dielétrica. No Brasil, se utiliza majoritariamente dois tipos de óleo isolante: mineral e silicone.

Os óleos minerais atualmente comercializados no Brasil são os do tipo A ou naftênico e o tipo B ou parafínico.

Os óleos silicone são fluidos a base de polímero sintético tendo como principal elemento o silício. O fluido do tipo silicone apresenta características vantajosas como alta estabilidade térmica, o fato de não ser tóxico e ser quimicamente inerte. Contudo, apresenta viscosidade superior ao fluido mineral devendo o transformador a óleo silicone ser adequadamente dimensionado.



Figura 2.8 – Transformador a óleo

Transformadores isolados a óleo podem ainda ser divididos em três tipos:

- a) **Transformadores selados** – são aqueles que não possuem conservador de óleo. Normalmente fabricados até a potência de 2000 kVA.
- b) **Transformadores pressurizados** – são transformadores similares aos selados, contudo com pressão interna positiva com relação à pressão externa. São normalmente dotados de acessórios como relé de pressão súbita e manovacuômetro para indicação de pressão interna.
- c) **Transformadores com conservador de óleo** – são transformadores dotados do dispositivo de expansão conhecido com tanque de expansão ou conservador de óleo. Um exemplo de transformador com conservador de óleo é o mostrado na figura 2.8.

2.7 Transformador a Seco

Transformadores a seco são comumente empregados em ambientes com risco de incêndio iminentes, tais como refinarias de petróleo e indústrias petroquímicas (FILHO, 2005). São recomendados também para uso em acionamentos móveis (pontes rolantes, carregadores de navios), atmosferas explosivas e interiores de salas elétricas

ou instalações onde o emprego de transformadores a óleo não é recomendado ou proibido.

O princípio de funcionamento dos transformadores a seco é o mesmo dos transformadores isolados a óleo. Quanto à forma construtiva, transformadores a seco possuem enrolamentos primários onde as bobinas são geralmente encapsuladas em epóxi e enrolamentos secundários, normalmente fabricados com folhas de alumínio e isolamento da chapa realizada através de compostos inorgânicos a base de resinas. Na figura 2.9 observa-se um exemplo de transformador a seco.



Figura 2.9 – Transformador a seco

O transformador do tipo seco sofre encapsulamento com enchimento de resina sob vácuo à alta temperatura, essa característica somada à forma construtiva das bobinas, faz com que esse tipo de transformador possua características mecânicas, elétricas e térmicas favoráveis à operação em atmosferas explosivas, devido à robustez e boa suportabilidade térmica adquirida pelo equipamento com esse tipo de tratamento.

Atualmente, tecnologias de fabricação já permitem a construção de transformadores a seco com potências relativamente altas quando comparadas às potências alcançadas há alguns anos atrás. Hoje se pode obter transformadores a seco com cerca de 25 MVA, dessa forma, a utilização desse tipo de transformador é cada

vez maior considerando as vantagens no que tange à segurança, simplicidade, custos de manutenção e instalação.

Comumente, transformadores secos são protegidos através de invólucro, devendo este ser especificado mediante acordo entre fabricante e comprador, tendo seu grau de proteção definido pela NBR 6146 (1980). A qualidade das superfícies interna e externa deve ser assegurada, assim como a proteção contra corrosão.

2.8 Documentação técnica

A documentação técnica de projeto e aquisição de um transformador é determinante para um comissionamento de qualidade, evitando-se assim possíveis perdas operacionais e econômicas. É durante a fase de especificação e verificação de projeto que devem ser detectados quaisquer erros que interfiram na operação do transformador, partindo-se para a fabricação apenas com a certeza do equipamento, com acessórios, dimensões e ensaios desejados corretamente especificados e verificados.

2.8.1 Especificação

A especificação de um transformador deve conter no mínimo os seguintes dados (FILHO, 2005):

- a) Tensão primária
- b) Tensão secundária fase-fase e fase-neutro
- c) Derivações desejadas (tapes)
- d) Potência nominal
- e) Deslocamento angular
- f) Tensão suportável de impulso
- g) Impedância percentual
- h) Acessórios desejados
- i) Ensaios a serem realizados

Recomenda-se que na especificação técnica sejam exigidos os ensaios de rotina para todos os transformadores adquiridos, sendo os ensaios de tipo e especiais

definidos caso a caso conforme criticidade do equipamento e quantidade de equipamentos similares adquiridos.

Caso o transformador esteja sendo especificado para acionamentos não senoidais, deve ser avaliada a necessidade da especificação de um fator K compatível com o acionamento e a instalação de blindagem eletrostática nos enrolamentos, sendo esses itens inspecionados na etapa de ensaios em fábrica.

2.8.2 Desenhos

Os desenhos de projeto e instalações físicas do transformador devem ser verificados criteriosamente, sob o risco de que desvios nesses documentos causem a necessidade de obras civis para adequação ou até mesmo fabricação de equipamento diferentemente do necessitado ou especificado.

Nestes documentos devem-se observar as características físicas e mecânicas do local de instalação, assim como aos meios de conexão (barra/cabos) particulares do projeto. É preciso que se garantam as medidas dimensionais requeridas pelas instalações, assim como, atentar para o tamanho das caixas de proteção das buchas do transformador, devendo essas ser adequadas aos conectores e muflas a serem utilizados.

O desenho do projeto do transformador deve conter cada detalhe especificado, podendo o comprador solicitar correções no projeto, assim como maior detalhamento de itens que julgar conveniente..

2.8.3 Plano de inspeção e testes

Recomenda-se que seja exigido em especificação técnica o fornecimento prévio pelo fabricante do PIT (plano de inspeção e testes). Esse documento caracteriza o planejamento e detalhamento dos ensaios a serem realizados em fábrica, para aceitação do equipamento.

Visando melhor qualidade no processo de condicionamento/comissionamento e otimização de tempo gasto em inspeções em fábrica, o PIT deve conter os ensaios a serem realizados, assim como informações a respeito do laboratório de teste e normas

aplicadas. Contudo, o conteúdo desse documento é passível de acordo entre fabricante e comprador.

2.9 Conclusão

Este capítulo forneceu importantes conceitos quanto aos princípios fundamentais de funcionamento de transformadores de potência, além de apresentar seus aspectos construtivos, de projeto e principais acessórios, utilizando essas informações dentro do contexto do início do condicionamento e comissionamento desse tipo de equipamento.

A ciência destes conceitos básicos e aplicação das recomendações fornecidas neste capítulo permitem uma adequada preparação para realização e o sucesso das próximas atividades de condicionamento, que são os ensaios tratados no próximo capítulo.

3 ENSAIOS

3.1 Introdução

Ensaio são formalmente definidos como “conjunto de medições e verificações que são feitos para se determinar as características de uma máquina, de um processo ou de um produto, por exemplo, quando estiver concluída sua preparação” (MILASCH, 1984).

Por outro lado, a palavra teste é designada para verificações ou medições realizadas após os ensaios. Sendo assim, de maneira formal, em fábrica se realizam os ensaios e em campo se fazem os testes em transformadores.

Os ensaios devem obedecer ao descrito na especificação técnica, seguindo as normas NBR 5356 (1993) e NBR 10295 (1988). No caso de transformadores fabricados no exterior, deve-se observar a especificação de compra e as normas internacionais utilizadas para fabricação.

Os ensaios de transformadores são divididos em ensaios de rotina, de tipo e especiais sendo realizados conforme solicitação do cliente, sob acompanhamento de inspetor, ou não, em conformidade com documentação de aquisição do comprador.

Um projeto bem acompanhado facilita bastante a etapa de ensaios em fábricas, sendo que a potência nominal do projeto serve de base aos ensaios e às garantias do fabricante de um transformador (NBR 10295, 1988).

3.2 Ensaio de Rotina

Os ensaios de rotina devem ser executados em todas as unidades produzidas e são definidos pelas normas NBR 5356 (1993) e NBR 10295 (1988), conforme itens a seguir:

- a) Medição da resistência dos enrolamentos;
- b) Medição da relação de transformação e da polaridade e verificação do deslocamento angular e da sequência de fases;
- c) Medição da impedância de curto-circuito e das perdas em carga;
- d) Medição das perdas em vazio e corrente de excitação;
- e) Ensaio dielétricos de rotina;

- f) Ensaios de comutador de derivações em carga, quando aplicável;
- g) Medição da resistência de isolamento;
- h) Estanqueidade e resistência à pressão;
- i) Verificação do funcionamento dos acessórios;
- j) Ensaios de óleo isolante;
- k) Verificação da espessura e aderência da pintura da parte externa de transformadores com $U_m \geq 242$ kV.

3.2.1 Medição da resistência dos enrolamentos

A norma 5356 (1993) estabelece que a resistência elétrica dos enrolamentos deve ser medida na derivação correspondente à tensão mais elevada e corrigida para a temperatura de referência. Para transformadores polifásicos, o valor deve ser dado por fase. Esse valor a ser ajustado é definido por tabela constante na referida norma. O objetivo desse ensaio é identificar e corrigir possíveis curto-circuitos entre os enrolamentos, erros no número de espiras, diferenças nas seções das barras ou até alterações na qualidade do cobre eletrolítico usado (CAMARA, ?).

Para transformadores do tipo seco, a resistência e a temperatura do enrolamento devem ser medidas simultaneamente. A temperatura do enrolamento deve ser medida através de sensores localizados em posições representativas, de preferência dentro dos enrolamentos.

No caso de transformadores a óleo, determina-se a temperatura média do óleo e considera-se que a temperatura do enrolamento é igual à temperatura média do óleo. A temperatura média do óleo é adotada como a média das temperaturas do óleo nas partes superior e inferior do tanque (topo e fundo do tanque). Quando se mede a resistência a frio, com o propósito de determinar a elevação de temperatura, é necessário envidar esforços especiais para determinar com precisão a temperatura média do enrolamento. A diferença entre as temperaturas do óleo das partes superior e inferior deve ser pequena.

3.2.2 Medição da relação de transformação e da polaridade e verificação do deslocamento angular e da seqüência de fases

Com o objetivo de verificar a correta relação de transformação, a norma NBR 5356 (1993) sugere que sejam realizadas medições da relação de tensões em todas as derivações. As tensões são sempre dadas para o transformador funcionando em vazio. Os limites de tolerância para a aprovação no ensaio são definidos pela NBR 5356 (1993), mostrados na tabela 3-1.

A medição da polaridade é dispensável para transformadores trifásicos, já que é feito o diagrama unifilar fasorial no ensaio de deslocamento angular. Quanto à verificação do deslocamento angular e da seqüência de fases, eles são realizados através do levantamento do diagrama fasorial.

Tabela 3-1 – Tolerâncias para ensaio de relação de transformação

Características Especificadas	Tolerância
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 aplica-se ao valor da tensão correspondente à espira completa mais próxima.	$\pm 1/10$ da impedância de curto-circuito, expressa em porcentagem

3.2.3 Medição da impedância de curto-circuito e das perdas em carga

Os ensaios de medição da impedância de curto-circuito e das perdas em carga devem verificar se os valores reais desses parâmetros estão dentro da tolerância estabelecida e tabelada pela norma 5356 (1993), conforme tabela 3-2. Esses parâmetros devem ser medidos à frequência nominal, aplicando-se uma tensão praticamente senoidal aos terminais de um enrolamento e mantendo-se os terminais do outro enrolamento curto-circuitados. Os demais enrolamentos, se existirem, devem estar em circuito aberto, conforme norma NBR 5356 (1993).

A figura 3.1 mostra um esquema de ligação típica para o ensaio de curto circuito (CO; MARCELLOS; SOUZA, 2003).

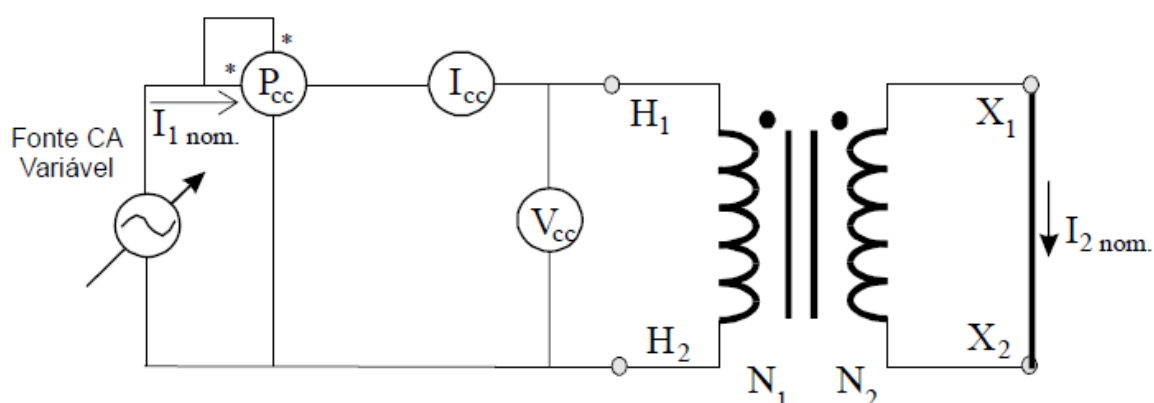


Figura 3.1 – Ligação típica para o ensaio em curto-circuito

Para esse ensaio, aplica-se uma tensão CA regulável no lado de alta tensão até que seja atingida, no mesmo lado de alta, a corrente nominal. Dessa maneira, são medidas a potência de curto circuito (P_{cc}) e a tensão de curto-circuito (V_{cc}). Sabe-se que nesse caso, a corrente de curto-circuito (I_{cc}) corresponde à corrente nominal.

De posse desses valores, calcula-se a resistência, a impedância e a reatância de curto-circuito utilizando-se as seguintes equações:

$$(3.1) R_{cc} = P_{cc} / I_{cc}^2$$

$$(3.2) Z_{cc} = V_{cc} / I_{cc}$$

$$(3.3) X_{cc} = (Z_{cc}^2 - R_{cc}^2)^{1/2}$$

Observa-se nesse caso que, estando o lado de baixa tensão curto-circuitado, a tensão necessária para a circulação de correntes nominais é bem inferior ao correspondente valor nominal, chegando a valores de aproximadamente 10% da tensão nominal. Dessa maneira, as perdas por histerese e correntes parasitas no núcleo do transformador serão desprezíveis, podendo-se então admitir que a potência (P_{cc}) medida nesse ensaio corresponde apenas às perdas nos enrolamentos do transformador.

Os critérios para aprovação do equipamento submetido aos ensaios de impedância de curto-circuito e perdas em carga são definidos na tabela 3-2.

Tabela 3-2 – Tolerâncias para ensaio de curto-circuito e das perdas em carga

Item	Características Especificadas	Tolerância
01	Impedância de curto-circuito a) Diferença no valor medido em relação ao valor declarado pelo fabricante b) Tolerâncias na diferença entre os valores de impedância de quaisquer dois transformadores do mesmo projeto, em relação ao valor declarado pelo fabricante.	
	- Transformadores de dois enrolamentos - Transformadores de mais de dois enrolamentos - Transformadores com enrolamentos em ziguezague - Autotransformadores	$\pm 7,5 \%$ $\pm 10 \%$ $\pm 10 \%$ $\pm 10 \%$
	c) São considerados aptos a trabalhar em paralelo os transformadores que obedecem aos limites acima especificados.	
02	Perdas em carga (qualquer tipo de transformador)	+6%

3.2.4 Medição das perdas em vazio e corrente de excitação

De maneira semelhante aos ensaios anteriores, os ensaios de medição das perdas em vazio e corrente de excitação devem verificar se os valores reais desses parâmetros estão dentro da tolerância estabelecida e tabelada pela norma 5356 (1993), conforme tabela 3-3. Nesse caso, as perdas em vazio e a corrente de excitação devem ser medidas em um dos enrolamentos à frequência nominal e com tensão igual à tensão nominal, se o ensaio for realizado na derivação principal, ou igual a tensão de derivação apropriada, se o ensaio for realizado em outra derivação. Os demais enrolamentos devem ser deixados em circuito aberto e quaisquer enrolamentos que podem ser conectados em triângulo aberto devem ter o triângulo fechado, conforme norma NBR 5356 (1993).

A figura 3.2 mostra um esquema de ligação típica para o ensaio de curto circuito (CO; MARCELLOS; SOUZA, 2003).

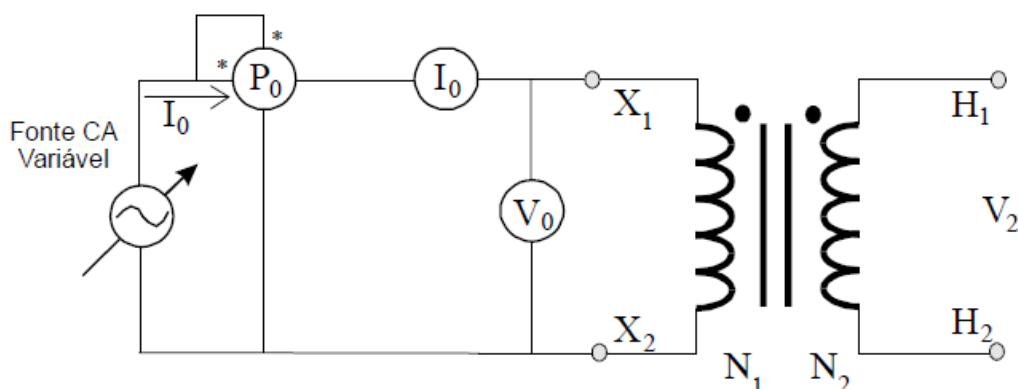


Figura 3.2 – Ligação típica para o ensaio a vazio

Esse ensaio é realizado com tensão nominal. Dessa maneira, são medidas a potência a vazio (P_0) e a corrente de excitação (I_0). Sabe-se que nesse caso, a tensão (V_0) corresponde à tensão nominal.

Observa-se nesse caso que, estando um lado em aberto, a corrente no lado onde foi aplicada a tensão nominal será muito pequena, desprezando-se assim as perdas no cobre por ela produzidas. Com isso, a leitura do wattímetro (P_0) é tomada como sendo apenas o valor das perdas no núcleo do transformador, ou seja, as perdas por histerese e correntes parasitas. Elas são constantes independentes da carga, desde que seja mantida constante a tensão aplicada. Os critérios para aceitação do equipamento submetido aos ensaios de perdas em vazio e corrente de excitação são mostrados na tabela 3-3.

Tabela 3-3 – Tolerâncias para ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação

Item	Características Especificadas	Tolerância
01	Perdas em vazio (qualquer tipo de transformador)	+10%
02	Corrente de Excitação	+20%

3.2.5 Ensaios dielétricos

Esses ensaios têm como objetivo verificar os requisitos dielétricos padronizados. Segundo a norma NBR 5356 (1993), eles devem ser executados de acordo com a sequência a seguir:

- a) Impulso de manobra (IM) para terminal de linha: visa verificar a suportabilidade a impulso de manobra dos dos terminais de linha e dos enrolamentos a eles conectados para terra e para outros enrolamentos, a suportabilidade entre fases e ao longo do enrolamento sobre ensaio.
- b) Impulso atmosférico (IA) nos terminais de linha: visa verificar a suportabilidade a impulso atmosferico do transformador, quando o impulso for aplicado a seus terminais de linha.
- c) Impulso atmosférico no terminal de neutro: visa para verificar a suportabilidade a tensão de impulso atmosférico do terminal de neutro e dos enrolamentos a ele conectados, para terra e para outros enrolamentos, e ao longo do enrolamento sob ensaio.
- d) Ensaio de tensão suportável a frequência industrial ou tensão aplicada: visa verificar a suportabilidade a tensões alternadas, para a terra e para os outros enrolamentos, dos terminais de linha e de neutro e dos respectivos enrolamentos a eles conectados.
- e) Tensão induzida de curta duração (CACD): visa verificar a suportabilidade a tensões alternadas, para a terra e para os outros enrolamentos, de cada terminal de linha e de neutro e respectivos enrolamentos a eles conectados, e a suportabilidade entre fases e ao longo do enrolamento sob ensaio.
- f) Tensão induzida de longa duração (CALD): consiste em um ensaio de controle de qualidade e pretende cobrir sobretensões temporárias e solicitações contínuas durante o serviço. Ele certifica a operação livre de descargas parciais do transformador nas condições operacionais.

3.2.6 Ensaio de comutador de derivações em carga

Este ensaio deve ser efetuado com o comutador de derivações completamente montado no transformador e obedecer à seguinte seqüência de operações:

- a) Oito ciclos completos de funcionamento, com o transformador desenergizado;

- b) Um ciclo completo de funcionamento, com o transformador desenergizado, com 85 % da tensão nominal de alimentação dos auxiliares;
- c) Um ciclo completo de funcionamento com o transformador energizado, em vazio, a tensão e frequência nominais;
- d) Com um enrolamento em curto-circuito e com a corrente mais próxima possível da corrente nominal no enrolamento com derivações, dez operações de mudança de derivações entre dois degraus de cada lado da posição onde o seletor de reversão de derivações opera.

3.2.7 Medição da resistência de isolamento

Segundo a norma NBR 5356 (1993), a resistência de isolamento deve ser medida antes dos ensaios dielétricos. No entanto, este ensaio não constitui critério para aprovação ou rejeição do transformador.

3.2.8 Estanqueidade e resistência a pressão

Este ensaio deve ser realizado antes do início ou após o término dos ensaios dielétricos. O ensaio de estanqueidade tem como objetivo verificar possíveis vazamentos de óleo. Quanto à resistência a pressão, os transformadores devem suportar pressões manométricas de ensaio específicas durante um tempo determinado (NBR 5356, 1993), conforme tabela 3-4.

Tabela 3-4 – Valores para ensaio de estanqueidade

Tipo do transformador	Pressão manométrica Mpa	Tempo de aplicação h
Selado com colchão de gás	0,07	1
Selado de Enchimento Integral	0,01	1
Não selado, com tensão máxima do equipamento superior a 72,5 kV ou potência nominal superior a 10 MVA.	0,05	24
Não selado, com tensão máxima do equipamento inferior a 72,5 kV ou potência nominal inferior a 10 MVA.	0,03	24

3.2.8.1 Ensaio a temperatura ambiente

Neste ensaio, a pressão é aplicada por meio de ar comprimido ou nitrogênio, secos, agindo sobre a superfície do óleo, e é lida num manômetro instalado entre a válvula de admissão do ar e o transformador. Atingida a pressão devidamente especificada, deve-se interromper a entrada do gás, fechando a válvula no tubo de fornecimento. Esta pressão deve manter-se constante durante o tempo de aplicação especificado.

3.2.8.2 Ensaio a quente (transformadores subterrâneos)

Transformadores subterrâneos devem ser ensaiados a quente. A duração do ensaio é de 8 horas e, durante este período, o transformador não deve apresentar vazamentos e sua pressão interna não deve exceder 0,05 MPa.

3.2.9 Verificação do funcionamento dos acessórios

Esse ensaio objetiva verificar os seguintes acessórios:

- a) Indicador externo de nível de óleo;
- b) Indicador de temperatura do óleo;
- c) Relé detector de gás tipo Buchholz ou equivalente;
- d) Indicador de temperatura do enrolamento;
- e) Comutador sem tensão;
- f) Ventilador;
- g) Bomba de óleo;
- h) Indicador de circulação de óleo;
- i) Dispositivo para alívio de pressão;

Para transformadores de potência secos, a norma NBR 10295 (1988) estabelece que os seguintes acessórios devem ser verificados:

- a) Comutador de derivações sem tensão;
- b) Sistema de proteção térmica;
- c) Ventilador;

d) Manômetro.

Pode-se também realizar ensaios de verificação em outros acessórios que porventura o equipamento possa possuir.

3.2.10 Ensaios de óleo isolante

Neste ensaio são verificados os seguintes parâmetros:

- Rigidez dielétrica;
- Teor da água;
- Fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação;
- Tensão interfacial.

Os critérios de aceitação do óleo mineral isolante, após contato com o equipamento, são indicados na tabela 3-5 (NBR 5356, 1993).

Tabela 3-5 – Características do óleo mineral isolante, após contato com o equipamento

Características			Método de ensaio	Unidade	Valores garantidos	
					Mínimo	Máximo
Tensão interfacial a 25 °C			ABNT NBR 6234	mN/m	40	-
Teor de água		Um < 72,5kV	ABNT NBR 5755	ppm	-	25
		Um ≥ 72,5kV			-	15
Rigidez dielétrica		Um < 72,5kV	ABNT NBR 6869	kV	30	-
		Um < 72,5kV	ABNT NBR IEC 60156		50	-
		Um≥ 72,5kV			70	-
Fator de perdas dielétricas ou Fator de dissipação	a 100°C	Um < 72,5kV	ASTM D924	%	-	0,9
		Um≥ 72,5kV			-	0,6
	a 90°C	Um < 72,5kV	IEC 60247		-	0,7
		Um≥ 72,5kV			-	0,5

3.2.11 Verificação da espessura e aderência da pintura da parte externa de transformadores com $U_m \geq 242\text{ kV}$

3.2.11.1 Para transformadores com $U_m \geq 242\text{ kV}$

Os valores de referência dessas medidas são especificados na norma NBR 11388 (1990). Para transformadores com $U_m \geq 242\text{ kV}$, é estabelecido que a espessura especificada deve ser medida em pelo menos três pontos do tanque principal e um

ponto da tampa do transformador. Quanto à aderência, ela deve ser verificada pelo método do corte em grade ou pelo método do corte em X, de acordo com a ABNT NBR 11003.

3.2.11.2 Para transformadores com $U_m < 242$ kV

Para transformadores com $U_m < 242$ kV os ensaios são realizados por amostragem.

3.3 Ensaios de Tipo

Quando se tratar do fornecimento de mais de um transformador e estas forem completamente idênticos em relação aos valores nominais e à construção, os ensaios de tipo podem ser realizados em um único transformador que represente todo o grupo. O objetivo desses ensaios é demonstrar que os transformadores atendem às condições especificadas não cobertas pelos ensaios de rotina (NBR 5356, 1993).

Os ensaios de tipo para transformadores a óleo são:

- a) Ensaio de elevação de temperatura;
- b) Ensaios dielétricos de tipo
- c) Ensaios de óleo isolante para transformadores de tensão nominal inferior a 72,5 kV.

Para transformadores do tipo seco, a norma NBR 10295 (1988) estabelece que os ensaios de tipo são:

- a) Todos os ensaios de rotina;
- b) Ensaio de fator de potência do isolamento;
- c) Ensaio de elevação de temperatura;
- d) Ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico;
- e) Ensaio de nível de ruído;
- f) Ensaio de nível de tensão de radiointerferência.

3.3.1 Ensaio de elevação de temperatura

O método normalizado de determinação, na fábrica, da elevação de temperatura em regime permanente de transformadores imersos em óleo é o método de curto-circuito (NBR 5356, 1993). Durante este ensaio o transformador não é submetido à tensão e à corrente nominais simultaneamente, mas sim às perdas totais calculadas, previamente obtidas pela determinação das perdas em carga à temperatura de referência e das perdas em vazio.

Os objetivos dos ensaios são estabelecer a elevação de temperatura do topo do óleo em regime permanente com dissipação das perdas totais e estabelecer a elevação de temperatura média dos enrolamentos à corrente nominal com a elevação de temperatura do topo do óleo determinada acima.

Isto é realizado em duas etapas:

- a) Aplicação das perdas totais máximas, com o objetivo de estabelecer a elevação de temperatura do óleo sobre o meio de resfriamento. Esta parte do ensaio determina a elevação de temperatura máxima do topo do óleo e do óleo médio. As temperaturas do óleo e do meio de resfriamento são monitoradas e os ensaios continuados até que uma elevação de temperatura do óleo em regime estável seja atingida;
- b) Aplicação de corrente nominal, com o objetivo de estabelecer a elevação de temperatura média dos enrolamentos sobre o óleo, à corrente nominal.

Por acordo mútuo, as duas etapas do ensaio podem ser combinadas em uma só aplicação de potência correspondente a um valor entre as perdas em carga e as perdas totais. Os valores de elevação de temperatura para o topo do óleo e para os enrolamentos devem então ser determinados usando regras de correção previstas na norma NBR 5356 (1993).

O ensaio de elevação de temperatura para transformadores a seco deve ser executado na derivação de maior perda e pode ser realizado de acordo com os seguintes métodos:

- a) Método de carga efetiva - onde um enrolamento do transformador é excitado com tensão nominal, achando-se o outro ligado a uma carga

adequada, de forma a circular corrente nominal em ambos os enrolamentos. Este método é o mais preciso de todos, mas seus requisitos em energia são excessivos para transformadores grandes.

- b) Método de oposição – neste método, o transformador sob ensaio é ligado em paralelo com outro transformador. Ambos são excitados com a tensão nominal do primeiro. Por meio de relações diferentes de tensões, ou de uma tensão injetada, faz-se circular a corrente nominal do transformador sob ensaio.
- c) Método de carga simulada – empregado em transformadores secos enclausurados ou enclausurados com resfriamento natural a ar, quando é disponível somente o transformador sob ensaio, ou quando existem unidades similares, mas há limitações no equipamento de teste.

Os ensaios são realizados utilizando-se as elevações de temperatura obtidas em dois ensaios independentes: um com a aplicação somente das perdas em vazio e outro somente com as perdas em carga, por meio do método de curto-circuito.

No caso de transformadores secos que possuam invólucro, estes devem ser dimensionados para funcionamento em potência nominal, com o invólucro, em qualquer derivação, respeitando os limites estabelecidos na Tabela 3-6.

Tabela 3-6 – Limites de elevação de temperatura de transformadores secos

Parte (°C)	Ponto mais quente (°C)	Método da variação da resistência	Classe de temperatura mínima do material	Temperatura de referência
Enrolamentos	65	55	A	75
	80	70	E	75
	90	80	B	115
	115	105	F	115
	140	130	H	115
	180	150	C	115

Os limites estabelecidos para elevação de temperatura em transformadores a óleo, conforme norma NBR 5356 (1993), estão ilustrados na Tabela 3-7.

Tabela 3-7 – Limites de elevação de temperatura de transformadores a óleo

Sistema de preservação de óleo	Limites de Elevação de Temperatura °C ^a					
	Dos enrolamentos				Das partes metálicas	
	Média, por medição da variação de resistência		Do ponto mais quente ^e	Do topo do óleo	Em contato com a isolamento sólida ou adjacente a elas	Não em contato com a isolamento sólida e não adjacente a elas
	Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo de óleo dirigido	Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido ^f				
Sem conservador e sem gás inerte sob pressão	55	60	65	50 ^b	Não devem atingir temperaturas superiores a classe térmica do material da isolamento-adjacente ou em contato com estas	A temperatura não deve atingir valores que venham a danificar componentes ou materiais adjacentes
	95 ^g	100 ^g	120 ^g	60 ^g		
Com conservador ou com gás inerte sob pressão	55	60	65	55 ^c		
	65 ^d	70 ^d	80 ^d	65 ^d		
	95 ^g	100 ^g	120 ^g	65 ^g		

a Os materiais isolantes devem ser adequados, de acordo com a ABNT NBR 7034, ao limite de elevação de temperatura em que o transformador é enquadrado.

b Medida próxima a superfície do óleo.

c Medida próxima a parte superior do tanque, quando tiver conservador, e próxima a superfície do óleo, no caso de gás inerte.

d Para esse limite de temperatura, quando é utilizada isolamento de papel, este deve ser termoestabilizado.

e A verificação de temperatura do ponto mais quente é feita mediante acordo entre o fabricante e o comprador.

f O método de verificação do fluxo de óleo forçado dirigido constitui objeto de acordo entre o fabricante e o comprador.

g Estes limites de elevação de temperatura são aplicáveis, desde que acordado entre fabricante e comprador. Neste caso, deve ser utilizado o sistema híbrido de isolamento composto por isolantes sólidos a base de aramida ou similares (Classe C), apenas onde necessário (adjacentes aos condutores dos enrolamentos), e isolantes sólidos a base de celulose onde a temperatura máxima não ultrapasse os 120° C, imersos em óleo mineral isolante, com base na IEEE Std. 1276:1997.

3.3.2 Ensaios dielétricos de tipo

Os ensaios dielétricos descritos no item 3.1.5, conforme a norma NBR 5356 (1993), são classificados como ensaios de rotina, tipo ou especiais e aplicados convenientemente segundo os critérios descritos na tabela 3-8.

Tabela 3-8 – Requisitos para ensaios dielétricos de transformadores a óleo

Tensão máxima do equipamento Um kV	Ensaios					
	Impulso Atmosférico		Impulso de Manobra (IM)	Tensão Induzida de Longa Duração (CALD)	Tensão Induzida de Longa Duração (CADC)	Tensão Suportável a Frequência Industrial
	Onda Plena (IA)	Onda Cortada (IAC)				
$Um \leq 72,5$	Tipo	Tipo	Não aplicável	Não aplicável	Rotina	Rotina
$72,5 < Um \leq 170$	Tipo	Tipo	Não aplicável	Especial	Rotina	Rotina
$170 < Um < 300$	Tipo	Tipo	Rotina	Rotina	Especial	Rotina
$Um \geq 300$	Rotina	Rotina	Rotina	Rotina	Especial	Rotina

3.3.3 Ensaio de óleo isolante

O ensaio de óleo isolante objetiva verificar a qualidade e estado do óleo do transformador, utilizando critérios de aceitação dos seguintes parâmetros:

- a) Rigidez dielétrica;
- b) Teor da água;
- c) Fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação;
- d) Tensão interfacial.

A norma NBR 5356 (1993) apresenta uma tabela que estabelece valores mínimos e máximos admissíveis para cada parâmetro citado acima.

A tabela 3-5, apresentada na seção 3.2.10 apresenta também os critérios de aceitação do óleo mineral isolante para transformadores aqui referidos.

3.3.4 Ensaio de fator de potência do isolamento

Pela norma NBR 10295 (1988), o fator de potência do isolamento deve ser medido pelo método do voltímetro e do amperímetro ou através da utilização de pontes especiais.

Este ensaio deve preceder os ensaios dielétricos e pode ser repetido após os mesmos, desde que solicitado pelo comprador, para efeito comparativo entre os valores anteriormente obtidos.

Os resultados desse ensaio estão sujeitos à interferência da temperatura, sendo assim, os fatores de correção do fator de potência, em função da temperatura, dependem dos materiais isolantes, de sua estrutura, da umidade, dentre outros. Eles são obtidos pela seguinte equação:

$$\cos\varphi_{20} = \cos\varphi_t / k$$

Onde:

$\cos\varphi_{20}$ - fator de potência corrigido para a temperatura de referência (20°C)

$\cos\varphi_t$ - fator de potência medido na temperatura de ensaio (t°C)

A tabela 3-9 apresenta os valores do fator de correção k , válidos para transformadores imersos em óleo mineral.

Tabela 3-9 – Fatores de correção para ensaio de fator de potência de isolamento

Temperatura de ensaio (°C)	Fator de correção k
10	0,80
15	0,90
20	1,00
25	1,12
30	1,25
35	1,40
40	1,55
45	1,75
50	1,95
55	2,18
60	2,42
65	2,70
70	3,00

A norma NBR 10295 (1988) destaca ainda que não estão disponíveis dados típicos sobre fatores de correção do fator de potência em função da temperatura para transformadores secos. Portanto, os mesmos devem ser objeto de acordo entre fabricante e comprador.

3.3.5 Ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico

A norma NBR 10295 (1988) estabelece que os transformadores devem suportar ensaios de impulso atmosférico sem produzir descargas disruptivas e sem que haja evidências de falha. Eles são realizados com o transformador desenergizado. 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 $1,2 \mu\text{s}$, e tempo virtual até o meio valor de $50 \mu\text{s}$ sendo designados por 1,2/50. Os impulsos cortados devem ser impulsos plenos normalizados cortados entre 2 a $6 \mu\text{s}$ após o zero virtual. Deve-se usar, para transformadores secos, polaridade positiva. Os

valores da tensão suportável nominal de impulso atmosférico, pleno e cortado, assim como os detalhes do ensaio, estão indicados na norma NBR 10295 (1988).

3.3.6 Ensaio de nível de ruído

Os níveis de ruído produzidos por transformadores estão especificados na norma NBR 10295 (1988) e não devem ser ultrapassados.

A NBR 7277 estabelece os procedimentos do ensaio. Quando o transformador é destinado dentro de um invólucro fornecido pelo comprador, devem ser realizadas medições do nível de ruído do núcleo e bobinas do transformador, nas instalações do fabricante, sem o invólucro.

3.3.7 Ensaio de nível de tensão de radiointerferência

Esses ensaios são realizados a fim de garantir que os níveis de tensão de radiointerferência produzidos por transformadores secos não ultrapassem os limites estabelecidos. Esses limites são acordados entre o fabricante e o comprador. A norma NBR 7876 oferece os procedimentos para esse ensaio.

3.4 Ensaios Especiais

Os ensaios especiais são definidos como sendo ensaios diferentes dos de rotina e de tipo. Eles são realizados em geral por solicitação, quando há um acordo entre o fabricante e o comprador. Para transformadores a óleo, conforme a norma NBR 5356 (1993), esse ensaios são classificados da seguinte maneira:

- a) Ensaios dielétricos especiais;
- b) Medição das capacitâncias entre o enrolamento e a terra, e entre os enrolamentos;
- c) Medição das características da tensão transitória transferida;
- d) Medição da(s) impedância(s) de sequência zero em transformadores trifásicos;
- e) Ensaio de suportabilidade a curto-circuito;
- f) Determinação do nível de ruído audível;

- g) Medição de harmônicas da corrente de excitação;
- h) Medição da potência absorvida pelos motores das bombas de óleo e dos ventiladores;
- i) Medição do fator de dissipação da isolação (medição do fator de potência do isolamento). Estes são valores de referência para comparação com medições no campo. Não são especificados limites para estes valores;
- j) Análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante;
- k) Vácuo interno;
- l) Ensaio para verificação do esquema de pintura das partes interna e externa do transformador;
- m) Nível de tensão de radiointerferência;
- n) Medição da resposta em frequência e impedância terminal;
- o) Ensaio do grau de polimerização do papel;
- p) Medição do ponto de orvalho;
- q) Levantamento da curva de saturação e medição da reatância no núcleo do ar do enrolamento.

Para os transformadores a seco, a norma NBR 10295 (1988) estabelece como sendo especiais os seguintes ensaios:

- a) Tensão induzida com medições de descargas parciais;
- b) Ensaio de curto-circuito;
- c) Medição da potência absorvida pelos motores de ventiladores;
- d) Medição da impedância de sequência zero nos transformadores trifásicos;
- e) Medição dos harmônicos na corrente de excitação.

A referida norma ainda abre a possibilidade de realização de outros ensaios, desde que seja acordado entre o fabricante e o comprador.

Dentre os ensaios especiais citados, o mais comumente realizado em transformadores a óleo é o de análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante. Já para os transformadores a seco, o ensaio de tensão induzida com medição de descarga parcial já é realizado pelos fabricantes como sendo de rotina em alguns casos. Eles serão, portanto, detalhados a seguir.

3.4.1 Análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante

A análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo pode ser usada com vantagens para detectar possíveis sobreaquecimentos localizados, que não resultariam em uma elevação anormal da temperatura durante o ensaio. Tal análise é geralmente capaz de indicar leves sobreaquecimentos dos enrolamentos ou das partes estruturais, da ordem de 170 °C a 200 °C, ou altas temperaturas entre 300 °C e 400 °C, por exemplo, causadas por contatos involuntários que conduzam a circulação de correntes parasitas (NBR 5356, 1993). A análise dos gases dissolvidos no óleo é particularmente recomendada para grandes transformadores, onde o fluxo de dispersão é um fator de risco.

A retirada de amostra 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.

A norma NBR 5356 (1993) ainda afirma que o critério de aceitação dos valores medidos deve ser objeto de acordo entre fabricante e comprador. A análise de gases no óleo para detecção de falhas incipientes é também tratada nas normas ABNT NBR 7070 e ABNT NBR 7274.

3.4.2 Ensaio de tensão induzida com medição de descarga parcial

Esse ensaio pode ser realizado em todos os tipos de transformadores secos. A atenuação dos pulsos de descargas ocorre tanto no interior dos enrolamentos como no circuito de medição. A calibração é executada de acordo com as prescrições da NBR 5380, injetando-se pulsos simulados de descarga nos terminais do transformador, através de um calibrador de descarga padrão. A frequência de repetição dos pulsos de calibração deve ser da ordem do dobro da frequência da tensão de alimentação. A medição de descargas parciais deve ser efetuada após a execução de todos os ensaios dielétricos. O enrolamento de baixa tensão deve ser excitado por uma fonte trifásica ou monofásica, na dependência de ser o transformador trifásico ou monofásico. A tensão deve ser a mais senoidal possível e a frequência deve ser adequadamente aumentada,

relativamente à nominal, para evitar uma corrente de excitação excessiva durante o ensaio. O nível máximo admissível de descargas parciais deve ser objeto de acordo entre fabricante e comprador.

3.5 Conclusão

A etapa de ensaios de transformadores é muito importante dentro do processo de condicionamento/comissionamento do equipamento, este capítulo forneceu informações relevantes quanto às normas de referência, detalhes dos principais ensaios e os critérios para aceitação do equipamento em conformidade com as normas.

Uma vez terminados os ensaios, a próxima fase do condicionamento do transformador corresponde à fase de logística e instalação, a ser detalhada no capítulo 4.

4 LOGÍSTICA E INSTALAÇÃO

4.1 Introdução

Este capítulo trata da etapa de logística e instalação do condicionamento de transformadores de potência, fornecendo informações e recomendações para execução com sucesso das tarefas envolvidas nesta que é uma das etapas mais delicadas em todo o processo de condicionamento/comissionamento desse tipo de equipamento.

4.2 Transporte

Para transporte de transformadores de potência de grande porte são necessários veículos especiais para cargas de grande peso e fragilidade e um planejamento bem feito do trajeto a ser realizado para que se evitem improvisações que tragam risco à integridade do equipamento ou eventuais danos internos. A figura 4.1 ilustra um acidente durante o transporte de um transformador de grande porte em região sem infraestrutura adequada e planejada para tanto.



Figura 4.1 – Acidente no transporte de transformador de grande porte

O transformador deve ser embarcado preferencialmente montado com óleo, quando o tamanho do equipamento e as peculiaridades do percurso de transporte assim o permitirem.

No caso de transporte do transformador com óleo, deve ser mantido um nível de óleo suficiente para cobrir a parte ativa, bem como assegurada uma camada

superior de gás seco para compensação da variação de volume do óleo em função da temperatura (NBR 7037, 1981).

Quando o transformador for transportado sem óleo, deve ser pressurizado com gás seco.

Recomenda-se ainda a utilização de registradores de impacto ou indicadores de impacto para monitoramento de eventuais danos causados em virtude do transporte do equipamento. Segundo a NBR 7037 (1981), todos os transformadores acima de 145 kV devem ser transportados com dispositivo para medição gráfica de impactos. Qualquer anormalidade registrada no transporte deve ser imediatamente comunicada ao fabricante e à transportadora para que não haja maiores problemas com a companhia seguradora.

4.3 Recebimento

A etapa de recebimento do equipamento em campo deve ser feita preferencialmente por pessoal especializado. Recomenda-se também que o equipamento seja, sempre que possível, descarregado diretamente sobre sua base definitiva. Caso não se possa proceder dessa maneira, será necessária uma verificação do terreno, constatando as condições adequadas de segurança, devendo o lugar ser o mais nivelado e limpo possível a fim de se evitar contaminações, não devendo o transformador se colocado em contato direto com o solo.

4.3.1 Inspeção de Recebimento

No momento do recebimento, é importante que se realize inspeção para verificação das condições externas do transformador, seus acessórios e possíveis danos ocasionados durante o transporte.

Esta inspeção deve envolver, pelo menos, os seguintes itens:

- Verificar a inexistência de fissuras ou lascas nas buchas e danos externos no tanque e acessórios.
- Verificar o nível correto do líquido isolante.
- Examinar se há indícios de corrosão.

- Examinar a marcação correta dos terminais.
- Observar se há vazamentos através de buchas, bujões, soldas e radiadores.
- Embalagens e seus conteúdos devem ser conferidos com a lista de materiais.
- Verificar o indicador/registrador de impacto.

Caso se detecte qualquer anormalidade, esta deve ser registrada e o fabricante comunicado o mais breve possível.

4.3.2 Descarregamento e Manuseio

O manuseio e o descarregamento de transformadores, conforme ilustrado na figura 4.2, deve sempre seguir as recomendações técnicas do fabricante, pois qualquer impacto ou deslocamento da parte ativa do transformador pode ocasionar acidentes com alto grau de criticidade como, por exemplo, curto-circuito de grande proporção no momento da energização ou em breve período após o início da entrada em operação.



Figura 4.2 – Manuseio de partes de um transformador

4.4 Armazenagem

O armazenamento de transformadores elétricos de potência, assim como de suas partes componentes e acessórios, é um item de grande relevância na fase de condicionamento do equipamento. Um transformador que esteja mal acondicionado pode interferir em todo um processo de produção, caso essa fase não seja realizada com critérios que garantam a disponibilidade esperada dos equipamentos e materiais adquiridos.

Tendo em vista a importância desta fase, os itens a seguir explicitam recomendações técnicas para o adequado armazenamento das partes, acessórios e do próprio transformador elétrico de potência.

4.4.1 Transformadores

O armazenamento de transformadores, assim como o de muitos equipamentos elétricos, deve ser feito por um prazo tão curto quanto possível, para que se verifique o funcionamento em campo do equipamento e aproveite-se ao máximo as garantias dos fabricantes. Da mesma forma, caso o equipamento seja adquirido com a finalidade de ser um sobressalente é interessante que entre em operação o mais breve possível, retirando o equipamento antigo para manutenção.

Quanto à forma do armazenamento de transformadores a óleo, a NBR 7037 (1981) recomenda que seja armazenado com conservador e respectiva tubulação montados, preenchido com óleo até o nível normal do(s) conservadore(s) e instalando-se secadores de ar com sílica gel.

Caso o transformador seja armazenado sem óleo, devem-se observar as instruções do fabricante e se realizar, preferencialmente, inspeções diárias na pressão de gás para se identificar vazamentos o mais breve possível e evitar assim a penetração de umidade (NBR 7037, 1981).

4.4.2 Componentes e Acessórios

Os acessórios e componentes de transformadores de potência devem ser bem acondicionados para que se evitem falhas na atuação dos mesmos em caso de

necessidade. Sendo assim, para se realizar tal tarefa devem-se seguir as normas cabíveis e, sobretudo, as recomendações dos fabricantes.

Conforme a norma NBR 7037 (1981) o armazenamento de componentes e acessórios de transformadores deve atender aos itens a seguir:

- Os acessórios devem ser armazenados conforme recomendação do fabricante;
- O óleo pode ser armazenado em tambores, que devem permanecer na posição horizontal, ficando os tampões também na horizontal e, se possível, protegidos por lonas e sem contato com o solo;
- As buchas devem ser armazenadas, conforme possibilidade, em locais abrigados e isentos de umidade. Buchas com resinas em papel devem ser armazenadas em estufa, ou conforme recomendação do fabricante;
- Os resistores de aquecimento de acionamentos motorizados e caixas ou painéis de circuitos auxiliares devem ser mantidos energizados, comandados por termostato regulado para a temperatura recomendada.

4.5 Instalação e Montagem

Em caso de montagem de transformadores em campo, o serviço deve ser feito por empresa especializada, preferencialmente com acompanhamento de supervisor do fabricante.

Antes de qualquer providência para montagem, deve ser avaliada a disponibilidade de pessoal qualificado, assim como de equipamentos e ferramentas adequados, sendo observados os requisitos técnicos e de segurança para execução do serviço. Na figura 4.3 observa-se um exemplo de instalação e montagem de um transformador no campo.



Figura 4.3 – Instalação de transformador em campo

Durante a instalação e montagem devem ser feitas diversas inspeções às instalações e observados alguns pontos específicos, como por exemplo, a fixação do equipamento: o transformador deve ser bem fixado nos trilhos ou base para evitar que a vibração durante o funcionamento, provoque deslocamento indesejado.

As conexões de aterramento, a conexão com tanques de contenção de óleo (quando aplicável) e o nivelamento do piso também devem ser checados.

Não se recomenda a montagem de transformadores em dias chuvosos em virtude da umidade, tampouco abertura do transformador com umidade relativa do ar superior a 70% e existência de vento forte (NBR 7037, 1981).

Para a montagem se faz necessário checar, com antecedência, todos os acessórios quanto à integridade, oxidação e quaisquer avarias.

No caso de transformadores transportados sem óleo, devem ser verificados a pressão e o ponto de orvalho do gás.

Um ponto de alta criticidade na fase de montagem é o enchimento de óleo do transformador. Como dito anteriormente, é de extrema necessidade que o enchimento, assim como a montagem em geral, seja realizado por empresa/pessoal qualificado, sendo comprovada a inexistência de PCB nos equipamentos que serão utilizados. Após enchimento, usualmente se recomenda recirculação na máquina termovácuo de pelo menos três vezes o volume do óleo do transformador, e o teor de umidade deverá ser abaixo de 25 ppm.

Após o tratamento do óleo, deverá ser feita amostragem para o ensaio físico-químico (rigidez dielétrica, teor de umidade, acidez, tensão interfacial e teor de PCB) e cromatografia gasosa (concentração de gases combustíveis dissolvidos em fluidos isolantes).

As partes componentes do equipamento também necessitam de atenção durante a montagem, pois eventuais avarias nesses itens podem ocasionar transtornos relevantes. Radiadores devem ser inspecionados quanto à limpeza e umidade e, se necessário, lavados com óleo limpo aquecido (máximo 50° C). Na montagem dos radiadores deverão ser utilizadas borrachas de vedação (gaxetas) novas.

Antes da montagem, as buchas devem estar bem limpas, secas e ensaiadas no caso de buchas capacitivas. Faz-se importante ressaltar a importância da correta conexão de cabos de força às buchas, tendo em vista a fragilidade deste componente e os inúmeros casos de quebra de buchas devido ao torqueamento inadequado na conexão.

O relé de gás deve ser instalado da maneira correta no que diz respeito ao fluxo de gases, necessitando-se verificar a inclinação da tubulação do relé de gás, confirmando o sentido do fluxo de gás (transformador/conservador).

4.6 Conclusão

Como mostrado neste capítulo, é notória a importância de um transporte correto, seguro e bem planejado de transformadores de potência, assim como o correto recebimento e instalação deste equipamento e todos seus acessórios. Esta etapa de logística e instalação configura o fim da fase de condicionamento do transformador e o início das atividades de comissionamento, as quais serão vistas detalhadamente no capítulo 5.

5 COMISSIONAMENTO

5.1 Introdução

A fase de comissionamento do equipamento corresponde às tarefas a serem realizadas para se colocar o equipamento em operação, estando o transformador em campo. Envolve a verificação do equipamento, acessórios, instalações e sistemas de proteção/supervisão.

Completada a fase de montagem ou a instalação do transformador em campo, o transformador deverá ser submetido novamente a alguns testes elétricos de rotina (relação de tensões, resistência elétrica de enrolamentos, resistência de isolamento) além dos testes de funcionamento de acessórios, como explicitado neste capítulo.

5.2 Dispositivos de Supervisão e Acessórios

Após a montagem, novamente, devem ser feitas algumas verificações em acessórios específicos:

- a) Ventiladores: devem ter o sentido de giro verificado;
- b) Indicador de nível de óleo: deve-se verificar a atuação dos contatos de nível mínimo e máximo;
- c) Termômetro do óleo: deve-se verificar o fechamento dos contatos de alarme e desligamento, assim como a indicação de temperatura através da comparação com termômetro padrão;
- d) Termômetro do enrolamento: verificar o fechamento dos contatos de 1º e 2º estágios de ventilação forçada, alarme e desligamento devido a temperatura dos enrolamentos;
- e) Relé detector de gás (Buchholz): verificar a presença de bolhas de ar no seu interior, o bloqueio mecânico do relé garantindo que esteja livre para atuação, verificação do fechamento de contatos de alarme e desligamento;
- f) Dispositivo de alívio de pressão: verificação do fechamento do contato de desligamento;
- g) Caixa de controle: confirmação da identificação dos contatos, assim como o correto fechamento dos respectivos dispositivos de proteção.

Os dispositivos de supervisão e acessórios devem ter resistência de isolamento medida com megaohmímetro de 500 VCC, com resultado preferencialmente superior a 10 M Ω a 25°C.

5.3 Transformador

Na fase de comissionamento, o transformador deve ser submetido aos testes finais antes de sua energização. Os testes devem ser executados da mesma maneira que os ensaios de fábrica, servindo, de maneira geral, os resultados dos ensaios como referência para resultados esperados dos testes em campo.

Testes mínimos a serem executados durante o comissionamento:

- a) Estanqueidade: Mantendo o transformador pressurizado por 24 horas a fim de se verificar presença de vazamentos;
- b) Resistência Elétrica dos Enrolamentos: medida como no ensaio de fábrica, não devendo diferir em grande escala dos valores do ensaio de fábrica;
- c) Relação de Transformação: medição deve ser realizada preferencialmente com transformador de relação variável (TTR). Os resultados não podem diferir em mais de 0,5% dos valores de placa, teóricos de projeto. Faz-se importante a medição em todas as posições do comutador de taps e confirmação do correto posicionamento do comutador para energização, sob o risco de se causar danos ao equipamento caso o comutador não esteja devidamente encaixado na posição de projeto do transformador;
- d) Resistência de Isolamento: realizar o teste com megaohmímetro compatível com equipamento a ser avaliado, efetuando o teste e critérios para aprovação conforme norma NBR 5356 (1993).

Finalizada a montagem e o enchimento do transformador com óleo, antes da energização, deve-se efetuar a desaeração (sangria), ou seja, realizar a drenagem do ar em todos os pontos previstos (radiadores, buchas, tampas de inspeção, principalmente o relé de gás).

Os cabos que serão conectados aos transformadores também devem ser avaliados e testados. A conexão dos cabos aos conectores das buchas do transformador deve ser verificada, quanto ao posicionamento e torque adequados.

Conforme a NR10, as partes energizadas do transformador devem estar isoladas fisicamente, devendo ser realizada inspeção para que se confirme tal situação. No caso de transformadores secos sem invólucro de proteção devem ser verificadas as barreiras de isolamento.

5.4 Óleo Isolante

Transformadores refrigerados a fluido isolante necessitam que o óleo em questão seja analisado antes que se proceda a energização do equipamento, visando assegurar as condições necessárias ao funcionamento, além de iniciar o processo para monitoramento do transformador via manutenção preditiva.

As análises físico-químicas e cromatográfica do fluido devem ser feitas e avaliadas como definido na NBR 5356 (1993), caracterizando pré-requisito para que se conclua o comissionamento do transformador.

5.5 Verificação de Instalações e Proteção

As instalações do transformador devem ser inspecionadas criteriosamente, assim como a comunicação e o funcionamento do sistema de proteção (CLP's, relés, TC's de proteção).

Quanto às instalações, deve ser observada a fixação do transformador, o correto aterramento do equipamento e a interligação com a malha de terra, a refrigeração adequada do local, a correta conexão com sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) e a existência e interligação com tanque de contenção de óleo, quando cabível.

Todo o sistema de proteção do transformador deve ser verificado:

- O funcionamento de relés, CLP's,
- A comunicação entre esses dispositivos e a caixa de controle do transformador;

- A perfeita identificação e comunicação das falhas e alarmes do transformador em relés, ou sistemas supervisórios.

Após a verificação de todos os itens referentes ao transformador, acessórios, instalações e proteção, pode-se então iniciar o procedimento de energização do equipamento.

5.6 Energização

O momento da energização de um transformador elétrico de potência caracteriza a finalização do comissionamento do equipamento. Contudo, a energização também é um dos momentos mais críticos de todo o processo, tendo em vista os possíveis danos que possam vir a ser causados a instalações e pessoas.

O transformador estará pronto para ser energizado após a conclusão satisfatória de todos os testes de comissionamento, decorridas 24 horas de repouso a contar a partir do término do processo de circulação de óleo e desaeração. Para se efetivar a tarefa de energização é importante que se verifique e realize os itens a seguir:

- Relatórios de testes elétricos em conformidade.
- Relatórios de testes físico-químicos e cromatográficos do óleo isolante em conformidade.
- Testes de todos os acessórios do transformador.
- Testes de todas as proteções do transformador.
- Verificação das conexões (buchas, aterramento, controle) e comutador de tapes.
- Condição adequada das instalações do transformador (conexão com retenção de óleo, proteção contra descargas atmosféricas, ventilação do local de instalação, paredes antichama).

Realizadas as verificações necessárias, pode-se dar prosseguimento à etapa de energização, é importante ressaltar que, no momento em que se energiza um transformador, é comum o surgimento da corrente conhecida como *inrush*, ou corrente

de magnetização. Tal corrente atinge valor significativamente elevado, oito a 12 vezes a corrente nominal (KINDERMANN, 2005) podendo causar sérias perturbações ao sistema, inclusive fazendo atuar a proteção de sobrecorrente do transformador caso seu ajuste não esteja adequado.

A corrente de magnetização é influenciada por diversos fatores, como por exemplo, porte do transformador, porte do sistema elétrico, fluxo magnético remanescente no núcleo, entre outros. Assim, essa corrente pode possuir formas de onda variadas, mas de maneira geral tem aspecto como mostrado na figura 5.2 (KINDERMANN, 2005).

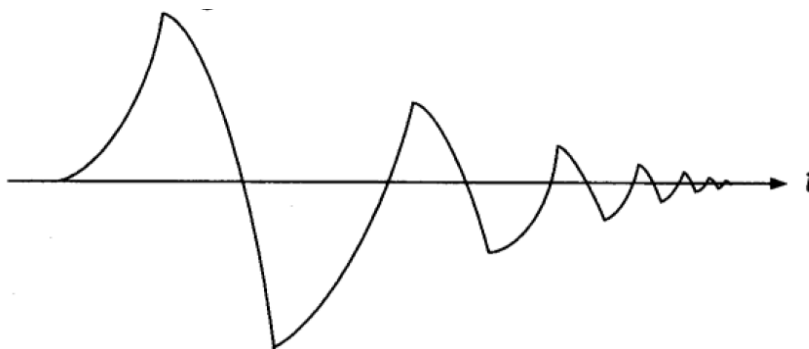


Figura 5.1 – Corrente de magnetização

Para se evitar a atuação indesejada da proteção diferencial durante a energização pode-se realizar o bloqueio do relé diferencial por 0,1 s durante a manobra, fazer uso de atenuadores de transitórios, uso de relés diferenciais com retenção de harmônicas ou relés digitais com lógica de detenção de harmônicas.

Terminado o comissionamento do transformador é recomendado que se faça a análise do óleo (cromatográfica e físico-química) do transformador conforme a seguinte periodicidade:

- a) antes da energização;
- b) 24 h a 72 h após a energização;
- c) 15 dias após a energização;
- d) um mês após a energização;
- e) três meses após energização;

f) seis meses após a energização;

Após seis meses da energização, conforme a criticidade e a potência do transformador, deve-se realizar coletas a cada seis meses ou uma vez a cada ano.

5.7 Conclusão

Neste capítulo foram abordadas as atividades finais que antecedem o início de operação de transformadores de potência. A execução criteriosa dessas atividades faz com que o comissionamento do transformador sirva de respaldo para a garantia de disponibilidade e conformidade do equipamento com relação aos requisitos solicitados em especificação técnica. Resguardando ainda, todos os direitos do comprador no que tange as garantias do fornecimento pelo fabricante.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foram discutidos os processos envolvidos no comissionamento e condicionamento de transformadores de potência, sendo este um dos principais equipamentos do sistema elétrico de uma planta industrial no que tange os aspectos operacionais e os custos relacionados à aquisição deste equipamento e às possíveis perdas de produção.

A explanação dos diversos ensaios possíveis para transformadores de potência permitem conhecer e compreender detalhes constantes nas normas de referência e critérios estabelecidos por elas, visando a efetiva aceitação dos equipamentos por parte do comprador.

Tratou-se também do transporte, recebimento e instalação dos transformadores de potência, o que nos leva a concluir que é imprescindível conhecer as recomendações fornecidas para essas etapas a fim de evitar possíveis contratempos e falhas durante a realização das mesmas.

Por fim, abordaram-se as atividades finais que antecedem a entrada em operação dos transformadores. Pode-se também afirmar que os critérios estabelecidos para a aceitação e início de operação de transformadores elétricos de potência devem ser obedecidos rigorosamente, assegurando-se assim o atendimento aos requisitos contidos nas especificações técnicas e as exigências do comprador.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356** - Transformadores de potência. Rio de Janeiro, ABNT, 1993.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6146** - Invólucros de equipamentos elétricos - Proteção. Rio de Janeiro: ABNT, 1980.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7037** - Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral. Rio de Janeiro, ABNT, 1981.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10295** - Transformadores de potência secos. Rio de Janeiro: ABNT, 1988.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11388** - Sistemas de pintura para equipamentos e instalações de subestações elétricas - Especificação. Rio de Janeiro: ABNT, 1990.

CAMARA, J.M.. **Manutenção elétrica industrial**. Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ?. 84f. Disponível em: <http://www.dee.ufrn.br/~joao/apostila/cap09.htm>. Acesso em: 10 dez. 2009.

CO. M.A; MARCELLOS, N.S.; SOUZA, S.A. de. **Transformadores**. CEFETES, 2003.

FILHO, J. M.. **Manual de Equipamentos Elétricos**. v.3. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

FITZGERALD, A.E.; KINGSLEY, C.; KUSKO, A.. **Máquinas Elétricas**. Rio de Janeiro: McGraw Hill, 1992.

KINDERMANN, G.. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2. ed. Florianópolis: G. Kindermann, 2005.

KOSOW, I. L.. **Máquinas elétricas e transformadores**. 8. ed. São Paulo: Globo, 1989.

MILASCH, M.. **Manutenção de transformadores em líquido isolante**. São Paulo: Edgard Blucher, 1984.