



UNISUL

UNIVERSIDADE DO SUL DE SANTA CATARINA

JOSÉ NILTON PIRES JUNIOR

LEANDRO GONÇALVES PACHECO

**ENSAIOS PARA DIAGNÓSTICO DAS FALHAS EM TRANSFORMADORES DE
POTÊNCIA**

Palhoça

2017

**JOSÉ NILTON PIRES JUNIOR
LEANDRO GONÇALVES PACHECO**

**ENSAIOS PARA DIAGNÓSTICO DAS FALHAS EM TRANSFORMADORES DE
POTÊNCIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Engenharia Elétrica Telemática da
Universidade do Sul de Santa Catarina como
requisito parcial à obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Prof.^aSheila Santisi Travessa, Dra.Eng^a.


Palhoça
2017

**JOSÉ NILTON PIRES JUNIOR
LEANDRO GONÇALVES PACHECO**

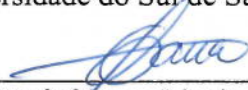
**ENSAIOS PARA DIAGNÓSTICO DAS FALHAS EM TRANSFORMADORES DE
POTÊNCIA**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado à obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pelo Curso de Engenharia Elétrica Telemática da Universidade do Sul de Santa Catarina.

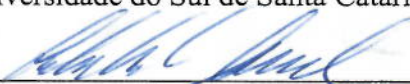
Palhoça, 01 de dezembro de 2017.



Prof.ª Sheila Santisi Travessa, Dra. Eng.ª.
Universidade do Sul de Santa Catarina



Prof. Glauco Ligeiro, Eng.º.
Universidade do Sul de Santa Catarina



Prof. Carlos Costa Pereira Penna, Esp. Eng.º.
Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial

Os autores dedicam este trabalho para todos os familiares, todas as conquistas realizadas até o presente momento são por vocês.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por ter me proporcionado saúde, perseverança e fé.

A nossas esposas Jucileni Ferreira Baltezan e Fernanda Freitas de Souza e nossos filhos José Nilton Baltezan Pires e Marina de Souza Pacheco, que renunciaram as poucas oportunidades de lazer que ainda têm para serem nossos maiores incentivadores e parceiros neste trabalho para a conclusão do curso de engenharia elétrica.

Aos professores da UNISUL, pelos ensinamentos passados durante estes cinco anos de graduação, em especial à professora Sheila Santisi Travessa, por ter aceitado o convite de nos orientar na realização deste trabalho de conclusão de curso.

A VOTORANTIM CIMENTOS S/A, que contribuiu diretamente com este trabalho e com a nossa formação profissional, sem dúvida os conhecimentos adquiridos nesta prática e o convívio com profissionais de excelente qualificação aliados aos conhecimentos práticos e teóricos obtidos na fábrica nos tornaram profissionais mais completos.

A empresa CERPALO, representado pelo presidente Nilso Pedro Pereira, pela oportunidade de ajudar e aumentar o nível profissional.

Aos colegas de sala, pelo apoio e suporte em todos os momentos do curso.

“A mente que se abre a uma nova ideia, jamais volta ao seu tamanho original”
(ALBERT EINSTEIN)

RESUMO

Transformadores são equipamentos de suma importância tanto no sistema elétrico brasileiro quanto dentro das empresas. Uma eventual falha neste equipamento pode trazer grandes consequências tanto no âmbito financeiro quanto na segurança das pessoas que o cercam na realização das devidas manutenções. Este trabalho apresenta inicialmente a teoria necessária para a captura da percepção do funcionamento deste equipamento, simplificando e dando oportunidade para a melhor compreensão dos ensaios que podem ser praticado para a análise e diagnóstico de falhas em transformadores, destacando a importância dos ensaios convencionais em campo e um estudo de caso, referente a análise cromatográfica de gases dissolvidos em óleo isolante em um transformador de potência em Alta Tensão, ratificando a aplicabilidade dos ensaios aqui proposto, onde através da análise realizada constatou-se uma falha de isolamento interno, que poderia ter provocado a perda do transformador.

Palavras-chave: Transformador de Potência. Diagnóstico de Falhas. Análise de Gases Dissolvidos no Óleo.

ABSTRACT

Transformers are extremely important equipment both in the Brazilian electrical system and inside the companies. Failure of this equipment can have serious consequences both in the financial sphere and in the safety of the people who surround it in carrying out the proper maintenance. This work initially presents the necessary theory to capture the perception of the operation of this equipment, simplifying and giving opportunity for a better understanding of the tests that can be practiced for the analysis and diagnosis of transformer faults, highlighting the importance of conventional field tests and a case study, concerning the chromatographic analysis of gases dissolved in insulating oil in a high voltage power transformer, confirming the applicability of the tests proposed herein, where through the analysis performed an internal insulation failure that could have caused the loss of the transformer.

Keywords: Power transformer. Fault diagnosis. Analysis of dissolved gases in oil.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Transformador desenvolvido por Stanley	12
Figura 2 - Transformador - Bobina primária e secundária	16
Figura 3 - Ensaios para detectar perdas no cobre	18
Figura 4 - Correntes Parasitas.....	19
Figura 5 - Laço de histerese.....	19
Figura 6 - Núcleo do transformador	20
Figura 7 - Núcleo envolvido e envolvente.....	21
Figura 8 - Núcleo envolvente	22
Figura 9 - Transformador a seco.....	22
Figura 10 - Transformador a Óleo	23
Figura 11 - Transformador de Potência.....	24
Figura 12 - Núcleo do transformador	25
Figura 13 - Enrolamento do transformador	26
Figura 14 – Comutador com operação sem carga	27
Figura 15 - Comutadores com operação com carga	27
Figura 16 - Parte ativa	28
Figura 17 - Buchas.....	29
Figura 18 - Tanques.....	29
Figura 19 - Projeção de custos.....	33
Figura 20 - Calor gerado na parte ativa.	34
Figura 21 - Tipos de manutenção.	35
Figura 22 - Manutenção preventiva.....	37
Figura 23 - Manutenção preditiva	38
Figura 24 - Relação de transformação usando o TTR.	40
Figura 25 - Resistência do Isolamento - Circuito de ensaio	41
Figura 26 - Perdas em Vazio - Circuito de Medição.	44
Figura 27 - Tensão aplicada - Circuito de ensaio na alta tensão.	47
Figura 28 - Tensão induzida, princípio de ensaio.....	47
Figura 29 - Tipos de descargas parciais.....	48
Figura 30 - Suspeita de carbonização na tampa do transformador.....	66
Figura 31 - Carbonização no pino de fixação.....	67
Figura 32 - Caneco de fixação da parte ativa com enegrecimento.....	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características dos óleos minerais.....	32
Tabela 2 - Temperatura de Referência	39
Tabela 3 - Ensaios de rotina, tipo e especiais.	45
Tabela 4 - Níveis de isolamento para tensões máximas do equipamento iguais ou inferiores a 242 KV	46
Tabela 5 - Níveis de isolamento para tensões máximas do equipamento iguais ou superiores a 242 KV.	50
Tabela 6 - Valores para estanqueidade e resistência a pressão.....	51
Tabela 7 - Valor recomendado para transformadores (corrigido para 20°C).	55
Tabela 8 - Valor recomendado para transformadores	56
Tabela 9 - Valor recomendado para transformadores	57
Tabela 10 - Valores recomendados para transformadores (TIF a 25°C)	58
Tabela 11 - Valores especificados para óleo mineral isolante novo (Massa específica a 23°C)	59
Tabela 12 - Valores especificados para óleos mineral isolante novo	59
Tabela 13 - Cromatografia - Diagnósticos e ações sugeridas.....	62
Tabela 14 - Resultado da primeira análise de óleo isolante.	65

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	12
1.1 JUSTIFICATIVA	13
1.2 OBJETIVOS	14
1.2.1 Objetivo Geral	14
1.2.2 Objetivos Específicos.....	14
1.3 METODOLOGIA DO TRABALHO	14
1.4 DELIMITAÇÕES	14
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1 FUNCIONAMENTO.....	16
2.1.1 Transformador Ideal.....	17
2.1.2 Perdas no transformador.....	17
2.1.2.1 Perdas no cobre.....	17
2.1.2.2 Perdas no ferro.....	18
2.1.3 Transformador monofásico.....	20
2.1.4 Transformador trifásico	20
2.1.4.1 Núcleos envolvidos e núcleos envolventes	21
2.1.5 Transformador a seco	22
2.1.6 Transformador a Óleo isolante	23
2.1.7 Transformador de Potência.....	23
2.1.7.1 CARACTERÍSTICAS INTERNAS	24
2.1.7.1.1 Núcleo.....	24
2.1.7.1.2 Enrolamento do transformador	25
2.1.7.1.3 Comutadores de Derivações.....	26
2.1.7.1.4 Parte ativa	27
2.1.7.2 CARACTERÍSTICAS EXTERNAS.....	28
2.1.7.2.1 Buchas.....	28
2.1.7.2.2 Tanques.....	29
2.1.7.2.3 Radiadores.....	29
2.1.7.2.4 Sistema de resfriamento.....	30
2.1.7.3 LÍQUIDOS ISOLANTES	31
2.2 MANUTENÇÃO	32
2.2.1 Manutenção em transformadores.....	33

2.2.1.1	Tipos de Manutenções	35
2.2.1.1.1	<i>Manutenção Corretiva</i>	35
2.2.1.1.2	<i>Manutenção preventiva</i>	36
2.2.1.1.3	<i>Manutenção preditiva</i>	37
2.3	DETECÇÃO DE FALHAS ATRAVÉS DE ENSAIOS.....	38
2.3.1	Ensaio Básicos	38
2.3.1.1	Resistência Ôhmica dos Enrolamentos.	38
2.3.1.2	Relação de transformação.....	39
2.3.1.3	Resistência do Isolamento	41
2.3.1.4	Polaridade	42
2.3.1.5	Deslocamento Angular	42
2.3.1.6	Perdas em cargas e impedância de curto-circuito.....	42
2.3.1.7	Perdas em Vazio e Corrente de Excitação.....	43
2.3.2	Ensaio dielétricos	44
2.3.2.1	Tensão suportável à frequência industrial	45
2.3.2.2	Tensão Induzida.....	47
2.3.2.3	Tensão induzida com medição de descargas parciais.....	48
2.3.3	Ensaio de impulsos atmosféricos	49
2.3.4	Ensaio de comutador de Derivação em carga	50
2.3.5	Ensaio nos Líquidos Isolantes.....	51
2.3.5.1	Ensaio no óleo.....	51
2.3.5.1.1	<i>Oxidação do óleo</i>	52
2.3.5.1.2	<i>Contaminação do óleo</i>	53
2.3.5.2	Ensaio do óleo.....	54
2.3.5.2.1	<i>Ensaio no Óleo Grupo 1</i>	54
2.3.5.2.2	<i>Ensaio no Óleo Grupo 2</i>	58
3	ESTUDO DE CASO	64
3.1	DIAGNÓSTICO DE FALHA.....	64
3.2	INVESTIGAÇÃO DA CAUSA	66
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O ESTUDO DE CASO	69
5	DISCUSSÕES E CONCLUSÕES	70
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	71
	REFERÊNCIAS	72

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia, fundamentalmente, utilizam-se da corrente alternada para compor o sistema elétrico existente no Brasil e até mesmo no mundo, mas nem sempre foi assim. Thomas Alba Edison, em 1882, foi quem desenvolveu o primeiro sistema de fornecimento de eletricidade que era em corrente contínua, e esse sistema se limitava a uma quantidade pequena de consumidores. Com o desenvolvimento do transformador eficiente, Figura 1, realizada por W. Stanley, no final de 1886, George Westinghouse Jr. inaugurou o primeiro sistema de energia elétrica a corrente alternada. Em 1888, houve um grande aumento no preço do cobre que era utilizado nos condutores para a transmissão da eletricidade, fazendo que ocorresse uma competição entre o sistema de corrente contínua, de Edison, e o de corrente alternada, de Westinghouse. Edison defendia sua criação, alegando que o sistema de corrente alternada era um risco eminente à vida, mas alguns anos mais adiante reconheceu que, com a segurança apropriada, poderia se ter uma maior eficiência na transmissão em corrente alternada, elevando as tensões, através de transformadores, possibilitando, assim, a utilização de fios de menor seção transversal.(FILHO; TEODORO, 2013).

Figura 1 - Transformador desenvolvido por Stanley



Fonte: Edison Tech Center, 2014.

Os transformadores são dispositivos elétricos de operação estática que funcionam por meio de acoplamento magnético, transferem energia de um circuito, chamado primário,

para um outro circuito, chamado de secundário, podendo ou não ter contato, porém com tensões e correntes distintas e mantendo a mesma frequência. (SADIKU, 2013).

Conforme Del toro (1994, p.44):

Nos sistemas de comunicações, variando em frequência do áudio ao rádio e ao vídeo, os transformadores cumprem um amplo espectro de funções. Transformadores de entrada (para conectar a saída de microfone ao primeiro estágio de um amplificador eletrônico), transformadores intermediários e transformadores de saída são encontrados em circuitos de rádio e televisão. Os transformadores são também usados em circuitos de comunicações como dispositivos de casamento de impedância que permitem a máxima transferência de potência do circuito de entrada ao circuito acoplado. As linhas telefônicas e os circuitos de controle são duas outras áreas nas quais o transformador é usado intensamente. Nos sistemas de transmissão de energia elétrica, o transformador torna possível a conversão de energia elétrica de uma tensão gerada em tensões de 15 a 20 KV (conforme definido pelas limitações do projeto do gerador) a valores de 380 a 750 KV, permitindo, desta forma, a transmissão de energia por longas distâncias.

O transformador tem inúmeras funções, podendo ser utilizado desde um simples casador de impedâncias e/ou em até grandes sistemas de distribuição de eletricidade. Com o advento do transformador de potência, foi possível o desenvolvimento do sistema de alimentação em corrente alternada, com subestações de potência, localizadas a quilômetros dos centros consumidores, podendo transportar a eletricidade em tensões elevadas e abaixando as tensões quando próximos aos centros consumidores, otimizando os custos de transporte de energia e mantendo uma certa segurança ao abaixar as tensões. (DEL TORO, 1994).

A maioria dos transformadores de potência são construídos de maneira a trabalhar imersos em óleo isolante. O óleo é usado com o objetivo de garantir um isolamento e dissipar o calor entre os componentes internos do transformador. Através de análises dos gases dissolvidos no óleo, é possível avaliar a condição de operação do isolamento do equipamento, com a detecção de eventuais processos de falha que possam ocorrer. (DEL TORO, 1994).

1.1 JUSTIFICATIVA

Nas grandes indústrias, faz-se necessário buscar melhores estratégias para manter os equipamentos em perfeitas condições e uso. Entre essas estratégias está a manutenção preventiva e preditiva, que tem por objetivo encontrar e corrigir falhas em seus estágios iniciais, antes que se tornem falhas capazes de provocar uma parada em um processo fabril, contribuindo, também, para minimizar os riscos de acidentes. Perante tal necessidade, este trabalho apresenta uma abordagem aos métodos para diagnóstico dos transformadores de potência trifásicos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Demonstrar e detalhar as técnicas usadas nas indústrias e demais seguimentos do ramo, de como apurar os defeitos ocasionados nos transformadores de potência.

1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Relatar e demonstrar todo o funcionamento dos transformadores de potência, sintetizando os seus conceitos e fases de construção, análise de prováveis defeitos, ocasionados na construção, manuseio e transporte;
- b) detalhar as técnicas usadas e prováveis defeitos que podem apresentar os transformadores de potência, através dos ensaios que são submetidos pela análise do óleo isolante;
- c) comprovar, através de estudo de caso, realizado em transformador de potência, como é possível detectar falhas por meio de análise apresentada.

1.3 METODOLOGIA DO TRABALHO

Para podermos ter sucesso e atingir as metas que se fazem necessário, na pesquisa, serão adotados os seguintes passos:

1. Descrever o funcionamento dos transformadores de potência;
2. tipos de transformadores de potência;
3. detalhar os testes realizados nos transformadores de potência, usados na análise dos prováveis defeitos;
4. exemplificar uma situação real dos testes usados que comprovam o defeito no transformador de potência.

1.4 DELIMITAÇÕES

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos, o primeiro faz uma introdução do tema, com etapas divididas em justificativa, objetivo e metodologia do trabalho.

O segundo capítulo faz uma fundamentação teórica sobre as principais partes do transformador.

O terceiro capítulo faz um estudo dos transformadores de potência, responsáveis pela grande quantidade de energia a que serão submetidos e destinados a distribuir.

O capítulo quarto relata o detalhamento do estudo de caso, com os ensaios em campo para diagnosticar o defeito.

No último capítulo, o quinto, serão feitas as considerações finais e conclusões do trabalho, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

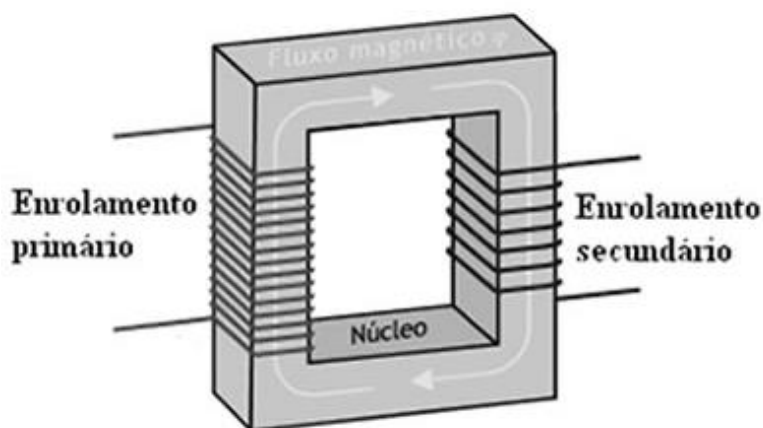
2.1 FUNCIONAMENTO

O Transformador é uma máquina estacionária, de construção simples e rendimento elevado. É constituído de dois enrolamentos, o primeiro é chamado de primário e o segundo de secundário. Tem como função a transferência de energia ou potência elétrica de um circuito para outro circuito isolado eletricamente, proporcionando a mesma frequência do sinal alternado e ajustando os valores da tensão e corrente. A transferência ou transformação de energia que ocorre não envolve partes mecânicas e, sim, um caminho potencializado para o fluxo magnético, denominado núcleo do transformador. (MARTIGNONI, 1983).

O transformador de potência é desenvolvido, inicialmente, para executar a transformação da corrente e da tensão para operar em algumas faixas de potência, como forma de aumentar ou diminuir o valor de tensão desejada, reduz-se ou aumenta-se o valor da corrente. Esse método é usado com intuito principal de diminuir as quedas de tensões e perdas por efeito joule. Quando diminuimos o valor da corrente elétrica, automaticamente, as perdas nos condutores da rede de transmissão melhoram, com isso, diminui-se as quedas de tensão nos terminais das linhas, produzindo uma melhor regulação. (MARTIGNONI, 1983).

Conforme ilustramos na Figura 2, ao alimentarmos o primário do transformador com uma tensão alternada E_1 , ocorre a geração de um fluxo magnético alternado, que irá percorrer o núcleo do transformador. No momento da circulação do fluxo nas bobinas do secundário, ocasionar-se-á uma tensão alternada nos terminais, provocada pela indução magnética. (MARTIGNONI, 1983).

Figura 2 - Transformador - Bobina primaria e secundária



Fonte: Brasil Escola, 2017.

2.1.1 Transformador Ideal

No transformador monofásico ideal, podemos compreender seu funcionamento, desconsiderando as perdas ou qualquer tipo de resistência, na qual não há fluxo de dispersão. As perdas no ferro (núcleo) não fazem parte. A potência instantânea de saída do enrolamento secundário PS é igual à potência de entrada do primário PE. Conforme mostra Figura 2. (MARTIGNONI, 1983).

$$PE = PS \quad V_1 \times I_1 = V_2 \times I_2 \quad (1)$$

A equação demonstrada (1) nesta sessão, deve ser considerada, quando o transformador ideal for usado, assim, ao analisar o transformador real, os parâmetros de perdas devem ser inseridos ao modelo.

2.1.2 Perdas no transformador

Ao executarmos cálculos reais, usamos sempre nas equações o fator de perdas em consequência de suas características construtivas e do material utilizado. As perdas estão resumidas à "energia não usada", que fazem com que a potência de entrada seja diferente da potência de saída. (MARTIGNONI, 1983).

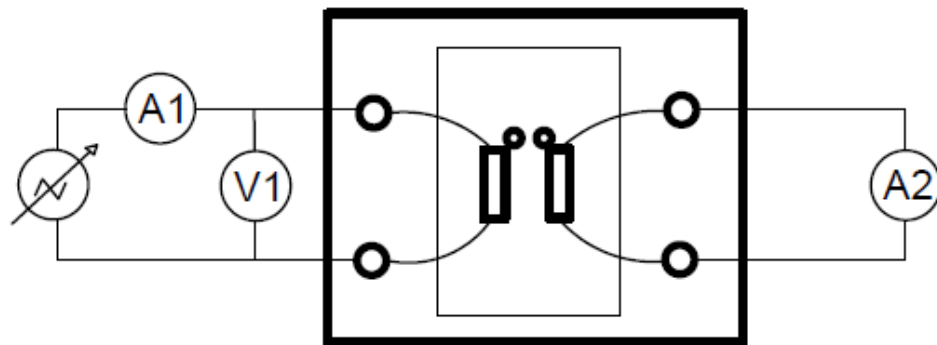
Teoricamente, um transformador teria que transferir toda a potência do primário para o secundário, na prática, observa-se certas perdas de potência, ocasionadas por diversos motivos, como, por exemplo: decorrência da resistência ôhmica (perdas no cobre), da histerese magnética e as correntes parasitas e corrente de Foucault. Serão apresentadas, nas seções seguintes, as definições de perdas de cada item, para melhor compreensão. (MARTIGNONI, 1983).

2.1.2.1 Perdas no cobre

As perdas são ocasionadas devido ao aquecimento das bobinas, por onde parte da energia será dissipada na forma de calor. Existem formas de diminuir as perdas no cobre através do uso de ventiladores que ajudam a circulação de ar com a ventilação forçada.

Para detectarmos as perdas do cobre, nos transformadores, executamos ensaios. Esses ensaios necessitam de alguns cuidados, pois colocamos o secundário do transformador em curto circuito. Através de um instrumento, chamado varivolt, iniciamos com a tensão em zero, com isso, deverá elevar a tensão do primário até a corrente do secundário chegue ao valor nominal, um amperímetro deverá monitorar esse valor de corrente, conforme ilustrado na Figura 3. (MARTIGNONI, 1983).

Figura 3 - Ensaio para detectar perdas no cobre



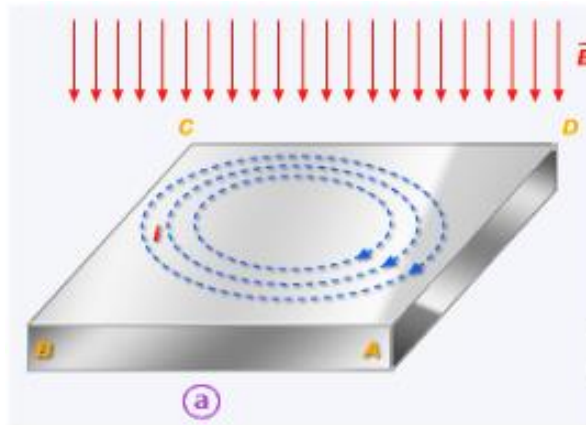
Fonte: Elaborado pelos autores, 2017.

Ao controlamos a corrente de saída, uma pequena tensão na entrada gera uma grande corrente na saída. As perdas de potência no cobre serão o produto entre a tensão (V_1) e a corrente (I_1) do valor monitorado no primário do transformador. Desta forma, podemos verificar o valor de corrente e comparamos os valores. Através desses ensaios, podemos verificar a tensão de curto circuito e a impedância percentual e a corrente de curto. (MARTIGNONI, 1983).

2.1.2.2 Perdas no ferro

As perdas ocasionadas, no ferro, se manifestam através da histerese magnética e correntes parasitas. Para diminuir o efeito das correntes parasitas no núcleo do transformador, os mesmos são construídos por lâminas de ferro, que interrompem as correntes parasitas, pois são isoladas entre si. Através dos estudos realizados pelo físico Heinrich Lens, foram descobertas as correntes parasitas ou correntes de Foucault. Conforme ilustra a Figura 4. (DE ARAÚJO, 2005).

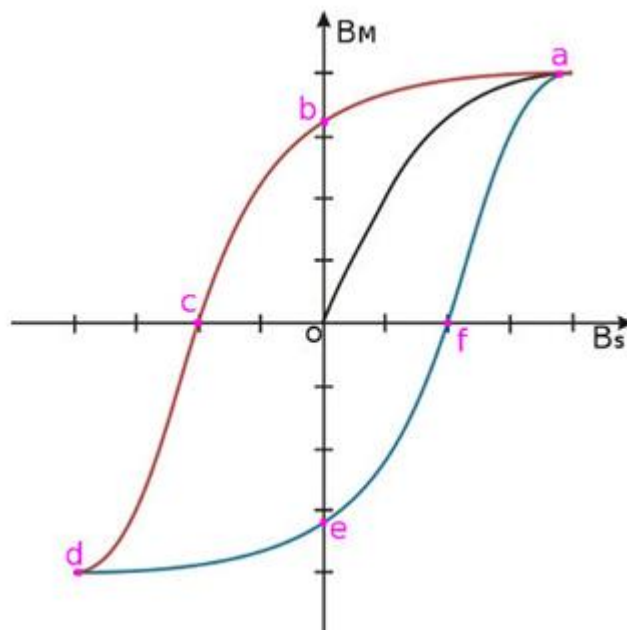
Figura 4 - Correntes Parasitas



Fonte: (DE ARAÚJO, 2005).

A histerese magnética é um fenômeno dos materiais ferromagnéticos e tem como definição o atraso ou retardo. Esse fenômeno se manifesta, porque, os materiais ferromagnéticos se magnetizam rapidamente quando expostos a influência do campo magnético, porém, esse material não desmagnetiza tão rapidamente quando deixam de receber a influência do campo magnético. A histerese tem como definição o momento de magnetizar e desmagnetizar, esse atraso resulta em perdas, conforme ilustrado na Figura 5. (DE ARAÚJO, 2005).

Figura 5 - Laço de histerese



Fonte: (DE ARAÚJO, 2005).

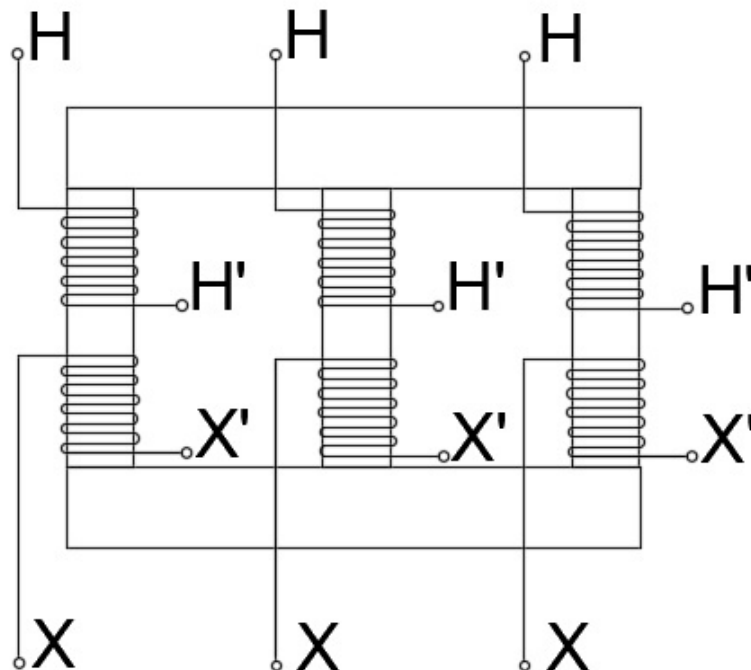
2.1.3 Transformador monofásico

No transformador monofásico tem fluxo magnético comum a dois ou mais enrolamentos de fios ou cabos condutores, onde, no caso mais simples, conforme ilustrado na Figura 2, o transformador tem dois enrolamentos e é conhecido como monofásico. O valor desta tensão aplicada está ligado diretamente ao número de espiras de cada enrolamento, que nada mais é do que o número de enrolamentos de cada uma. Estes condutores do enrolamento envolvem núcleos ferromagnéticos, gerando fluxo magnético. (MARTIGNONI, 1983).

2.1.4 Transformador trifásico

Os transformadores trifásicos, para ocorrer a transformação dos sistemas trifásicos, podem empregar três transformadores monofásicos, conforme mencionado no item 2.1, os mesmos podem ser distintos e iguais entre si. Com o intuito de simplificar a construção, abandona-se a condição de simetria, e dá-se ao núcleo a forma como está ilustrada na Figura 6. As três colunas são assim colocadas no mesmo plano para ligá-las entre si com uma simples travessa superior e inferior. A relutância das três colunas adquire valores diferentes e as correntes magnetizantes também serão diferentes entre si. (MARTIGNONI, 1983).

Figura 6 - Núcleo do transformador



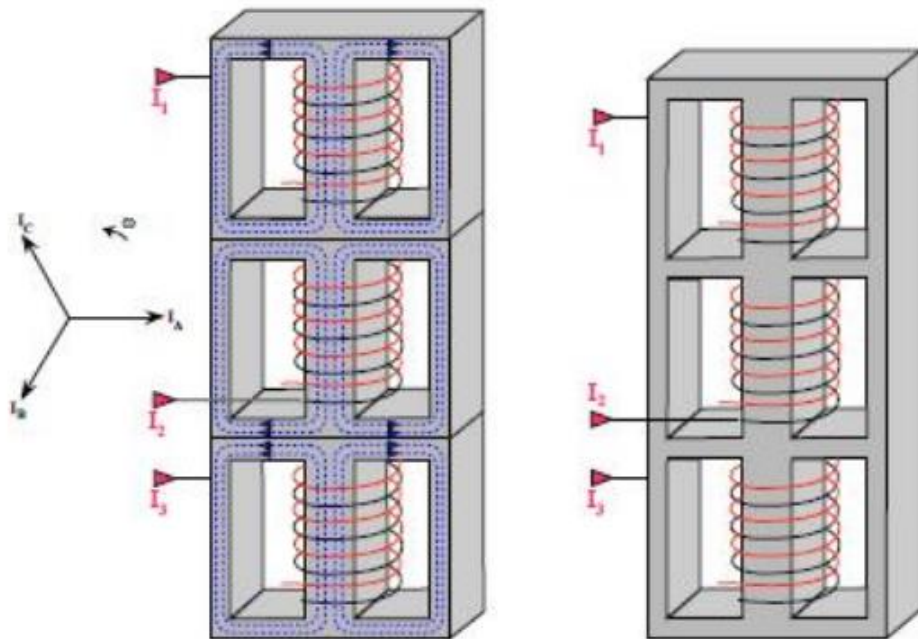
Fonte: Martignoni (1983, p.15).

2.1.4.1 Núcleos envolvidos e núcleos envolventes

Os núcleos apresentam dois tipos, conforme mostra a Figura 7 e Figura 8.

O núcleo envolvido: Os enrolamentos colocados sobre as colunas envolvem o respectivo circuito magnético sem serem envolvidos. (MARTIGNONI, 1983).

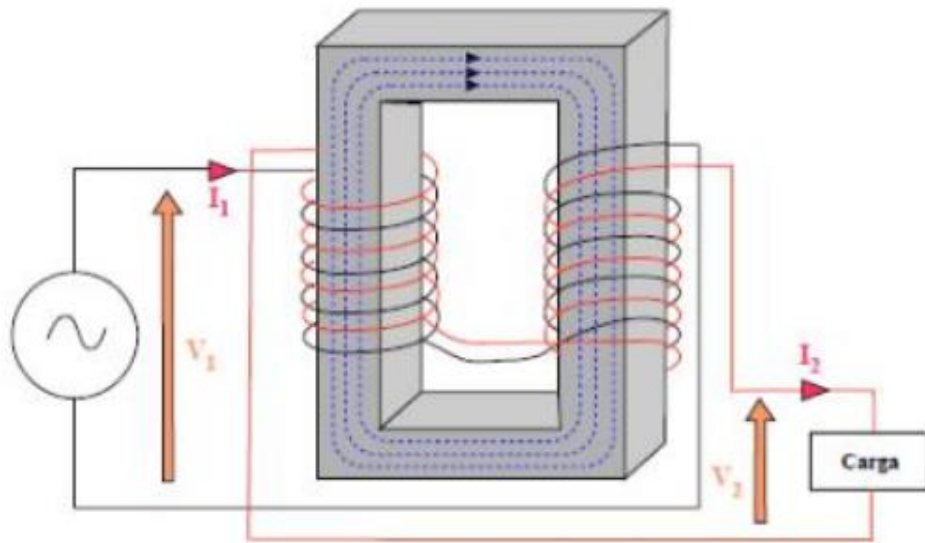
Figura 7 - Núcleo envolvido e envolvente



Fonte: Rautter Neto; Schiavon, 2017.

O núcleo envolvente: O núcleo envolvente, apresentado na Figura 8, aumenta a quantidade de material ferro magnético e, conseqüentemente, aumenta o rendimento, isso se dá porque o fluxo se encontra em dois caminhos paralelos. (MARTIGNONI, 1983).

Figura 8 - Núcleo envolvente



Fonte: Rautter Neto; Schiavon, 2017.

2.1.5 Transformador a seco

Em transformadores a seco, a forma de resfriamento é o próprio ar natural, que circula no transformador ou forçado por meio de ventiladores, conforme vimos na Figura 9. (WEG, 2012)

Figura 9 - Transformador a seco



Fonte: Weg (2012, p. 44).

2.1.6 Transformador a Óleo isolante

O transformador imerso em líquido isolante, mostrado na Figura 10, necessita de um tanque de aço onde a parte ativa do transformador (Núcleo e bobinas) fica completamente imerso no líquido isolante. O mesmo possui duas finalidades importantes, a primeira é isolar os elementos sob tensão do tanque e possibilitar que os arcos elétricos internos ao transformador, devido às diferenças de tensão entre o primário e o secundário e tanque, sejam rapidamente interrompidos. (MARTIGONI, 1983).

Figura 10 - Transformador a Óleo



Fonte: Elaborado pelo autor, 2017.

2.1.7 Transformador de Potência

Como podemos ver na Figura 11, os transformadores de potência são equipamentos que possuem vários componentes e ou equipamentos, esta seção descreve o funcionamento e as principais partes do transformador de potência. Esses componentes fazem com que o transformador desempenhe sua principal função, à de distribuir a energia elétrica. Uma falha ou defeito, em qualquer destes equipamentos, pode causar desde um desligamento por atuação de uma proteção ou até mesmo a perda do transformador. (WEG, 2012).

Figura 11 - Transformador de Potência



Fonte: Weg (2012, p. 45).

2.1.7.1 CARACTERÍSTICAS INTERNAS

2.1.7.1.1 Núcleo

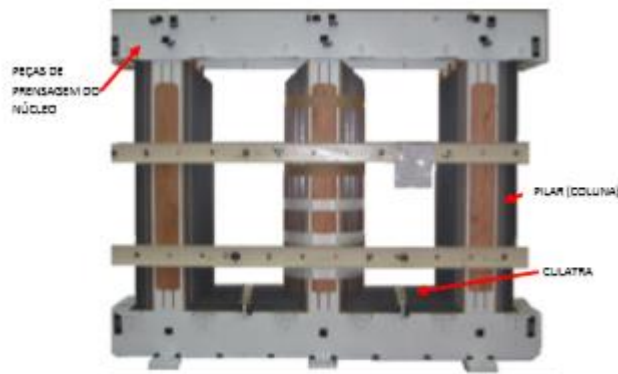
O núcleo do transformador, conforme Figura 12, está constantemente sobre a ação de fluxo magnético, para minimizar as perdas, devido ao surgimento de correntes parasitas, é montado em lâminas de aço silício (Fe-3\%Si), sendo esse material ferromagnético (Fe) contemplado em sua composição química, o elemento silício (Si), melhorando suas propriedades de magnetização. Essas lâminas são empilhadas umas sobre as outras, possuindo entre elas uma película isolante que garante o isolante entre as lâminas de silício. (WEG,2012).

Conforme Martignoni (1983, p.1):

Para que a ligação magnética entre os dois circuitos mencionados seja a mais perfeita possível, é necessário que estes estejam enrolados sobre um núcleo magnético de pequena relutância.

Para que haja indução de tensão do primário para o secundário de um transformador com máxima eficiência possível deve haver um circuito magnético acoplado com baixa relutância.

Figura 12 - Núcleo do transformador



Fonte: Weg (2012, p. 61).

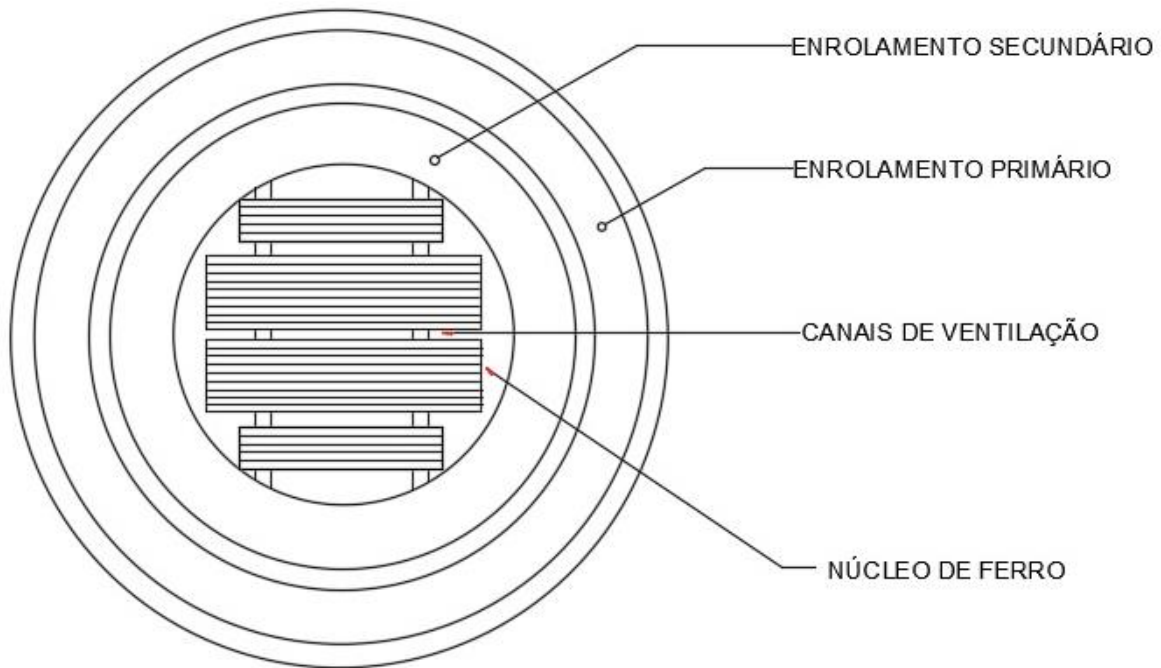
2.1.7.1.2 Enrolamento do transformador

Uma das partes mais importantes do transformador é o enrolamento, conforme podemos observar na Figura 13, eles devem possuir eletricamente características de isolamento e de temperatura, as bobinas, como são chamados os enrolamentos, sofrem elevados esforços mecânico devido às forças eletromagnéticas durante os curtos-circuitos no sistema elétrico do qual faz parte o transformador. Tanto os enrolamentos primários quanto os secundários são constituídos de fios condutores que podem ser de cobre ou de alumínio, que podem ser isolados com esmalte ou papel, podem possuir a seção retangular, circular, chapas ou fitas de alumínio ou cobre. (WEG, 2012).

Nos enrolamentos com a fabricação de chapas ou fitas condutoras, as bobinas estão enroladas umas sobre as outras, com folhas de papel para o isolamento elétrico entre as bobinas. (WEG, 2012).

Nos transformadores, os enrolamentos estão dispostos de maneira concêntricas em que normalmente o secundário ocupa a parte interna e o primário a parte externa da bobina, facilitando as conexões dos enrolamentos dos secundários, devido ao diâmetro dos fios serem menores. (WEG, 2012).

Figura 13 - Enrolamento do transformador



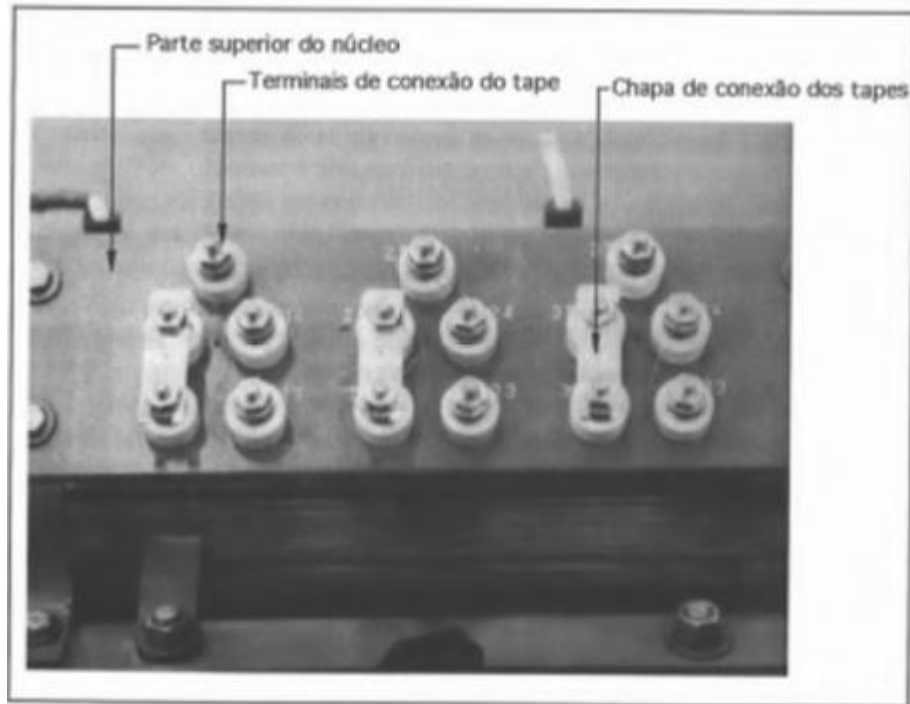
Fonte: Mamede (2005, p. 476).

2.1.7.1.3 Comutadores de Derivações

Todo o transformador de potência possui algumas derivações nos enrolamentos primários. Essas derivações são utilizadas para a adequação da tensão primária do transformador à tensão de alimentação do transformador, ou seja, reduzir a tensão secundária do transformador conforme o nível da tensão do primário. Os comutadores podem ser classificados como operação sem carga e com carga. Na Figura 14, apresentamos o comutador mais simples, operação sem carga, para trocar a posição dos tape, como são chamadas as derivações, é necessário fazer o procedimento de troca manualmente, abrindo a janela de inspeção na parte superior do transformador e mudando algumas chapas de conexão ou rotacionando uma chave comutadora com o transformador desligado. Já, no comutador com operação com carga, Figura 15, essa derivação poderá ser realizada com carga e com acionamento motorizado, isto é possível porque durante a derivação do enrolamento do transformador a corrente é mantida e limitada nos enrolamentos, através dos resistores de transição, a tensão é mantida na posição anterior até que a troca de conexões seja completamente concluída. O sistema de derivação é a única peça móvel existente no

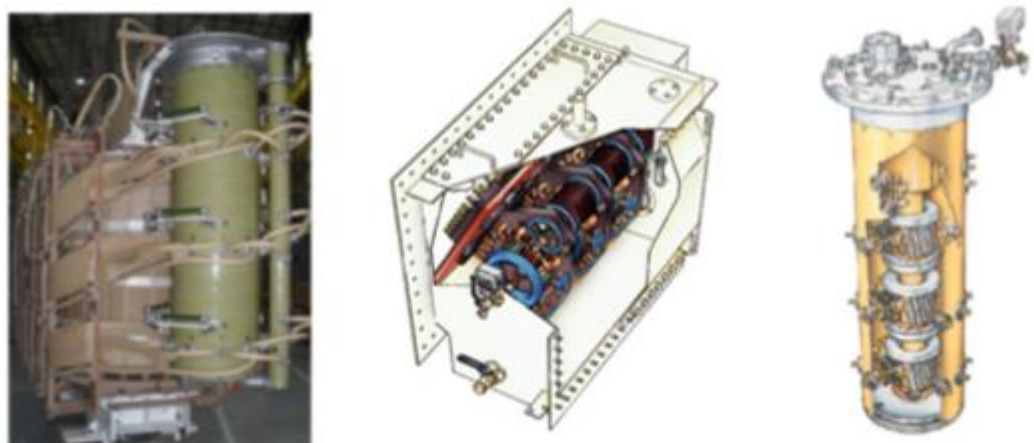
transformador, constituindo se, assim, o ponto de maior índice de falhas no conjunto. (MAMEDE, 2005).

Figura 14 – Comutador com operação sem carga



Fonte: Mamede (2005, p. 482).

Figura 15 - Comutadores com operação com carga

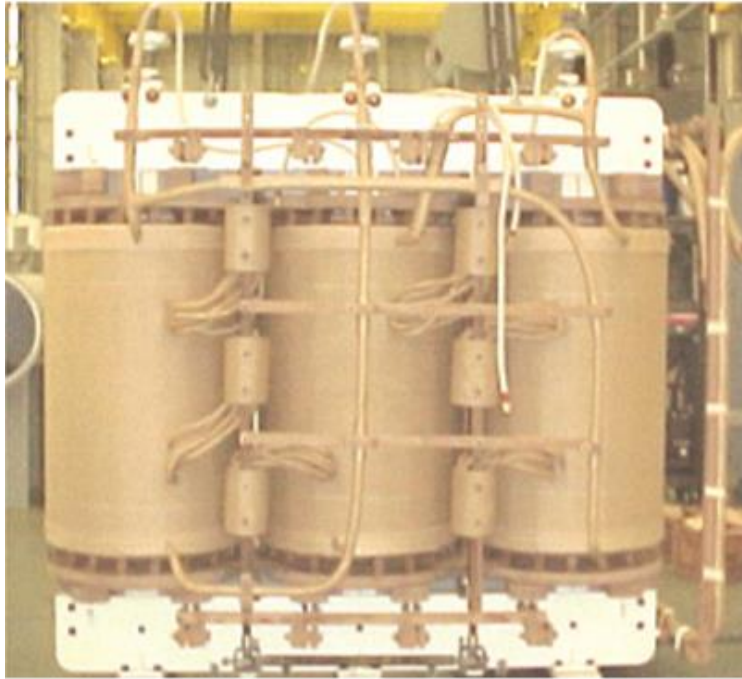


Fonte: Weg (2012, p. 69).

2.1.7.1.4 Parte ativa

A parte ativa do transformador, Figura 16, é o conjunto formado pelos enrolamentos primários e secundários, comutadores de derivações e núcleo. Esse conjunto deve estar mecanicamente rígido, capaz de suportar condições adversas de funcionamento. (WEG, 2012).

Figura 16 - Parte ativa



Fonte: Weg (2012, p. 69).

2.1.7.2 CARACTERÍSTICAS EXTERNAS

2.1.7.2.1 Buchas

Com podemos ver na Figura 17, são dispositivos que permitem a conexão isolada dos condutores internos dos enrolamentos do transformador ao meio externo. São basicamente constituída por:

- Corpo isolante: constituída de porcelana vitrificada ou material polimérico;
- condutor passante: constituído de cobre eletrolítico ou latão;
- terminal: bronze ou latão;
- vedação: borracha e papelão hidráulico resistente ao óleo. (WEG, 2012).

Figura 17 - Buchas



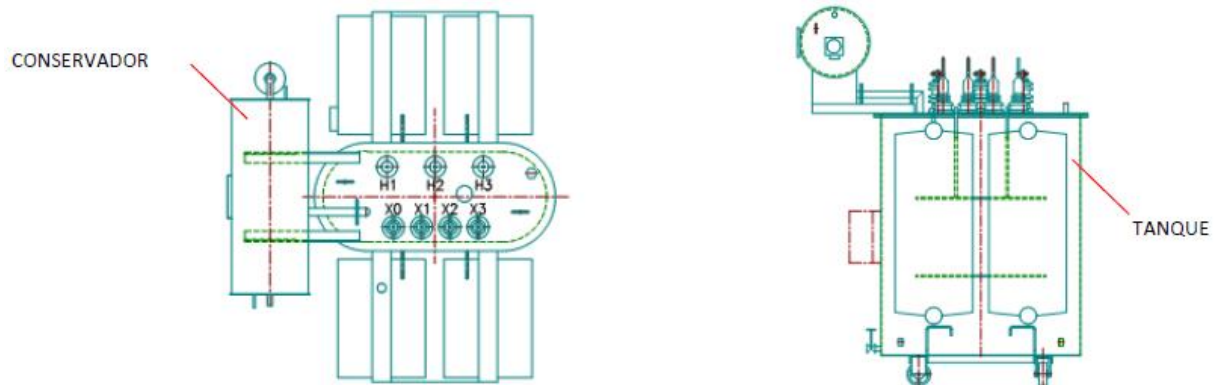
Fonte: Weg (2012, p. 70).

2.1.7.2.2 Tanques

É a parte destinada a servir de invólucro da parte ativa, parte metálica onde o óleo isolante é armazenado. No tanque, ainda, encontramos, suportes de rodas, janelas de inspeção, dispositivos de drenagem e amostragem do líquido isolante, conector de aterramento, furos de passagem das buchas, radiadores, suportes para acessórios e caixas de ligação. (WEG, 2012).

Os transformadores que possuem tanques totalmente cheios de óleo possuem um tanque auxiliar que é chamado de tanque de expansão. O tanque de expansão é destinado a compensar às variações de volume de óleo decorrentes as variações de temperatura tanto da parte ativa quanto da temperatura ambiente. Podemos observar, na Figura 18, os modelos com e sem tanques de expansão. (WEG, 2012).

Figura 18 - Tanques



Fonte:Weg (2012, p. 72).

2.1.7.2.3 Radiadores

O calor gerado na parte ativa do transformador se propaga no óleo e é dissipado em todo o tanque, a temperatura do óleo e dos enrolamentos deve ser limitada para evitar a deterioração do isolamento de papel e do óleo. Para aumentar a área de dissipação de toda essa temperatura no óleo, usam-se radiadores fixos ao tanque que podem ser tubos ou aletas, como mostrado na Figura 18. (WEG, 2012).

2.1.7.2.4 Sistema de resfriamento

Os transformadores, quando em operação, geram internamente uma enorme quantidade de calor, esse calor gerado vem acompanhado de perdas ôhmicas nos fios do enrolamento, quando o transformador está em carga e das perdas por histerese e correntes de Foucault em quaisquer condições de operação. Essa elevação de temperatura é transferida para o óleo isolante, e que, em contato com as paredes do tanque ou através dos radiadores é conduzida ao meio ambiente. (MAMEDE, 2005).

O processo para minimizar a transferência de calor pode ser feito de duas formas:

- convecção natural;
- convecção forçada.

Conforme Mamede (2005, p.490):

Na convecção natural, a massa de ar aquecida em contato com o corpo do transformador movimenta-se para cima, sendo substituída por uma massa de ar mais frio que, ao ser aquecida, circula como a anterior, num processo lento e contínuo. Quando a massa de óleo quente atinge a parte superior do transformador, inicia o caminho de retomo através dos radiadores, cedendo calor ao meio exterior, chegando na sua parte inferior já bastante resfriada. Assim, a convecção natural apresenta baixas taxas de transferência de calor nos transformadores.

No caso da convecção forçada é necessária a utilização de motores acoplados a ventiladores que aceleram a movimentação das massas de ar quente que são imediatamente substituídas por massas de ar frio, num processo rápido e contínuo.

Os transformadores possuem dois sistemas de resfriamentos que podem ser por convecção natural ou por convecção forçada. No sistema de convecção natural, não há nenhum dispositivo ajudando no resfriamento do transformador, é apenas a ação do vento que atua no transformador fazendo ele resfriar naturalmente. Já, no sistema de convecção forçada, haverá algum dispositivo externo ajudando a refrigeração do transformador.

As letras abaixo determinam o tipo de resfriamento do transformador:

- ONAN – Óleo natural com resfriamento natural;
- ONAF – Óleo natural com ventilação forçada;
- OFAF – Óleo com circulação forçada do líquido isolante e com ventilação forçada;
- OFWF – Óleo com circulação forçada do líquido isolante e com resfriamento a água. (MAMEDE, 2005).

2.1.7.3 LÍQUIDOS ISOLANTES

Líquidos isolantes ou óleos isolantes, como também são chamados, nada mais é que um composto líquido, de baixa viscosidade, destinados a garantir a isolação elétrica entre os componentes do transformador e dissipar para o exterior o calor gerado pelos enrolamentos e núcleo. Esses líquidos são caracterizados por uma alta rigidez dielétrica, boa fluidez e capacidade de funcionamento com temperaturas elevadas. Esse óleo, quando impregnado nos componentes internos do tanque, aumenta o poder de isolação dos componentes do transformador. (WEG, 2012).

Os óleos mais utilizados em transformadores atualmente são os óleos minerais, que são adquiridos através do refino do petróleo. Podem ser de base naftênica ou de base parafínica. Existem, também, fluidos isolantes de alto ponto de fulgor e baixa inflamabilidade, recomendados para áreas de alto grau de segurança reduzindo sensivelmente uma eventual propagação de incêndio e explosão. (WEG, 2012).

Conforme Mamede (2005, p.480):

Óleos minerais, quando submetidos a descargas internas no interior do transformador, podem sofrer decomposições moleculares cujo resultado é a formação de outros produtos que, juntos, denominam-se lama. Por ter densidade superior à do óleo propriamente dito, a lama desce para o fundo do tanque do transformador, podendo ser depositada, em sua trajetória, sobre as bobinas do núcleo, acarretando sérios danos à isolação. Sendo a lama um produto com poder dielétrico baixo, a deposição entre os fios das bobinas pode acarretar a sua absorção pelo material isolante, normalmente o papel, que recobre os fios condutores, facilitando a ocorrência de descargas entre espiras e a consequente queima da bobina. Além disso, a lama pode solidificar-se nas paredes do tanque do transformador, dificultando a transferência do calor gerado por efeito das perdas internas para o meio externo. A consequência imediata é a deterioração do isolamento do transformador e a queima dos seus enrolamentos.

O óleo, quando submetido a uma interferência de descargas internas, pode sofrer alterações em sua composição, formando uma lama no interior do tanque, essa lama poderá ter

a capacidade dielétrica baixa, esse material poderá ficar acumulado nas bobinas, núcleo e comutadores, podendo ocorrer vários danos ao transformador e, até mesmo, a perda do transformador.

Na Tabela 1, apresentamos algumas características físico-químicas dos óleos minerais naftênica e parafínico novo, ou seja, sem contato com o transformador.

Tabela 1 - Características dos óleos minerais

Características (A)		Método de Ensaio	Unidade	Valores Garantidos	
				Mínimo	Máximo
Densidade, 20/4°C		NBR 7148	-	0,861	0,900
Viscosidade cinemática	a 20°C	NBR 10441	Mm²/s	-	25,0
	a 40°C				11,0
	a 100°C				3,0
Ponto de fulgor		NBR 11341	°C	140	-
Ponto de fluidez		NBR 11349	°C	-	-39
Índice de neutralização		ASTM D 974	MgKOH/g	-	0,03
Tensão interfacial a 25°C		NBR 6234	MN/m	40	-
Cor ASTM		ASTM D 1500	-	-	1,0
Teor de água		NBR 5755	Mg/kg	-	35
Cloretos e Sulfatos		NBR 5779	-	Ausentes	
Enxofre corrosivo		NBR 10505	-	Ausente	
Ponto de anilina		NBR 11343	°C	63	84
Índice de refração a 20°C		NBR 5778	-	1,485	1,500
Rigidez dielétrica		NBR 6869	kV	30	-
Fator de perdas	a 100°C	ASTM D 924	%		0,50
ou Fator de dissipação	a 90°C	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:		IEC 74			0,4
- índice de neutralização			MgKOH/g	-	0,10
- borra			%massa		20
-fator de dissipação, a 90°C(IEC247)			%		

Fonte: Weg (2012, p. 76).

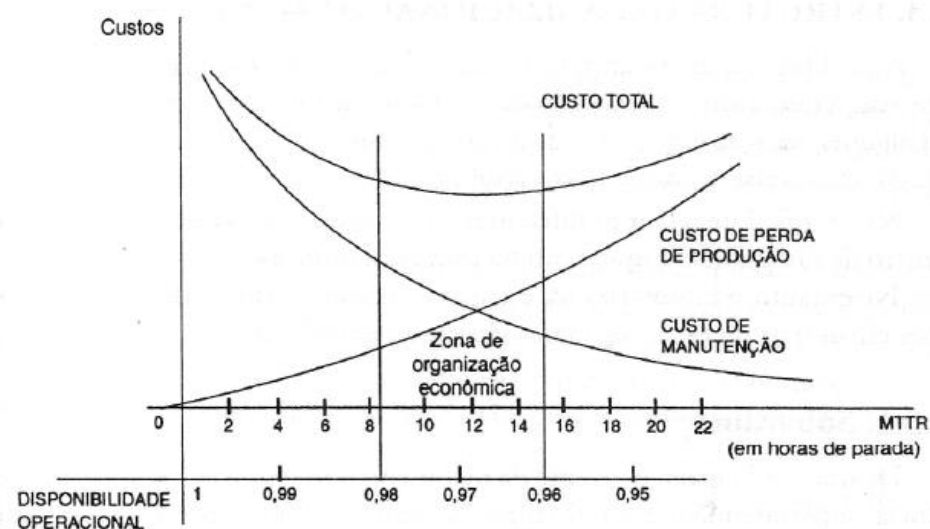
2.2 MANUTENÇÃO

A manutenção é toda atividade desenvolvida em uma máquina, equipamento, dispositivo e estruturas que estejam sendo manipulados ou restaurados, com o intuito de manter em operação, contudo definimos a manutenção como conjunto de condições que o equipamento necessita para funcionar, como foi projetado, fabricado ou instalado. O conhecimento de oportunidades de redução nos custos e melhoria da qualidade de produtos mostrou a

necessidade de um cuidado maior para as atividades de manutenção. (KARDEC; NASCIF, 2009).

Conforme Figura 19, verifica-se o valor do custo total resultante de uma falha. As perdas aumentam devido ao custo gasto em função da perda de produção, perda essa com o tempo de reparo. As manutenções diminuem conforme os reparos sendo executados, diminuindo a quantidade de defeitos. O gráfico mostra outras informações, relacionado não somente ao tempo gasto com os reparos, mas o tempo que a produção está parada, gerando custos que somam, exponencialmente, o resultado final do custo total. (KARDEC E NASCIF, 2009).

Figura 19 - Projeção de custos.



Fonte: Kardec e Nascif (2009, p.61).

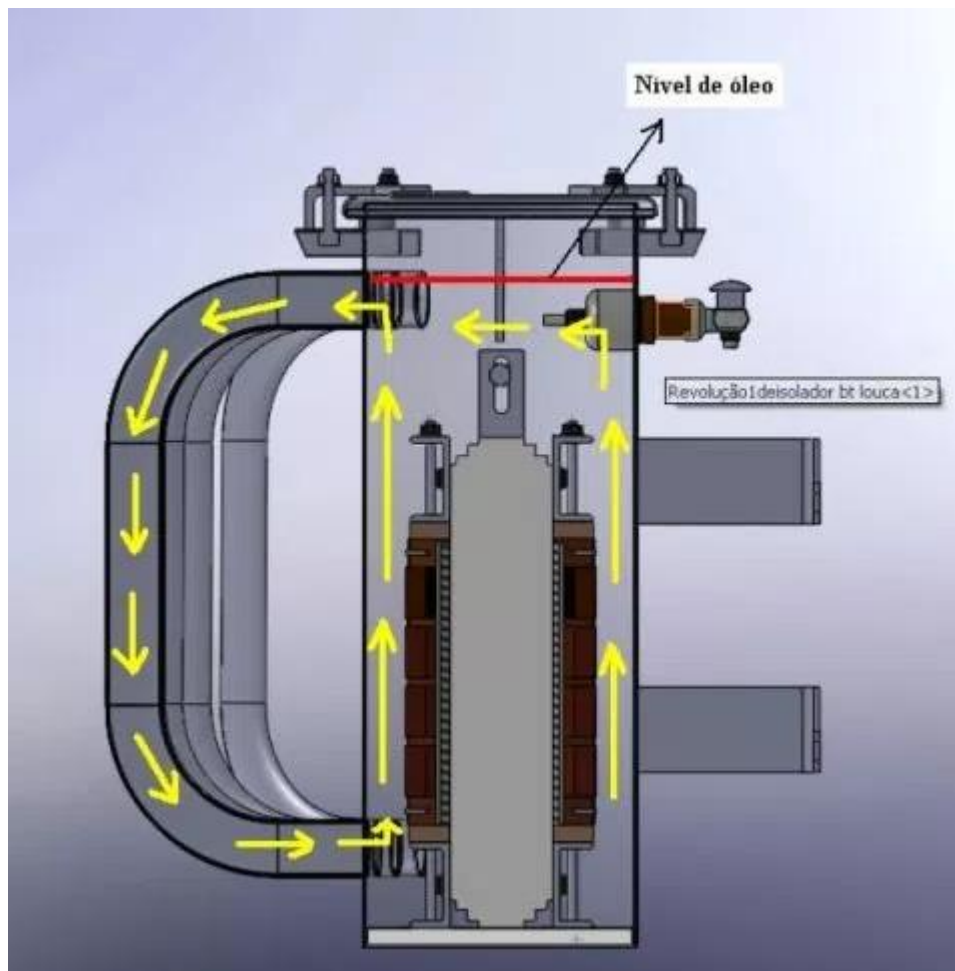
2.2.1 Manutenção em transformadores

As empresas de energia, através de seus departamentos de manutenção, estão em constante monitoramento e diagnósticos em suas unidades transformadores de potência, buscando prevenir ou antecipar prováveis defeitos que, em muitos casos, não acontecem, pois realiza-se no transformador uma manutenção, para não ocasionar o defeito. Os principais motivos para tal preocupação estão ligados às características associadas ao custo elevado de aquisição, reparo e a troca desses equipamentos que podem assumir valores entornam de milhões de dólares e a necessidade do elevado padrão de qualidade e confiabilidade operacional dos serviços de distribuição de energia, conforme padrões exigidos pela Agência de Energia Elétrica (ANEEL). (DUPONT, 2003).

Atualmente, os níveis de concorrências entre as empresas está cada dia mais acentuada, visa-se a sobrevivência em um mercado muito competitivo, exigindo máxima eficiência. Nos casos de empresas do setor de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, este modelo não é diferente. (DUPONT, 2003).

Nos transformadores de potência, é utilizada uma grande quantidade de óleo mineral isolante derivado do petróleo, que é constituído por misturas de hidrocarbonetos que, quando está novo, é transparente e de cor amarelo claro, sendo processados através de uma rigorosa purificação, para retirada de contaminantes, principalmente, o enxofre. Eles são estáveis e possuem baixa viscosidade, pois, além de sua função dielétrica de impregnação, também atuam como meio refrigerante para transportar o calor gerado na parte ativa do transformador para região mais periférica e para os radiadores de calor do mesmo, conforme Figura 20. (MARQUES, 2004).

Figura 20 - Calor gerado na parte ativa.



Fonte: Datalink, (2016).

2.2.1.1 Tipos de Manutenções

Os tipos de manutenção mais comuns estão representados na Figura 21. (LEMOS; ALBERNAZ; CARVALHO, 2011).

Figura 21 - Tipos de manutenção.



Fonte: Lemos, Albernaz e Carvalho (2011).

2.2.1.1.1 Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva caracteriza o fato já ocorrido, independente se o equipamento demonstra desempenho maior ou menor que o esperado. A manutenção ocorre no momento em que ocorreu o defeito na máquina ou equipamento, não se faz uma preparação do serviço. Estima-se que é a mais aplicada ainda. (KARDEC; NASCIF, 2009). A manutenção corretiva divide-se conforme demonstra a Figura 21, dois tipos:

- manutenção corretiva não planejada;
- manutenção corretiva planejada.

2.2.1.1.1.1 Manutenção Corretiva planejada

A manutenção corretiva planejada é definida como o conjunto de atividades que são realizadas para eliminar o local de começo da falha, sem interromper a continuidade do

processo de serviço, produção ou operação. Faz-se a substituição da peça ou equipamento. Esse tipo de manutenção deve ser resultado de uma inspeção regular, que identifica a falha a tempo da manutenção corretiva ser planejada e programada. (KARDEC; NASCIF, 2009).

2.2.1.1.1.2 Manutenção Corretiva não planejada

A manutenção corretiva não planejada é a correção da falha de maneira aleatória, quando não há tempo para a preparação do serviço, sendo a de valor mais elevado, geralmente implica altos custos, pois a quebra inesperada pode gerar perdas de produção e de qualidade de serviço. (KARDEC, NASCIF, 2009).

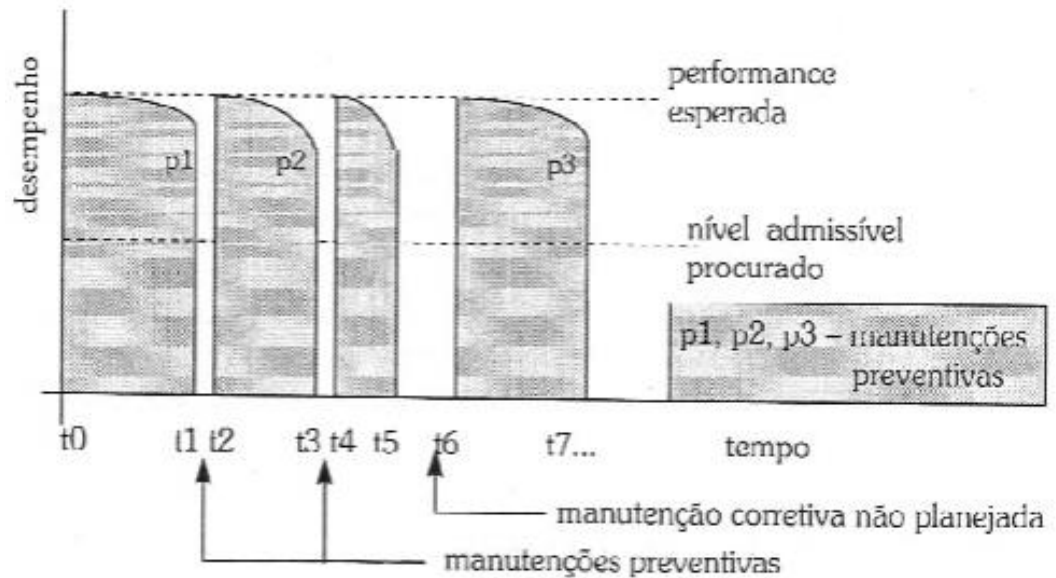
Quanto maior for a simplicidade na execução do serviço, os valores mais altos que podem provocar a falha do equipamento ou a implicação das falhas na segurança dos colaboradores e no sistema, maior a indicação de usar a manutenção preventiva. (KARDEC, NASCIF, 2009).

2.2.1.1.2 Manutenção preventiva

A manutenção preventiva é o plano de maior redução de custos e diminuição das perdas de produção e desempenho em qualquer seguimento, pois ela visa diminuir custos maiores com o planejamento de planos elaborados, conforme a necessidade da execução do serviço, obedecendo ao plano traçado e baseando em intervalos de tempo definidos para maior diminuição do tempo de parada. (KARDEC, NASCIF, 2009).

A manutenção preventiva é uma tarefa que projeta e aumenta a confiabilidade dos equipamentos e operações. **A Erro! Fonte de referência não encontrada.,** demonstra a falha, onde, após a execução da manutenção preventiva, realizada em períodos devidamente calculados, o equipamento desenvolve a performance desejada, mas com o passar do tempo, este rendimento sofre e começa a diminuir, necessitando outra intervenção. Todavia, nesse período de queda de performance, pode ocorrer uma falha total do equipamento, sendo necessário uma manutenção corretiva, resultando em valores de alto custo de parada e tempo de reparo muito maior. (KARDEC, NASCIF, 2009).

Figura 22 - Manutenção preventiva



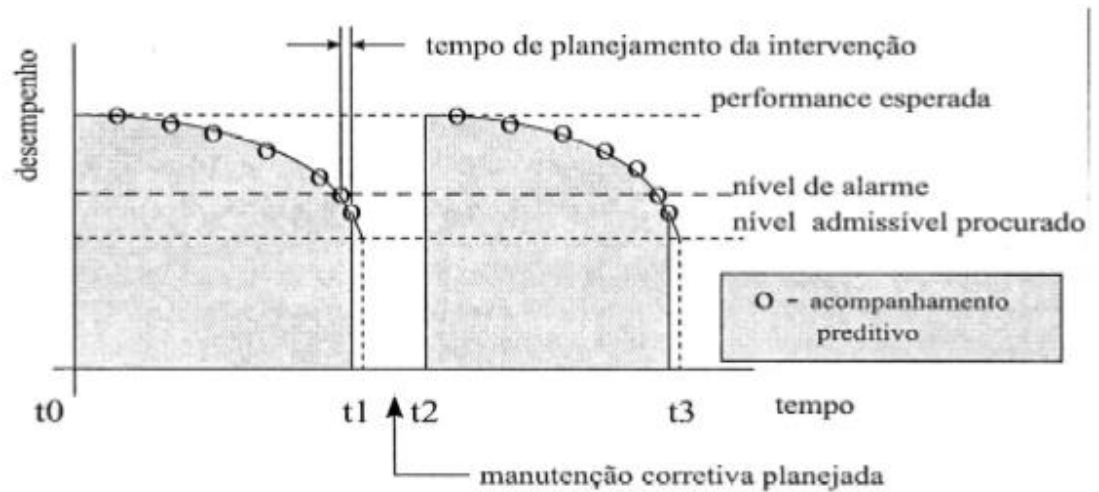
Fonte: (KARDEC E NASCIF, 2009, p. 40).

2.2.1.1.3 Manutenção preditiva

A manutenção preditiva é o acompanhamento periódico dos equipamentos, baseado na análise de dados coletados através de monitoramento ou inspeções em campo. Tem como objetivo maior a verificação pontual do funcionamento dos equipamentos, com o intuito de antecipar prováveis e eventuais problemas que seja necessário designar a manutenção corretiva, que, por sua vez, agrega valores maiores na manutenção do equipamento, tentando definir o estado futuro do equipamento e o tempo de sua durabilidade. (KARDEC, NASCIF, 2009).

A Figura 23 demonstra o funcionamento da manutenção preditiva. Tem como resultados de manutenção valores muito satisfatórios na linha de produção, pois tem um número muito baixo de intervenções na sua planta. Esse método tem a parceria do operador que, através dos indicadores colhidos do equipamento em um determinado tempo, percebe que nível de desempenho está funcionando e, após a análise, pode-se agendar uma parada do equipamento e, com isso, o equipamento volte a desempenhar sua performance. (KARDEC, NASCIF, 2009).

Figura 23 - Manutenção preditiva



Fonte: (KARDEC; NASCIF; 2009, p. 43).

2.3 DETECÇÃO DE FALHAS ATRAVÉS DE ENSAIOS

O ensaio tem por finalidade garantir as condições das características funcionais dos transformadores de tal forma que possam entrar em operação segura, executando as funções para as quais foram projetados.

2.3.1 Ensaios Básicos

2.3.1.1 Resistência Ôhmica dos Enrolamentos.

Através deste ensaio, verificaremos algumas prováveis falhas nas resistências dos contatos, apertos, conexões e contatos dos comutadores e, também, determinamos a resistência elétrica dos enrolamentos que multiplicados pela corrente de fase ao quadrado (I^2) para que obtenhamos as perdas ôhmicas nos cálculos das perdas totais. (WEG, 2012).

Para a realização disso, devemos utilizar a corrente contínua que não deve ser superior a 15% da corrente nominal do enrolamento. Deve ser registrada a resistência de cada enrolamento, os terminais entre os quais forem medidos e a temperatura dos enrolamentos. (WEG, 2012).

A NBR 5356-1 (2007) diz que os valores de resistência medidos na temperatura do meio circundante são convertidos para a temperatura de referência aplicável à respectiva na respectiva Tabela 2.

Tabela 2 - Temperatura de Referência

Limites de elevação de temperatura dos enrolamentos [°C]	Temperatura de referência [°C]
55	75
65	85
95	115

Fonte: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2007.

Para as demais temperaturas que não se encontram na referida tabela, utilizamos a formula.

$$R2 = R1 \times \frac{\varnothing2+k}{\varnothing1+k} \quad (2)$$

Onde:

R1: Resistencia medida na temperatura $\varnothing1$;

R2: Resistência calculada na temperatura $\varnothing2$;

k: 234,5 para o cobre e 255,00 para alumínio;

$\varnothing1$: Temperatura do meio circundante, em °C;

$\varnothing2$: Temperatura de referência, em °C.

A medição de resistência ôhmica deverá ser efetuada entre todas as fases, em todos os enrolamentos e, se houver comutador externo, em todos os tap's.

2.3.1.2 Relação de transformação

Este ensaio tem como objetivo mensurar a relação de tensões entre o primário e o secundário de um transformador. Com essa relação, é possível verificar o desvio entre a relação de tensão nominal com a mensurada, conforme a NBR 5356-1 (2007). Este desvio não poderá

ser superior a 0,5%. Este ensaio geralmente é realizado com um instrumento chamado TTR (Transformer Turns Ratiometer), conforme mostramos, na Figura 24, este executa a medição no primário e secundária simultaneamente e apresenta o valor da relação. (WEG, 2012).

Cálculo da Relação de transformação:

$$Relação\ Nominal = \frac{V_1}{V_2} \quad (3)$$

Onde:

V1 = Tensão do Primário;

V2 = Tensão do Secundário.

Calculo do Erro (%):

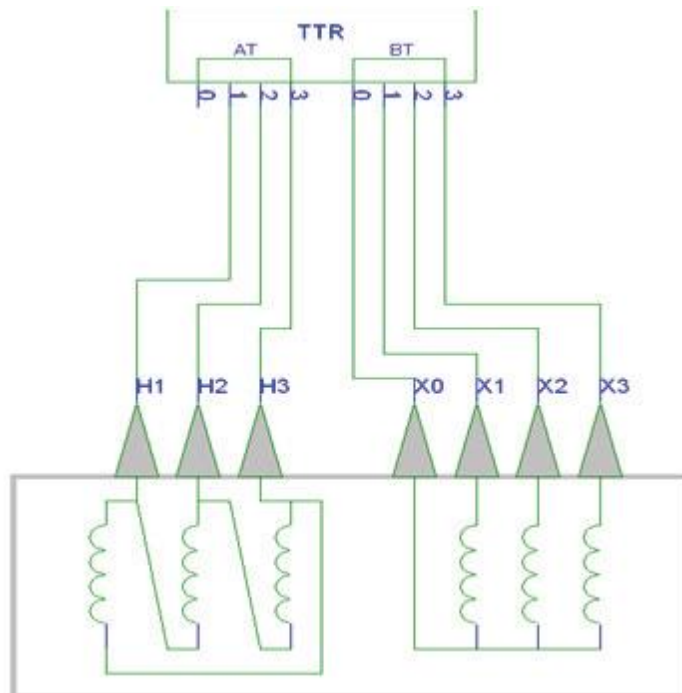
$$Erro(\%) = \frac{Relação\ Medida - Relação\ Nominal}{Relação\ Nominal} \times 100 \quad (4)$$

Onde:

Relação Medida: É a relação encontrada através do TTR;

Relação Nominal: É a relação encontrada através do cálculo.

Figura 24 - Relação de transformação, usando o TTR.

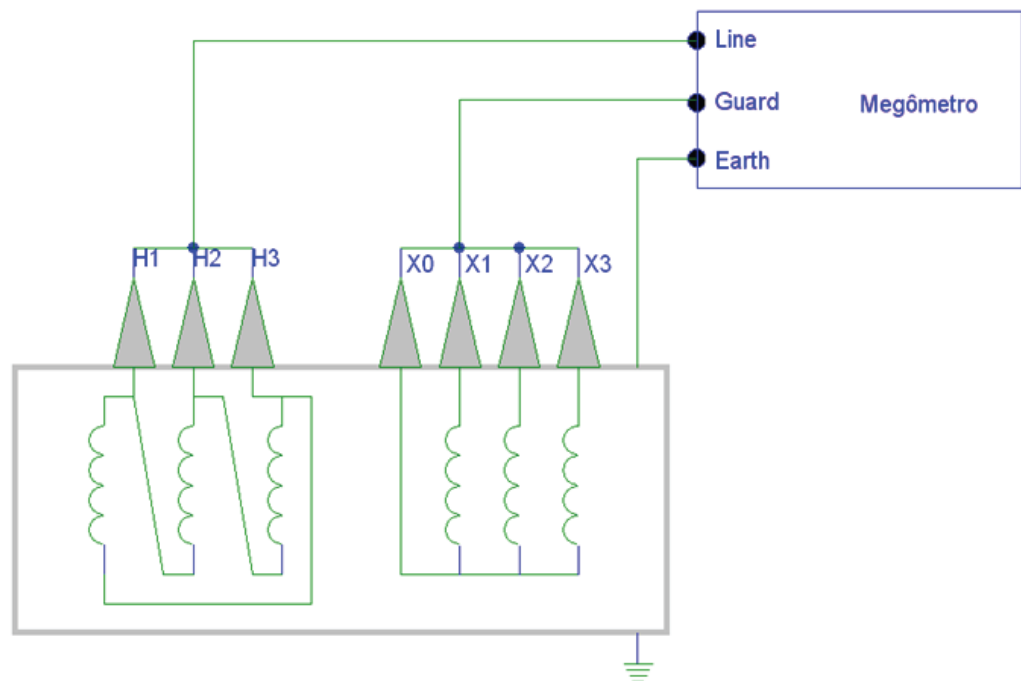


Fonte: Weg (2012, p. 115).

2.3.1.3 Resistência do Isolamento

Este ensaio, mesmo tendo grandes influências devido às variações de temperatura, umidade e a qualidade do óleo isolante empregado, permite mostrar uma ideia do estado do isolamento antes de submeter o transformador aos ensaios dielétricos e, ainda, permite um acompanhamento do processo de secagem. Por ser uma simples medição sem valor de referência, este ensaio não constitui critérios para aprovação ou rejeição do transformador. Geralmente, é verificada a existências de falhas grosseiras no isolamento, como, por exemplo, curto entre enrolamentos e ou entre enrolamento e massa. Para a medição de resistência de isolamento, utilizamos um megaohmímetro, que injeta uma tensão contínua nos terminais de cada enrolamento do transformador sob ensaio, esses terminais dos transformadores devem estar em curto, conforme mostrado na Figura 25. (WEG, 2012).

Figura 25 - Resistência do Isolamento - Circuito de ensaio



Fonte: Weg (2012, p. 121).

2.3.1.4 Polaridade

Este ensaio determina a polaridade do transformador, que pode ser aditiva ou subtrativa. A polaridade é medida através do TTR, quando feita a medição de transformação. (WEG, 2012).

2.3.1.5 Deslocamento Angular

O ângulo existente entre as tensões concatenadas primárias e tensões concatenadas secundárias é chamado de Deslocamento Angular. Considera-se o enrolamento de baixa tensão para o enrolamento de alta tensão no sentido anti-horário, este ensaio, também, é analisado através do TTR. (WEG, 2012).

2.3.1.6 Perdas em cargas e impedância de curto-circuito

Este ensaio tem como objetivo medir as perdas no enrolamento e a tensão de curto-circuito. Perdas em cargas é a potência ativa absorvida, relativa a um par de enrolamento, à frequência nominal e à temperatura de referência, quando a corrente nominal flui através do terminal de linha de um dos enrolamentos e, estando os terminais do outro enrolamento curto-circuitados, os demais enrolamentos devem estar em circuito aberto. (WEG, 2012).

As medições devem ser realizadas o mais breve possível para que a temperatura não interfira nas medições realizadas. A corrente de alimentação deve ser pelo menos igual a corrente nominal. (WEG, 2012).

Para tal medição, utiliza-se um instrumento chamado analisador de potência em conjunto com transformadores de medição de tensão e de corrente. (WEG, 2012).

Os valores de perdas e de impedância devem ser corrigidos à temperatura referência, assumindo que a reatância é constante e que a resistência em corrente alternada calculada a partir das perdas em cargas. (WEG, 2012).

Para transformadores de três enrolamentos, as medições são feitas para os três pares de enrolamentos. Os resultados são recalculados, considerando a impedância e as perdas de cada enrolamento. As perdas totais para cargas específicas para todos os enrolamentos são determinadas como consequência. (WEG, 2012).

Perdas em Vazio e Corrente de Excitação

As perdas em vazio são a potência ativa absorvida, quando nos terminais de ligação de um enrolamento do transformador sem encontrar a tensão nominal e a frequência nominal, estando o outro enrolamento em circuito aberto. (WEG, 2012).

A perda advém das perdas por histerese e por correntes de Foucault (parasitas) no núcleo e é função do valor, frequência e forma de onda da tensão de alimentação.

A corrente que flui através do terminal de linha de um enrolamento, quando a tensão e frequência nominal é aplicada no enrolamento estando o outro enrolamento com o circuito aberto, é conhecida como corrente de excitação. (WEG, 2012).

As perdas em vazio e a corrente de excitação devem ser medidas em um dos enrolamentos com a tensão e a frequência nominal e com a temperatura aproximadamente à temperatura ambiente. Quando transformador trifásico, as escolhas dos enrolamento e conexões a fonte de potência devem ser feitas de modo a permitir que as tensões nas três fases sejam tão simétricas e senoidais quanto possível. (WEG, 2012).

A tensão aplicada deve ser ajustada através de um voltímetro que mede o valor médio da tensão, mas que é graduado de modo a fornecer o valor eficaz de uma tensão senoidal tendo o mesmo valor médio. O valor lido por este voltímetro é V' . Simultaneamente, o voltímetro medindo o valor eficaz da tensão deve estar conectado em paralelo com o voltímetro de valor médio, e a tensão V que ele indica deve ser registrada. (WEG, 2012).

Será satisfatória a forma de onda, se V' e V forem iguais com desvio máximo de 3 %.

Para tal ensaio, utiliza-se um instrumento, chamado analisador de potência em conjunto com transformadores de medição de tensão e de corrente, conforme mostrado na Figura 26. (WEG, 2012).

Cálculo da Corrente Nominal:

$$IN = \frac{P}{Tensão\ BT/\sqrt{3}} \quad (5)$$

Onde:

P = Potência do Transformador

Tensão BT = Tensão na Baixa Tensão

Cálculo da Corrente de Excitação em Percentagem:

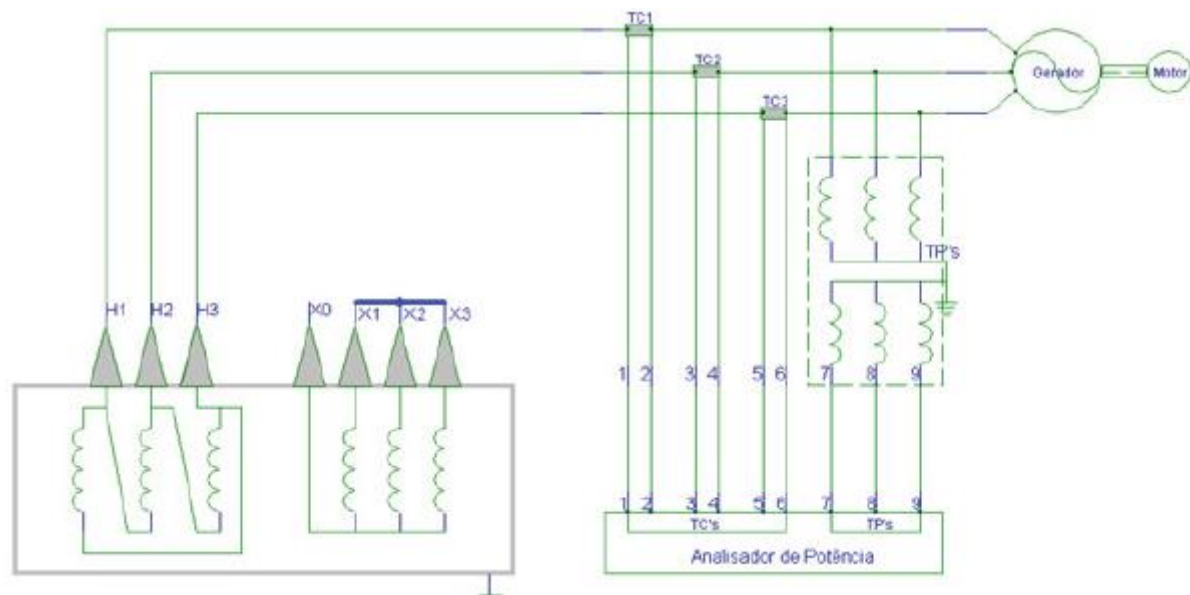
$$I0\% = \frac{I0}{IN} \quad (6)$$

Onde:

$I0$ = Corrente Medida

IN = Corrente Nominal

Figura 26 - Perdas em Vazio - Circuito de Medição.



Fonte: Weg (2012, p. 120).

2.3.2 Ensaios dielétricos

Os ensaios dielétricos em transformadores são realizados para comparar de acordo com as normas IEC 60060-1 e IEC 60076-3, e constatar o comportamento do mesmo se está de conformidade com as normas referidas.

Os ensaios se subdividem em:

- tensão suportável à frequência industrial (tensão aplicada);
- tensão induzida – curta e longa duração;
- impulso – atmosférico e de manobra.

Podem ser classificados como rotina, tipo ou especial conforme Tabela 3:

Tabela 3 - Ensaio de rotina, tipo e especiais.

Categoria de enrolamento	Tensão máxima do equipamento U_m kV	Ensaio					
		Impulso atmosférico		Impulso de manobra	Tensão induzida de longa duração	Tensão induzida de curta duração	Tensão suportável à frequência industrial
		Onda Plena	Onda cortada				
Isolamento uniforme ou não uniforme	$U_m \leq 72,5$	Tipo (ver nota)	Tipo (ver nota)	Não aplicável	Não aplicável	Rotina	Rotina
Isolamento uniforme e não uniforme	$U_m \leq 170$	Tipo	Tipo	Não aplicável	Especial	Rotina	Rotina
	$170 < U_m < 300$	Tipo	Tipo	Rotina (ver nota)	Rotina (ver nota)	Especial	Rotina
	$U_m \geq 300$	Rotina	Rotina	Rotina (ver nota)	Rotina (ver nota)	Especial	Rotina
NOTA Se o ensaio de tensão induzida de curta duração for especificado, o ensaio de impulso de manobra não é necessário. Isto deve estar claramente definido nas especificações.							

Fonte: WEG (2012, p. 122).

2.3.2.1 Tensão suportável à frequência industrial

Este ensaio visa verificar a isolação e distâncias elétricas de alta e baixa tensão contra a massa. (tanque, viga, tirantes, etc.). (WEG, 2012).

O transformador deve suportar os ensaios de tensão suportável nominal à frequência industrial (tensão aplicada) durante 1 minuto. Deve ser aplicada a tensão de ensaio correspondente ao nível de isolamento especificado, de acordo com a Tabela 3 da NBR 5356 e Tabela 4 entre os terminais do enrolamento e a terra sem que se produzam descargas disruptivas e sem que haja evidência de falha. (WEG, 2012).

Tabela 4 - Níveis de isolamento para tensões máximas do equipamento iguais ou inferiores a 242 KV

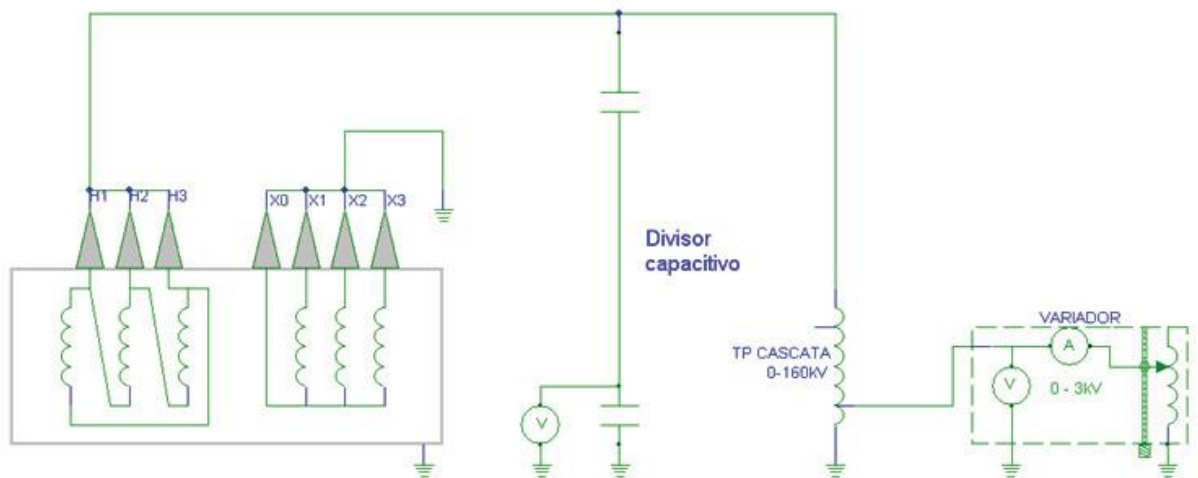
Tensão máxima do equipamento kV (eficaz)	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico		Tensão suportável nominal à frequência industrial, durante 1 min e tensão induzida kV (eficaz)
	Pleno kV (crista)	Cortado kV (crista)	
1	2	3	4
0,6			4
1,2			10
7,2	40	44	20
	60	66	
	95	105	
15	110	121	34
	125	136	
24,2	150	165	50
	150	165	
36,2	170	187	70
	200	220	
72,5	350	385	140
	380	418	
92,4			150
	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 cada 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.

Fonte: Weg (2012, p. 122).

Abaixo, segue Figura 27, referente aos terminais externos do enrolamento sob ensaio que devem ser ligados ao terminal da fonte de ensaio. Todos os terminais externos dos demais enrolamentos e partes metálicas (inclusive tanque e núcleo) devem ser ligados à terra.(WEG, 2012).

Figura 27 - Tensão aplicada - Circuito de ensaio na alta tensão.



Fonte: Weg (2012, p. 123).

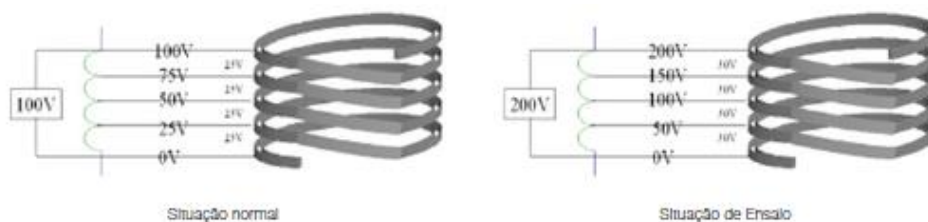
2.3.2.2 Tensão Induzida

O ensaio de tensão aplicada tem por finalidade a verificação do isolamento entre os enrolamentos de AT e BT e entre ambos e a massa. Entretanto, o fato conhecido é que pode ocorrer defeito de isolamentos entre as próprias espiras de um mesmo enrolamento.(WEG, 2012).

Aplica-se uma tensão igual ao dobro da tensão de derivação utilizada no ensaio com o circuito em vazio, porém, este valor não pode ultrapassar ao valor correspondente ao nível de isolamento especificado na tabela 2 da NBR 5356-1 (2007).

Transformadores de tensão máxima do equipamento igual ou inferior à 170 kV devem ser capazes de suportar o ensaio de tensão induzida, conforme mostrado na Figura 28, de curta duração sem que produzam descargas disruptivas e sem que haja evidência de falha. A duração do ensaio deve ser de 7.200 ciclos com frequência de ensaio não inferior à 120Hz e não superior à 480 Hz.

Figura 28 - Tensão induzida, princípio de ensaio

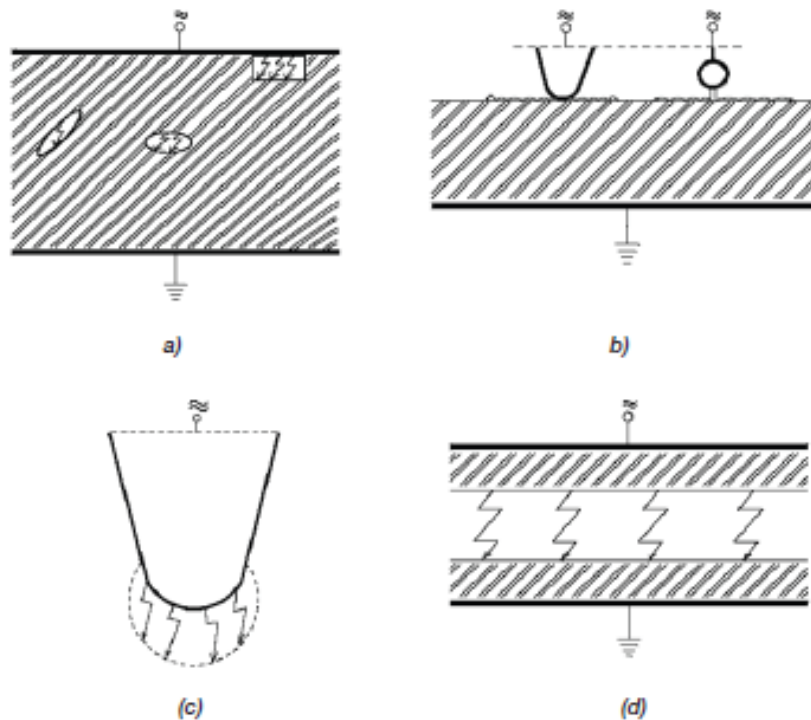


Fonte: Weg (2012, p. 123).

2.3.2.3 Tensão induzida com medição de descarga parciais

O ensaio de tensão induzida é feito com medição de descargas parciais. O aparecimento de descargas parciais durante o ensaio pode indicar uma deficiência no isolamento antes que ocorra a ruptura. Este ensaio verifica uma operação livre de descargas parciais durante as condições operacionais. O fenômeno ocorre em cavidades ou inclusões de constante dielétrica diferente, e se distribui pelo material, surgindo pequenas descargas disruptivas no interior da cavidade, provocando um processo temporal de deterioração do material e futuramente a falha do equipamento. A Figura 29, demonstra exemplos de descargas parciais. (WEG 2012).

Figura 29 - Tipos de descargas parciais



Fonte: Weg (2012, p. 125).

Tipos de descargas parciais:

- a) descarga parcial interna;
- b) descarga parcial externa;
- c) descarga parcial externa;
- d) descarga parcial interna ou corona e superficial;

Os efeitos são acumulativos e causam uma aceleração e deterioração progressiva do dielétrico. Dependendo do material, esse efeito poderá ser mais agressivo que os outros, em alguns tipos de plásticos, a degradação é mais acentuada. A deterioração e a expectativa de vida útil do dielétrico dependem de muitas variáveis. Elas são diretamente proporcionais ao número de descargas e, portanto, a frequência, a amplitude e ao gradiente da tensão aplicada. (WEG, 2012).

As descargas parciais dão origem a uma série de fenômenos físicos e químicos, os quais podem ser utilizados para detecção da presença das descargas parciais. Estes fenômenos estão apresentados a seguir. (WEG, 2012).

- fenômenos Elétricos (perdas dielétricas e impulsos elétricos);
- radiação eletromagnética;
- luz;
- calor;
- ruído acústico;
- pressão de gases;
- transformações químicas;

Dos fenômenos, o mais utilizado para detecção é o fenômeno elétrico, por sua sensibilidade maior. Utiliza-se, também, em aplicações especiais, o fenômeno do ruído acústico. (WEG, 2012).

2.3.3 Ensaios de impulsos atmosféricos

Este ensaio é definido pela norma NBR 6936 de 2007, no começo da transmissão de potência, houve a necessidade de demonstrar a capacidade dos equipamentos elétricos em suportar sobre tensões decorrentes de descargas atmosféricas e de surtos de manobra. O surto de tensão inserido no sistema elétrico está relacionado ao surto de corrente injetada pela descarga atmosférica incidente através da impedância de surto ou impedância característica da linha de transmissão. (WEG, 2012).

Os equipamentos elétricos, de acordo com estudos de coordenação de isolamento, caracterizam-se por possuir níveis de isolamento padronizados, ditados pela sua tensão nominal de operação e denominados pela NBI - Nível Básico de Isolamento, para determinar a suportabilidade do equipamento em relação às sobretensões de origem externa e NIM - Nível

de Impulso de Manobra, para as sobretensões de origem interna. A Tabela 5 demonstra estes valores. (WEG, 2012).

Tabela 5 - Níveis de isolamento para tensões máximas do equipamento iguais ou superiores 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)
	Pieno 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.

Fonte: Weg (2012, p. 129).

2.3.4 Ensaios de comutador de Derivação em carga

Quando houver comutador de derivações em carga, este deve estar completamente montado no transformador. A sequência de operações seguinte deve ser efetuada sem nenhuma falha: (WEG, 2012).

- Oito ciclos completos de funcionamento, com o transformador desenergizado (um ciclo de funcionamento vai de um extremo da faixa de derivação ao outro extremo, retornando em seguida). (WEG, 2012).
- Um ciclo completo de funcionamento, com o transformador desenergizado, com 85% da tensão nominal de alimentação dos auxiliares. (WEG, 2012).
- Um ciclo completo de funcionamento com o transformador energizado, em vazio, à tensão e frequência nominais. (WEG, 2012).

- d. Com um enrolamento em curto-circuito e com 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, ou de outra forma em torno da derivação central. (WEG, 2012).
- e. Fechados para garantir que não haja vazamentos. Desta forma, o ensaio de estanqueidade tem como finalidade verificar todos os pontos críticos em relação a vazamentos como vedações, apertos de parafusos da tampa, aperto das buchas. O ensaio realizado é executado com a aplicação de ar comprimido ou nitrogênio, secos, agindo sobre a superfície do óleo, e é lida num instrumento chamado nanômetro instalado entre a válvula de admissão do ar e o transformador, conforme demonstrado na Tabela 6. (WEG, 2012).

Tabela 6 - Valores para 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 a 72,5 kV ou potência nominal inferior a 10 MVA	0,03	24

Fonte: Weg (2012, p. 135).

2.3.5 Ensaios no Líquidos Isolantes

2.3.5.1 Ensaios no óleo

Conforme vimos anteriormente, o óleo isolante é usado como líquido de refrigeração e isolante em equipamentos elétricos, é criteriosamente refinado a fim de atingir as características e a qualidade. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

As três principais características para o óleo isolante são:

- **Resistir a solicitações elétricas:** para atender aos critérios de isolamento, exige-se que tenha uma rigidez dielétrica elevada e um fator de dissipação baixo. (CIGRÉ-BRASIL, 2007);
- **Boa circulação mesmo em baixas temperaturas:** a fim de atender os critérios de transferência térmica e refrigeração se exige que o óleo tenha uma viscosidade e um ponto de fluidez suficiente baixo. (CIGRÉ-BRASIL, 2007)
- **Isolação e refrigeração suficientes para assegurar a extinção de arcos elétricos:** para extinção de arcos se exige que o óleo possua um ponto de fulgor e uma rigidez dielétrica elevada, assim como uma baixa viscosidade. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Além dos itens citados acima o óleo também deve ter uma boa resistência à oxidação para assegurar uma longa vida útil, pois, em condições normais de uso em operação, ele se deteriora. As características básicas do óleo podem ser afetadas perdendo o desempenho e prejudicando o equipamento. Vários processos podem afetar a degradação do óleo, esses processos incluem a oxidação, contaminação por água, por partículas ou por fibras da celulose; formação de arcos elétricos ou descarga; superaquecimento localizado e superaquecimento geral. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

2.3.5.1.1 Oxidação do óleo

Em todo o equipamento que esteja em contato com o ar, acontecerá a oxidação. Ela ocorrerá gradualmente e é inevitável com o envelhecimento. O processo de oxidação ocorre mais rapidamente quando há uma constante variação de temperatura devida à operação. A presença de catalisadores tais como metais ou compostos metálicos, também, aceleram o processo de oxidação. Os efeitos acumulativos da oxidação do óleo são o seu escurecimento, formação de compostos ácidos e água e também podem apresentar uma espécie de borra. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Com o surgimento de água e ácidos através da oxidação, pode conduzir a corrosão de superfícies de metais, atacando a celulose do papel isolante, tendo como resultado a perda de resistência mecânica e aumentando a possibilidade de avaria. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Com a oxidação em estágios avançados, produtos insolúveis serão gerados, tendo como resultados a formação de borra, uma vez alcançando o ponto de saturação, ela se precipitará. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

A borra é solúvel no óleo naftênico e relativamente insolúvel no óleo parafínico. Com a variação da temperatura, a espessura da borra aumenta, podendo reduzir o diâmetro dos dutos de óleo, reduzindo, assim, a eficiência da refrigeração. Com o superaquecimento do óleo e a oxidação, aumenta significativamente a possibilidade de avaria grave nos transformadores.

O processo de oxidação do óleo deve ser monitorado constantemente pelos ensaios físico-químicos, como a cor, aparência, acidez e teor de umidade. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

2.3.5.1.2 Contaminação do óleo

Com a variedade de materiais que o óleo dentro do transformador fica em contato, pode ser contaminado e ter suas propriedades elétricas afetadas. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Uma contaminação por umidade pode acontecer devido à oxidação do óleo, pela degradação da celulose e, também, por ingresso devido à ineficiência do processo de selagem, ou até mesmo uma falha da manutenção. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Até um determinado limite, a água é solúvel no óleo, se este limite for excedido, o óleo torna-se saturado e a água aparecerá sob a forma de opacidade ou de gotas visíveis. A água dissolvida afeta as propriedades elétricas do óleo. Com a presença de outros contaminantes, a água dissolvida pode reduzir significativamente a rigidez dielétrica do óleo. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Pode ocorrer contaminação por partículas ou fibras sendo que são componentes do próprio transformador, isso pode ocorrer devido à formação de arco, produtos de degradação, falha do equipamento, reduzindo a rigidez dielétrica e aumentando as perdas dielétricas do óleo. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

A umidade está presente no óleo e no papel, cerca de 99% do teor de água está no papel e, somente, 1% está no óleo. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Os altos teores de umidade do papel reduzem drasticamente a vida útil do papel e, consecutivamente, a do transformador, sendo assim, é muito importante monitorar o teor de umidade com análises rotineiras em laboratórios, verificando a rigidez dielétrica e inspeção visuais. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

As falhas elétricas ou formação de arco no óleo produzem gases e produzem tais com carbono e partículas metálicas, neste caso, a degradação do óleo também leva a uma oxidação acelerada e aumento da acidez. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

2.3.5.2 Ensaios do óleo

Os ensaios para o óleo em serviço podem ser divididos em dois grupos:

- **Grupo 1:** O mínimo de ensaios para monitorar a condição do óleo, visando assegurar que o equipamento esteja apropriado para operação; (CIGRÉ-BRASIL, 2007).
- **Grupo 2:** Ensaios para obter informações específicas sobre a condição do óleo, auxiliando na avaliação complementar para operação. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Os valores referências para se usar como base para os ensaios de acidez, teor de água, Rigidez Dielétrica, Fator de potência, tensão interfacial, ponto de Fulgor e Quantidade de partículas constam na norma ABNT NBR 10576 – “Óleo mineral isolante de equipamento elétrico – Diretriz para supervisão e manutenção”. (CIGRÉ-BRASIL, 2007, p.124).

2.3.5.2.1 Ensaios no Óleo Grupo 1

2.3.5.2.1.1 Acidez

O aumento da acidez ocorre devido á oxidação do óleo. Há uma alteração nas propriedades dielétricas devido aos ácidos e oxidações juntamente com a água, com isso, acarretará um impacto importante na degradação de materiais celulósicos que podem contribuir para a corrosão das peças de metal em um transformador. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Um bom indicador de envelhecimento é a taxa de aumento da acidez do óleo e a tensão interfacial, uma vez que a acidez ocorre no estágio avançado. (Acidez > 0,1 mg de KOH/g). (CIGRÉ-BRASIL).

Para determinar quando o óleo deve ser substituído ou regenerado, utiliza-se, o nível de acidez, quando a acidez alcançar 01 mg de KOH/g de óleo, há riscos de início de processo de geração de descargas parciais na isolação, por isso, o ensaio de tensão interfacial é um melhor indicador, pois fornece um alerta mais antecipado. Um valor de referência para quando o óleo é novo fica em < 0,03 mg de KOH/g óleo. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

2.3.5.2.1.2 Cor

A variação da cor pode ser uma indicação de contaminação do óleo isolante e é normalmente atribuível à oxidação ou à contaminação por carbono, pois tende a escurecer o óleo. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

A oxidação dos hidrocarbonetos é a peroxidação que gera como produtos hidroperóxidos, logo, poderão formar álcoois, aldeídos e cetonas, os quais são chamados de produtos intermediários, pois, na presença de oxigênio, irão dar origem aos ácidos carboxílicos. Estes produtos são moléculas polares que agridem o papel. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

2.3.5.2.1.3 Teor de Água

A água presente no óleo do transformador tem como origem o meio externo e a degradação do seu papel. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Há duas possíveis formas de umidade presente no óleo isolante:

- Água livre, que está separada do óleo, emulsionada e, possivelmente, turva;
- água dissolvida, que não pode ser vista.

As poucas variações de temperatura alteram significativamente o teor de água dissolvida do óleo, mas pouco altera a quantidade de água impregnada no papel. Para isso, deve-se levar em consideração a temperatura do óleo no ponto da coleta, que será corrigida a 20°C, que a temperatura de referência para a determinação do teor de água equivalente, podemos ter como referência a Tabela 7. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Tabela 7 - Valor recomendado para transformadores (corrigido para 20°C).

Tensão	Teor de água
$\leq 72,5$ kV	≤ 25 ppm
$> 72,5 / \leq 242$ kV	≤ 15 ppm
> 242 kV	≤ 10 ppm

Fonte: (CIGRÉ-BRASIL, 2007, p. 125).

2.3.5.2.1.4 Rigidez Dielétrica

A rigidez dielétrica tende a reduzir drasticamente com altos índices de água e partículas solidas. A rigidez dielétrica indica a presença de contaminantes, tais como a água ou partículas. Um baixo valor da rigidez dielétrica pode indicar que uma ou ambas estão presentes, entretanto, uma alta rigidez dielétrica não indica, necessariamente, a ausência de todos os contaminantes, Tabela 7, pode-se ter uma referência. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Tabela 8 - Valor recomendado para transformadores

Tensão	Valores limites
$\leq 72,5 \text{ kV}$	$\geq 40 \text{ kV}$
$> 72,5 / \leq 242 \text{ kV}$	$\geq 50 \text{ kV}$
$> 242 \text{ kV}$	$\geq 60 \text{ kV}$

Fonte: (CIGRÉ-BRASIL, 2007, p. 126).

2.3.5.2.1.5 Fator de potência / Dissipação e Resistividade

Estes ensaios são extremamente sensíveis a contaminantes, adquiridos através do envelhecimento ou de coloides polares solúveis no óleo e indicam a perda dielétrica do óleo. As alterações dos níveis dos contaminantes podem ser monitoradas pela medida destes parâmetros, mesmo quando a contaminação é pequena. Resultados elevados podem indicar contaminação por subprodutos de oxidação, água ou partículas condutoras. Os limites aceitáveis dependem muito do tipo de equipamento, entretanto, valores elevados de Fator de Potência/ Dissipação, ou baixos valores de resistividade podem afetar de forma danosa a resistência de isolamento de transformadores. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

A resistividade é inversamente proporcional ao fator de potência, ou seja, com a diminuição da resistividade, há um aumento no fator de Potência/ Dissipação. Diagnósticos adicionais podem ser obtidos através da medição da Resistividade ou do fator de potência/ Dissipação na temperatura ambiente e em uma temperatura mais alta com a 90°C. Na Tabela 9, podemos ver os valores referências. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Tabela 9 - Valor recomendado para transformadores

Ensaio	Tensão		
	$\leq 72,5 \text{ kV}$	$> 72,5 / \leq 242 \text{ kV}$	$> 242 \text{ kV}$
Fator de Dissipação a 25° C	$\leq 0,5 \%$	$\leq 0,5 \%$	-
Fator de Dissipação a 90° C	$\leq 15 \%$	$\leq 15 \%$	$\leq 12 \%$
Fator de Potência a 25° C	$\leq 0,5 \%$	$\leq 0,5 \%$	-
Fator de Potência a 100° C	$\leq 20 \%$	$\leq 20 \%$	$\leq 15 \%$

Fonte: (CIGRÉ-BRASIL, 2007, p. 127).

2.3.5.2.1.6 Tensão Interfacial

Com a degradação do óleo, é possível detectar contaminantes e produtos polares solúveis através do ensaio de tensão interfacial (TIF) entre o óleo e a água. Esta característica pode mudar rapidamente durante os estágios iniciais de envelhecimento, mas tende a estabilizar quando o envelhecimento é ainda moderado. Com isso, este indicador se torna o preferido para detecção de tendência antecipada de envelhecimento. Ao contrário, a acidez muda lentamente durante os estágios iniciais do envelhecimento, mas muda rapidamente nos estágios terminais. Ao reconhecer esta sensibilidade diferencial para a degradação do óleo, fornece um índice mais útil porque seu valor varia mais proporcionalmente com a degradação do óleo. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Uma diminuição abrupta da TIF pode ser uma indicação de problemas de compatibilidade entre o óleo e alguns materiais do transformador (vernizes, gaxetas), ou de uma contaminação accidental no momento do enchimento com o óleo. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Para transformadores sobrecarregados, os materiais internos dos transformadores se deterioram mais rápidos e a TIF é uma importante ferramenta para a detecção desse diagnóstico. A presença de resíduos magnéticos e produtos solúveis podem interferir nos resultados da TIF. A Tabela 10 pode observar os valores referências. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Tabela 10 - Valores recomendados para transformadores (TIF a 25°C)

Tensão	TIF a 25° C
$\leq 72,5$ kV	≥ 22 mN/m
$> 72,5 / \leq 242$ kV	≥ 22 mN/m
> 242 kV	≥ 25 mN/m

Fonte: (CIGRÉ-BRASIL, 2007, p 127).

2.3.5.2.2 Ensaios no Óleo Grupo 2

2.3.5.2.2.1 Ponto de Fulgor

A menor temperatura em que ocorre a inflamação dos vapores de uma amostra, pela passagem de uma chama piloto, é denominada de ponto de fulgor.

Descargas elétricas no óleo ou exposição prolongada a temperaturas elevadas podem produzir quantidades suficientes de hidrocarbonetos de baixa massa molecular, causando a diminuição do Ponto de Fulgor do óleo. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

2.3.5.2.2.2 Densidade

A densidade é utilizada para identificação do tipo de óleo. Em climas frios, a densidade do óleo pode ser importante para determinar sua conformidade para o uso. Os cristais de gelo formados a partir da água livre podem flutuar no óleo de alta densidade e conduzir a abertura de arco elétrico. Não há evidência que a densidade seja afetada pela deterioração normal do óleo. A densidade específica dá uma indicação do tipo do óleo ou mostra se houve uma contaminação com outro líquido. A Tabela - 11, mostra os valores referencias. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Tabela - 11 Valores especificados para óleo mineral isolante novo (Massa específica a 23°C)

Óleo Naftênico	Óleo Parafínico
861,0 – 900,0 kg/m³	≤ 860,0 kg/m³

Fonte: (CIGRÉ-BRASIL, 2007, p 131).

2.3.5.2.2.3 Viscosidade

A viscosidade é de suma importância para o controle na dissipação do calor. O envelhecimento, a oxidação e a temperatura do óleo tendem a alterar a viscosidade, porém esses fatores não a alteram significativamente, quando em condições normais. Descargas do tipo corona ou oxidação excessiva do óleo podem alterar, consideravelmente, a viscosidade. A Tabela 12 expressa os valores referências. (CIGRÉ-BRASIL, 2007).

Tabela 12 - Valores especificados para óleos mineral isolante novo

Temperatura do ensaio	Limites
20° C	≤ 25,0 mm²/s (cSt)
40° C	≤ 12,0 mm²/s (cSt)
100° C	≤ 3,0 mm²/s (cSt)

Fonte: (CIGRÉ-BRASIL, 2007, p 131).

2.3.5.2.2.4 Análise cromatográfica

Durante o processo de envelhecimento normal e acentuadamente quando na ocorrência de falhas no transformador, o óleo mineral isolante gera gases. A análise cromatográfica tem como objetivo determinar a composição desta mistura de gases que normalmente, dissolve se no óleo isolante. As falhas iniciais, usualmente, têm baixa

concentração de gases e, portanto, seu acompanhamento, através de análises periódicas, pode evitar danos mais sérios. Os gases que são analisados são: (WEG, 2012).

- **H₂ (Hidrogênio) ;**
- **CO (Monóxido de Carbono) ;**
- **O₂ (Oxigênio);**
- **CO₂ (Dióxido de Carbono);**
- **N₂ (Nitrogênio);**
- **C₂H₄ (Etileno);**
- **CH₄ (Metano);**
- **C₂H₂ (Etano);**
- **CH₄ (Metano);**
- **C₂H₂ (Etano);**
- **C₂H₂ (Acetileno);**

Através da concentração e da combinação de certos gases, pode se diagnosticar uma provável falha elétrica no transformador. Na Tabela - 13, apresentamos os valores relacionados à concentração de determinado gás a uma falha. (WEG, 2012, p.152).

Tabela - 13 - Cromatografia - Diagnósticos e ações sugeridas

GASES	PARÂMETROS DE REFERÊNCIA		COMENTÁRIO	POSSÍVEIS CAUSAS	PROVIDENCIAS A SEREM TOMADAS EM CASO DE NÃO-CONFORMIDADE	
	ANTES ENSAIOS ELÉTRICOS [PPM]	APÓS ENSAIOS ELÉTRICOS TRANSFORMAD OR NOVO [PPM]			NO ÓLEO	NO TRANSFORMADOR
Hidrogênio (H2)	< 5	< 10	Não pode evoluir em proporção diret com o aparecimento de acetileno. Se surgirem simultaneamente, com certeza há alguma anormalidade a ser verificada. Se aparecer isoladamente, verificar se não há componentes enferrujados ao interno do equipamento (núcleo, armaduras, parede do tanque).	Corona, eletrólise de água ou ferrugem.	Desgaseificação, com circulação do óleo em termo-vácuo	Desgaseificar o óleo e fazer uma análise antes da nova energização. Proceder coletas para acompanhamento da evolução de acordo com a necessidade evidenciada antes da desgaseificação. Se houver aumento continuado dos gases combustíveis após a desgaseificação, o transformador deve sofrer uma intervenção corretiva.
Oxigênio (O2)	10.000	15.000	Não é um gás combustivel e isoladamente em grandes quantidades indica sobretudo a coleta incorreta da amostra.	Operação normal do transformador.		
Nitrogênio (N2)	30.000	40.000	Relacionado com sobrecargas severas. Pode indicar também a falta de hermeticidade do equipamento quando da operação em regime contínuo.	Operação normal do transformador.		
Metano (CH4)	0	0	Centelhamentos de baixas energia provocam o aparecimento simultâneo de hidrogênio e metao, e, neste caso, deve haver investigação das causas.	Descarga elétrica de baixa energia.		
Monóxido de Carbono (CO)	< 5	< 10	Ocorrências relacionadas ao aquecimetro excessivo do papel liberam monóxido e dióxido de carbono. O gás predominante é o monóxido de carbono, e deve ser investigada a existencia de pontos quentes localizados. Neste caso, devem aparecer também metano e etileno em menores quantidades.	Superaquecimento, havendo decomposição da celulose.		
Dióxido de Carbono (CO2)	< 100	< 150				

(Continuação)

GASES	PARÂMETROS DE REFERÊNCIA		COMENTÁRIO	POSSÍVEIS CAUSAS	PROVIDÊNCIAS A SEREM TOMADAS EM CASO DE NÃO-CONFORMIDADE	
	ANTES ENSAIOS ELÉTRICOS [PPM]	APÓS ENSAIOS ELÉTRICOS TRANSFORMAD OR NOVO [PPM]			NO ÓLEO	NO TRANSFORMADOR
Etileno (C ₂ H ₄)	0	0	O superaquecimento do óleo gera etileno, e etano e hidrogênio em quantidades menores. Se a causa estiver relacionada com problemas de contato ou descargas de alta energia, haverá também o aparecimento de acetileno.	Superaquecimento, havendo decomposição do óleo	Desgaseificação, com circulação do óleo em termo-vácuo	Desgaseificar o óleo e fazer uma análise antes da nova energização. Proceder coletas para acompanhamento da evolução de acordo com a necessidade evidenciada antes da desgaseificação. Se houver aumento continuado dos gases combustíveis após a desgaseificação, o transformador deve sofrer uma intervenção corretiva.
Etano (C ₂ H ₆)	0	0	Óleos de má qualidade ou óleos degradados em função do uso podem ser a causa do aparecimento dos hidrocarbonetos saturados etano e metano. A qualidade do óleo deve ser averiguada.	Superaquecimento, havendo decomposição do óleo		
Acetileno (C ₂ H ₂)	0	0	O aparecimento de acetileno significa que podem ter surgido temperaturas da ordem de 1000° Celsius ao interno do transformador. Tal fato pode ter sua origem em soldas no tanque sem o tratamento adequado do óleo; descargas por sobretensões momentâneas, problema de contatos, ou curto entre espiras. Como ocorre para os outros gases combustíveis, há a tendência de aumento na quantidade de acetileno com o passar do tempo, posto que a deterioração da isolação como um todo vai facilitar a ocorrência de eventuais descargas internas. O fundamental neste caso é um acompanhamento criterioso da taxa de elevação de gases elevações progressivas indicam falha iminente do equipamento.	Arco de elevada energia		

Fonte: Weg (2012, p.153).

3 ESTUDO DE CASO

Este estudo de caso foi contextualizado na unidade Votorantim Cimentos em Imbituba-SC. A Votorantim é diferenciada e possui uma política de manutenção a qual todas as unidades do país ou até mesmo as unidades internacionais têm obrigação de seguir.

A política de manutenção é operacionalizada através dos planos de manutenção. Neles, devem ser estabelecidas as abrangências das intervenções, bem como os parâmetros de monitoramento. Os intervalos dos planos de manutenção são definidos, quando os equipamentos são novos, conforme recomendações do fabricante e/ ou diretrizes da área da diretoria Técnica – Manutenção Corporativa.

Os métodos e frequências de manutenção são definidos pela Diretoria Técnica – Manutenção Corporativa deve ser aplicado pelas áreas de manutenção da Votorantim Cimentos, esses métodos obedecem às regras de classificação de criticidade, e são definidas através de uma matriz estratégica de manutenção e por classe de equipamentos, porém são restritas as definições específicas de cada unidade.

Os procedimentos de manutenção são constituídos pelas listas de tarefas. A lista de tarefas de um plano é desdobrada dos padrões específicos para a realização de cada tarefa através de O.S(ordens de serviços).

3.1 DIAGNÓSTICO DE FALHA

Em maio de 2012, através de uma de uma ordem de serviço preventiva que são aplicadas em transformadores, realizou-se uma coleta de óleo isolante para análise física química e cromatográfica. Na análise cromatográfica do óleo isolante Tabela 14, constatou-se a presença de gases combustíveis dissolvidos no óleo isolante, conforme a norma NBR 7070/2006, os valores apresentados estão fora da normalidade.

Tabela 14 - Resultado da primeira análise de óleo isolante.

IDENTIFICAÇÃO DA AMOSTRA:

VOTORANTIM - SÉRIE 11457910 - WEG - 15 MVA - 17260 L - TO 30°C - TA 22°C - 21/05/2012

RESULTADO

Ensaio(s)	Resultado(s)	
Hidrogênio (H ₂).....	5642	ppm
Oxigênio (O ₂).....	10576	ppm
Nitrogênio (N ₂).....	55234	ppm
Metano (CH ₄).....	11068	ppm
Monóxido de Carbono (CO).....	65	ppm
Dióxido de Carbono (CO ₂).....	642	ppm
Etileno (C ₂ H ₄).....	21660	ppm
Etano (C ₂ H ₆).....	760	ppm
Acetileno (C ₂ H ₂).....	712	ppm
Total de Gases Combustíveis.....	39907	ppm
Total de Gases.....	106359	ppm

OBSERVAÇÃO(ÕES):

ND - Não Detectado.

LAUDO:

Baseado nos critérios adotados pelo Lactec, o teor de gás "Acetileno" pode ser indicativo de descarga elétrica no óleo isolante.

Sugere-se inspeção interna neste equipamento.

METODOLOGIA(S):

NBR 7070/08 - Amostragem de Gases e óleo Mineral Isolante de Equipamentos Elétricos e Análise dos Gases Livres e Dissolvidos, 2008.

Fonte: Weg, 2012.

WEG. Departamento de Transformador. **Certificado de análise 37364_01/2012.** Blumenau, 2012.

O equipamento no qual foi realizado a coleta de óleo isolante para análise é o transformador principal da subestação de entrada, sendo que, nessa unidade da Votorantim, não possui transformador backup, assim, esse equipamento tem suma importância para o funcionamento da unidade.

Como esse transformador ainda estava no período de garantia de fábrica, pois possuía menos de um ano de funcionamento, procedeu-se com a formalização junto a WEG, o fabricante do equipamento. O fabricante, imediatamente, acionou seu setor de manutenção, no qual deslocou a equipe para coletar uma nova amostra de óleo isolante, para sua contraprova em seu laboratório.

Com a análise executada pelo fabricante, foram constatados os mesmos valores indicados na análise inicial.

A posição do fabricante, diante dos valores obtidos nas análises cromatográficas do óleo isolante no transformador, é que o equipamento apresentou um desvio de origem elétrica internamente, sendo assim, recomendou a retirada de operação para executar in-loco novos ensaios elétricos, inspeção interna e degaseificação do óleo isolante, podendo assim apresentar um diagnóstico mais eficaz diante dos atuais valores apresentados.

Conforme sugestão do fabricante foi realizada uma parada emergencial da fábrica para a realização dos ensaios propostos, nos ensaios executados, não constataram o motivo pelo qual estava gerando altos níveis de gás acetileno.

O fabricante do transformador, então, orientou a retirada do equipamento de operação e o encaminhamento do mesmo para o laboratório, para a realização de novos testes e desmontagem do equipamento afim de constatar o real motivo da geração de gases.

3.2 INVESTIGAÇÃO DA CAUSA

Com a chegada do transformador no laboratório do fabricante, foi executada a retirada da parte ativa para verificação visual detalhada, pelo departamento de engenharia do fabricante, que constatou um enegrecimento anormal na pintura interna, próximo de um dos pinos de fixação da parte ativa da tampa principal do transformador, conforme apresentado na Figura 30.

Figura 30 - Suspeita de carbonização na tampa do transformador.



Fonte:Elaborado pelos autores, 2017.

Com base nesta constatação, e previamente à desmontagem da parte ativa para a sequência das avaliações, define-se a necessidade da retirada completa do isolamento existente no entorno deste pino de acoplamento mecânico com o propósito de averiguar eventual correlação da carbonização existente naquela região da tampa com algum fenômeno que pudesse ter sua origem na condição daqueles componentes de fixação. Com a retirada do isolamento do pino de acoplamento, constatou-se claramente um enegrecimento bastante acentuado, conforme Figura 31.

Figura 31 - Carbonização no pino de fixação



Fonte:Elaborado pelos autores, 2017.

A retirada dos isolamentos do pino de fixação correspondente à região da tampa na qual havia uma evidencia visual de elementos derivados de carbonização, permitiu caracterizar, também, a ocorrência de sobreaquecimento pontual de alta intensidade naquele pino. As indicações de carbonização no corpo do pino também eram claras, aparentando ter origem em um ponto bem específico, também foram retirados os isolamentos dos outros três pontos de fixação, quando se verificou uma normalidade dos demais pinos.

A providencia seguinte foi a retirada dos isolamentos dos canecos da estrutura mecânica da parte ativa nos quais os pinos são inseridos para a fixação final da parte ativa. Foram eliminados os isolamentos de todos os canecos e, naquele correspondente ao pino no

qual havia as evidencias de carbonização, também existia um ponto de enegrecimento intenso, conforme mostra do Figura 32.

Figura 32 - Caneco de fixação da parte ativa com enegrecimento.



Fonte: Elaborado pelos autores, 2017.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O ESTUDO DE CASO

Com os vários pontos constatados com a inspeção visual, no laboratório do fabricante, conclui-se de forma clara que a geração de gases dissolvidos no óleo isolante em campo teve sua origem em uma circulação indevida de corrente entre o pino de fixação da tampa e a parte ativa. Estes componentes metálicos estão permanentemente sobre a ação de campos magnéticos típicos da operação do transformador e, em face de uma deficiência de isolamento entre estes elementos metálicos, cria-se um ramo pelo qual haverá uma circulação de corrente induzida. Esta corrente tem potencial térmico para degradar de forma significativa a isolação, sobre tudo aquela de natureza celulósica, ocasionando sua carbonização. A carbonização aumenta a resistência ôhmica naquela região, com estrangulamento pontual para a circulação da corrente. Esta condição gera uma elevação de temperatura ainda maior, intensificando a queima de materiais e a geração de gases dissolvidos.

A deficiência de isolamento daquele ponto apresentado muito provavelmente teve origem em uma ocorrência de transporte. Embora se acresça um isolamento de papelão a resina de fixação que, também, tem função de isolamento entre elementos metálicos, um impacto de transporte mesmo com intensidade inferior àquela prevista no projeto da parte ativa, pode gerar uma microfissura neste sistema de isolamento que possibilitará a circulação de correntes induzidas quando da operação do transformador. E esta condição pode não ser detectada em ensaios convencionais de resistência de isolamento, os quais são realizados à temperatura ambiente com os efeitos térmicos da operação do transformador.

5 DISCUSSÕES E CONCLUSÕES

O presente trabalho de conclusão de curso teve como objetivo apresentar as técnicas de diagnóstico para a detecção em falha em transformadores como uma das mais importantes ferramentas da manutenção preditiva que contribuem muito para eficácia nos processos produtivos, melhorando a confiabilidade e a produtividade dos equipamentos.

Os transformadores são fundamentais para o funcionamento de uma fábrica. Sua falta, sem o aviso prévio, pode trazer prejuízos financeiros. Com esse embasamento, a manutenção realizada nos transformadores, através de ensaios periódicos, é de suma importância para que falhas inesperadas sejam previstas e evitadas.

Este trabalho apresentou inicialmente um breve detalhamento do funcionamento do transformador, explicando seu funcionamento, logo, após partes integrantes do transformador, ensaios realizados para a detecção de falhas, manutenções realizadas em transformadores e o estudo de caso, fidelizando a proposta apresentada.

Os ensaios aqui explanados têm como embasamento normas brasileiras e diretrizes fundamentadas pelos próprios fabricantes de transformadores, onde se mostrou um estudo aprofundado de como são realizados os ensaios e para qual finalidade são utilizadas os ensaios aqui apresentados.

Os fenômenos físicos e químicos presentes, nas análises de óleo, tornam um dos fatores primordiais para o diagnóstico de falha dos transformadores ou em qualquer equipamento elétrico que possuem óleo isolante, mostrando-se eficaz com o estudo de caso apresentado onde se evidenciou uma provável falha que nos demais ensaios apresentados não ficou evidenciada a falha presente.

Concluimos que os resultados das investigações implementadas no equipamento, objeto deste trabalho em fábrica, permitiram concluir claramente que as ocorrências de campo tiveram sua origem em um elemento externo à parte ativa.

No estudo de caso apresentado, podemos comprovar a eficácia dos ensaios realizados em um transformador no diagnóstico e detecção de uma provável falha que pode ocorrer nos equipamentos, caso não sejam submetidos à manutenções. As manutenções são de fundamental importância ao bom funcionamento dos transformadores, pois ajudam a agregar vida útil aos equipamentos que, em inúmeras vezes, estão submetidos às condições adversas

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como contribuição para um futuro trabalho, poderia implantar dispositivos com maiores eficiências, acoplados diretamente no tanque do transformador, para que os resultados obtidos sejam on-line, essa tecnologia é chamada de análise por emissão acústica, que são ondas acústicas emitidas por um sensor dentro do tanque, que mostra quais os gases dissolvidos no óleo além da sua concentração em ppm e faz uma análise das falhas incipientes em tempo real devidas a descargas parciais, arco elétrico e sobre aquecimento do óleo. Este método é bem interessante e já estão sendo utilizados em algumas concessionárias de energia aqui no Brasil.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS.**NBR 10576**: Óleo mineral de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção”. Rio de Janeiro, 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS.**NBR 5356-1**: Transformador de potência. Rio de Janeiro, 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS.**NBR 6936**: Técnica de ensaios elétricos de Alta tensão. Rio de Janeiro, 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS.**NBR IEC 60060-1**:Tecnico de ensaios elétricos de Alta Tensão. Rio de Janeiro, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS.**NBR IEC 60076-1**:Transformadores de potência geral. Rio de Janeiro, 2011.

BRASIL ESCOLA. **Transformadores**. Disponível em: <<http://brasilecola.uol.com.br/fisica/transformadores.htm>>. Acesso em: 10setembro 2017.

CIGRE – BRASIL. **Guia de Manutenção para Transformadores de Potência**. Grupo de Trabalho A2.05. Cigré-Brasil, 2013.

DE ARAÚJO A. E.; NEVES, WLA.,**Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia**, ed. Da UFMG, 2005 – Belo Horizonte – MG

DATALINK. **Cuidado com transformador**. Disponível em: <<http://datalink.srv.br/servicos/cuidados-com-seu-transformador/>>. Acesso em: 25 set. 2017.

DEL TORO, Vincent. **Fundamentos de Maquinas Elétricas**. Rio de Janeiro: LTC,1994.

DUPONT, C, J. **Integração de Análises de Defeitos e Definições de Um grau de Risco Global para transformadores de Potência**. 221 f. 2003. Tese (Doutorado) – Programas de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2003.

EDISON TECH CENTER. **William Stanley Jr.**: Pioneer of the transformer and alternating current (AC) distribution. 2014. Disponível em: <www.edisontechcenter.org/WilliamStanley.html> . Acesso em: 11 nov. 2017.

ELETROSUL.**Transformadores**.Disponível em<<http://wsernotes.eletrosul.gov.br>>. Acesso em: 10 set. 2017.

INFOESCOLA NAVEGANDO E APRENDENDO. **Elettricidade e transformadores**.Disponível em: <<http://www.infoescola.com/elettricidade/transformadores/>>. Acesso em: 25 set. 2017

LEMOS, Matheus Albernaz; ALBERNAZ, Claudia Maria R. Machado; CARVALHO, Rogério Atem. Qualidade na Manutenção. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 1., 2011. **Anais eletrônicos...**, Belo Horizonte. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2011_tn_sto_135_859_18052.pdf> . Acesso em 23 out. 2017.

KARDEC, A.; NASCIF, N. **Manutenção: Função Estratégica**. 2.ed. 3.reim. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2009.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos elétricos**. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

MARQUES, A.P. **Eficiência Energética e Vida Útil de Transformadores de Distribuição Imersos em Óleo Mineral Isolante**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação)- Universidade de Goiás, Goiânia, 2004.

MARTIGNONI, Afonso. **Transformadores**. 6. ed. Rio de Janeiro: Globo, 1983.

MARTIN, J. Heathcote. **J&P Transformer Book a Practical Technology Of The Power Transformer**. 13. ed. Cidade: Oxford, Elsevier, 2007.

MINUZZI. **Transformadores**. Disponível em <<http://www.transformadoresminuzzi.com.br>>. Acesso em: 10 set. 2017.

MUNDODAE EDUCAÇÃO. **Histerese Magnética**. Disponível em: <<http://mundoeducacao.bol.uol.com.br/fisica/histerese-magnetica.htm>>. Acesso em: 25 Set. 2017.

RAUTTER NETO, Felipe; SCHIAVON, Sadi R.. **Transformadores**. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAeihsAA/transformadores-apresentacao>>. Acesso em: 21 outubro 2017.

SADIKU, Charles K. Alexander; MATTHEW N.O. **Fundamentos de Circuitos Elétricos** 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.

SIEMENS. **Transformadores**. Disponível em <<http://www.industry.siemens.com/portugal.br>>. Acesso em: 10 set. 2017.

SILVA FILHO, Matheus Teodoro. **Fundamentos de Eletricidade**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

WEG Equipamentos Elétricos S.A. **Apostila DT-11 Características e especificações de transformadores de distribuição e força**. Blumenau, 2012.