RICARDO BECHARA

ANÁLISE DE FALHAS DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

SÃO PAULO
2010

RICARDO BECHARA

ANÁLISE DE FALHAS DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

SÃO PAULO
2010

RICARDO BECHARA

ANÁLISE DE FALHAS DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Augusto F. Brandão Jr.

SÃO PAULO
2010

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 20 de maio de 2010.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Bechara, Ricardo
Análise de falhas em transformadores de potência / R. Bechara. -- ed.rev. -- São Paulo, 2010.
102 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Transformadores e reatores I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

Bechara, Ricardo
Análise de falhas de transformadores de potência / R. Bechara. -- São Paulo, 2010.
102 p.

Aos meus pais, que sempre me deram apoio e contribuíram para a minha formação.

À minha esposa, pela paciência e apoio durante a realização deste estudo.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Augusto Ferreira Brandão Jr., pelo auxílio e contribuição durante a realização do curso de Mestrado.

RESUMO

Transformadores de potência são equipamentos essenciais no sistema elétrico de potência, alterando os níveis de tensão para interligar os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Neste trabalho são relacionados e descritos os principais modos de falha normalmente verificados em transformadores, associados ao levantamento estatístico que compõe um banco de dados elaborado a partir de perícias realizadas entre os anos de 2.000 e 2.008 para companhias seguradoras.

É apresentada e desenvolvida uma análise de falhas verificadas em cerca de uma centena de transformadores com diferentes tipos de aplicação, classes de tensão e níveis de potência. O objetivo do estudo é contribuir com um melhor entendimento de causas de falhas e os tipos de transformadores mais suscetíveis a cada uma delas.

Palavras-chave: Transformadores de Potência, Sistemas de Potência, Falhas de transformadores.

ABSTRACT

Power transformers are essential equipment in the electric system by changing the voltage levels in order to connect generation, transmission and distribution systems of electric energy.

In this study are related and described the most common failure modes in transformers, associated with the statistical statement that makes up a database developed from expertise held between the years 2000 and 2008 for insurance companies.

It is presented and developed an analysis of failures found in around a hundred transformers with different types of application, classes of voltage and power levels. The objective of the study is to contribute to a better understanding of the causes of failures and the transformers types most susceptible to each one.

Keywords: Power transformers, Power systems, Transformer failures.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1.: Transformador monofásico (à esquerda) e trifásico (à direita) 4

Figura 2.2: Esquema básico do sistema elétrico 4

Figura 2.3: Características construtivas de um transformador de potência 5

Figura 2.4: Transformadores monofásicos com duas colunas principais, uma ou duas colunas principais e duas de retorno 6

Figura 2.5: Transformador trifásico com três colunas principais 6

Figura 2.6: Transformador trifásico com três colunas principais e duas de retorno 6

Figura 2.7: Esquema de enrolamentos de transformador elevador 9

Figura 2.8: Esquema de enrolamentos de transformador de transmissão 10

Figura 3.1: Ilustração dos principais componentes de uma bucha e o contexto em que a mesma se insere em um transformador 13

Figura 3.2: Comutador sob carga tipo M, marca MR 14

Figura 3.3: Exemplo do funcionamento de um comutador sob carga 15

Figura 5.1: Transformador monofásico de 550MVA, classe de tensão 800kV em chamas ... 32

Figura 5.2: Esforços eletrodinâmicos que atuam sobre enrolamentos durante um curto-circuito. 38

Figura 5.3: Vista geral da parte ativa de transformador de 25MVA, classe de tensão 138kV 40

Figura 5.4: Detalhe dos danos por esforços eletrodinâmicos nos enrolamentos 40

Figura 5.5: Parte ativa de transformador monofásico de 155MVA, classe de tensão 550kV, com danos na região do terminal de alta tensão 45

Figura 5.6: Parte ativa de transformador trifásico de 418MVA, classe de tensão 550kV 46

Figura 5.7: Danos na região superior da bobina de alta tensão da fase central 46

Figura 5.8: Parte ativa de transformador de 15MVA, classe de tensão 69kV, com danos por deformação e curto-circuito entre espiras na bobina de alta tensão da fase central 47

Figura 5.9: Parte ativa de transformador de 9MVA, classe de tensão 88kV 50

Figura 5.10: Marcas e carbonização na região de conexão entre contatos fixos e móveis do comutador 50

Figura 5.11: Transformador de 60MVA, classe de tensão 138kV com danos por incêndio... 51

Figura 5.12: Chave de carga do comutador, encontrada a cerca de 50 metros do transformador, com diagnóstico de danos generalizados. ... 52

Figura 5.13: Tampa do comutador encontrada próximo à chave de carga, com danos por quebra e ruptura do fusível mecânico ... 52

Figura 5.14: Transformador de 60MVA, classe de tensão 230kV ... 54

Figura 5.15: Vista parcial da parte ativa com diagnóstico de contaminação por partículas carbonizadas e cacos da porcelana da bucha ... 54

Figura 5.16: Detalhe dos danos por curto-circuito na região do tap capacitivo na parte inferior da bucha de alta tensão (230kV) que deu origem ao evento... 55

Figura 5.17: Vista aérea do transformador em chamas, obtida em vídeo produzido pela Rede Globo ... 55

Figura 5.18: Transformador de 138kV, 33MVA com danos generalizados por incêndio..... 56

Figura 5.19: Remanescentes das buchas de alta tensão (138kV) em separado. ... 56

Figura 5.20: Detalhe de um pedaço da porcelana da parte superior da bucha, que foi coletada no local da ocorrência, com marcas de arvorejamento características de descargas parciais ... 56

Figura 5.21: Detalhe da falha de conexão de uma das buchas de baixa tensão de um transformador ... 58

Figura 5.22: Transformador de 12,5MVA, classe de tensão 69kV, com danos generalizados por incêndio ... 59

Figura 5.23: Detalhe dos danos por arco elétrico no comutador a vazio ... 60

Figura 5.24: Parte ativa de transformador de 550MVA, classe de tensão 800kV ... 61

Figura 5.25: Capas isolantes dos tirantes de prensagem da parte ativa com marcas de carbonização e presença de bolhas em seu interior ... 62

Figura 5.26: Ilustração do mecanismo de ataque do enxofre corrosivo sobre o cobre e o papel isolante que envolve o condutor... 63

Figura 5.27: Vista geral da bobina de um transformador avariado em função do ataque por enxofre corrosivo e detalhe de uma amostra de condutor coletada do enrolamento. ... 64

Figura 5.28: Teste de resistência ôhmica realizada com um multímetro. A amostra à esquerda, íntegra, tem elevada resistência. A amostra à direita, contaminada por compostos de enxofre, apresenta características condutoras indesejáveis. ... 64

Figura 5.29: Padrão de cores para identificação da presença de enxofre, conforme a ASTM D130 IP54 ... 66

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1: Referências para avaliação de riscos em transformadores a partir das quantidades de gases combustíveis, expressas em ppm 20

Tabela 4.2: Fatores para estabelecimento dos parâmetros de correlação de gases..... 22

Tabela 4.3: Diagnóstico de transformadores a partir da correlação de gases prescrita na norma ABNT 7274..... 22

Tabela 4.4: Características de óleos isolantes novos 23

Tabela 4.5: Parâmetros de propriedades físico químicas..... 24

Tabela 4.6: Tabela com referências de diagnóstico para interpretação dos dados do gráfico dos níveis de contaminação do óleo isolante 28

Tabela 4.7: Referências de diagnóstico para interpretação dos dados do gráfico dos níveis de contaminação do óleo isolante 28

Tabela 6.1: Universo de transformadores de potência inspecionados..... 68

Tabela 6.2: Levantamento estatístico de falhas em transformadores de potência..... 69

Tabela 6.3: Levantamento de danos em transformadores de subtransmissão..... 70

Tabela 6.4: Levantamento de danos em transformadores elevadores..... 74

Tabela 6.5: Levantamento de danos em transformadores de transmissão..... 77

Tabela 6.6: Relação de falhas de equipamentos ente o 1º e 40º ano de operação..... 83

Tabela 6.7: Relação de falhas de equipamentos ente o 1º e 16º ano de operação..... 85

Tabela 6.8: Relação de falhas de equipamentos ente 11º e 40º ano de operação..... 86

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1: Concentração típica de gases resultantes de óleo isolante superaquecido 18

Gráfico 4.2: Concentração típica de gases resultantes de celulose superaquecida 19

Gráfico 4.3: Concentração típica de gases resultantes de descargas parciais 19

Gráfico 4.4: Concentração típica de gases resultantes de arco elétrico 20

Gráfico 4.5: Gráfico que apresenta referências dos níveis de contaminação do óleo isolante de transformadores, conforme Working Group 12.17" do Cigré – Effect of Particles on Transformer Dielectric Strength 27

Gráfico 4.6: Referência para correlação entre o teor de furfuraldeído e o grau de polimerização 29

Gráfico 6.1: Relação de quantidade de falhas de transformadores de subtranmissão em função da idade 71

Gráfico 6.2: Componente afetado nas falhas de transformadores de subtransmissão 72

Gráfico 6.3: Natureza de danos em transformadores de subtransmissão 73

Gráfico 6.4: Relação de quantidade de falhas de transformadores de geração em função da idade 75

Gráfico 6.5: Componente afetado nas falhas de transformadores de geração 75

Gráfico 6.6: Natureza de danos em transformadores de geração 76

Gráfico 6.7: Relação de quantidade de falhas de transformadores de transmissão em função da idade 78

Gráfico 6.8: Componente afetado nas falhas de transformadores de transmissão 78

Gráfico 6.9: Natureza de danos em transformadores de transmissão 79

Gráfico 6.10: Tipos e quantidades de falhas identificadas nos transformadores 80

Gráfico 6.11: Porcentagem de falhas em transformadores 81

Gráfico 6.12: Componente afetado nas falhas de transformadores 81

Gráfico 6.13: Relação de quantidade de falhas de transformadores em função da idade 82

Gráfico 6.14: Relação entre a quantidade de falhas e o tempo de operação dos transformadores 84

Gráfico 6.15: Análise estatística de falhas ente o 1º e 16º ano de operação dos transformadores..... 86

Gráfico 6.16: Análise estatística de falhas ente o 10º e 39º ano de operação dos transformadores..... 87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ONAN - óleo natural, ar natural

ONAF - óleo natural, ar forçado

OFAF - óleo forçado, ar forçado

ODAF - óleo dirigido, ar forçado

OFWF - óleo forçado, água forçada

ppm – partículas por milhão

V- volt

kV - kilo volt

MVA - mega volt ampere

T - tesla

GP - grau de polimerização

p.u. - por unidade

VFT - very fast transient

GIS - gas insulated substation

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ASTM – American Society for Testing and Materials

IEEE – Institute of Electrical ans Electronic Engineers

CIGRÉ - Conseil International dês Grands Réseaux Electriques

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 1

1.1 JUSTIFICATIVA 2

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO 3

2. TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA 4

2.1 Transformadores Elevadores 9

2.2 Transformadores de Transmissão 10

2.3 Transformadores de Subtransmissão 11

2.4 Transformadores de Distribuição 11

3. EQUIPAMENTOS ASSOCIADOS A TRANSFORMADORES 12

3.1 Buchas 12

3.2 Comutadores 13

4. DIAGNÓSTICO E MANUTENÇÃO PREVENTIVA 16

4.1 Análise do óleo isolante 16

4.1.1 Análise de gases dissolvidos 17

4.1.2 Análise físico química 23

4.1.3 Contagem de Partículas 25

4.1.4 Teor de Furfuraldeído 29

4.2 Termografia 30

4.3 Temperatura do óleo e enrolamentos 30

4.4 Técnicas avançadas de monitoração 31

5. FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA 32

5.1 Coleta e análise de dados 33

5.2 Testes elétricos 34

5.3 Tipos de falhas e defeitos em transformadores 35

5.3.1 Deterioração dos materiais isolantes 36

5.3.2 Deformação mecânica dos enrolamentos por esforços de curto-circuito 37

5.3.3 Sobretensões 41
a) Sobretensões Temporárias 41
b) Sobretensões de Manobra 43
c) Sobretensões Transitórias Muito Rápidas (Very Fast Transient - VFT) 44
d) Sobretensões de Descargas Atmosféricas 47
5.3.4 Falhas de acessórios e componentes 48
5.3.5 Falha de comutadores 49
5.3.6 Falha de buchas 53
5.3.7 Falha de conexões 57
5.3.8 Manutenção Inadequada ou Inexistente 58
5.3.9 Defeitos de fabricação 60
5.3.10 Ataque por enxofre corrosivo 62
6. LEVANTAMENTO ESTATÍSTICO E CORRELAÇÕES 68
6.1 Transformadores de Subtransmissão 70
6.2 Transformadores de Geração 74
6.3 Transformadores de Transmissão 77
6.4 Análise de Dados 80
6.5 Análise Estatística de Dados 82
7. CONCLUSÃO 89
REFERÊNCIAS 90
ANEXO I 93

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é essencial em todas as atividades humanas modernas. Falhas ou anomalias no fornecimento de energia implicam em graves desdobramentos, em vários aspectos, seja de âmbito econômico, quanto de segurança, de forma que há requisitos específicos para qualidade de energia, continuidade de fornecimento e disponibilidade de equipamentos para atendimento às necessidades do sistema elétrico, tanto nas condições normais quanto em contingências.

Os parâmetros de qualidade e de continuidade operacional são estabelecidos pelos órgãos reguladores das atividades do setor elétrico no país, visando a integridade do sistema e implicando em penalidades severas em caso de interrupções ou má qualidade na prestação desse serviço.

Tais aspectos, associados a demandas crescentes, limitação de espaço, economia de materiais, classes de tensão mais altas, têm influenciado de forma decisiva no estudo de metodologias que permitam a obtenção de informações precisas sobre tipos de falhas em equipamentos, suas causas, seus desdobramentos, fatores de deflagração de falhas e medidas preventivas que possam ser tomadas no sentido de se minimizar ocorrências futuras de mesma natureza.

Transformadores de potência são equipamentos essenciais na transmissão e distribuição de energia elétrica, estando amplamente integrados em usinas, subestações e indústrias. Sua finalidade é a conversão de diferentes níveis de tensão, permitindo a interligação entre os centros produtores e os consumidores de energia elétrica, num sistema interligado, com limites de estabilidade que dependem da confiabilidade dos equipamentos.

Assim, sendo o transformador equipamento essencial nos sistemas elétricos, é muito importante entender o seu funcionamento, os tipos de falhas que podem ocorrer, suas causas e formas de aumentar a sua confiabilidade.

1.1 JUSTIFICATIVA

Usinas e subestações são formadas por diversos equipamentos, tais como disjuntores, transformadores de medição, relés, cubículos, cabos, isoladores, torres, geradores, reatores, transformadores, dentre outros.

Falhas de grande monta em geradores, reatores e transformadores, que são os itens de maior porte e valor em uma instalação desse tipo, certamente resultam em índices de indisponibilidade maiores do que os demais, uma vez que:

- nem sempre se dispõe de unidade reserva;
- o custo de aquisição é elevado;
- os equipamentos são produzidos especificamente para uma determinada instalação, não sendo fabricados em série;
- os prazos envolvidos no reparo, fabricação e transporte são ordem de meses.

A partir dos aspectos acima descritos, este estudo tem por objetivo:

- possibilitar um melhor entendimento das causas e motivos pelos quais transformadores falham;
- desenvolver um critério de análise de falhas em transformadores;
- avaliar a suscetibilidade de tipos distintos de transformadores a determinadas falhas;
- a criação de um banco de dados sobre falhas de transformadores no sistema elétrico brasileiro.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 2 são apresentadas as principais características construtivas dos transformadores de potência utilizados no sistema elétrico.

No capítulo 3 são descritos os principais equipamentos associados ao funcionamento de transformadores.

No capítulo 4 é apresentado um panorama geral dos principais métodos de diagnóstico e manutenção preventiva de transformadores.

No capítulo 5 são descritos os principais modos de falhas em transformadores, suas características e exemplos fotográficos de cada um.

No capítulo 6 é feita uma análise estatística de falhas em 92 transformadores inspecionados pelo autor durante oito anos de trabalho para companhias seguradoras no sistema elétrico brasileiro.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões deste estudo.

2. TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Transformadores de potência são equipamentos cujo princípio básico de funcionamento se dá a partir da conversão de diferentes níveis de tensão entre a fonte, ligada ao primário, e a carga alimentada, ligada ao secundário.
Podem ser trifásicos ou monofásicos, dependendo das necessidades específicas de cada instalação, conforme ilustrado na figura 2.1.

Figura 2.1.: Transformador monofásico (à esquerda) e trifásico (à direita)

No sistema elétrico há diferentes tipos de transformadores, conforme ilustrado na figura 2.2 a seguir, que possuem características específicas quanto à classe de tensão e potência.

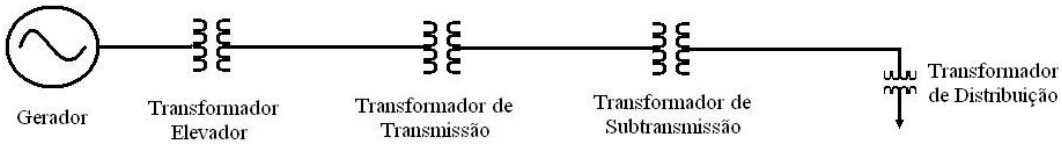

Figura 2.2: Esquema básico do sistema elétrico

Vistos externamente, conforme figura 2.3, os transformadores são formados por buchas de alta e baixa tensão, radiadores ou trocadores de calor, tanque principal, tanque de expansão, painéis de controle e outros dispositivos.

Essencialmente são equipamentos mais complexos, conforme ilustrado na figura 2.3 e descrito a seguir, dependendo da interação de diversos componentes para o seu perfeito funcionamento.

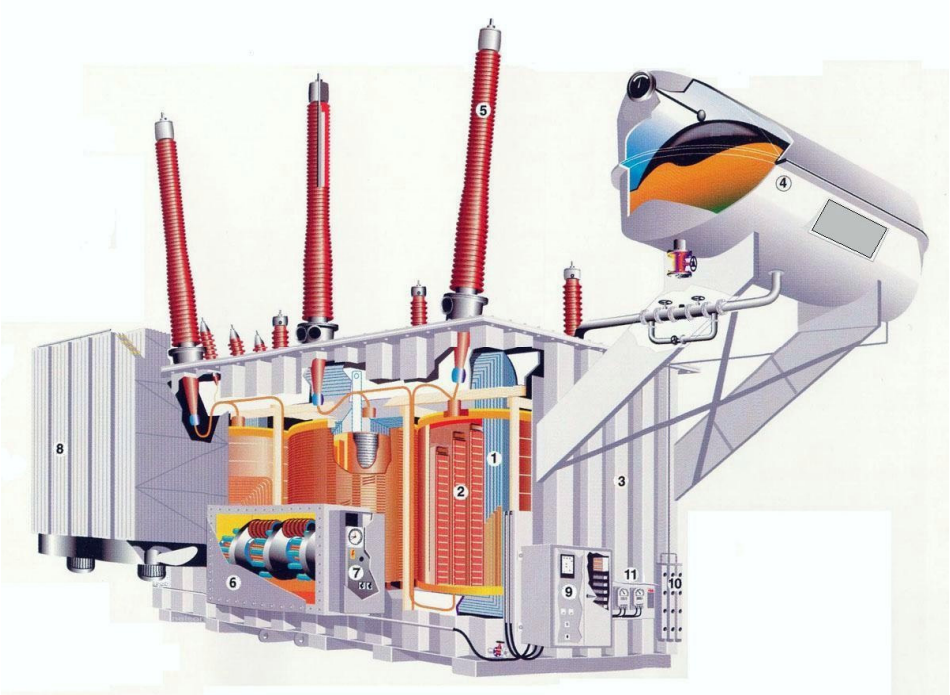

Figura 2.3: Características construtivas de um transformador de potência [30]

1) Núcleo: é constituído em lâminas para minimizar o efeito denominado por Foucault, no qual a indução de campo magnético alternado sobre o núcleo magnético tende a dar origem a correntes elétricas parasitas que ficam circulando e assim gerando perdas e aquecimento localizado. Corrente de Foucault, ou corrente parasita, é o nome dado à corrente induzida em um condutor quando há variação do fluxo magnético que o percorre. Em alguns casos a corrente de Foucault pode produzir resultados indesejáveis, como perdas em decorrência de dissipação de energia por efeito Joule, fazendo com que a temperatura do material aumente. Para evitar a dissipação por efeito Joule, os materiais sujeitos a campos magnéticos variáveis são frequentemente laminados ou construídos com placas muito finas isoladas umas das outras. Esse arranjo aumenta a resistência no trajeto da corrente que atravessa o material, resultado

em menor geração de calor e consequentemente menores perdas. O núcleo ferromagnético é configurado em colunas verticais, sendo que as principais abrigam blocos de bobinas e as colunas periféricas, denominadas de retorno, são para fechamento do circuito magnético. As figuras 2.4 a 2.6 a seguir mostram os tipos de núcleo utilizados em transformadores de potência:

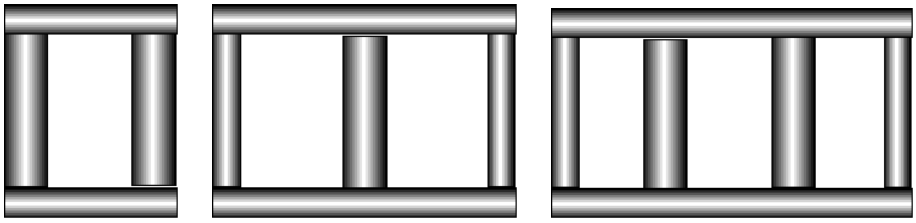

Figura 2.4: Transformadores monofásicos com duas colunas principais, uma ou duas colunas principais e duas de retorno

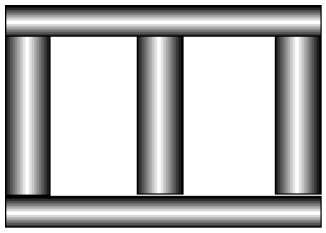

Figura 2.5: Transformador trifásico com três colunas principais

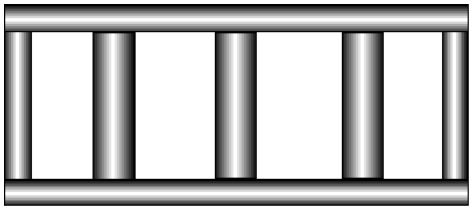

Figura 2.6: Transformador trifásico com três colunas principais e duas de retorno

2) Enrolamentos: são bobinas cilíndricas formadas por condutores de cobre retangular convencionais ou transpostos, podendo ser isolados com papel ou envernizados. As bobinas apresentam um arranjo físico que pode ser do tipo helicoidal, em camadas, discos contínuos ou discos entrelaçados. A relação entre o número de espiras dos diversos enrolamentos do transformador define seus níveis de tensão de operação, havendo a possibilidade de se fazer bobinas com terminais intermediários, denominados por *taps*, que podem ser comutados, com a limitação de que o transformador esteja sem tensão ou até mesmo com o

transformador operando sob carga mediante a utilização de chaves comutadoras de características especiais (comutador sob carga).

3) Tanque principal: trata-se do tanque de aço preenchido com óleo isolante, onde a parte ativa, conjunto formado pelas bobinas e o núcleo, é imerso. O tanque pode ser dotado de blindagens nas paredes internas, no sentido de minimizar o aumento da temperatura do aço por conta da circulação de correntes parasitas, resultantes do fluxo de dispersão gerado na parte ativa.

Já o óleo isolante tem dupla função:

- ser absorvido (impregnado) pelo papel isolante de forma a conferir características dielétricas especiais ao sistema isolante do transformador;
- circular através dos enrolamentos e núcleo, superficialmente e através de reentrâncias, canais feitos especialmente com essa finalidade, de forma a permitir a remoção do calor gerado no funcionamento normal, dissipando assim as perdas nos enrolamentos e no núcleo.

4) Tanque de expansão de óleo: permite a expansão do volume de óleo do transformador por conta das variações de temperatura a que o equipamento é submetido. Normalmente ó tanque é provido de uma bolsa de borracha que auxilia no sistema de selagem do transformador.

5) Buchas: são dispositivos de porcelana que têm a finalidade de isolar os terminais das bobinas do tanque do transformador. Normalmente as buchas com classe de tensão superior a 13,8kV são do tipo condensivas, onde, no interior do corpo de porcelana, há uma envoltória de papel e filme metálico imersos em óleo isolante, formando um capacitor.

6) Comutador sob carga: dispositivo eletromecânico que propicia a variação dos níveis de tensão através da mudança dos terminais dos enrolamentos de regulação, sem que o transformador seja desligado.

7) Acionamento do comutador sob carga: conjunto de mecanismos eletromecânicos que fazem a mudança da posição do comutador de acordo com os níveis de tensão desejados;

8) Radiadores/Trocadores de calor: instalados na parte externa do tanque, fazem a circulação do óleo isolante através de aletas que, em contato com o ar ambiente, diminuem a temperatura do óleo. A circulação pode ser do tipo natural (ONAN – óleo natural, ar natural), com ar forçado através de motoventiladores nos radiadores (ONAF – óleo natural, ar forçado), com motobombas para

aumentar o fluxo de óleo (OFAF – óleo forçado, ar forçado), com sistema de óleo dirigido nas bobinas (ODAF – óleo dirigido, ar forçado) ou mesmo com trocadores de calor que utilizam água como meio refrigerante ao invés do ar ambiente (OFWF – óleo forçado, água forçada).

9) Painel de controle: é o local onde estão instalados os dispositivos de interface que permitem o controle e a monitoração do funcionamento do transformador ao centro de operação da subestação, como temperatura, corrente, monitoração de gases, descargas parciais, etc.

10)Secador de ar: faz a retirada de umidade do interior do transformador utilizando sílica-gel.

11)Termômetros: medem a temperatura dos enrolamentos e do óleo do transformador.

Apesar do fato de que os componentes aqui descritos se aplicam a qualquer tipo de transformador, cada equipamento, dependendo da aplicação a que se destina e de padrões definidos pelo comprador, possui características construtivas específicas, não havendo, a menos daqueles fabricados na mesma série, transformadores idênticos.

Além disso, há diferentes tipos de construção no que diz respeito à quantidade de enrolamentos, sistema de comutação, refrigeração, dimensões, etc.

A seguir são apresentados os tipos de transformadores comumente encontrados nos sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica.

2.1 Transformadores Elevadores

São transformadores utilizados no sistema de geração para elevar o nível de tensão produzida pelos geradores, normalmente dotados de dois enrolamentos, conforme mostra a figura 2.7:

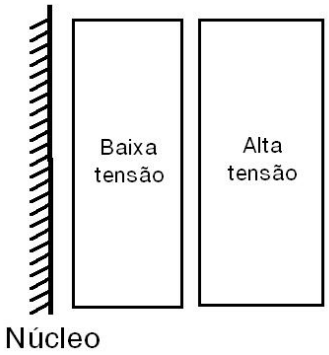

Figura 2.7: Esquema de enrolamentos de transformador elevador

A bobina que recebe tensão do gerador, referenciada como baixa tensão, é montada na parte mais interna do bloco, sendo que bobina que é ligada à carga alimentada pelo transformador, referenciada como alta tensão, fica na parte mais externa.

Esse tipo de transformador opera com sistema de mudança de *tap* sem tensão, podendo ser dotado de enrolamento específico para o sistema de regulação ou através de derivações no enrolamento de alta tensão.

Geralmente são encontrados no sistema elétrico com níveis de tensão primária de até 20kV e nível secundário até 550kV.

2.2 Transformadores de Transmissão

São transformadores utilizados em subestações para interligar linhas e sistemas em diferentes níveis de tensão. Diferentemente de transformadores elevadores, têm características construtivas mais complexas no que diz respeito ao sistema de regulação de tensão e quantidade de enrolamentos, sendo dotados de comutadores sob carga, geralmente na alta tensão, onde a mudança de *tap* é feita durante o funcionamento normal do equipamento sem a necessidade de que se faça o seu desligamento.

Também podem ser utilizados em conjunto com os enrolamentos principais, enrolamentos menores, montados em outra parte ativa, imersa no mesmo tanque, que são denominados por transformadores série.

Nesse tipo de transformador, além do sistema de regulação sob carga, há a possibilidade de utilização de um sistema de regulação a vazio, além de enrolamento terciário acessível ou não, conforme mostra a figura 2.8:

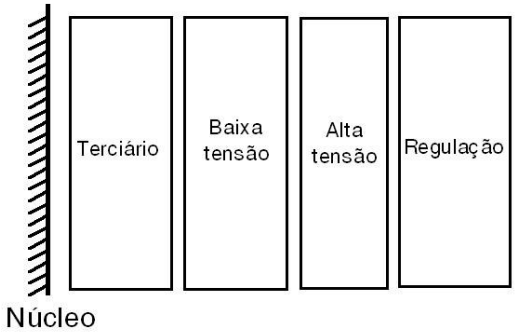

Figura 2.8: Esquema de enrolamentos de transformador de transmissão

Para esse tipo de aplicação também podem ser utilizados autotransformadores, cujas características construtivas se diferenciam de transformadores a partir do arranjo das bobinas.

Esses transformadores geralmente são encontrados no sistema elétrico com níveis de tensão primária de até 765kV, nível secundário até 550kV e terciário de 13,8 ou 69kV.

2.3 Transformadores de Subtransmissão

São transformadores utilizados para rebaixar os níveis de tensão recebidos das linhas transmissão para alimentação do sistema de distribuição.

Podem ser dotados de apenas dois enrolamentos (um de alta e um de baixa tensão) com sistema de comutação a vazio ou, de forma muito similar àquela dos transformadores de transmissão, com a utilização de comutadores sob carga e até mesmo enrolamento terciário.

Esses transformadores geralmente são encontrados no sistema elétrico com níveis de tensão primária de até 138kV, nível secundário até 34,5kV e terciário de 13,8 ou 6,9kV.

2.4 Transformadores de Distribuição

São transformadores de pequeno porte utilizados para rebaixar os níveis de tensão recebidos das linhas de distribuição para alimentação dos consumidores finais.

São dotados de apenas dois enrolamentos (um de alta e um de baixa tensão) com sistema de comutação a vazio no lado de alta tensão.

Esses transformadores geralmente são encontrados no sistema elétrico com níveis de tensão primária de até 34,5kV e nível secundário até 440V.

3. EQUIPAMENTOS ASSOCIADOS A TRANSFORMADORES

Dentre os componentes associados ao funcionamento de transformadores de potência, aqueles que merecem maior destaque em relação à ocorrência de falhas são as buchas e os comutadores.
Neste capítulo são descritas as principais características de cada um.

3.1 Buchas

Buchas são dispositivos estanques, dotados de pequenos tanques de expansão para permitir dilatações do volume interno de óleo, sem que haja entrada de umidade ou gases presentes no ambiente. São componentes com distâncias dielétricas críticas e volume de óleo relativamente pequeno. Diferentemente de transformadores, a execução de análises do óleo isolante para verificação de suas condições de conservação é uma tarefa praticamente impossível.
Existem tipos distintos de buchas, como as de corpo não condensivo, que são mais simples construtivamente, formadas por um condutor envolto por uma capa de porcelana. São buchas geralmente utilizadas em terminais com classe de tensão não superior a 15kV. As buchas que merecem maior atenção quanto à ocorrência de falhas, dado que são as mais utilizadas em transformadores de potência de grande porte, são as do tipo a óleo com corpo condensivo.
O corpo condensivo é um capacitor formado por diversas camadas de filme metálico, envolto por papel isolante impregnado e imerso em óleo isolante, localizado entre o elemento condutor que fica na parte central da bucha e a parede interna do corpo de porcelana. Tem por objetivo a equalização do campo elétrico distribuído ao longo da bucha.
A figura 3.1 a seguir representa uma bucha condensiva a óleo e seus principais componentes.

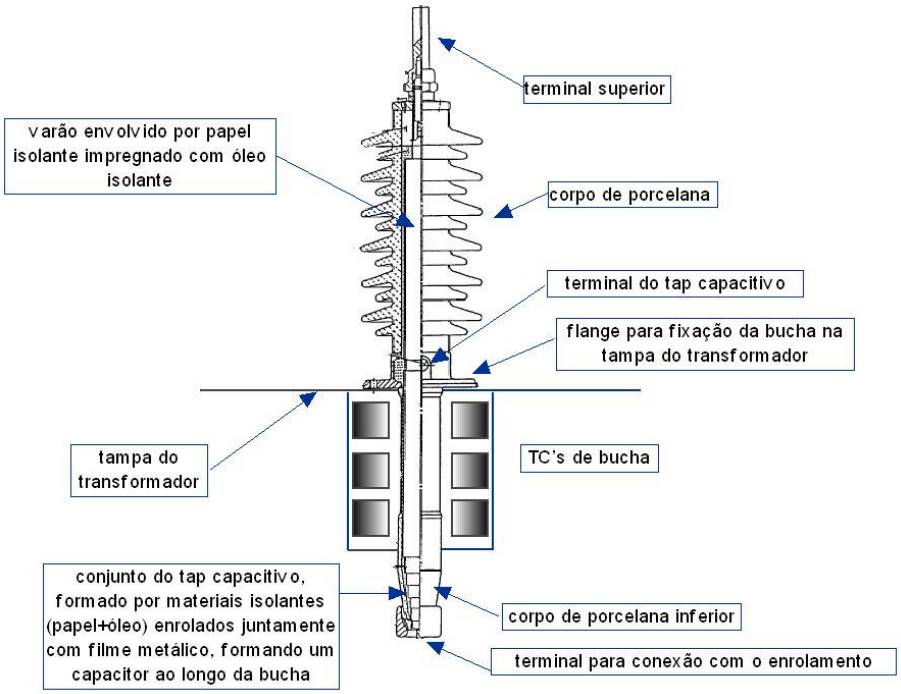

Figura 3.1: Ilustração dos principais componentes de uma bucha e o contexto em que a mesma se insere em um transformador

3.2 Comutadores

Comutadores são dispositivos eletromecânicos utilizados para alterar os níveis de tensão e fluxo de potência em transformadores, através da adição ou subtração de espiras que compõem o enrolamento de regulação.

Há dois tipos de comutadores, conforme descrito a seguir.

a) Comutadores de derivação sem carga.

São os comutadores de características construtivas simples quando comparados aos comutadores sob carga, amplamente utilizados em aplicações onde há pouca necessidade de mudança dos níveis de tensão, como no caso de transformadores elevadores. São comutadores cuja operação somente pode ser feita com o transformador desenergizado.

b) Comutadores de derivação sob carga.

Comutadores de derivação sob carga, conforme mostrado na figura 3.2 a seguir, são comutadores de características construtivas complexas, cujas manobras são realizadas automaticamente, com o transformador energizado e a plena carga.

O funcionamento desses comutadores depende da interação de componentes elétricos e mecânicos, que basicamente abrange os seguintes componentes:

- sistema de acionamento motorizado: montado externamente ao transformador, responsável pelas operações de troca de posição do comutador;
- chave de carga: dotada de resistores e conjuntos de contatos fixos e móveis, opera imersa em um cilindro estanque, com volume de óleo próprio, separado do transformador. Trata-se da parte do comutador mais solicitada durante seu funcionamento, sendo responsável pela mudança de posição de contatos, com formação de arco-elétrico limitado no chaveamento;
- chave seletora: é composta de contatos fixos e móveis, normalmente compartilhando o mesmo óleo isolante onde é imersa a parte ativa. A mudança de posição dos contatos, dado o funcionamento da chave de carga, não gera arco-elétrico que resulte na formação de gases combustíveis no óleo do transformador.

Figura 3.2: Comutador sob carga tipo M, marca MR [31]

Na figura 3.3 é ilustrado o funcionamento de um comutador sob carga, em cinco etapas, para troca de tap do enrolamento de um transformador.

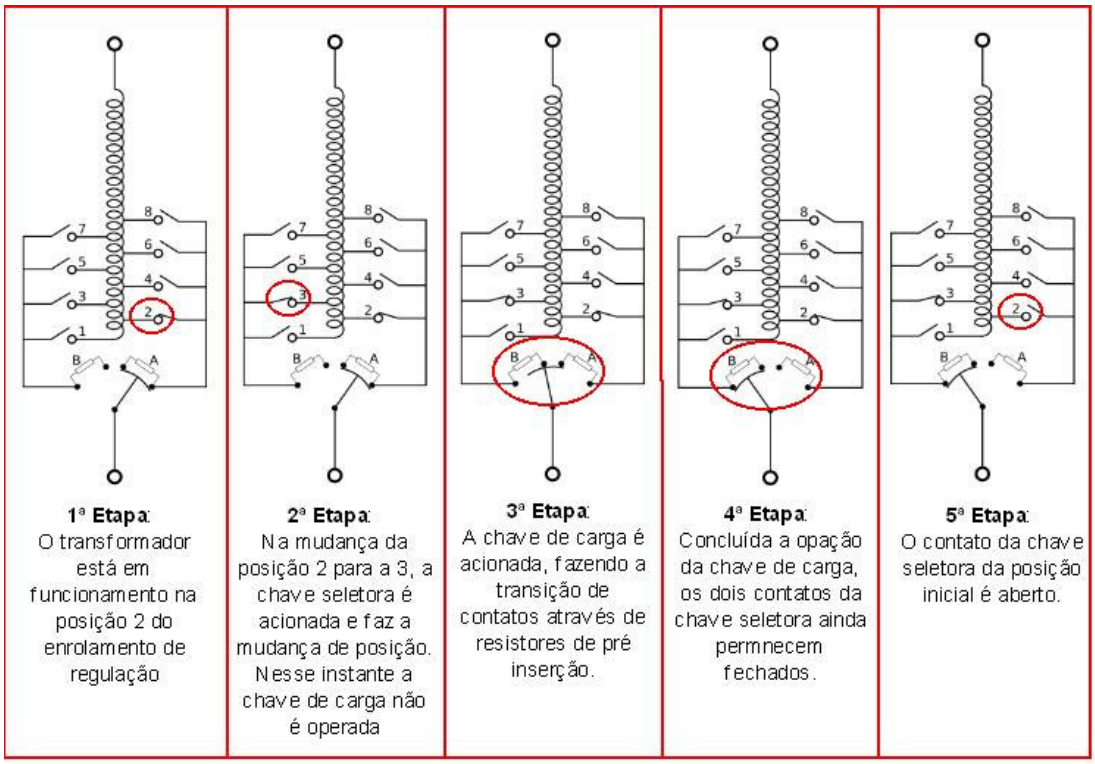

Figura 3.3: Exemplo do funcionamento de um comutador sob carga

4. DIAGNÓSTICO E MANUTENÇÃO PREVENTIVA

Serviços de manutenção preventiva de transformadores abrangem basicamente a realização de análises do óleo isolante e testes de componentes, que vão definir a necessidade de realização de intervenções como o tratamento do óleo, troca de componentes, tais como juntas de vedação e contatos de comutadores, pintura das partes externas, dentre outros.

Essencialmente são serviços cujo objetivo é o de manter o núcleo e enrolamentos em condições satisfatórias de operação, dado que a ocorrência de uma falha na parte ativa geralmente envolve longos prazos de reparo e custos elevados.

Assim, a implementação de sistemas de monitoração e a realização de diagnóstico periódico em transformadores proporcionam o acompanhamento de suas condições de utilização, identificando anormalidades e consequentemente uma rápida tomada de decisão quanto a medidas para evitar ou minimizar a ocorrência de falhas.

Existem diversos métodos de diagnóstico e uma quantidade razoável de equipamentos para essa finalidade, abrangendo desde funções mais simples e tradicionais como a medição da temperatura do óleo isolante, até as tecnologias que permitem a monitoração dos níveis de descargas parciais com o transformador em funcionamento.

Os principais métodos de diagnóstico e monitoração são apresentados a seguir.

4.1 Análise do óleo isolante

A análise do óleo isolante é o principal e mais utilizado método para avaliar a condição de um transformador, dado a simplicidade no procedimento de coleta, o baixo custo dos testes e a possibilidades de se diagnosticar vários tipos de

problemas. Basicamente abrange a análise gases dissolvidos e propriedades físico químicas do óleo isolante.

4.1.1 Análise de gases dissolvidos

O óleo isolante gera pequenas quantidades de gases quando submetido a determinados tipos de fenômenos de natureza elétrica ou térmica. A composição dos gases produzidos depende do tipo de anormalidade apresentada, sendo que o diagnóstico é feito a partir da avaliação individual dos níveis de determinados gases, chamados de gases chave, da interpretação da correlação entre gases e sua evolução ao longo da utilização do transformador.

Os principais gases identificados por esse tipo de análise são hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2).

A análise de gases deve ser realizada dentro de uma periodicidade razoável que resulte em um correto e eficaz acompanhamento do surgimento, evolução e severidade de determinados problemas.

A realização de uma análise de gases isoladamente não permite um correto diagnóstico das condições do transformador, portanto é necessário que se leve em conta o histórico de análises, eventuais sobrecargas e falhas anteriores, no sentido de se avaliar:

- o desenvolvimento de uma falha/defeito;
- a monitoração da taxa de crescimento da falha/defeito;
- a confirmação de presença de uma falha/defeito:
- a programação de quando deverá ser feita retirada do equipamento de operação para reparo;
- monitoração do funcionamento após a ocorrência de alguma anormalidade no sistema.

Assim, pode-se estabelecer um plano de investigação a partir das seguintes etapas:

- avaliar se algum parâmetro de referência é excedido, seja através de um gás chave ou mesmo das correlações entre eles, observando-se o fato de que determinadas famílias de transformadores e equipamentos em serviço normalmente apresentam concentrações de gases combustíveis;
- realizar acompanhamento periódico, inclusive com a possibilidade de diminuição expressiva dos intervalos de coleta de meses para semanas ou até mesmo dias, no sentido de se determinar a taxa de crescimento e o tipo de falha/defeito que está sendo diagnosticado e, finalmente;
- estabelecer quais ações devem ser tomadas para extinção do problema, seja através de intervenção restrita em campo ou mesmo a remoção para abertura do equipamento e diagnóstico mais detalhado em oficina especializada.

De acordo com a norma internacional IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers [24], os gases chave permitem a identificação de quatro tipos de problemas em transformadores, conforme descrito a seguir:

- **Óleo superaquecido**: os produtos da decomposição do óleo abrangem etileno (C_2H_4), etano (C_2H_6) e metano (CH_4), com pequenas quantidades de hidrogênio (H_2). Se a falha for severa e envolver contatos elétricos, há possibilidade de que haja traços de acetileno. Gás chave: Etileno, conforme mostrado no gráfico 4.1:

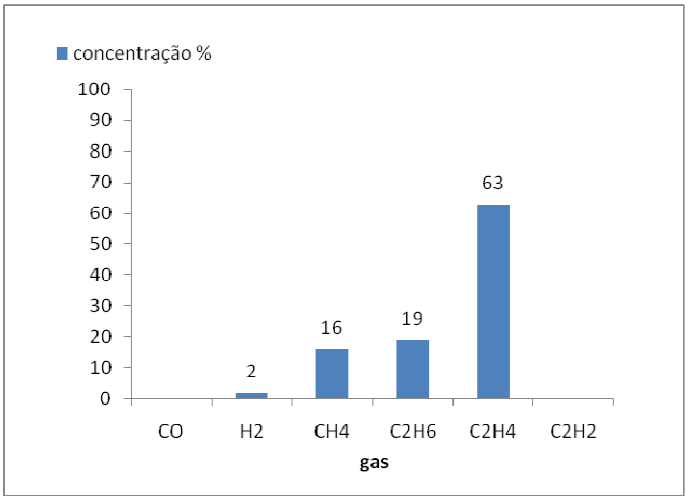

Gráfico 4.1: Concentração típica de gases resultantes de óleo isolante superaquecido [24]

- **Celulose superaquecida**: dióxido (CO2) e monóxido de carbono (CO) são liberados em grande quantidade quando a celulose é superaquecida. Metano (CH_4) e etileno (C_2H_4) serão formados, caso a falha envolva uma estrutura impregnada com óleo. Gás chave: Monóxido de Carbono, conforme mostrado no gráfico 4.2:

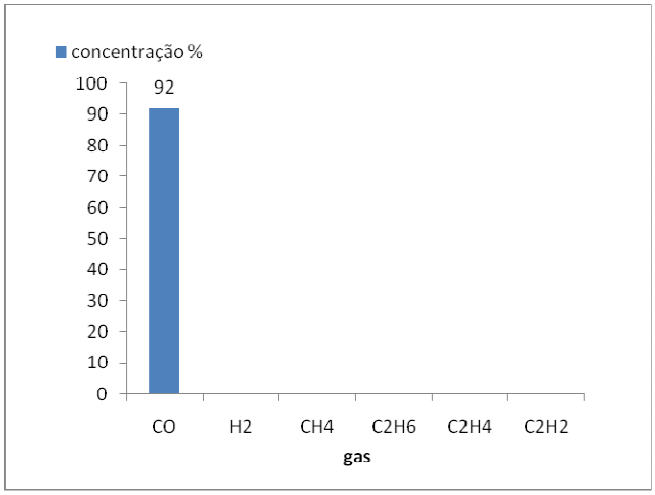

Gráfico 4.2: Concentração típica de gases resultantes de celulose superaquecida [24]

- **Descargas parciais**: A ocorrência de descargas elétricas de baixa energia produzem hidrogênio (H_2) e metano (CH_4), com pequenas quantidades de etileno (C_2H_4) e etano (C_2H_6). Descargas envolvendo celulose podem produzir quantidades comparáveis de dióxido (CO2) e monóxido de carbono (CO). Gás chave: Hidrogênio, conforme mostrado no gráfico 4.3:

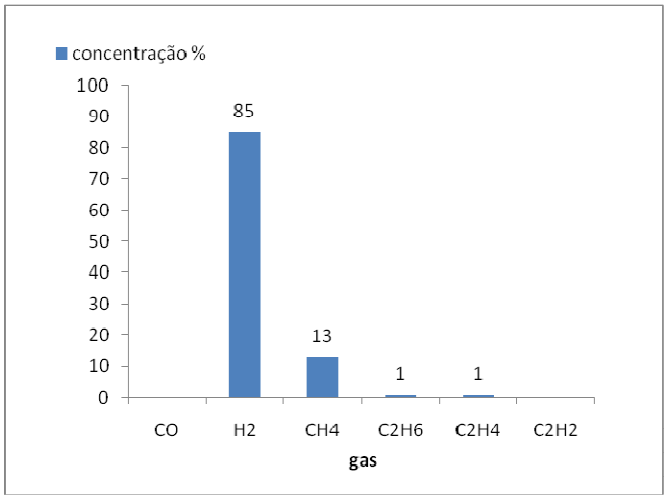

Gráfico 4.3: Concentração típica de gases resultantes de descargas parciais [24]

- **Arco elétrico**: grandes quantidades de acetileno (C_2H_2) e hidrogênio (H_2) são produzidos, com menores quantidades de metano (CH_4) e etileno (C_2H_4). Caso a falha envolva celulose, haverá presença de dióxido (CO_2) e monóxido de carbono (CO). Gás chave: Acetileno, conforme mostrado no gráfico 4.4:

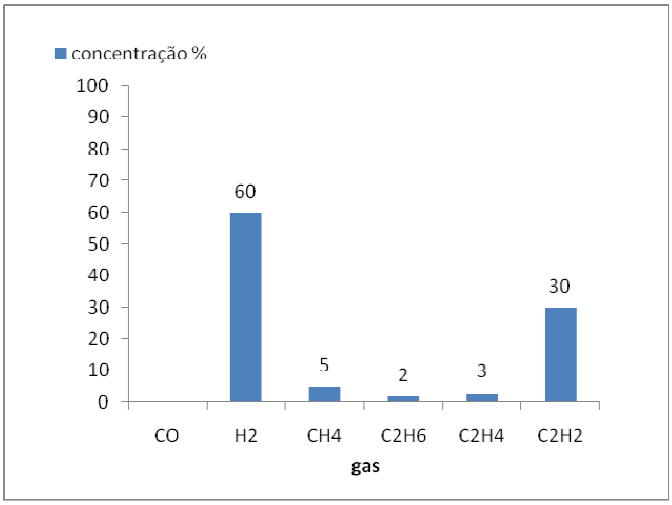

Gráfico 4.4: Concentração típica de gases resultantes de arco elétrico [24]

Ainda de acordo com a norma IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, quando não se dispõe do histórico de gases dissolvidos no óleo isolante, é possível estabelecer um critério para avaliação de riscos a partir dos parâmetros de referência indicados na tabela 4.1.

Tabela 4.1: Referências para avaliação de riscos em transformadores a partir das quantidades de gases combustíveis, expressas em ppm [24]

	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	Total de Gases
Condição 1	≤100	≤120	≤35	≤50	≤65	≤350	≤2500	≤720
Condição 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condição 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	5001-10000	1921-4630
Condição 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

A interpretação dos dados é feita conforme descrito nas condições descritas a seguir.

- condição 1: indica que o transformador está operando satisfatoriamente.

- condição 2: o total de gases combustíveis está acima dos valores de referência, indicando a possibilidade de que haja algum tipo defeito/falha no transformador.
- condição 3: o total de gases combustíveis indica elevado nível de decomposição.
- condição 4: o total de gases combustíveis deste intervalo indica excessiva decomposição do óleo isolante, sendo que a continuidade de operação poderá resultar em falha do transformador.

No caso das condições 1, 2 e 3, caso haja indícios de que algum dos gases apresente valor razoavelmente superior àqueles indicados na tabela, deve-se proceder uma investigação adicional para identificação de sua origem, bem como estabelecer um plano periódico de análises no sentido de se estabelecer qual a tendência de evolução dos gases

Cumpre observar que as referências da tabela 4.1 assumem que não há histórico de análises de gases anteriores de um determinado transformador. Caso haja algum registro, o critério deve ser reavaliado para determinar se a condição operacional do equipamento é estável ou instável.

Além dos parâmetros de referência apresentados, existem diversos critérios de análise que se baseiam na correlação entre gases combustíveis para diagnóstico de falhas e defeitos em transformadores, tais como o método de Rogers, Doernemburg, Laborelec e o da norma brasileira ABNT NBR 7274.

Especificamente para este estudo, é descrito o procedimento prescrito na norma NBR 7274 que, a partir de três correlações entre gases dissolvidos no óleo isolante, permite nove tipos de diagnóstico.

Cada diagnóstico é associado a um exemplo de falha típica, de forma a orientar na pesquisa da origem de eventuais problemas com o transformador.

Para obtenção dos resultados é feita a correlação das taxas de acetileno (C_2H_2) com etileno (C_2H_4), metano (CH_4) com hidrogênio (H_2) e etileno (C_2H_4) com etano (C_2H_6), conforme indicado na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Fatores para estabelecimento dos parâmetros de correlação de gases [29]

Fator R	Relação de gases		
	C2H2 C2H4	CH4 H2	C2H4 C2H6
0,1 > R	0	1	0
0,1 < R < 1	1	0	0
1 < R < 3	1	2	1
3 < R	2	2	2

A partir do resultado das razões entre gases deve ser feita a correção de valores com base no fator R, conforme exemplificado abaixo:

a) Se C2H2/C2H4 for menor do que 0,1, o valor a ser considerado é 0;

b) Se C2H2/C2H4 estiver entre 0,1 e 3, o valor a ser considerado é 1;

c) Se C2H2/C2H4 for maior que 3, o valor a ser considerado é 2.

Esse mesmo procedimento deve ser observado para correção das razões de CH4/H2 e C2H4/C2H6, conforme parâmetros indicados na tabela 4.2.

A partir dos resultados corrigidos é feita a análise de valores com base na tabela 4.3.

Tabela 4.3: Diagnóstico de transformadores a partir da correlação de gases prescrita na norma ABNT 7274 [29]

Caso	falha característica	Relação de gases			Exemplos típicos
		C2H2 C2H4	CH4 H2	C2H4 C2H6	
A	Sem falha	0	0	0	Envelhecimento normal
B	Descargas parciais de pequena densidade de energia	0	1	0	Descargas nas bolhas de gás resultantes de impregnação incompleta, de supersaturação ou de alta umidade
C	Descargas parciais de alta densidade de energia	1	1	0	Como acima, porém provocando arvorejamento ou perfuração da isolação sólida
D	Descargas de energia reduzida	1-2	0	1-2	Centelhamento contínuo no óleo devido a más conexões de diferentes potenciais ou potencias flutuantes. Ruptura dielétrica do óleo entre materiais sólidos.
E	Descargas de alta energia	1	0	2	Descargas de potência. Arco. Ruptura dielétrica do óleo entre enrolamentos, entre espiras ou entre espira e massa, corrente de interrupção no seletor.
F	Falha Térmica de baixa temperatura >150ºC	0	0	1	Aquecimento generalizado de condutor isolado.
G	Falha Térmica de baixa temperatura 150ºC - 300ºC	0	2	0	Sobreaquecimento local do núcleo devido à concentrações de fluxo. Pontos quentes de temperatura crescente, desde pequenos pontos no núcleo, sobreaquecimento do cobre devido a correntes de Foucault, maus contatos (formação de carbono por pirólise) até pontos quentes devido a correntes de circulação entre núcleo de carcaça
H	Falha Térmica de temperatura média 300ºC - 700ºC	0	2	1	
I	Falha Térmica de alta temperatura >700ºC	0	2	2	

Trata-se de um método de análise razoavelmente simples, porém de grande auxílio na avaliação das condições operacionais de transformadores de potência.

4.1.2 Análise físico química

Óleos isolantes novos para utilização no mercado brasileiro devem atender às características especificadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, conforme tabela 4.4.

Tabela 4.4: Características de óleos isolantes novos [36]

CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	Óleo Naftênico LIMITES		Óleo Parafínico LIMITES		MÉTODOS
		Min.	Máx	Min.		
Aspecto	-	Claro, limpo, isento de material em suspensão ou sedimentado				Visual
Cor	-	-	1	-	1	NBR 14483
Densidade a 20/4° C	-	0,861	0,9	-	0,86	NBR 7148
Viscosidade a 20° C	cSt	-	25	-	25	
Viscosidade a 40° C	cSt	-	11	-	12	
Viscosidade a 100° C	cSt	-	3	-	3	NBR 10441
Ponto de fulgor	° C	140 ° C	-	140 ° C	-	NBR 11341
Ponto de fluidez	° C	-	-39	-	-12	NBR 11349
Índice de neutralização	mg KOH/g	-	0,03	-	0,03	NBR 14248
Água	mg/kg (ppm)	-				NBR 10710-B
Cloretos	-	ausente		-		NBR 5779
Sulfatos	-	ausente		-		NBR 5779
PCB (bifenila policlorada)	mg/kg (ppm)	não detectável				NBR 13882 B
Carbono aromático	%	anotar				ASTM D 2140
Enxofre corrosivo	-	não corrosivo				NBR 10505
Enxofre total	% massa	-	-	-	0,3	ASTM D 1552
Fator de perdas dielétricas a 25° C		-	0,05	-	0,05	
Fator de perdas dielétricas a 90° C		-	0,4	-	0,4	
Fator de perdas dielétricas a 100° C		-	0,5	-	0,5	NBR 12133
Rigidez dielétrica - Eletrodo de disco	kV	30	-	30	-	NBR 6869
Rigidez dielétrica - Eletrodo VDE	kV	42	-	42	-	NBR 10859

CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	Óleo Naftênico LIMITES		Óleo Parafínico LIMITES		MÉTODOS
		Min.	Máx	Min.		
Rigidez dielétrica a impulso	µl/min	145	-	-	-	ASTM D 3300
Tendência a evolução de gases	mN/m	não especificado		-	-	ASTM D 2300 B
Tensão interfacial a 25º C	% massa	40	-	40	-	NBR 6234
Aditivo inibidor de oxidação DBPC Óleo não inibido		não detectável				
Aditivo inibidor de oxidação DBPC Óleo inibido	% massa	0,27	0,33	0,27	0,33	NBR 12134A
Estabilidade a oxidação Óleo não inibido						
Índice de neutralização	mg KOH/g	-	0,4		0,4	
Borra	% massa	-	0,1		0,1	
Fator de perdas dielétricas a 90° C	%	-	20		20	NBR 10504
Óleo inibido	minutos	195	-	195	-	ASTM D 2112

Trata-se da condição inicial de operação do óleo novo, sendo que ao longo da utilização de transformadores o óleo isolante sofre alterações de determinadas características, que devem ser objeto de controle de análises periódicas para manutenção de propriedades aceitáveis de desempenho e confiabilidade às quais o equipamento se destina.

Para tanto, uma série de análises físico químicas são realizadas para mensurar mudanças das propriedades do óleo. Os resultados devem ser utilizados para estabelecer procedimentos de manutenção preventiva que evita falhas prematuras e estendem a vida útil do equipamento.

Os parâmetros de resultado de ensaios físico químicos são prescritos pela norma ABNT NBR 10576 “Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção” [37], conforme mostrado na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Parâmetros de propriedades físico químicas [37]

CARACTERÍSTICAS	Método de Ensaio	Classe de tensão		
		≤ 72,5kV	> 72,5 ≤ 242kV	> 242kV
Aparência	Visual	Claro, isento de materiais em suspensão		
Rigidez dielétrica, kV Eletrodo calota, mínimo	ABNT NBR IEC 60156	40	50	60
Teor de água, ppm, máximo (corrigido para 20° C)	ABNT NBR IEC 10710	25	15	10

CARACTERÍSTICAS	Método de Ensaio	Classe de tensão		
		≤ 72,5kV	> 72,5 ≤ 242kV	> 242kV
Fator de dissipação, %, máximo				
a 25°C		0,5	0,5	-
a 90°C	ABNT NBR 12133	15	15	12
Fator de potência, %, máximo				
a 25°C		0,5	0,5	-
a 100°C	ABNT NBR 12133	20	20	15
Índice de neutralização mg, KOH/g, máximo	ABNT NBR 14248	0,15	0,15	0,15
Tensão interfacial, a 25°C, mN/m, mínima	ABNT NBR 6234	22	22	25
Ponto de fulgor °C	ABNT 11341	decréscimo máximo de 10 °C		
Sedimentos		nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02% em massa devem ser desprezados		
Inibidor (DBPC)	ABNT NBR 12134	reinibir quando o valor atingir 0,09%		

Para transformadores com maiores níveis de tensão, mais rígidos são os requisitos de suportabilidade do meio isolante, conforme se verifica pelos limites de rigidez dielétrica e teor de água.

4.3.4 Contagem de Partículas

Para transformadores com classe de tensão igual ou superior a 230kV, o controle da quantidade de partículas presentes no óleo isolante é um parâmetro importante para avaliação das condições do meio isolante.

O surgimento de partículas de ferro, alumínio, cobre e fibras de celulose úmidas são inerentes ao processo de fabricação de transformadores, porém, em função de suas propriedades condutoras, é necessário que as mesmas sejam removidas de forma a tornar o equipamento apto ao funcionamento.

De acordo com o estudo desenvolvido pelo “Working Group 12.17” do Cigré – Effect of Particles on Transformer Dielectric Strength de junho de 2.000, há o relato de falhas em dezenas de transformadores de extra alta tensão em todo o mundo atribuídas à presença de partículas.

No que concerne à origem dessas partículas, destacam-se:

- fibras de celulose de materiais isolantes;
- desgaste mecânico de componentes do sistema de refrigeração;
- óxidos de ferro e silício;
- fibras de filtros utilizados para tratamento do óleo isolante;
- material carbonizado.

De acordo com o estudo, a avaliação do grau de risco para o funcionamento de um transformador é feito a partir da coleta de óleo isolante para análise da quantidade de partículas, sendo que o resultado é analisado com base no gráfico 4.5 e tabelas 4.6 e 4.7 reproduzidos a seguir.

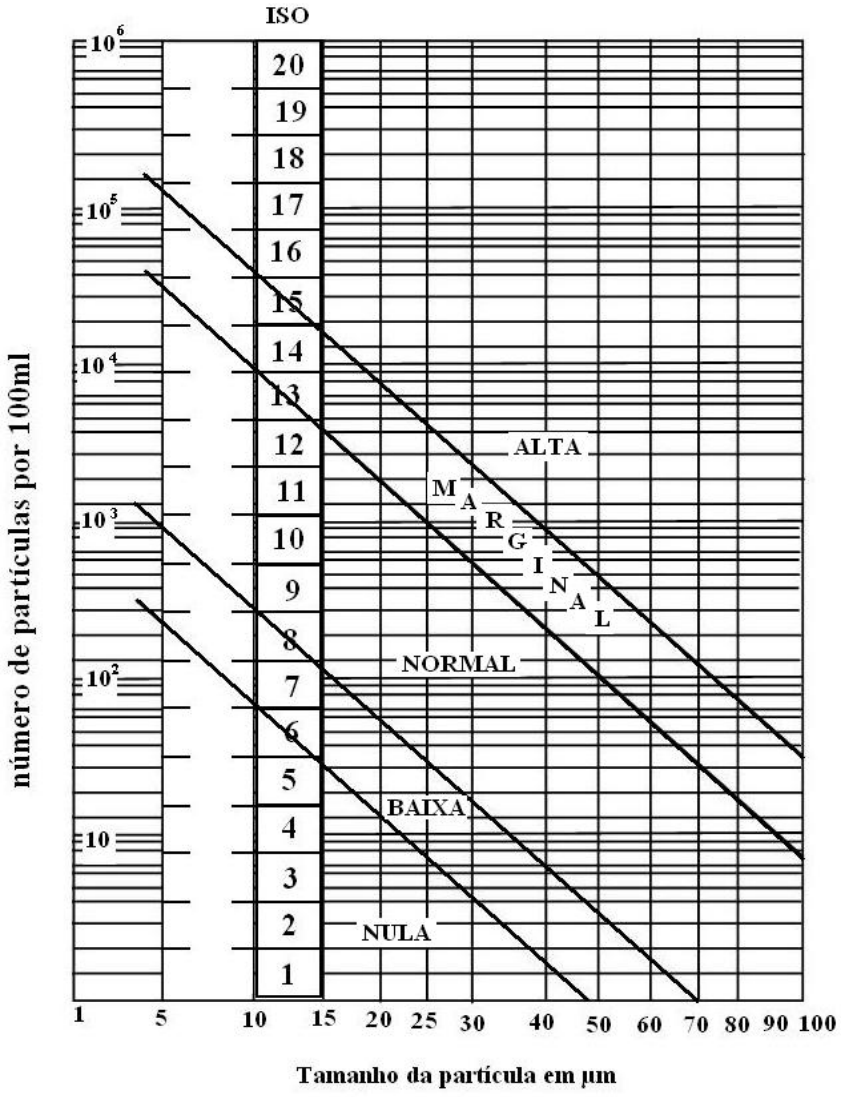

Gráfico 4.5: Gráfico que apresenta referências dos níveis de contaminação do óleo isolante de transformadores, conforme Working Group 12.17" do Cigré – Effect of Particles on Transformer Dielectric Strength. Adaptado de [26]

A partir dos resultados da análise do óleo, que indica a quantidade de partículas de diferentes tamanhos, inserem-se os dados no gráfico 4.5 de forma a verificar se os níveis obtidos estão nos intervalos de contaminação nula, baixa, normal, marginal ou alta.

Na tabela 4.6 é apresentado o resultado típico do estado de conservação do óleo do transformador com base nos valores encontrados.

Tabela 4.6: Tabela com referências de diagnóstico para interpretação dos dados do gráfico dos níveis de contaminação do óleo isolante. Adaptado de [26]

classe ISO	quantidade por 100ml		nível de contaminação	ocorrência típica
	5µm	15µm		
até 5/8	250	32	Nula	requisito de limpeza IEC para recipientes de coleta de amostras
6/9 a 7/10	1.000	130	Baixa	excelente nível de limpeza encontrado em óleo durante processo de aceitação e comissiontamento de um transformador
8/11 a 12/15	32.000	4.000	Nomal	nível típico de contaminação para transformadores em serviço
13/16 a 14/17	130.000	16.000	Marginal	nível de contaminação encontrado em número significativo de transformadores em serviço
15/18 e acima	-	-	Alta	nível de contaminação que indica condições anormais de funcionamento do transformador

As recomendações de procedimentos a serem tomados para continuidade de operação do transformador, a partir da contagem de partículas e do resultado da rigidez dielétrica do óleo isolante obtida na análise físico química, são apresentadas na tabela 4.7.

Tabela 4.7: Referências de diagnóstico para interpretação dos dados do gráfico dos níveis de contaminação do óleo isolante. Adaptado de [26]

nível de contaminação	rigidez dielétrica	recomendação
normal	boa	nenhuma ação a ser tomada
	ruim	identificar o tipo de partículas
marginal	boa	possivelmente celulose suja ou seca. Repetir o teste de rigidez dielétrica com procedimento adequado para partículas
	marginal	identificar o tipo de partículas e teor de umidade. Considerar a possibilidade de filtrar o óleo
alta	boa	rechecar a contagem de partículas e a rigidez dielétrica com procedimento adequado para partículas. Investigar a fonte de partículas
	marginal	filtrar ou substituir o óleo

4.1.4 Teor de Furfuraldeído

Além das análises de gases dissolvidos, físico químicas e de partículas, é possível se fazer a medição do teor de furfuraldeído presente no óleo isolante, o que permite avaliar a deterioração do papel e consequentemente monitorar o estado de conservação dos enrolamentos de um transformador.

Trata-se de ferramenta bastante útil, dado que não é possível realizar a coleta de amostras de papel isolante com o transformador em serviço. A partir do teor de furfuraldeído se faz a correlação com um valor médio do grau de polimerização das bobinas.

Uma das referências utilizadas para este procedimento é o gráfico 4.6, desenvolvido pela Powertech Labs em conjunto com a BC Hydro.

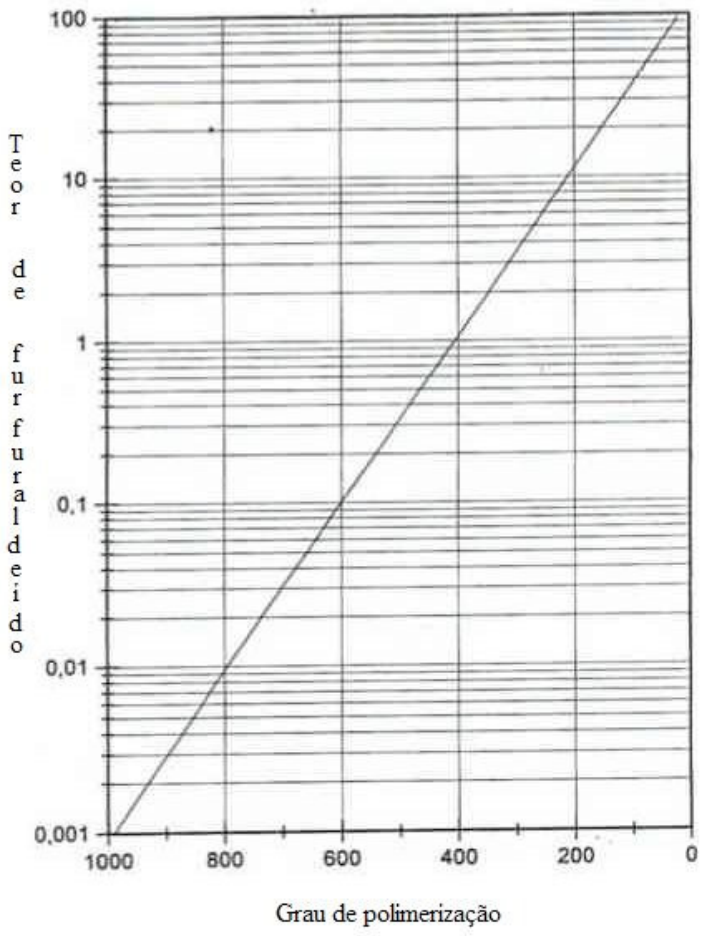

Gráfico 4.6: Referência para correlação entre o teor de furfuraldeído e o grau de polimerização [25]

Observa-se que deve ser levado em conta o intervalo entre a realização de tratamento do óleo isolante do transformador e a análise do teor de furfuraldeído, uma vez que o tratamento elimina os compostos resultantes da decomposição do material celulósico, resultando na perda de referência do efetivo estado de deterioração da isolação sólida.

Além disso, dado que transformadores tendem a apresentar deterioração do papel isolante de forma diferenciada entre as bobinas, bem como ao longo de uma mesma bobina, deve-se utilizar este método a título de referência, uma vez que o resultado efetivo do estado de conservação do equipamento somente pode ser obtido a partir da coleta de amostras de papel isolante do ponto quente "*hot-spot*", fator determinante da vida útil de transformadores.

4.2 Termografia

O teste de termografia é utilizado para verificar a temperatura da superfície de determinadas partes do transformador, principalmente o sistema de refrigeração e pontos de conexão de terminais das buchas.

Trata-se de teste realizado com o transformador em operação, restringindo-se à análise de partes externas do equipamento.

De acordo com os ajustes do aparelho empregado no teste, pode-se verificar quais alterações de temperatura são mais significativas em relação à temperatura de referência e se determinar um plano de ação para corrigir o problema.

4.3 Temperatura do óleo e enrolamentos

Todos os transformadores são dotados de termômetros analógicos ou digitais para medição da temperatura do óleo e enrolamentos, de forma a permitir que se faça o acompanhamento da temperatura de operação do equipamento.

Para o óleo o sistema é dotado de sensores imersos no líquido isolante, não apresentando limitações para a correta leitura da temperatura.
No caso dos enrolamentos a medição é feita através de transformadores de corrente de imagem térmica que, através de dados de projeto, estimam a temperatura das bobinas. Atualmente existem sistemas mais modernos que utilizam fibras ópticas para essa mesma finalidade, com a vantagem de apresentar dados reais da temperatura do enrolamento.

4.4 Técnicas avançadas de monitoração

As facilidades promovidas pelo avanço das tecnologias de comunicação de dados e desenvolvimento de sensores, permitiram a implementação de sistemas de monitoração das condições operacionais de transformadores de potência e seus acessórios, como buchas, comutadores sob carga, motoventiladores, dentre outros.
A utilização desses sistemas tem o objetivo de minimizar a ocorrência de falhas, dado que a coleta de dados e apresentação de resultados é feita em tempo real, possibilitando a detecção e avaliação imediata de eventuais problemas, sem que os mesmos evoluam a uma condição de falha para que sejam identificados.
Trata-se de sistemas de custo razoavelmente elevados, que utilizam sensores especiais para monitorar continuamente diversos parâmetros de operação de transformadores, como por exemplo a presença de gases e umidade no óleo isolante, o estágio de desgaste de contatos do comutador, fator de potência e descargas parciais em buchas.

5. FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

A definição de falha utilizada neste estudo se refere ao momento em que ocorre um evento súbito, cujo resultado é o desligamento do transformador através da atuação das proteções automáticas da subestação ou mesmo em eventos catastróficos onde nem mesmo as proteções têm condições de extinguir a falha. Na figura 5.1 é apresentado um exemplo de falha, cujo resultado final foi a explosão do tanque e incêndio do transformador.

Figura 5.1: Transformador monofásico de 550MVA, classe de tensão 800kV em chamas

Além da ocorrência de falhas há situações em que o transformador, mesmo em operação, apresenta condições anormais de funcionamento, tais como a evolução significativa dos níveis de gases combustíveis, o que motiva a intervenção para desligamento anteriormente à deflagração de uma falha. Trata-se da condição aqui referenciada como defeito.

A investigação de falhas e defeitos em transformadores de potência é uma tarefa que exige uma avaliação criteriosa de informações acerca de suas condições

operacionais, ensaios específicos, inspeção interna e desmontagem da parte ativa.

A avaliação desses dados visa definir a causa raíz do problema ou, em casos onde não se dispõe de dados suficientes para tal, identificar as causas mais prováveis e excluir aquelas que não têm qualquer relação com o evento.

Este capítulo apresenta dados considerados essenciais no sentido de se estabelecer um roteiro de identificação dos principais tipos de problemas em transformadores, baseado na análise de dados e dos danos efetivamente constatados por inspeção visual.

5.1 Coleta e análise de dados

A avaliação de dados do contexto de funcionamento do transformador, histórico operacional e os motivos que levaram ao seu desligamento são informações importantes para o trabalho de investigação pretendido.

Assim, são relacionados a seguir documentos essenciais à etapa de coleta de dados e o que é possível identificar em cada um deles:

- diagrama unifilar da instalação em que o transformador se encontra: entendimento do contexto operacional do equipamento;
- histórico das análises físico-químicas e de gases dissolvidos no óleo isolante: identificação de suas condições de conservação, bem como do perfil de geração de gases;
- histórico da análise de furfuraldeído: identificar o estágio de deterioração dos materiais isolantes dos enrolamentos;
- histórico de carga do transformador: identificação de eventual operação em sobrecarga;
- registro recente de operações de energização / desenergização: avaliar as solicitações por eventuais sobretensões de manobra;
- histórico de manutenção de componentes (buchas, comutador sob carga, etc.), bem como dados relativos a intervenções feitas em campo ou em fábrica

(eventuais rebobinamentos, desmontagens ou retrabalho de partes): identificação das condições de conservação do transformador.

Em casos onde o equipamento é retirado de operação pela atuação de proteções ou mesmo em eventos catastróficos, além da documentação já listada, devem ser analisados:

- registro e oscilografia das proteções que atuaram no evento: entendimento do mecanismo de deflagração da falha;
- registro de contadores de descargas nos pára-raios de linha ligados ao transformador: identificação de eventuais sobretensões;

5.2 Testes elétricos

Exceto em caso de eventos catastróficos onde a realização de qualquer ensaio é inviável, devem ser executados testes com o transformador ainda em campo ou por ocasião do seu recebimento em oficina, dado que auxiliam no direcionamento da investigação a determinadas partes ou componentes do transformador. São eles:

- Resistência ôhmica dos enrolamentos: indica as condições dos condutores das bobinas e contatos de comutadores. Esse tipo de ensaio requer a utilização de instrumentos capazes de medir precisamente valores de resistência, da ordem de poucos a frações de Ohms. É importante ressaltar que a resistência varia de acordo com a temperatura, portanto, quando é feita a comparação dos resultados obtidos com os valores padrão deve-se aplicar fator de correção para não haver equívocos de interpretação;
- Relação de transformação: identifica eventual curto-circuito ou ruptura de condutores dos enrolamentos, bem como se houve abertura de circuito por conta da soltura de algum terminal ou conexão da parte ativa. O valor limite de desvio normalmente utilizado como referência para esse tipo de teste é o de até 0,5% em relação ao valor medido nos ensaios de aceitação em fábrica.

- Resistência de isolamento: identifica as condições do isolamento entre enrolamentos e partes aterradas, indicando eventual contato entre partes inicialmente isoladas.

Além dos ensaios citados, que podem ser executados com aparelhos relativamente simples e portáteis, há casos onde há a necessidade de utilização de técnicas mais específicas, como por exemplo o ensaio de tensão induzida com medição de descargas parciais.

Trata-se de procedimento que pode ser empregado em grandes transformadores, cuja remoção para oficina demanda elevados custos de transporte. Antes da execução desse tipo de ensaio deve-se avaliar eventuais limitações quanto aos níveis de tensão e potência exigidos para alimentação de determinados transformadores, os custos envolvidos na montagem do circuito de teste, e os níveis de interferência presentes em determinadas instalações.

Para esse tipo de ensaio a detecção do problema pode ser feita a partir de sensores acústicos instalados no transformador, medição do nível de descargas parciais através de instrumentos, análises dos níveis de gases combustíveis gerados no óleo isolante ou por ambos.

Posteriormente à coleta desses dados a próxima etapa engloba o trabalho de inspeção das partes internas do transformador, o que irá efetivamente permitir a identificação do problema.

5.3 Tipos de falhas e defeitos em transformadores

A seguir é apresentada uma descrição de falhas e defeitos tipicamente verificados em transformadores, sua classificação e aspectos característicos de cada um.

5.3.1 Deterioração dos materiais isolantes

O envelhecimento de transformadores é diretamente associado à deterioração do sistema isolante, que é composto por materiais sólidos (papel e papelão) e líquidos (óleo isolante). A degradação do isolamento sólido é fator determinante da vida útil do equipamento, uma vez que, diferentemente do óleo, que pode ser tratado, regenerado ou substituído, a sua troca implica na desmontagem do transformador e intervenção nos enrolamentos que compõem a parte ativa.

Os materiais isolantes sólidos são produzidos a partir de celulose, cujos parâmetros de avaliação se baseiam no grau de polimerização (GP).

Na medida em que um transformador permanece em operação há o seu natural aquecimento, fator que conjugado com umidade e oxigênio que permanecem impregnados no óleo isolante provocam a degradação da isolação e consequente diminuição do GP.

A diminuição do grau de polimerização está diretamente associada à quebra das cadeias celulósicas que compõem estes materiais, devido à ação de fenômenos inerentes ao funcionamento normal de transformadores que são de natureza térmica (aquecimento), oxidativa (oxigênio) e hidrolítica (umidade).

Procedimentos de manutenção, com secagem do óleo para remoção da umidade nele dissolvido, instalação de dispositivos de selagem que isolem o contato do óleo com o ar ambiente, ou a correta manutenção dos filtros de sílica (para retirada de umidade do ar que entra em contato com o óleo do transformador) são práticas importantes e necessárias, que associadas a baixas temperaturas de operação (por condições do ambiente e de regime de carga) estendem a vida do sistema isolante sólido, porém não permitem eternizá-lo.

A condição de conservação do transformador e a sua vida remanescente são determinadas através da análise do grau de polimerização de amostras de papel isolante coletadas no ponto mais quente das bobinas, normalmente localizado nas partes mais internas e na região superior dos enrolamentos. Essas amostras são analisadas e os resultados são comparados com valores de referência para papéis isolantes novos e em final de vida útil.

Em papéis novos, após processo de secagem, os valores médios de referência são da ordem de 1000 a 1100 e em fim de vida útil de 150 a 250 [25].
Estes valores de referência são utilizados normalmente por fabricantes, empresas concessionárias de energia elétrica e entidades de pesquisa.
Quanto mais deteriorado estiver o papel isolante, menor será o GP. Consequentemente as cadeias celulósicas estarão quebradas e o papel, mais quebradiço, terá menor capacidade de suportar esforços mecânicos, principalmente quando o transformador for submetido a um curto-circuito.

5.3.2 Deformação mecânica dos enrolamentos por esforços de curto-circuito

A ação de esforços mecânicos de origem elétrica sobre enrolamentos de transformadores são condições inerentes à sua utilização, motivo pelo qual as bobinas são montadas e prensadas na parte ativa de forma que apresentem considerável resistência mecânica.
Ocorre que um transformador também está sujeito à ocorrência de curtos-circuitos no sistema por ele alimentado, o que resulta na ação de esforços mecânicos de grande intensidade, dado que a força que atua sobre condutores imersos em um campo magnético é proporcional ao quadrado da corrente [28].
A referência quanto à suportabilidade de um transformador a esse tipo de fenômeno é definida por normas que estabelecem limites máximos de amplitude e duração de curtos-circuitos simétricos e assimétricos aos quais o equipamento pode ser submetido sem sofrer danos.
Ocorre que na prática esses valores podem ser excedidos em função de particularidades dos tipos de proteções utilizadas, características do sistema elétrico e até mesmo de determinadas ocorrências.
Assim, faz-se necessário o entendimento da forma como se comportam os enrolamentos de transformadores quando submetidos à ação de esforços resultantes de um curto-circuito.

Do ponto de vista mecânico, as deformações de enrolamentos podem ser divididas em dois tipos:

- deformações elásticas: são reversíveis e não implicam em mudança estrutural das bobinas, portanto sem implicações ao funcionamento normal do equipamento;
- deformações plásticas: são mecanicamente irreversíveis, provocando a alteração permanente da estrutura atômica dos condutores, deslocamento e quebra de suportes isolantes e calços. Neste caso ocorrem danos que implicam em necessidade de intervenção na parte ativa.

Os esforços mecânicos são resultado de:

- forças radiais, provocadas pela componente axial do campo magnético, que atuam na direção do raio do enrolamento;
- forças axiais, provocadas pela componente radial do campo magnético, que atuam na direção do eixo do enrolamento.

A figura 5.2 e explicações a seguir descrevem os esforços atuantes em enrolamentos de transformadores:

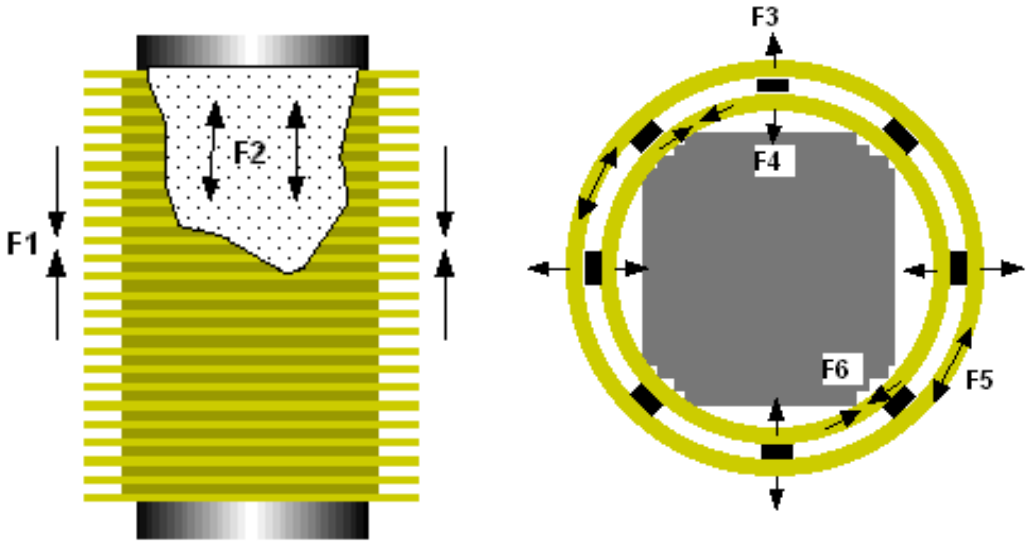

Figura 5.2: Esforços eletrodinâmicos que atuam sobre enrolamentos durante um curto-circuito. Adaptado de [3]

F1 esforços de compressão axial: atuam em direção ao centro dos enrolamentos e provocam o deslocamento de condutores. Esse tipo de esforço é maior nas

extremidades das bobinas, onde há ação mais intensa da componente radial do campo magnético.

F2 esforços de expansão axial: atuam em direção aos elementos de prensagem do bloco de bobinas, provocando o deslocamento e quebra de partes. Há ainda a possibilidade de danos ao núcleo em função do contato dos condutores energizados dos enrolamentos contra o mesmo. A intensidade desses esforços é dependente da simetria das bobinas que compõem o bloco, tornando-se maiores quando há diferenças de tamanho ou de alinhamento entre os enrolamentos.

F3 e F5 esforços de expansão radial: ocorrem nos enrolamentos externos do bloco de bobinas e atuam em direção oposta à coluna do núcleo onde o enrolamento é montado. Provocam o esticamento dos condutores da bobina, podendo romper a isolação ou o mesmo o condutor por completo.

F4 e F6 esforços de compressão radial: ocorrem nos enrolamentos mais internos do bloco de bobinas e atuam em direção à coluna do núcleo onde o enrolamento é montado. Provocam a compressão e amassamento dos condutores da bobina, com desdobramento de danos aos cilindros isolantes e até mesmo à coluna do núcleo.

Cumpre observar que o envelhecimento do papel isolante, dada a sua fragilidade mecânica, aumenta significativamente a possibilidade de falhas pela ação de esforços eletrodinâmicos que atuam sobre os enrolamentos durante um curto-circuito alimentado pelo transformador, ou seja, são causas interligadas.

Nas figuras 5.3 e 5.4 a seguir é apresentado um exemplo de dano dessa natureza, onde houve deformação dos enrolamentos, resultando na quebra de elementos de prensagem do bloco de bobinas, curto-circuito entre espiras e contato com a coluna do núcleo ferromagnético.

Figura 5.3: Vista geral da parte ativa de transformador de 25MVA, classe de tensão 138kV

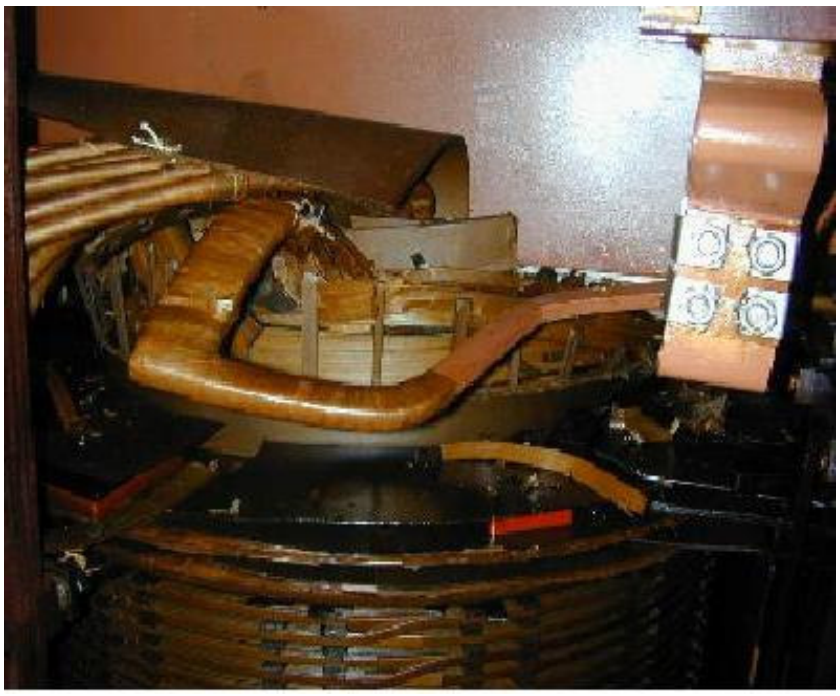

Figura 5.4: Detalhe dos danos por esforços eletrodinâmicos nos enrolamentos

5.3.3 Sobretensões

Sobretensões são fenômenos transitórios que têm grande influência sobre o desempenho de transformadores, podendo, em função da amplitude e duração, causar danos.

Danos por sobretensões em transformadores podem estar associados tanto ao aumento da solicitação dielétrica dos materiais isolantes do enrolamento, quanto ao aumento generalizado de temperatura.

Dentre os tipos de sobretensões pesquisadas, verificou-se que eventos de curta duração são mais difíceis de ser detectados e compreendidos, uma vez que são muito rápidos (da ordem de poucos ou frações de micro segundos) e dependem de características muito específicas de uma instalação. Os danos decorrentes dessas sobretensões estão diretamente associados à disrupção de arco elétrico interno ao transformador.

Nos eventos de longa duração os danos se manifestam através do aumento de temperatura do transformador.

Os principais dos tipos de sobretensão podem ser dividos em:

a) Sobretensões Temporárias

Sobretensões temporárias são aquelas que se caracterizam pelo aumento da tensão fase-fase ou fase-terra de um sistema, de longa duração, geralmente da ordem de milissegundos a vários segundos, sendo fracamente ou não amortecidas [12].

O fator preponderante à suportabilidade de transformadores a esse tipo de fenômeno está diretamente associado às características do núcleo ferromagnético, dado que é este componente o responsável pela formação e fechamento do circuito do magnético da parte ativa.

Dadas as limitações que se impõem pelos custos de matéria prima e mão de obra envolvidos na fabricação, além de dificuldades e despesas com serviços de

transporte, transformadores são projetados de forma a atender às características especificadas pelo comprador e pelas normas vigentes.

Como o núcleo é parte bastante significativa nesses fatores, é natural que os fabricantes procurem elaborar projetos otimizados em que as condições nominais de operação do transformador sejam muito próximas ao limite de fluxo magnético do núcleo, que é da ordem de 1,7 Tesla.

Em eventos onde ocorre o aumento da tensão do sistema, dado que transformadores são indutores não-lineares, o núcleo tende a saturar, provocando indesejáveis efeitos de natureza térmica.

Dentre estes efeitos podemos citar:

- o próprio aumento da temperatura do núcleo, resultando no sobreaquecimento do óleo isolante e materiais celulósicos. O efeito direto é a aceleração da deterioração dos materiais isolantes e consequentemente a diminuição da vida útil do transformador;
- o aumento da temperatura de partes metálicas periféricas do transformador, como o tanque e a tampa. Nesse caso podem ocorrer danos à pintura e degradação de juntas de vedação.

Cumpre observar que em função da inércia térmica de grandes transformadores, dado que as massas do núcleo ferromagnético e do óleo isolante são ordem de dezenas de toneladas, os efeitos desse tipo de fenômeno são pouco comuns, restando como possível a ocorrência somente em casos onde o equipamento é submetido a longos períodos de operação nessa condição.

As causas de sobretensões temporárias são atribuídas a ocorrências no sistema ao qual o transformador é conectado, como por exemplo:

- ferroressonância: é um tipo de ressonância que envolve indutâncias não lineares (o próprio transformador) e capacitâncias (cabos subterrâneos ou longas linhas de transmissão, bancos de capacitores), cuja manifestação depende de condições específicas do sistema em que o transformador encontra-se em operação;
- ressonância a uma freqüência em particular: ocorre quando as reatâncias indutivas e capacitivas forem praticamente iguais;
- rejeição de carga: ocorre quando a retirada de grandes cargas do sistema alimentado pelo transformador;

b) Sobretensões de Manobra

Sobretensões de manobra são resultado de operações de chaveamento ou falhas no sistema elétrico, se caracterizando por possuir uma frente de onda muito rápida e de curta duração, com espectro de frequência elevada.

A magnitude e a duração desses surtos dependem de parâmetros e da configuração do sistema ao qual o transformador é ligado, bem como das condições do chaveamento.

As sobretensões de manobra podem ter origem em:

- energização e re-energização da linha;
- ocorrência e extinção de faltas;
- manobra de cargas capacitivas, como banco de capacitores;
- manobra de cargas indutivas como transformadores e reatores;

Tipicamente, a frente de onda dessas sobretensões pode variar de centenas microsegundos até poucos milisegundos, sendo que a magnitude pode atingir níveis de até alguns p.u.

Os efeitos de sobretensões de manobra são substancialmente diferentes de sobretensões temporárias, uma vez que transformadores se comportam de forma complexa quando submetidos a esse tipo de fenômeno.

Os componentes dielétricos dos enrolamentos do transformador podem ser solicitados eletricamente de duas formas.

Primeiro, a distribuição de tensão ao longo da bobina não será uniforme se o transitório tiver uma frente de onda muito rápida, resultando na concentração de tensão nas espiras/discos próximas à entrada da bobina, havendo a possibilidade de ruptura do meio dielétrico entre espiras nessa região.

Segundo, a bobina ou parte dela pode ressonar em algum tipo de freqüência natural, caso a tensão transitória contenha essa componente de freqüência. Nesta condição, pontos específicos da bobina podem atingir níveis de tensão mais altos do que aquele aplicado ao terminal do enrolamento. Pode causar a ruptura do meio dielétrico entre partes da bobina, mesmo se o nível de sobretensão estiver dentro dos limites de NBI (Nível Básico de Impulso) do transformador.

c) Sobretensões Transitórias Muito Rápidas (Very Fast Transient - VFT)

As Sobretensões Transitórias Muito Rápidas (VFTs) são fenômenos cujas características principais são a ocorrência de frentes de onda muito rápidas e espectro de freqüência elevada. Não há padronização das grandezas envolvidas, porém a análise da bibliografia disponível mostra que se trata de eventos com frentes de onda de frações a poucos microssegundos, freqüências de dezenas de kHz a alguns MHz, amplitude típica de 1,5 a 2p.u., podendo chegar até a 2,5p.u. [12]

Normalmente ocorrem em sistemas isolados a gás Hexafluoreto de Enxofre (SF6), conhecidos como *Gas Insulated Substation* (GIS), utilizados principalmente em sistemas de geração.

São conseqüência da propagação de tensões originadas com a formação e reignição de arco elétrico na zona entre os contatos de dispositivos de manobra.

A forma de onda de um VFT é formada por sucessivas refrações e reflexões dessas tensões ao longo GIS.

Devido à natureza de onda viajante e tempo de subida muito curto, a forma de onda do VFT pode ser significativamente diferente em pontos distintos da GIS, separados por apenas alguns metros.

Os VFTs que chegam aos enrolamentos de transformadores são de difícil avaliação, dado que não dependem somente do tipo e comprimento de sua conexão à GIS, mas também das características dos enrolamentos de um transformador.

De uma forma geral, pode-se dizer que os enrolamentos de transformadores são afetados por VFTs de duas formas:

- A frente de onda impulsiva cria uma distribuição de tensão extremamente não linear ao longo do enrolamento de alta tensão diretamente conectado ao sistema de SF6. A distribuição de tensão não linear cria consideráveis diferenças de potencial entre partes da bobina, podendo resultar em descargas elétricas entre discos ou entre espiras.
- VFTs podem excitar e desenvolver tensões de ressonância parcial do enrolamento.

A forma extremamente não linear da distribuição de tensão associada a esses fenômenos podem resultar em imediata ruptura dielétrica dos materiais isolantes, bem como a deterioração gradativa e cumulativa da isolação, resultando em falha futura, normalmente precedida de descargas parciais no ponto afetado.

Na figura 5.5 reproduzida a seguir é apresentado um exemplo típico de danos por sobretensões transitórias em transformadores elevadores.

No primeiro exemplo, o transformador operava em uma usina hidrelétrica, conectado a uma subestação blindada a gás SF6. Foram constatados danos por deformação e curto-circuito entre espiras na região do terminal de alta tensão, condição indicativa de que os danos se deram a partir da distribuição não linear de tensão no enrolamento.

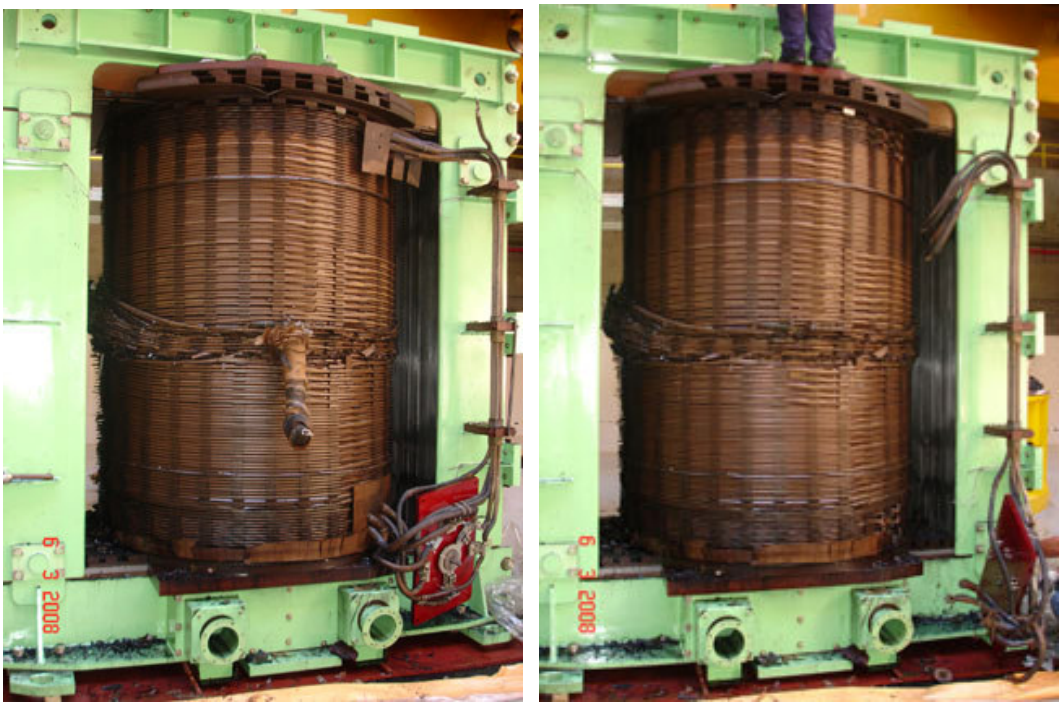

Figura 5.5: Parte ativa de transformador monofásico de 155MVA, classe de tensão 550kV, com danos na região do terminal de alta tensão

No segundo exemplo, conforme figuras 5.6 e 5.7, o transformador também operava em uma usina hidrelétrica, conectado a uma subestação blindada a gás SF6. Foram constatados danos bastante restritos na região do terminal de alta tensão.

Os danos mais expressivos, com deformação e curto circuito entre espiras, foram constatados na região superior da bobina de alta tensão da fase central, presumindo a ocorrência de ressonância parcial do enrolamento

Figura 5.6: Parte ativa de transformador trifásico de 418MVA, classe de tensão 550kV

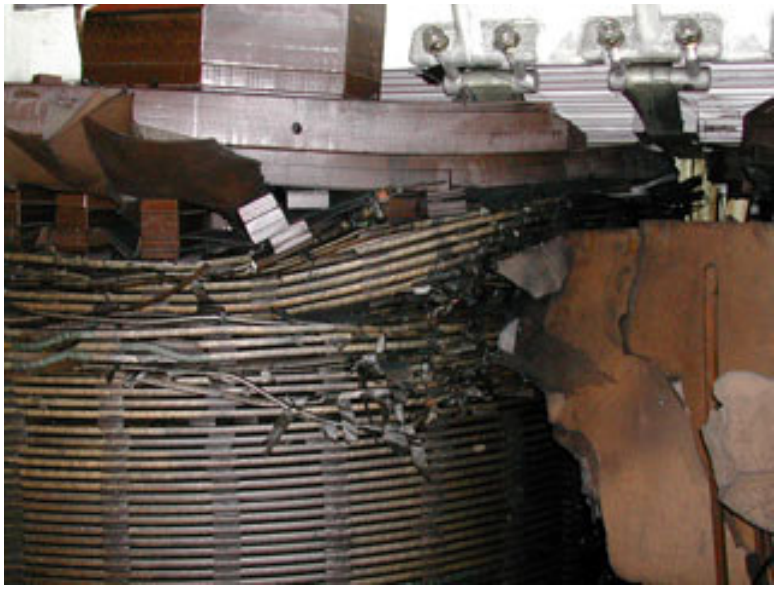

Figura 5.7: Danos na região superior da bobina de alta tensão da fase central

d) Sobretensões de Descargas Atmosféricas

Danos por Sobretensões decorrentes de descargas atmosféricas são menos comuns em transformadores quando comparados a eventos que envolvem sobretensões de manobra e VFTs, podendo ocorrer em função de uma descarga direta em um terminal do transformador ou mesmo em função da limitação de proteção por conta da capacidade e distância de pára-raios instalados nas linhas.

No que concerne à manifestação desse tipo de problema, os danos podem se dar a partir da ruptura da isolação entre espiras de um mesmo enrolamento, normalmente próximo ao terminal, entre bobinas ou até mesmo contra partes aterradas como o núcleo e tanque.

Além disso, é possível que esse tipo de sobretensão provoque a excitação parcial do enrolamento, resultando em danos semelhantes àqueles causados por sobretensões de manobra e VFTs, conforme mostrado na figura 5.8.

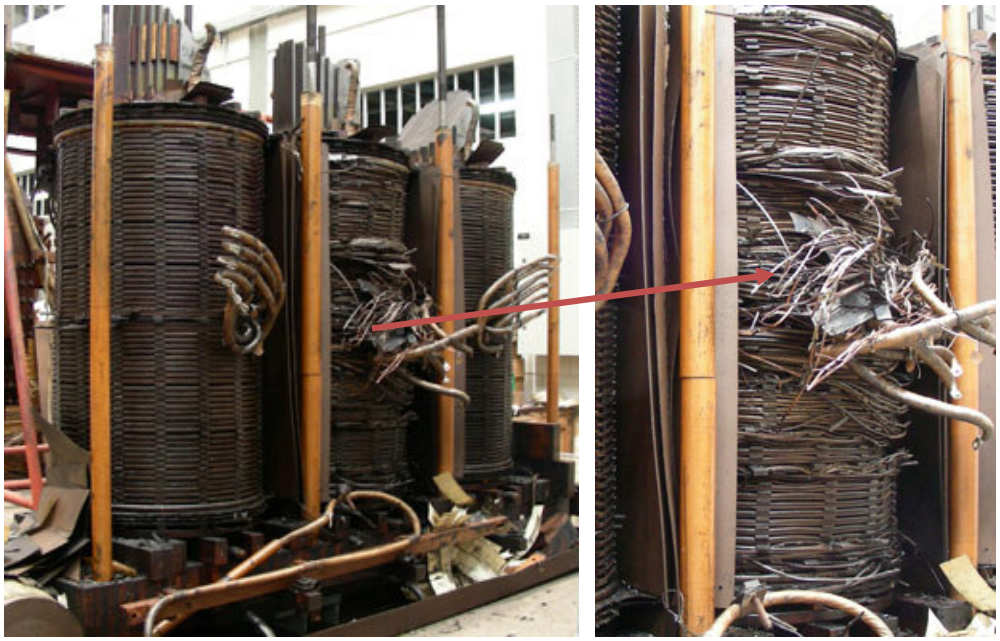

Figura 5.8: Parte ativa de transformador de 15MVA, classe de tensão 69kV, com danos por deformação e curto-circuito entre espiras na bobina de alta tensão da fase central. As condições circunstanciais da ocorrência e o tipo de dano constatado, presumem a ocorrência de danos por sobretensão decorrente de descarga atmosférica.

5.3.4 Falhas de acessórios e componentes

A ocorrência de falhas em acessórios e componentes de transformadores pode ser classificada em duas categorias.

A primeira é aquela onde ocorrem problemas funcionais restritos, como a atuação indevida de proteções, marcação incorreta de temperatura e pequenos vazamentos de óleo isolante, que causam impacto restrito em relação aos prazos e custos envolvidos na recuperação do transformador.

Geralmente esses tipos de falhas envolvem dispositivos cuja intervenção é considerada relativamente simples, embora deva ser efetuada com o transformador desenergizado. Trata-se de serviços que podem ser feitos em campo, sem necessidade de remoção do transformador para fábrica, mediante substituição ou reparo de componentes, tais como relé de gases, indicadores de temperatura, válvulas de alívio de pressão, dentre outros dispositivos.

Vale destacar que há componentes, como transformadores de corrente e gaxetas, que embora representem custos relativamente baixos como peças, requerem o emprego de aparato específico para remoção, armazenagem e tratamento da carga de óleo isolante, bem como a utilização de guindaste, o que implica em custos relativamente altos para montagem de estrutura e mobilização de mão de obra para execução dos serviços.

A segunda categoria é aquela que resulta em danos ao transformador, implicando em longos prazos até a sua recuperação. Trata-se de eventos como a explosão de uma bucha ou do comutador sob carga, onde, conforme explicado a seguir, podem ocorrer danos de grande monta ao transformador. Nesses casos, quando a recuperação do equipamento é viável, os trabalhos podem ser realizados em campo ou em fábrica, envolvendo longos prazos até a conclusão dos trabalhos.

5.3.5 Falha de comutadores

Conforme exposto no capítulo três deste trabalho, exitem comutadores a vazio e comutadores sob carga, cujas características contrutuivas e operacionais são diferentes.

Os tipos de falhas associadas a comutadores sem carga geralmente decorrem de:

- perda de pressão das molas que fazem o aperto do conjunto de contatos móveis, fazendo com que haja redução da superfície de contato e conseqüente aumento localizado de temperatura. O diagnóstico desse tipo de problema se dá através da monitoração de gases combustíveis presentes no óleo isolante, sendo que a continuidade de operação do transformador nessas condições implica na erosão dos contatos e formação de material carbonizado em caráter gradativo e cumulativo. Caso não sejam tomadas medidas no sentido de se corrigir esse problema, o estágio final desse processo de degradação de contato é a abertura do circuito e a possibilidade de formação de arco-elétrico entre partes com diferentes potenciais elétricos;
- manobra incorreta do comutador, fazendo com que os contatos permaneçam em uma posição intermediária àquela que faz o fechamento do circuito. Nesse caso a manifestação do problema tende a ocorrer imediatamente após a energização, fazendo com que haja formação de arco elétrico e conseqüente atuação das proteções automáticas do transformador;
- manobra do comutador com o transformador energizado, com formação de arco elétrico e atuação das proteções.

Nas figuras 5.9 e 5.10 a seguir é apresentado um exemplo de dano no comutador a vazio de um transformador por perda da pressão das molas que fazem o aperto dos contatos.

Figura 5.9: Parte ativa de transformador de 9MVA, classe de tensão 88kV

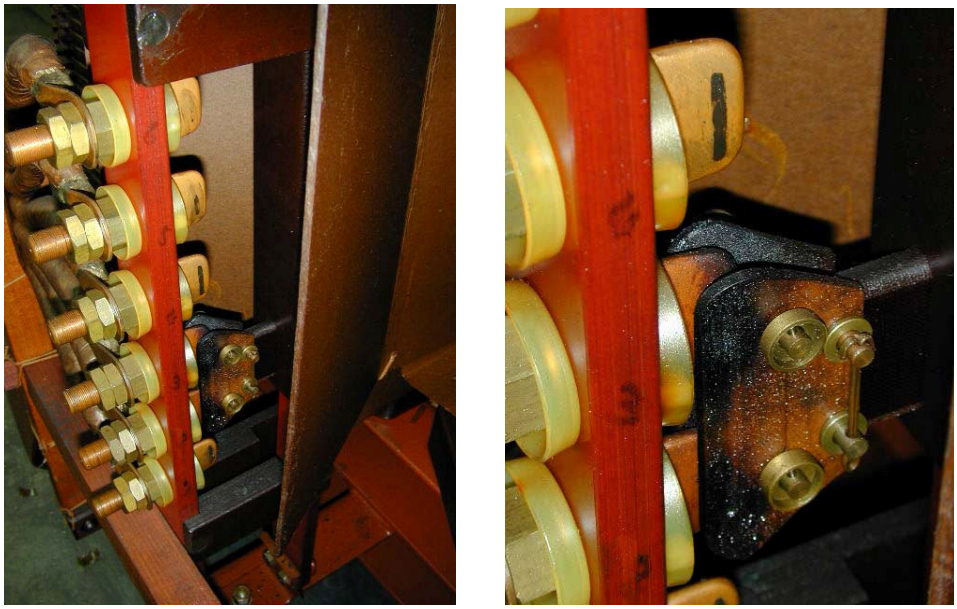

Figura 5.10: Marcas e carbonização na região de conexão entre contatos fixos e móveis do comutador

As falhas em comutadores sob carga geralmente decorrem de problemas de natureza mecânica, desgaste de contatos, procedimentos de manutenção inadequados e deterioração do óleo isolante da chave de carga. Os efeitos desse tipo de falha podem ser catastróficos.

Nas figuras 5.11 a 5.13 reproduzidas a seguir é apresentado um exemplo de falha do comutador sob carga, com desdobramento de vazamento de óleo isolante do transformador e ocorrência de incêndio.

Figura 5.11: Transformador de 60MVA, classe de tensão 138kV com danos por incêndio

Figura 5.12: Chave de carga do comutador, encontrada a cerca de 50 metros do transformador, com diagnóstico de danos generalizados.

Figura 5.13: Tampa do comutador encontrada próximo à chave de carga, com danos por quebra e ruptura do fusível mecânico

5.3.6 Falha de buchas

A deflagração de falhas em buchas costuma resultar em eventos catastróficos, como explosões e incêndios, que podem resultar em danos expressivos por contaminação dos enrolamentos e até mesmo danos generalizados que inviabilizam a recuperação do transformador. Além disso, em caso de explosão do corpo de porcelana, há o lançamento de estilhaços cortantes em várias direções e em altíssimas velocidades, com risco de acidentes pessoais e danos a equipamentos adjacentes.

A ocorrência de falhas em buchas está diretamente associada à perda de suas propriedades dielétricas, podendo ser resultado de problemas com elementos de vedação ou mesmo pelo envelhecimento da isolação celulósica do corpo condensivo e do óleo isolante.

Em ambos, seja pela penetração de contaminantes como umidade ou pela formação de compostos particulados, ocorre a redução a rigidez dielétrica entre partes com diferentes potenciais elétricos, principalmente entre camadas do corpo condensivo, que resultam no surgimento de descargas parciais, cujo estágio final é a formação de arco elétrico no interior da bucha. Em função da grande quantidade de energia dissipada no evento há a formação e expansão de gases que provocam a explosão do corpo de porcelana, com possibilidade de evolução para um incêndio.

Além disso, há que se considerar a ocorrência de falhas por defeitos de fabricação, normalmente associados a elementos de vedação defeituosos, irregularidades na confecção do corpo condensivo, utilização de materiais isolantes defeituosos e presença de umidade residual por conta de deficiência de processos de secagem.

Cumpre observar que buchas não falham apenas de dentro para fora, devendo ser levado em conta a possibilidade de danos por agentes de natureza externa, tais como vandalismo, contaminação da porcelana superior, principalmente em locais onde há elevados níveis de contaminação ambiente, e finalmente a contaminação da porcelana inferior por conta da deposição de compostos

resultantes da deterioração de materiais isolantes e outras impurezas presentes no interior do transformador.

Nas figuras reproduzidas a seguir são apresentados exemplos de falhas em buchas de transformadores.

No primeiro exemplo, conforme figuras 5.14 a 5.16, os danos se deram na região inferior da bucha, interna ao transformador, resultando na contaminação generalizada da parte ativa.

Figura 5.14: Transformador de 60MVA, classe de tensão 230kV

Figura 5.15: Vista parcial da parte ativa com diagnóstico de contaminação por partículas carbonizadas e cacos da porcelana da bucha

Figura 5.16: Detalhe dos danos por curto-circuito na região do tap capacitivo na parte inferior da bucha de alta tensão (230kV) que deu origem ao evento.

No segundo exemplo, conforme figuras 5.17 a 5.20, os danos se deram na parte superior da bucha, fora do transformador, resultando em incêndio e danos generalizados às partes externas do equipamento. Neste caso foram encontradas marcas de arvorejamento nos cacos de uma das buchas de alta tensão, indicando de que os danos se deram a partir da formação de arco-elétrico no interior da bucha, resultante de mecanismo de deterioração gradativa e cumulativa do meio isolante por conta da ocorrência de descargas parciais

Figura 5.17: Vista aérea do transformador em chamas, obtida em vídeo produzido pela Rede Globo

Figura 5.18: Transformador de 138kV, 33MVA com danos generalizados por incêndio

Figura 5.19: Remanescentes das buchas de alta tensão (138kV) em separado.

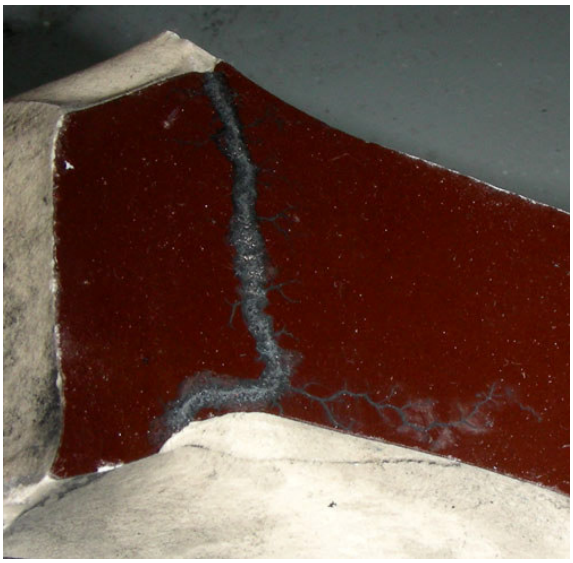

Figura 5.20: Detalhe de um pedaço da porcelana da parte superior da bucha, que foi coletada no local da ocorrência, com marcas de arvorejamento características de descargas parciais

5.3.7 Falha de conexões

Transformadores são equipamentos formados por diversos componentes, eletricamente interligados através de elementos fixos como conectores e parafusos, bem como através de dispositivos móveis, como comutadores e painéis de religação.

A ocorrência de falha nesses elementos resulta em deficiência de contato e conseqüente aumento da densidade de corrente elétrica em partes condutoras. A partir dessa condição há um superaquecimento localizado que, inicialmente, não traz maiores implicações, porém, ao longo do tempo de uso do equipamento, resulta em condição de deterioração do contato de forma gradativa e cumulativa, até se chegar numa condição inaceitável de funcionamento ou mesmo na falha do transformador.

Trata-se de fenômeno comum em partes e componentes elétricos, motivo pelo qual, normalmente, se faz a termografia de instalações em caráter de manutenção preventiva. Ocorre que as características construtivas e operacionais de um transformador inviabilizam esse tipo de exame em suas partes internas.

A recomendação de manutenção preventiva é a de imediata limpeza e reaperto da conexão, sob pena de ocorrência de danos aos materiais isolantes por superaquecimento.

Assim, o diagnóstico é feito pela análise dos gases que se formam em meio ao óleo isolante pela decomposição do sistema isolante (papel e óleo) em condição de superaquecimento.

Caso não se disponha de elementos indicativos suficientes para o diagnóstico a partir das análises de gases, ou caso o diagnóstico obtido a partir da análise de gases não seja de uma condição catastrófica, pode-se continuar com o equipamento em operação, até que, pela monitoração dos níveis de gases produzidos, haja a atuação do dispositivo de proteção de gases, o relé Buchholz, que atua em dois níveis, de alarme num primeiro estágio e de desligamento num segundo estágio.

Na figura 5.21 reproduzida a seguir é apresentado um exemplo de falha na conexão de uma bucha de baixa tensão de um transformador, com a soltura dos terminais e fusão dos parafusos de fixação.

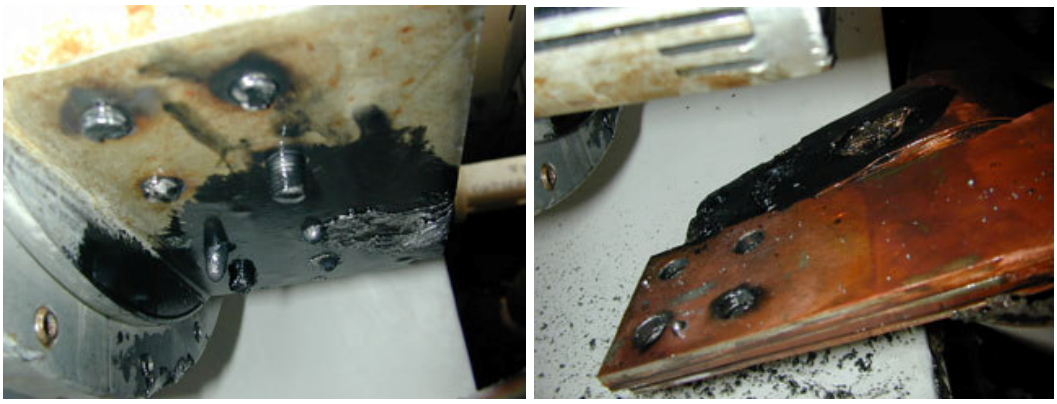

Figura 5.21: Detalhe da falha de conexão de uma das buchas de baixa tensão de um transformador

5.3.8 Manutenção Inadequada ou Inexistente

A manutenção de transformadores é tarefa importante que depende do acompanhamento das condições operacionais do equipamento e respectivos acessórios.

A ocorrência de falhas associadas à manutenção inadequada ou inexistente é resultado de problemas que inicialmente podem ser considerados relativamente simples e pontuais, como por exemplo o desgaste mecânico de contatos de comutadores, penetração de umidade pela falha de dispositivos de selagem da parte ativa e a perda de determinadas propriedades do óleo isolante. Trata-se de fenômenos que, se diagnosticados e corrigidos a tempo, podem evitar a ocorrência de acidentes catastróficos.

Pode-se considerar como procedimentos básicos de manutenção de transformadores, a realização de análises periódicas de gases combustíveis e das propriedades físico químicas do óleo isolante, além da verificação do estado de conservação e funcionamento de acessórios.

Condições satisfatórias de operação de um transformador dependem essencialmente do bom estado de conservação do meio isolante formado pela isolação sólida e líquida, dado que estão diretamente associados à rigidez dielétrica entre os condutores que compõem os enrolamentos.

Para o óleo isolante, a introdução de umidade ambiente e o seu natural envelhecimento, associado à ocorrência de eventuais sobreaquecimentos localizados, são fatores preponderantes à alteração de suas características, resultando na formação de borra e material particulado que tende a contaminar toda a parte ativa.

Trata-se de mecanismo inerente ao funcionamento de transformadores, que deve ser controlado através de análises periódicas, filtragem e tratamento do óleo, além de procedimentos de manutenção preventiva realizada pelo usuário

Nas figuras 5.22 e 5.23 reproduzidas a seguir é apresentado um exemplo de falha do comutador a vazio, que vinha produzindo elevada quantidade de gases combustíveis em função de condição limite de utilização dos contatos, resultando na abertura de arco-elétrico e incêndio do transformador.

Figura 5.22: Transformador de 12,5MVA, classe de tensão 69kV, com danos generalizados por incêndio

Figura 5.23: Detalhe dos danos por arco elétrico no comutador a vazio

5.3.9 Defeitos de fabricação

Defeitos de fabricação se caracterizam pela ocorrência de erros de projeto durante a fase de concepção do transformador em confronto com seus requisitos operacionais, materiais defeituosos, erro de fabricação e montagem em fábrica, ou em campo, nas instalações do usuário final.

A identificação de problemas dessa natureza nem sempre ocorre durante a etapa de ensaios em fábrica ou nos testes de comissionamento realizados em campo, uma vez que determinados defeitos tornam-se detectáveis somente após a utilização do equipamento em regime de operação.

Não existe padrão específico de falha que se dá a partir de defeito de fabricação, dado que são inúmeros os componentes de um transformador e os processos de manufatura envolvidos.

A caracterização de defeitos dessa natureza requer, além da coleta, análise de dados relativos a etapas do processo de fabricação, aceitação do transformador e registros de controle do processo de montagem em campo, a identificação de uma não conformidade com nexo causal com a ocorrência.

Nas figuras 5.24 e 5.25 reproduzidas a seguir é apresentado um exemplo de defeito de fabricação das capas isolantes dos tirantes de fixação das armaduras do núcleo de um transformador.

As análises realizadas, com identificação de bolhas nas capas, indicaram duas causas prováveis:

- Defeito de fabricação dos materiais isolantes, seja no processo de produção ou moldagem das capas;
- Presença de umidade nos materiais isolantes, seja por falha no processo de secagem em fábrica ou por contaminação da atmosfera ambiente durante o processo de montagem do transformador na subestação.

Não obstante a impossibilidade de se apurar de forma inequívoca a natureza dos danos, restou clara a ocorrência de um defeito de fabricação do transformador.

Figura 5.24: Parte ativa de transformador de 550MVA, classe de tensão 800kV

Figura 5.25: Capas isolantes dos tirantes de prensagem da parte ativa com marcas de carbonização e presença de bolhas em seu interior

5.3.10 Ataque por enxofre corrosivo

A presença de enxofre corrosivo no óleo isolante de transformadores e reatores é bastante preocupante, uma vez que a extensão dos danos decorrentes da reação com o cobre é severa, a ponto de provocar falhas de gande monta.

O enxofre é encontrado em muitos materiais utilizados na construção do transformador, incluindo o próprio óleo isolante.

Ocorre que nem todos os compostos de enxofre são considerados corrosivos, mas a tendência de operação de transformadores e reatores em temperaturas substancialmente elevadas (acima de 90ºC) pode agravar uma condição corrosiva já atual do enxofre ou converter compostos estáveis em compostos reativos que irão causar danos.

Há tipos diferentes de compostos de enxofre encontrados em óleo de transformadores, sendo que nem todos são corrosivos. Alguns compostos de enxofre auxiliam a evitar a oxidação do óleo.

Os compostos de enxofre corrosivo reagem em contato com partes metálicas, sendo que o cobre é aquele com menor resistência a um ataque dessa natureza.

Os efeitos de alguns compostos de enxofre são mais problemáticos porque, em função de suas propriedades, permitem a reação com o cobre mesmo sem a presença de calor.

Em ambientes com baixas quantidades de oxigênio, como aqueles encontrados em transformadores e reatores selados, o enxofre reage com o cobre, o alumínio e os outros metais utlizados na fabricação do equipamento. Predominamente, essa reação produz sulfeto de cobre (Cu_2S), sulfeto de alumínio (Al_2S_3) e outros sulfetos inorgânicos [32].

Na figura 5.26 a seguir é mostrada a reação do cobre (Cu) com enxofre (S), produzindo sulfeto de cobre e outros compostos que se aderem ao papel e ao cobre.

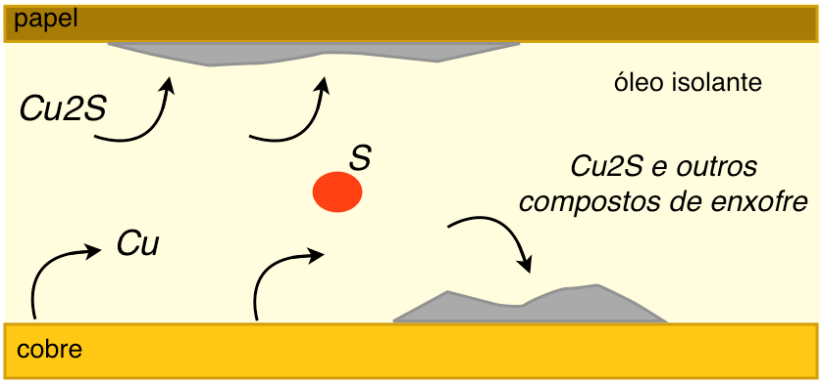

Figura 5.26: Ilustração do mecanismo de ataque do enxofre corrosivo sobre o cobre e o papel isolante que envolve o condutor

O sulfeto de cobre tem coloração preta, cinzenta, verde, azul, ou violeta, podendo ser confundido com materiais carbonizados.

Na figura 5.27 é mostrada a bobina de um transformador danificado pelo ataque de enxofre corrosivo e o detalhe da coloração do condutor de cobre e das camadas de papel isolante que o envolvem:

Figura 5.27: Vista geral da bobina de um transformador avariado em função do ataque por enxofre corrosivo e detalhe de uma amostra de condutor coletada do enrolamento.

O ataque por enxofre corrosivo se caracteriza pela redução da rigidez dielétrica do papel isolante que envolve os condutores de cobre, provocando a falência do sistema isolante celulósico do transformador.

Testes realizados em bancada, conforme ilustrado na figura 5.28, mostram que o papel isolante contaminado por compostos de enxofre resultantes da reação com o cobre, perde as características isolantes às quais se destina originalmente.

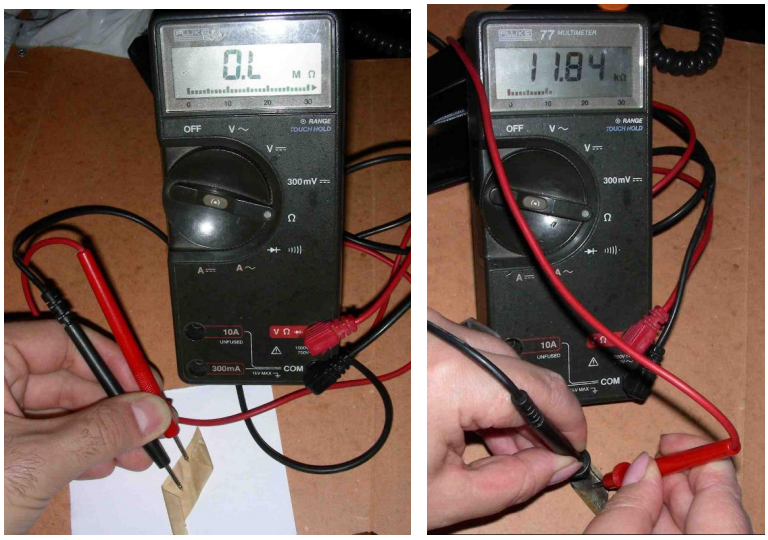

Figura 5.28: Teste de resistência ôhmica realizada com um multímetro. A amostra à esquerda, íntegra, tem elevada resistência (circuito aberto). A amostra à direita, contaminada por compostos de enxofre, apresenta características condutoras indesejáveis (11,84kΩ).

De acordo com a Nota Técnica ANEEL nº 0040/2007 de 14.08.07 [33], o início dos problemas por ataque de enxofre corrosivo se deu no final do ano de 2.004 e início de 2.005, com a falha de mais de uma dezena de reatores de 500kV e três transformadores elevadores. Em épocas anteriores a 2.004 não houve nenhum registro de falha associada a esse tipo de fenômeno.

A posição do fabricante do óleo isolante identificado como problemático é de total isenção de responsabilidade sobre as ocorrências, uma vez que o produto por fornecido atendia a todos os requisitos estabelecidos nas normas vigentes na ocasião.

Naquela época, a análise da presença de enxofre corrosivo era feita com base nos critérios da norma ABNT NBR 10505 de 10/1.998 [34], baseada na norma internacional ASTM D 1275, que previa o seguinte roteiro de execução :

- colocava-se uma lâmina de cobre num recipiente com o óleo isolante que se pretendia analisar e em seguida era feito o aquecimento do conjunto à temperatura de 140ºC. Após 19 horas era feita a retirada da lâmina para inspeção visual, cujo resultado era classificado conforme trecho da norma [34]:

"...*- não corrosivo: alaranjado, vermelha, verde claro, multicor, azul, esverdeado ou prateado com estrias vermelhas, prateado, cor de bronze, dourado, amarelo ouro com nuances avermelhadas, multicor com vermelho porém sem nenhum cinzento*

- corrosivo: preto transparente, cinza escuro ou castanho escuro, grafite ou negro fosco, negro brilhante, qualquer grau de depósito ou flocos..."

Ocorre que o ensaio normalizado era ineficaz para se detectar a presença de enxofre corrosivo naquele tipo de óleo.

A nova metodologia de ensaio, que resultou na publicação da revisão da norma ABNT NBR 10505 em 2.006, alterou os critérios de interpretação das cores da lâmina de cobre (conforme padrão mostrado na figura 5.29 a seguir), aumentou a temperatura do óleo de 140 para 150ºC e o tempo de permanência em processo de 19 para 48horas.

Figura 5.29: Padrão de cores para identificação da presença de enxofre, conforme a ASTM D130 IP54

O aumento da temperatura e da duração do ensaio tornou-o mais sensível e capaz de indicar a presença de enxofre em amostras que, no ensaio até então normalizado, não teria qualquer indicação de anormalidade.

Até o presente não há parecer conclusivo sobre o que teria motivado o problema com o enxofre corrosivo, destacando-se como causa mais provável a ação de um componente utilizado por determinados fabricantes na produção do óleo, denominado por dibenzildissulfeto (DBDS) [35].

Trata-se de elemento antioxidante que confere elevada estabilidade ao óleo, evitando sua oxidação, porém tem características altamente corrosivas.

Quanto à mitigação do ataque por enxofre corrosivo a transformadores e reatores, podem ser adotadas as seguintes medidas:

a) Utilização de compostos passivadores: cessa a ação corrosiva, porém não reverte o quadro de contaminação do papel e cobre com os compostos gerados anteriormente. Tem a desvantagem da inexistência de informações sobre o comportamento do passivador a longo prazo;

b) Substituição completa da carga de óleo: cessa a ação corrosiva, porém não reverte o quadro de contaminação do papel e cobre com os compostos gerados anteriormente;

c) Substituição do óleo e dos enrolamentos: cessa e remove completamente a ação corrosiva no equipamento.

As opções a) e b) têm sido aquelas utilizadas com mais frequência pelos usuários/fabricantes, sendo que opção c) tem sido utilizada somente em casos onde ocorre a falha do equipamento.

Nos termos da conclusão da nota técnica ANEEL nº 0040/2007 de 14.08.07 [33], destacam-se os aspectos relativos à grande quantidade de transformadores e reatores que tiveram contato com o óleo contaminado no sistema elétrico nacional (total de 718), a inexistência de dados relativos ao grau de ataque sofrido pela parte ativa desses equipamentos e a incerteza de sucesso a longo prazo para as unidades que tiveram suas cargas de óleo trocadas ou passivadas.

6. LEVANTAMENTO ESTATÍSTICO E CORRELAÇÕES

Os tipos de falhas descritas neste estudo se referem àquelas mais comumente verificadas em transformadores de potência, classificadas de forma a permitir uma análise de 92 ocorrências em transformadores inspecionados pelo autor entre os anos 2000 a 2008.

Cumpre observar que falhas em reatores, problemas ocorridos durante procedimentos de transporte e transformadores que sofreram danos conseqüentes por explosão ou irradição de calor decorrente de falha em equipamentos adjacentes, não são objeto de análise deste estudo.

Os transformadores inspecionados são utilizados por concessionárias de energia de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, tendo sido fabricados por empresas nacionais e estrangeiras.

O universo amostral de equipamentos que compõem esta análise é resumidamente apresentado na tabela 6.1.

Tabela 6.1: Universo de transformadores de potência inspecionados

Tipo	Classe de tensão	potência	Número de unidades
Elevador	69, 138, 230, 345, 440 e 550kV	Até 418,5MVA	23
Transmissão	230, 345, 440, 550 e 765kV	Até 550MVA	22
Subtransmissão	69,88,138kV	Até 60MVA	47
		TOTAL	**92**

O critério para enquadramento de cada uma das 92 ocorrências na classificação de falhas aqui apresentada, teve por base a análise de dados relativos a histórico operacional, manutenções, análises em laboratório e, principalmente, condições circunstanciais das ocorrências, conforme roteiro de investigação proposto no início do capítulo 5 deste estudo.

O resultado é apresentado na tabela 6.2, que classifica os principais tipos de falhas em transformadores elevadores, de transmissão e de subtransmissão.

Tabela 6.2: Levantamento estatístico de falhas em transformadores de potência

Falha / Tipos	defeito de fabricação	curto-circuito externo	Envelhe-cimento	Componentes		sobretensões transitórias		manutenção inexistente/ inadequada	enxofre corrosivo	defeito após reparo	não apurado
				comutador	Buchas	manobra VFT	descarga atmosférica				
elevadores	2	-	4	-	4	6	1	-	2	1	3
transmissão	4	6	-	3	4	-	-	-	-	2	3
subtransmissão	1	16	7	8	1	4	1	3	-	2	4
Total	**7**	**22**	**11**	**11**	**9**	**10**	**2**	**3**	**2**	**5**	**10**

Em função das diferenças de suscetibilidade de cada tipo de transformador a determinados tipos de falha, é feita uma análise específica para cada tipo e, em seguida, uma análise geral para todas as unidades.

Cumpre observar que os resultados aqui obtidos, principalmente no que tange às taxas de falhas, se referem estritamente ao universo amostral das 92 unidades estudadas.

6.1 Transformadores de Subtransmissão

A tabela 6.3 apresenta o levantamento de danos em transformadores de subtransmissão, indicando dados relativos à classe de tensão, potência, item afetado na ocorrência, causa dos danos, tipo de reparo empregado para recuperação do equipamento e sua idade na data da falha.

Tabela 6.3: Levantamento de danos em transformadores de subtransmissão

Tensão	potência	dano	causa	reparo	idade
138/13,8	33,33	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	7
138/13,8	25	bobina	curto circuito externo	rebobinamento parcial e troca do comutador sob carga	28
138/13,8	41	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	25
138/13,8	18,75	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	18
69/13,8	6,25	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	27
69/13,8	12,5	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	27
69/13,8	20	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	6
69/13,8	26	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	17
69/13,8	12,5	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	26
138/6,3	37,5	bobina	curto circuito externo	rebobinamento parcial	12
69/13,8	12,5	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	24
138/13,8	20	bobina	curto circuito externo	rebobinamento parcial	21
138/34,5	10	bobina	curto circuito externo	rebobinamento parcial	18
138/13,8	18,75	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	19
88/13,8	15	bobina	curto circuito externo	rebobinamento parcial	16
138/11,9	9,375	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	1
69/13,8	20	bobina	defeito após reparo	rebobinamento parcial	16
88/13,8	7,5	comutador	defeito após reparo	reparo do comutador	9
138/13,8	15	bobina	defeito fabricação	rebobinamento parcial	3
138/13,8	26,6	bobina	descarga atmosférica	rebobinamento parcial	14
69/13,8	10	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	23
138/13,8	33	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	29
69/13,8	15,6	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	27
138/13,8	7,5	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	34
69/13,8	12,5	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	24
138/13,8	41	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	28
138/13,8	40	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	25
138/13,8	33,33	bucha	falha bucha AT	rebobinamento parcial e troca do tanque	4
138/13,8	25	comutador	falha comutador	troca comutador	21

Tensão	potência	dano	causa	reparo	idade
138/6,9	26	comutador	falha comutador	troca comutador	17
138/13,8	25	comutador	falha comutador	reparo comutador	24
138/13,8	25	comutador	falha comutador	troca comutador	22
138/13,8	30	comutador	falha comutador	perda total	18
88/13,8	15	comutador	falha comutador	reparo do comutador	15
88/13,8	7,5	comutador	falha comutador	reparo do comutador	9
88/13,8	60	comutador	falha comutador	caldeiraria e troca do comutador	14
138/13,8	13	bobina	falta de manutenção	troca de parte das bobinas	7
88/13,8	20	conexões	falta de manutenção	reparo do painel de religação	18
69/13,8	12,5	comutador	falta de manutenção	perda total	22
69/11,4	25	bobina	não apurado	troca da bobina	7
138/13,8	60	bobina	não apurado	troca de parte das bobinas	14
138/13,8	20	bobina	não apurado	troca de parte das bobinas	12
138/13,8	60	bobina	não apurado	troca de parte das bobinas	16
138/13,8	25	bobina	sobretensão	troca de parte das bobinas	29
138/13,8	25	bobina	sobretensão	troca de parte das bobinas	18
138/13,8	25	bobina	sobretensão	rebobinamento integral	28
138/13,8	30	bobina	sobretensão	troca de parte das bobinas	1

Os dados apresentados indicam que a idade média até a falha de transformadores de subtransmissão é da ordem de 17,9 anos.

A quantidade de falhas em relação ao tempo de operação desses transformadores é mostrada no gráfico 6.1.

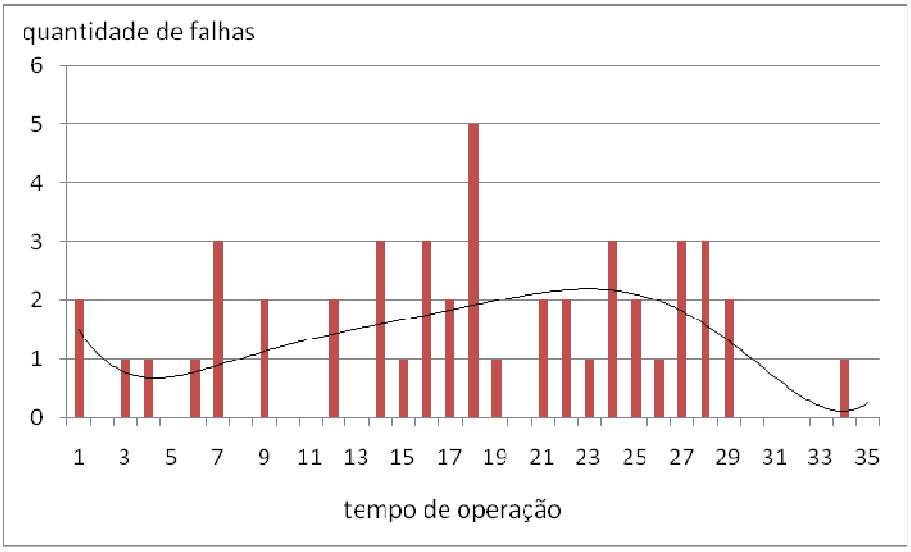

Gráfico 6.1: Relação de quantidade de falhas de transformadores de subtranmissão em função da idade

A análise do gráfico 6.1 não permite uma correlação exata entre a quantidade de falhas dos transformadores em função do tempo de operação, porém denota que há um ligeiro aumento na taxa de falhas a partir do 14º ano.

Com relação aos danos constatados nesse tipo transformador, verifica-se no gráfico 6.2 que as bobinas apresentam a parcela mais expressiva de danos, sendo afetadas em praticamente 75% das ocorrências. Comutadores representam pouco mais de 20%, seguidos de buchas e elementos de conexão da parte ativa.

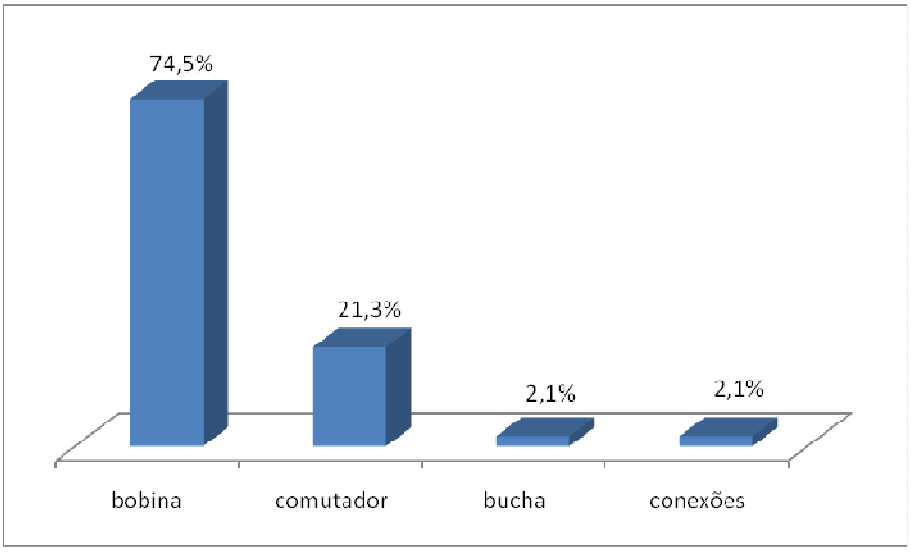

Gráfico 6.2: Componente afetado nas falhas de transformadores de subtransmissão

Em relação ao tipo de causa mais comum para ocorrência de falhas, o gráfico 6.3 reproduzido a seguir, mostra que transformadores utilizados no sistema de subtransmissão apresentam grande quantidade de danos decorrentes de curto-circuito externo e envelhecimento.

Esse resultado se justifica porque que são predominantemente interligados a alimentadores de rede aérea, onde a ocorrência de curtos-circuitos por agentes externos é bastante frequente.

Além disso, o envelhecimento do papel isolante aumenta significativamente a suscetibilidade de falhas pela ação de esforços eletrodinâmicos que atuam sobre os enrolamentos durante um curto-circuito alimentado pelo transformador, ou seja, são causas interligadas.

Em relação às falhas envolvendo comutadores sob carga, destaca-se o fato de que estes dispositivos são bastante solicitados em termos de quantidade de operações para mudança de tap, aumentando as possibilidades de falha deste componente.

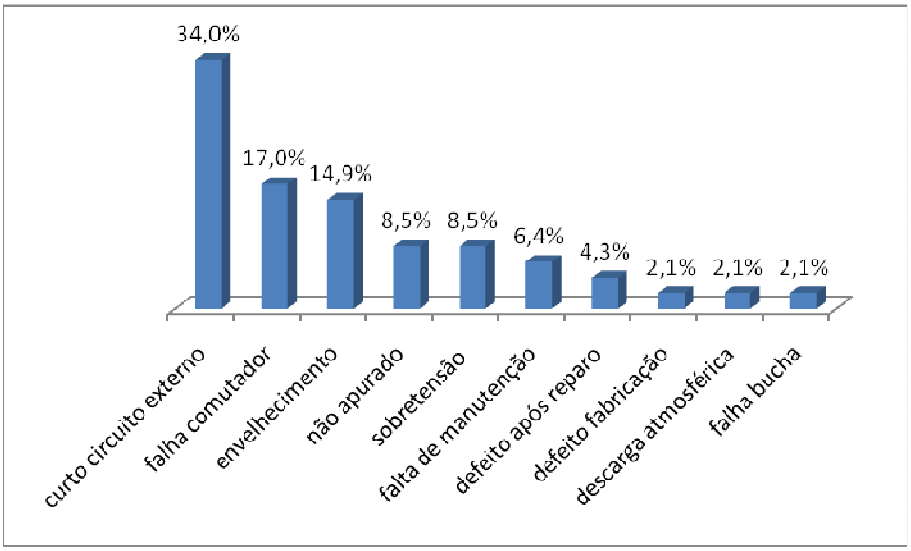

Gráfico 6.3: Natureza de danos em transformadores de subtransmissão

6.2 Transformadores de Geração

A tabela 6.4 apresenta o levantamento de danos em transformadores de geração, indicando dados relativos à classe de tensão, potência, item afetado na ocorrência, causa dos danos, tipo de reparo empregado para recuperação do equipamento e sua idade na data da falha.

Tabela 6.4: Levantamento de danos em transformadores elevadores

tensão	potência	dano	Causa	reparo	idade
13,8/500	378	bucha	defeito após reparo	troca bucha e limpeza em campo	19
16/500	418,5	trocador de calor	defeito fabricação	limpeza em fábrica	2
16/500	418,5	bobina	defeito fabricação	rebob integral	4
6,9/69	24	bobina	descarga atmosférica	troca de parte das bobinas	2
13,8/345	66,66	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	33
15/345	53	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	38
15/345	53	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	39
15/345	53	bobina	envelhecimento	rebobinamento integral	39
13,8/440	112,5	bobina	enxofre corrosivo	rebobinamento integral	7
13,8/230	70	bobina	enxofre corrosivo	troca de parte das bobinas	4
13,8/230	60	bucha	falha bucha AT	troca buchas e parte das bobinas	19
13,8/500	378	bucha	falha bucha AT	perda total	22
13,8/500	378	bucha	falha bucha AT	perda total	20
13,8/138	156	bucha	falha bucha AT	troca das buchas e limpeza	29
13,8/230	70	bobina	falha sistema proteção	rebobinamento integral	33
13,8/500	100	bobina	não apurado	rebobinamento integral	10
13,8/500	63,3	bobina	não apurado	rebobinamento integral	29
16/500	418,5	bobina	sobretensão	rebob integral+buchas+tanque	2
13,8/500	155	bobina	sobretensão	rebob integral+buchas+tanque	27
13,8/500	155	bobina	sobretensão	rebob integral+buchas+tanque	27
13,8/500	155	bobina	sobretensão	rebob integral+buchas+tanque	28
18/230	205	bobina	sobretensão	troca de parte das bobinas	7
13,8/500	100	bobina	sobretensão	troca de parte das bobinas	18

Os dados apresentados indicam que a idade média até a falha de transformadores de geração é da ordem de 19,9 anos.

A quantidade de falhas em relação ao tempo de operação desses transformadores é mostrada no gráfico 6.4.

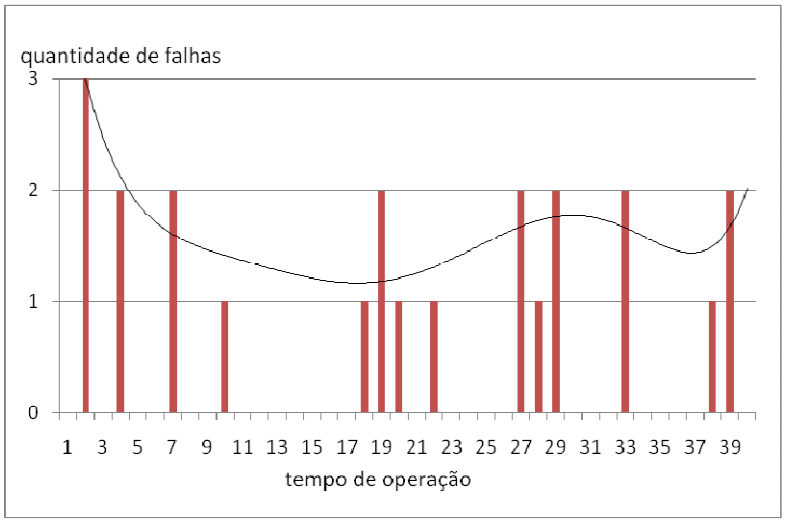

Gráfico 6.4: Relação de quantidade de falhas de transformadores de geração em função da idade

A análise do gráfico 6.4 indica uma taxa de falhas razoavelmente equilibrada ao longo do tempo de operação dos transformadores elevadores.

Com relação aos danos constatados nesse tipo transformador, verifica-se no gráfico 6.5 que as bobinas apresentam parcela expressiva de danos, sendo afetadas em praticamente 75% das ocorrências. Buchas representam pouco mais de 20%, seguidas de elementos do sistema de resfriamento.

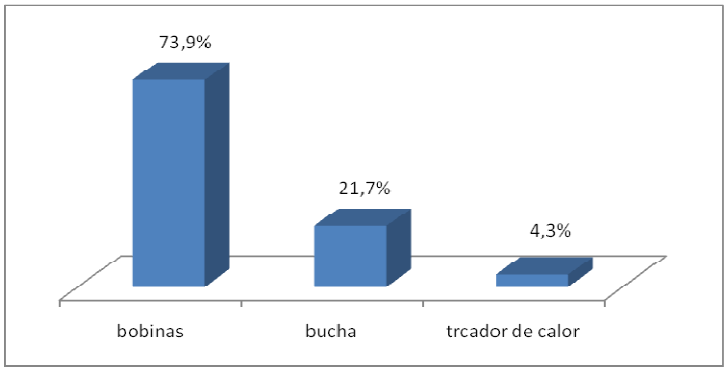

Gráfico 6.5: Componente afetado nas falhas de transformadores de geração

Para transformadores elevadores predominam as falhas por sobretensões, conforme gráfico 6.6. Esse tipo de transformador é mais solicitado

dieletricamente nas manobras de energização e desenergização, em função de necessidades operacionais do sistema de geração a que estão conectados.

As falhas de buchas sugerem ter relação com o nível de tensão envolvido, de forma a terem menor impacto nos transformadores de subtransmissão.

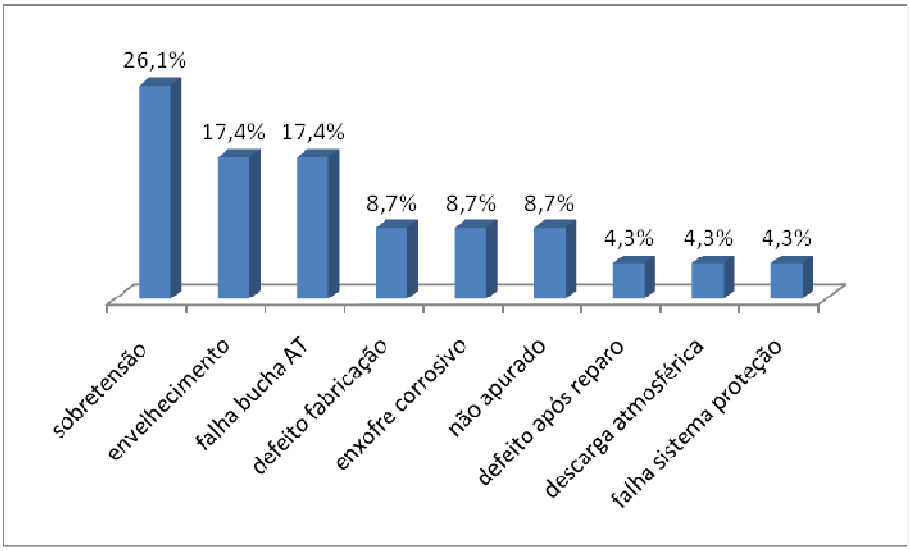

Gráfico 6.6: Natureza de danos em transformadores de geração

6.3 Transformadores de Transmissão

A tabela 6.5 apresenta o levantamento de danos em transformadores de transmissão, indicando dados relativos à classe de tensão, potência, item afetado na ocorrência, causa dos danos, tipo de reparo empregado para recuperação do equipamento e sua idade na data da falha.

Tabela 6.5: Levantamento de danos em transformadores de transmissão

tensão	potência	dano	causa	reparo	Idade
345/230	225	bobina	curto circuito externo	troca de parte das bobinas	28
230/69	33,33	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	21
138/69	50	bobina	curto circuito externo	troca de parte das bobinas	22
138/69	25	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	32
230/69	100	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	26
230/138	40	bobina	curto circuito externo	rebobinamento integral	23
230/132	100	bobina	defeito após reparo	troca de parte das bobinas	3
500/345	133	comutador	defeito após reparo	reparo do comutador	20
230/138	300	bobina	defeito fabricação	perda total	1
765/500	550	capas isolantes	defeito fabricação	troca capas	2
765/345	500	bobina	defeito fabricação	rebobinamento integral	1
765/345	500	comutador	defeito fabricação	perda total	1
500/230	100	bobina	falha bucha AT	rebobinamento integral	20
345/138	50	bucha	falha bucha BT	troca buchas e limpeza	30
345/138	70	bucha	falha bucha BT	troca da bucha e limpeza	5
500/138	200	bucha	falha bucha BT	rebobinamento integral	24
230/138	150	comutador	falha comutador	reparo comutador	7
500/440	300	comutador	falha comutador	reparo do comutador	20
138/69	33	comutador a vazio	falha comutador	troca do comutador	4
765/345	500	bucha	não apurado	troca bucha e caldeiraria	16
765/345	500	bobina	não apurado	rebobinamento integral	4
500/345	350	bobina	não apurado	rebobinamento integral	4

Os dados apresentados indicam que a idade média até a falha de transformadores de transmissão é da ordem de 14,3 anos.

A quantidade de falhas em relação ao tempo de operação desses transformadores é mostrada no gráfico 6.7.

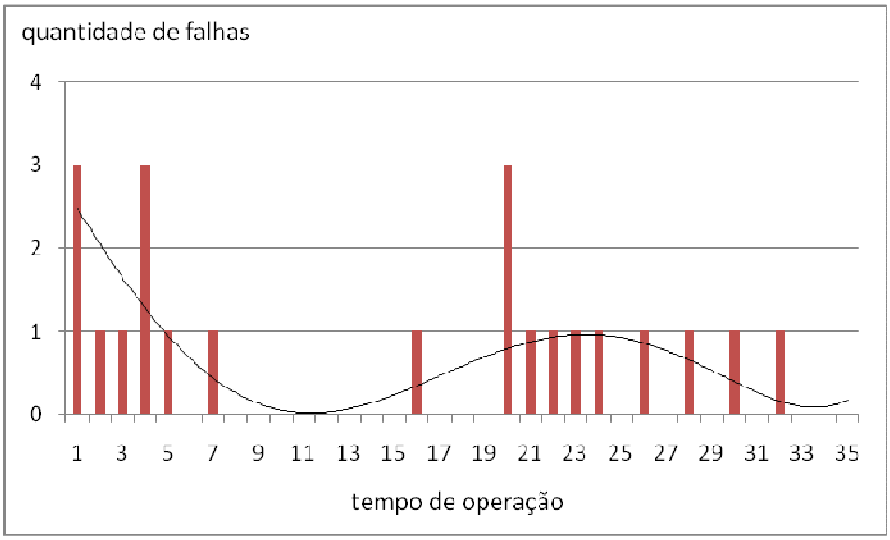

Gráfico 6.7: Relação de quantidade de falhas de transformadores de transmissão em função da idade

A análise do gráfico 6.7 denota uma taxa de falhas mais significativa nos primeiros anos e após o 20º ano de operação dos transformadores do sistema de transmissão.

Com relação aos danos constatados nesse tipo transformador, verifica-se no gráfico 6.8 que as bobinas apresentam parcela expressiva de danos, sendo afetadas em cerca de 55% das ocorrências. Comutadores e buchas representam cerca de 40% das demais falhas.

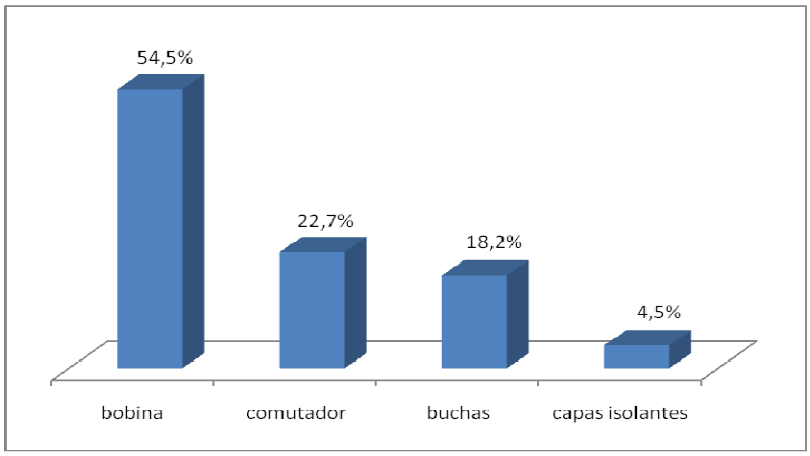

Gráfico 6.8: Componente afetado nas falhas de transformadores de transmissão

Para transformadores de transmissão, possivelmente por causa das solicitações dielétricas e mecânicas a que estão submetidos, conforme gráfico 6.9, não foi identificada falha associável a envelhecimento.

Da mesma forma que nos transformadores de geração, as falhas de buchas sugerem ter relação com o nível de tensão envolvido.

Em relação às falhas de comutadores sob carga, de forma similar aos transformadores de subtransmissão, destaca-se o fato de que são bastante solicitados em termos de quantidade de operações para mudança de tap, aumentando as possibilidades de falha deste componente.

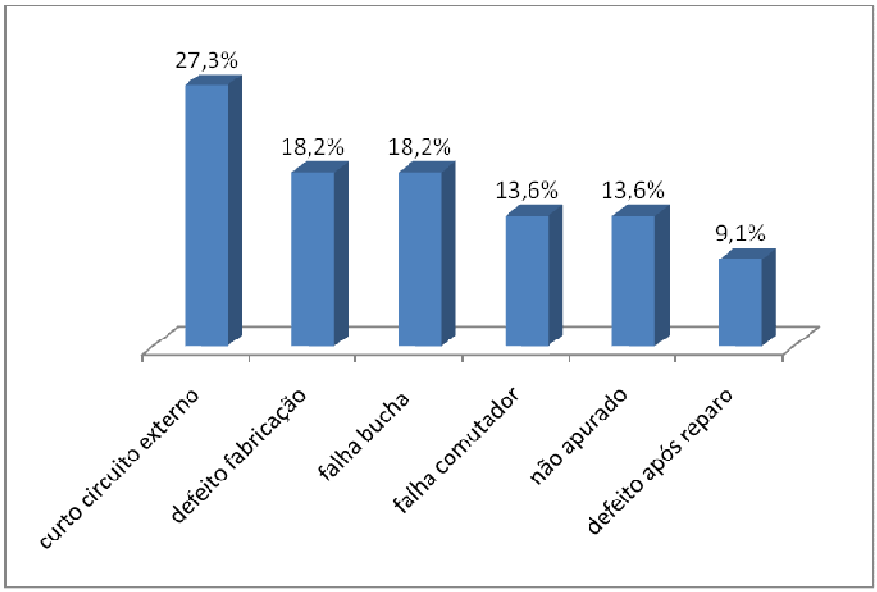

Gráfico 6.9: Natureza de danos em transformadores de transmissão

6.4 Análise de Dados

No sentido de obter parâmetros de referência de falhas para transformadores como um todo, é mostrado no gráfico 6.10 os modos de falha mais significativos, em termos de quantidade, para cada tipo de transformador:

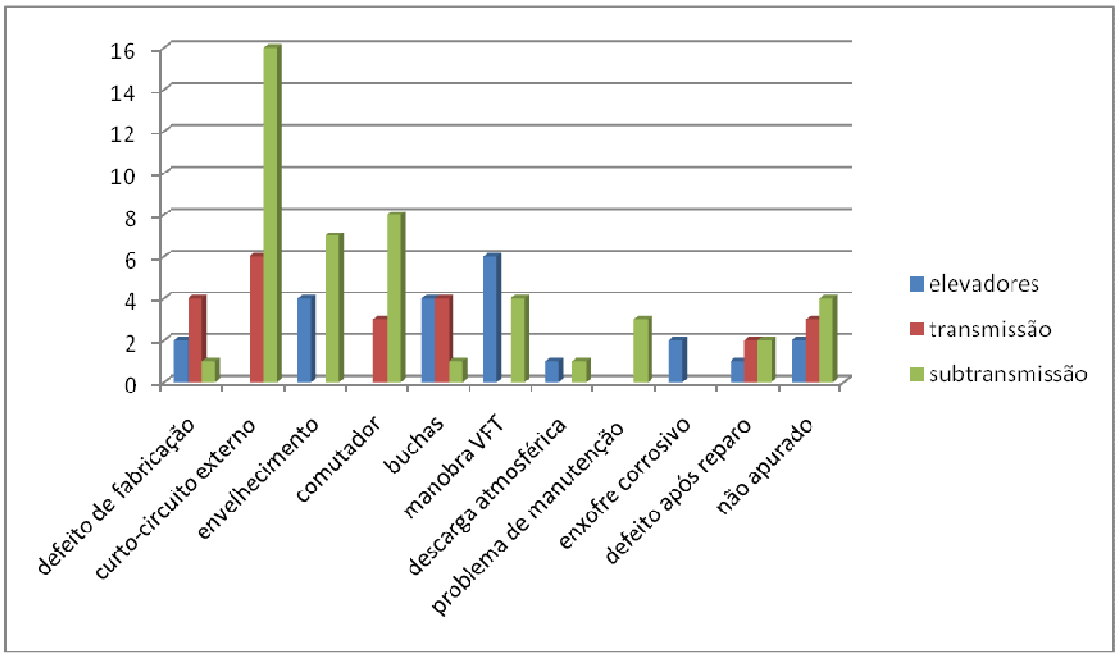

Gráfico 6.10: Tipos e quantidades de falhas identificadas nos transformadores

Em função do universo amostral possuir cerca de 50% de transformadores pertencentes ao sistema de subtransmissão, é notável a porcentagem de falhas associáveis a curtos-circuitos externos, seguidas de danos de outras naturezas, conforme mostrado no gráfico 6.11.

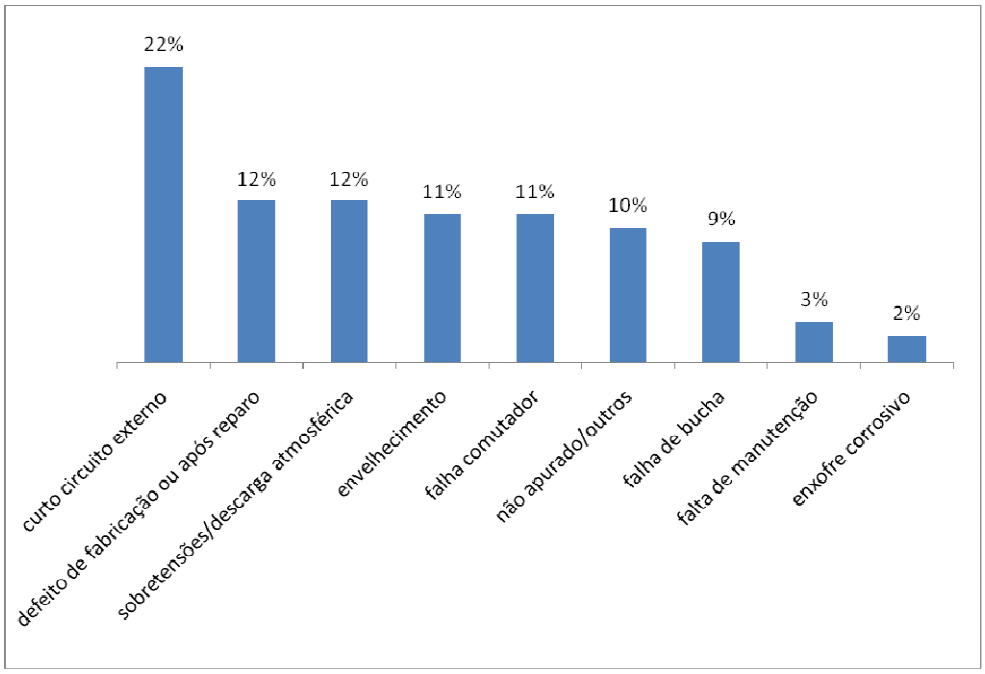

Gráfico 6.11: Porcentagem de falhas em transformadores

Em relação ao item mais suscetível a danos, conforme indicado no gráfico 6.12, as bobinas representam quase 70% dos casos analisados, seguidas de comutadores e buchas.

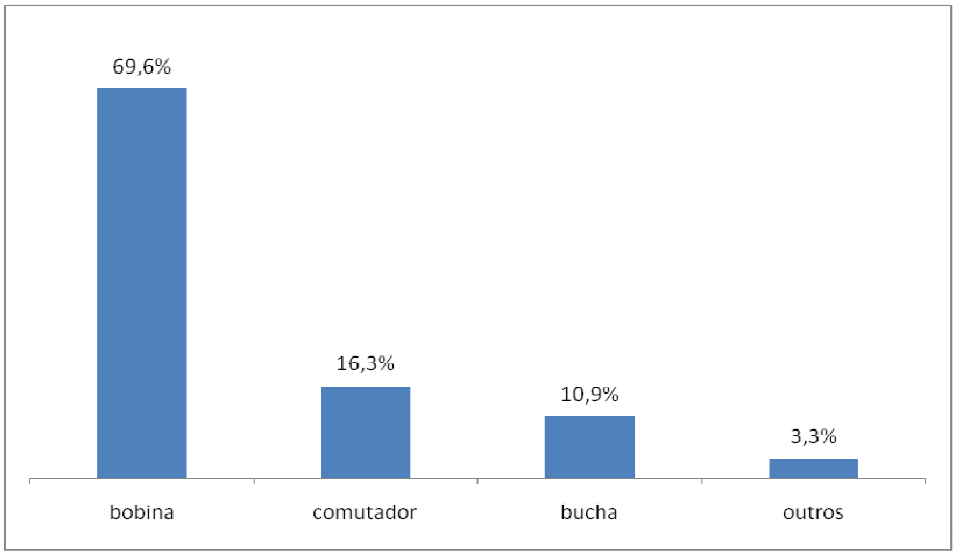

Gráfico 6.12: Componente afetado nas falhas de transformadores

Em relação à idade média até a falha de transformadores, o valor obtido foi de 17,5 anos.

A quantidade de falhas em relação ao tempo de operação para todos os transformadores analisados é mostrada no gráfico 6.13.

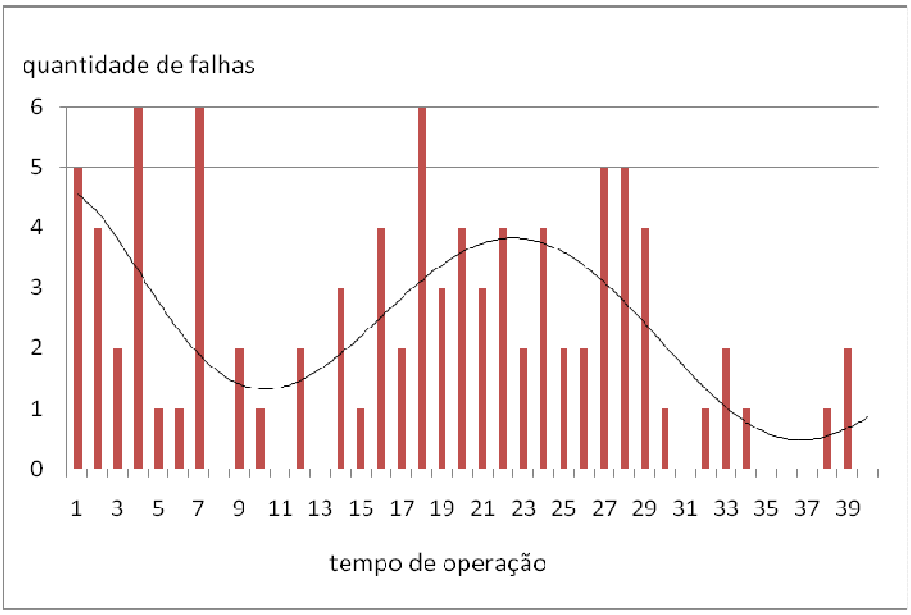

Gráfico 6.13: Relação de quantidade de falhas de transformadores em função da idade

A análise do gráfico 6.13 indica uma taxa de falhas mais expressiva em transformadores entre 15º e 30º ano de operação.

6.5 Análise Estatística de Dados

No sentido de avaliar as taxas de falhas dos transformadores que compõem o universo amostral estudado, foi feita uma análise de dados a partir da ferramenta estatística do software Microsoft Excel, baseada em distribuição exponencial.

Trata-se de distribuição amplamente utilizada em estudos de engenharia para cálculo da probabilidade de ocorrência de um determinado evento em um determinado intervalo de tempo.

A função distribuição exponencial de probabilidade que serviu de base para a análise efetuada é dada por:

$$F(t) = P(T \leq t) = 1 - e^{-\lambda t}$$, onde λ é a taxa de falhas

Além da função acima, para execução do tratamento dos dados foi utilizada a função de distribuição cumulativa (FDC), dada por:

$$e^{-\lambda t} = 1 - F(t)$$

A avaliação inicial de dados se deu pela correlação entre:

- tempo de operação dos transformadores;
- número de falhas após um determinado tempo de operação, dado em anos;
- número de falhas acumuladas.

A compilação dos dados é mostrada na tabela 6.6.

Tabela 6.6: Relação de falhas de equipamentos ente o 1º e 40º ano de operação

tempo de operação em anos	número de falhas	somatória	percentual de falha
1	5	5	5%
2	4	9	10%
3	2	11	12%
4	6	17	18%
5	1	18	20%
6	1	19	21%
7	6	25	27%
8	0	25	27%
9	2	27	29%
10	1	28	30%
11	0	28	30%
12	2	30	33%
13	0	30	33%
14	3	33	36%
15	1	34	37%
16	4	38	41%
17	2	40	43%
18	6	46	50%
19	3	49	53%
20	4	53	58%
21	3	56	61%
22	4	60	65%
23	2	62	67%

tempo de operação em anos	número de falhas	somatória	percentual de falha
24	4	66	72%
25	2	68	74%
26	2	70	76%
27	5	75	82%
28	5	80	87%
29	4	84	91%
30	1	85	92%
31	0	85	92%
32	1	86	93%
33	2	88	96%
34	1	89	97%
35	0	89	97%
36	0	89	97%
37	0	89	97%
38	1	90	98%
39	2	92	100%
40	0	92	100%

A análise gráfica da relação entre a quantidade de falhas e o tempo de operação dos transformadores é mostrada no gráfico 6.14, onde verifica-se que o comportamento das falhas apresenta tendências distintas no intervalo compreendido entre o 1º e o 16º ano, e no intervalo entre o 17º ano em diante.

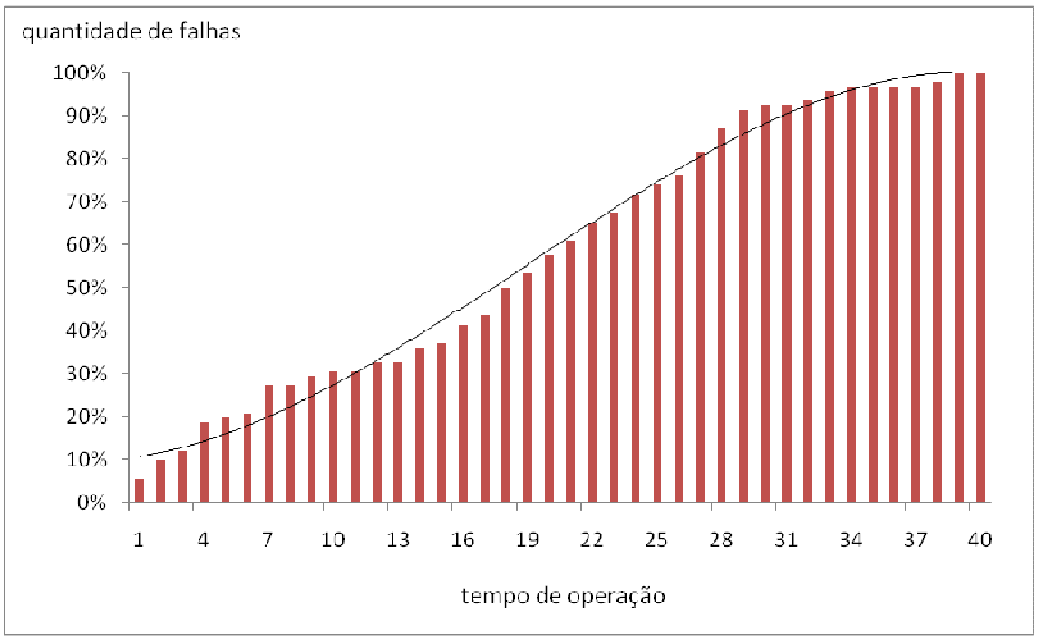

Gráfico 6.14: Relação entre a quantidade de falhas e o tempo de operação dos transformadores

Em função dessa diferença foi feita a separação de dados em duas etapas. Na primeira a análise foi feita para o intervalo que compreende as ocorrências entre 1º e o 16º ano, resultando na tabela 6.7 a seguir.

Tabela 6.7: Relação de falhas de equipamentos ente o 1º e 16º ano de operação

tempo de operação em anos	número de falhas	somatória	FDC Fx(T)	exp(-l.t)
1	5	5	0,054	0,946
2	4	9	0,098	0,902
3	2	11	0,120	0,880
4	6	17	0,185	0,815
5	1	18	0,196	0,804
6	1	19	0,207	0,793
7	6	25	0,272	0,728
8	0	25	0,272	0,728
9	2	27	0,293	0,707
10	1	28	0,304	0,696
11	0	28	0,304	0,696
12	2	30	0,326	0,674
13	0	30	0,326	0,674
14	3	33	0,359	0,641
15	1	34	0,370	0,630
16	4	38	0,413	0,587

Através da ferramenta do Excel foi traçada uma linha de tendência que deu origem à equação $Y = e^{-0,034x}$, correspondendo a uma taxa de falhas de 3,4%, conforme demonstrado no gráfico 6.15.

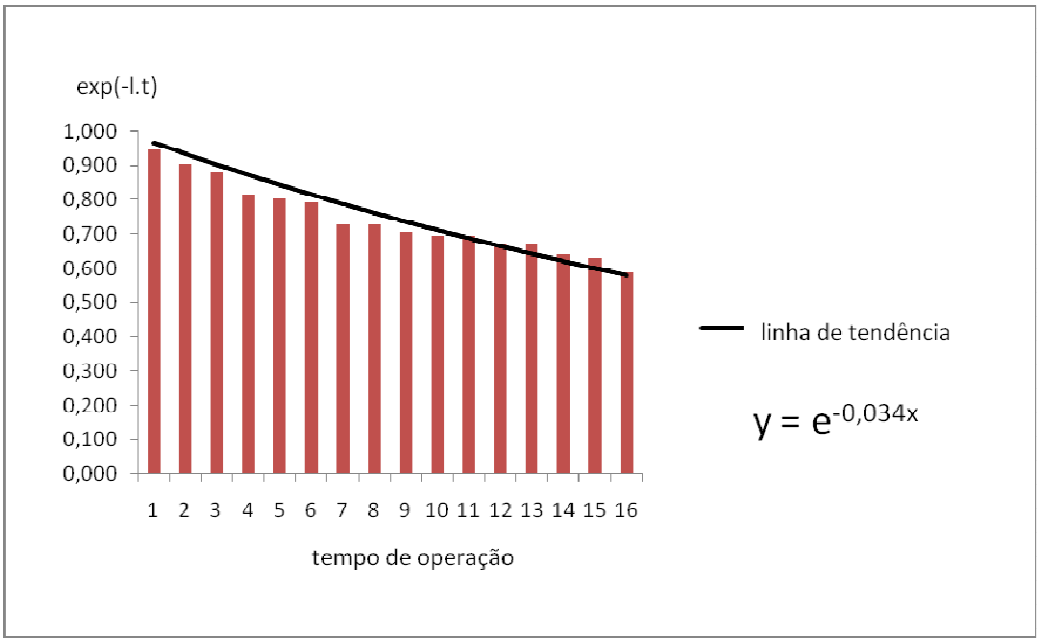

Gráfico 6.15: Análise estatística de falhas ente o 1º e 16º ano de operação dos transformadores

Com base na taxa de falhas de 3,4%, o valor obtido como referência para o tempo médio até a falha desses transformadores foi de 29,4 anos.

Na segunda etapa a análise foi feita para o intervalo que compreende as ocorrências do 17º ano em diante, com aproximação de valores para os anos 11 a 16. Para se obter os dados relativos a estes anos foi traçada, manualmente, uma curva de ajuste, resultando nos valores destacados em negrito na tabela 6.8. Trata-se de valores aproximados que auxiliaram no prosseguimento da análise pretendida.

Tabela 6.8: Relação de falhas de equipamentos ente 11º e 40º ano de operação

tempo de operação em anos	t-tzero	número de falhas	somatória	FDC Fx(T)	exp(-l.t)
11	***1***	**-**	**-**	***0,105***	***0,895***
12	***2***	**-**	**-**	***0,193***	***0,807***
13	***3,***	**-**	**-**	***0,250***	***0,750***
14	***4***	**-**	**-**	***0,290***	***0,710***
15	***5***	**-**	**-**	***0,346***	***0,654***
16	***6***	**-**	**-**	***0,395***	***0,605***
17	7	2	40	0,435	0,565
18	8	6	46	0,500	0,500
19	9	3	49	0,533	0,467
20	10	4	53	0,576	0,424

tempo de operação em anos	t-tzero	número de falhas	somatória	FDC Fx(T)	exp(-l.t)
21	11	3	56	0,609	0,391
22	12	4	60	0,652	0,348
23	13	2	62	0,674	0,326
24	14	4	66	0,717	0,283
25	15	2	68	0,739	0,261
26	16	2	70	0,761	0,239
27	17	5	75	0,815	0,185
28	18	5	80	0,870	0,130
29	19	4	84	0,913	0,087
30	20	1	85	0,924	0,076
31	21	0	85	0,924	0,076
32	22	1	86	0,935	0,065
33	23	2	88	0,957	0,043
34	24	1	89	0,967	0,033
35	25	0	89	0,967	0,033
36	26	0	89	0,967	0,033
37	27	0	89	0,967	0,033
38	28	1	90	0,978	0,022
39	29	2	92	1,000	0,000
40	30	0	92	1,000	0,000

Novamente, com a utilização da ferramenta do Excel foi traçada uma linha de tendência que deu origem à equação $Y = e^{-0,121x}$, correspondendo a uma taxa de falhas de 12,1%, conforme demonstrado no gráfico 6.16.

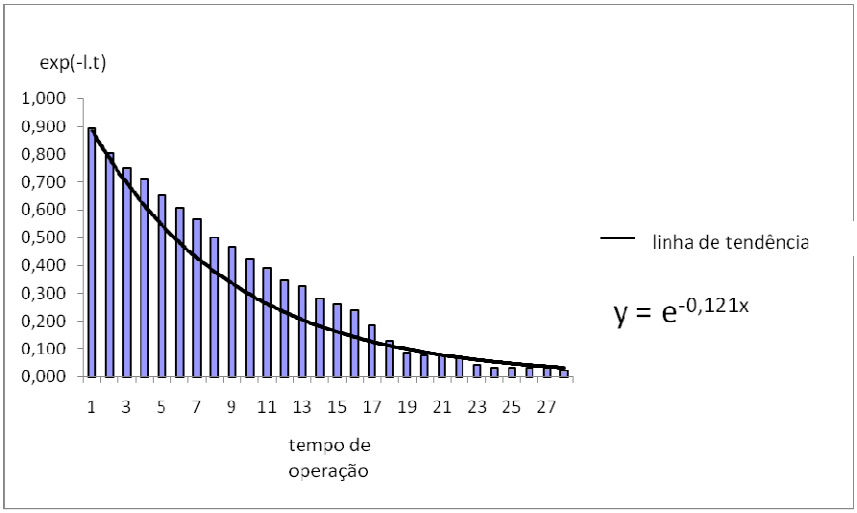

Gráfico 6.16: Análise estatística de falhas ente o 10º e 39º ano de operação dos transformadores

Com base na taxa de falhas de 12,1%, o valor obtido como referência para o tempo médio até a falha desses transformadores foi de 8,3 anos. Como a análise compreendeu o período do 11º ao 40º ano de operação, esse valor foi acrescido em 10 anos, resultando em 18,3 anos.

A avaliação dos dois períodos estudados denota que o comportamento da taxa de falhas do universo amostral até o 16º ano é razoavelmente coerente com parâmetros de referência de vida útil de transformadores, que são da ordem de 30 anos. Para o período seguinte, o valor obtido de 18,3 anos é considerado bastante inferior a esta referência.

Essa discrepância de valores se justifica pelo fato de que o critério de análise é restrito a transformadores falhados, uma vez que é inviável a obtenção do registro operacional de outros transformadores junto às empresas concessionárias de energia elétrica. Além disso, exceto nos casos onde o envelhecimento do transformador contribui para a falha, as ocorrências associáveis a agentes de natureza externa independem do tempo de operação do transformador.

Outro aspecto relevante aos resultados obtidos é a quantidade restrita de transformadores que compõem o universo amostral, principalmente no que se refere às quantidades de equipamentos do sistema de geração e transmissão.

Apesar das limitações nas análises realizadas, este estudo apresentou resultados que visam contribuir com o desenvolvimento de critérios de classificação de falhas em transformadores, bem como aprimorar parâmetros de avaliação da suscetibilidade de falhas a partir de tipos específicos de transformadores.

7. CONCLUSÃO

Este estudo apresentou e classificou estatisticamente os principais tipos de falhas em transformadores de potência.

Fizeram parte do universo amostral que embasou o estudo, cerca de uma centena transformadores do sistema elétrico brasileiro, utilizados em usinas, subestações transmissoras e subtransmissoras, que foram objeto de perícias realizadas para companhias seguradoras pelo autor.

Os trabalhos de diagnóstico para caracterização das falhas foram desenvolvidos a partir da coleta e análise de dados acerca dos registros operacionais dos equipamentos, condições circunstanciais das ocorrências, análises de materiais em laboratórios especializados e inspeções realizadas durante o processo de desmontagem de cada um.

A partir das análises realizadas foram identificados dez tipos falhas, descritos de forma detalhada e ilustrada no capítulo 5.

A análise estatística apresentada no capítulo 6 foi desenvolvida a partir da idade, tipo de falha e características de aplicação de cada um dos transformadores.

Os resultados obtidos nesse estudo visam contribuir com o desenvolvimento de critérios de classificação de falhas em transformadores, aprimorar parâmetros de avaliação da suscetibilidade de falhas a partir de tipos específicos de transformadores, bem como dar início ao desenvolvimento de um banco de dados acerca de falhas de transformadores de potência no sistema elétrico brasileiro.

REFERÊNCIAS

[1] Maccor P., Robert G., Girardot D.; Riboud J.C.; Ngnegueu T.; Arthaud J.P.; Chemin E., The short-circuit resistance of transformers. The feedback in France based on tests, service and calculation approaches. CIGRE, 2000, p. 1-14.

[2] Lokhanin A.K.; Shneider G.Y.; Sokolov V.V.; Chornogotsky V.M.; Morozova T.I., Internal insulation failure mechanisms of hv equipment under service conditions. CIGRE, 2000, p1-6.

[3] Transformer Committee of the IEEE Power Engineering Society. IEEE Guide for failure investigation, documentation, and analysis for power transformers and shunt reactors. IEEE, 1991, p 25-42.

[4] Pasternack B.M.; Provanzana J.H.; Wagenaar L.B., Analisys of generator step-up transformer failure following faulty synchronization. IEEE, 1988, p 1051-1058.

[5] Vandermaar A.J., Wang M. Neilson J.B.; Srivastava K.D., The electrical breakdown characteristics of oil-paper insulation under steep front impulse voltages. IEEE, 1994, p 1926-1935.

[6] Morched A.S., Marti L., Brierley J., Lackey J.G., Analysis of internal winding stresses in ehv generator step-up transformer failures. IEEE, 1996, p 888-893.

[7] Bengtsson C., Status and Trends in Transformer Monitoring. IEEE, 1996, p 1379-1384.

[8] Zahn M., Washabaugh A.P., and J.W. Lou, Electrical Breakdown In Transformers Due to Flow Electrification. IEEE, p 322-331.

[9] Richardson B., Transformer Life management bushings and tap changers, IEEE, 1998, p 1-4.

[10] Lapworth J., McGrail T., Transformer failure modes and planned replacement. IEEE; 1998, p 1-6.

[11] Minhas M., Reynders J.P., Klerk P.J., Failures in power system transformers and appropriate monitoring techniques. IEEE, 1999, p 94-97.

[12] Dong X., Rosado S., Liu Y.; Wang N., Guo T., Transients at GSU Transformer Terminals Part 1: Historical Case Analysis. IEEE, p 312-317.

[13] Ferguson R., Lobeiras A.; Sabau J., Suspended Particles in the Liquid Insulation of Aging Power Transformers. IEEE, 2002, p 17-22.

[14] Allan D.J., Fires and explosions in substations. IEEE, 2002, p 504-507.

[15] Alan J. Forrest C.; Allard B., Thermal Problems Caused by Harmonic Frequency Leakage Fluxes in Three-Phase, Three-Winding Converter Transformers. IEEE, 2004, p 208-213.

[16] Mc Elroy A.J., On the significance of recent ehv transformer failures involving winding resonance. IEEE, 1975, p 1301-1316.

[17] Dommen T.V.; Petrie E.M., Particle contamination levels in oil-filled large power transformers. IEEE, 1983, p 1459-1464.

[18] Jauch E., How Tapchanger Controls Contribute to Premature Transformer Failures. IEEE, 2007, p 1-4.

[19] Bartley W.H., Analysis of Transformer Failures. The Hartford Stam Boiler Inspection & Insurance Co, 2003, p1-12.

[20] Rocha A.C.O.; Mendes J.C.; Ross R.P.D.; Varrichio S.L.; Oliveira G.H.C., Analise das falhas dos autotransformadores da SE São Gotardo 2 – Enfoque na ressonância parcial do enrolamento, XV SNPTEE. CIGRE, 1.999, p 1-6.

[21] An International Survey on failures in large power transformers in service, Final report of Working Group 05 of study Committee 12. CIGRE; 1.978, p 22-41.

[22] Pena M.C.M., Falhas em transformadores de potência: uma contribuição para análise, definições, causas e soluções – Tese de Mestrado Universidade Federal de Itajubá, 2.002, 134p.

[23] Wang Z., Artificial intelligence applications in the diagnosis of Power transformer incipent faults – Tese de PhD Faculty of the Virginia Plytechnic Institute and State University, 2.000, 105p.

[24] IEEE Guide for Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. IEEE Std C57.104-1991. p 1-19.

[25] Binda M., Avaliação da Expectativa de Vida de Transformadores de Potência Através da Degradação do Isolamento Celulósico. Furnas Centrais Elétricas S.A., 1998. p 1-44.

[26] Effect of Particles on Transformer Dielectric Strength, Cigré Working Group 12.17, 2000. p 39-42.

[27] Wang M., Wandermaar A.J., Srivastava K.D., Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service. IEEE, 2002, p 12-25.

[28] Bechara W., Bissacot A.C.B., Rubik M.C., Repotenciamento de Transformadores. Revista Qualimetria, São Paulo, n. 28, p. 38-43, 1993.

[29] Milasch M., Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante, 5ª edição, Florianópolis-SC. Edgard Blucher, 1998. 354p.

[30] ABB, Tranformadores de Potência e Reatores de Derivação, catálogo, 1999. p. 7.

[31] Reinhausen, Tap Changer Oiltap M. Disponível em http://www.reinhausen.com/. Acesso em 28 set. 2009.

[32] Lewand L.R. Corrosive Sulfur in Transformer Systems, Doble Egineering Co. Disponível em http://www.transformerscommittee.org/info/F05/F05-CorrosiveSulfur Presentation.pdf. Acesso em 28 set. 2009.

[33] ANEEL Nota Técnica nº 0040/2007 - SFE/ANEEL, de 14.08.07. Disponível em http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT.pdf. Acesso em 28 set. 2009.

[34] Associação Brasileira de Normas Técnicas NBR 10505 de 10/1.998.

[35] Maina R., Scatiggio F., Kapila S., Tumiatti V., Tumiatti M., Pompilli M. "Dibenzyl disulfide (DBDS) as corrosive sulfur - Contaminant in used and unused mineral insulating oils", Sea Marconi Technologies, Collegno (TO) – Italy; Terna S.p.A, Venezia – Italy; University of Missouri Rolla – USA; Università degli Studi di Roma "La Sapienza" Roma, Italy. Disponível em http://www.cigre-a2.org/Site/Publications/download/ DBDS_paper_ColorVersionID44VER58.pdf. Acesso em 28 set. 2009.

[36] Agência Nacional do Petróleo, Portaria DNC Nº 46, de 02.12.94. Disponível em www.anp.gov.br/doc/petroleo/PD4694. Acesso em 28 set. 2009.

[37] Associação Brasileira de Normas Técnicas NBR 10576 de 11/2.006.

ANEXO I

A seguir é apresentado o resultado estatístico do percentual de falhas do tipo *forced outage* em transformadores de potência, resultando em retirada de operação não programada, conforme estudo "An International Survey on failures in large power transformers in service", publicado pelo CIGRÉ, baseado nos registros de falhas de mais de 1.000 transformadores em serviço, com nível de tensão igual ou superior a 72kV e inferior a 700kV, idade inferior a 20 anos, instalados nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Tchecoslováquia, França, Finlândia, Itália, Japão, Suíça, Reino Unido, União Soviética e Estado Unidos, entre os anos de 1.968 e 1.978.

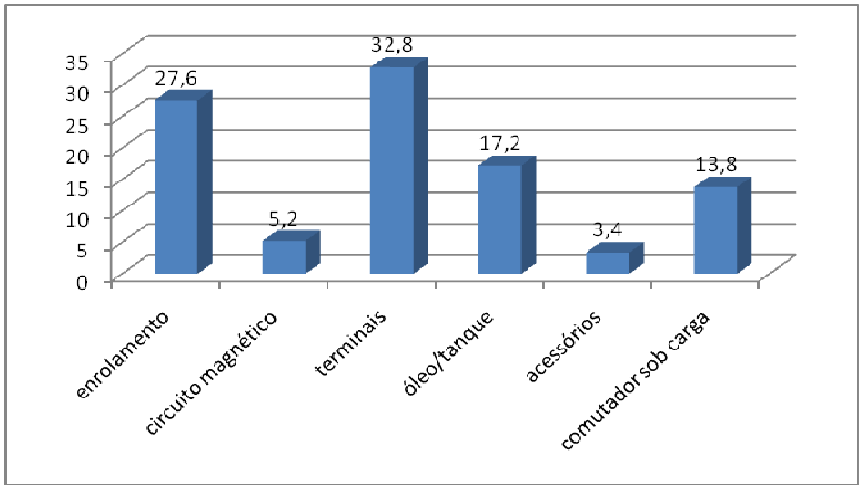

Gráfico A.1: Local das falhas em transformadores do sistema de geração com comutador sob carga

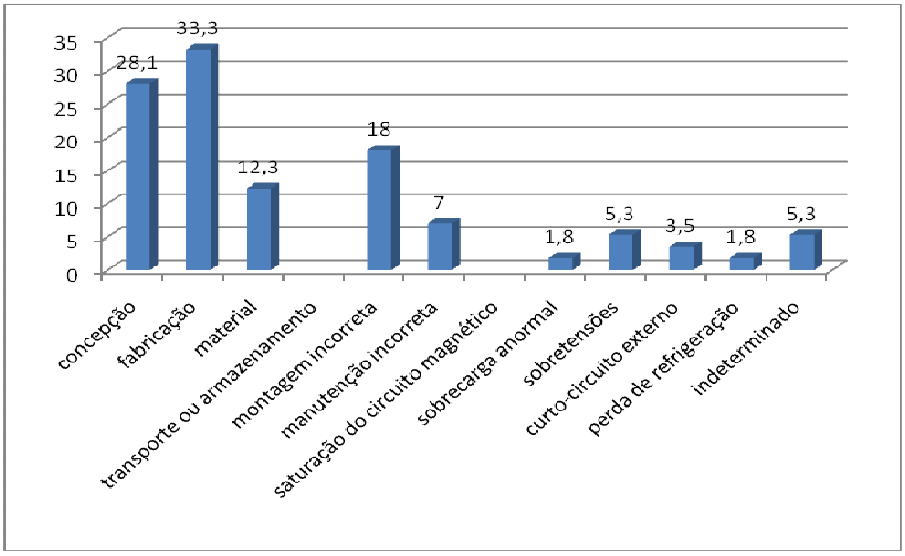

Gráfico A.2: Causa das falhas em transformadores do sistema de geração com comutador sob carga

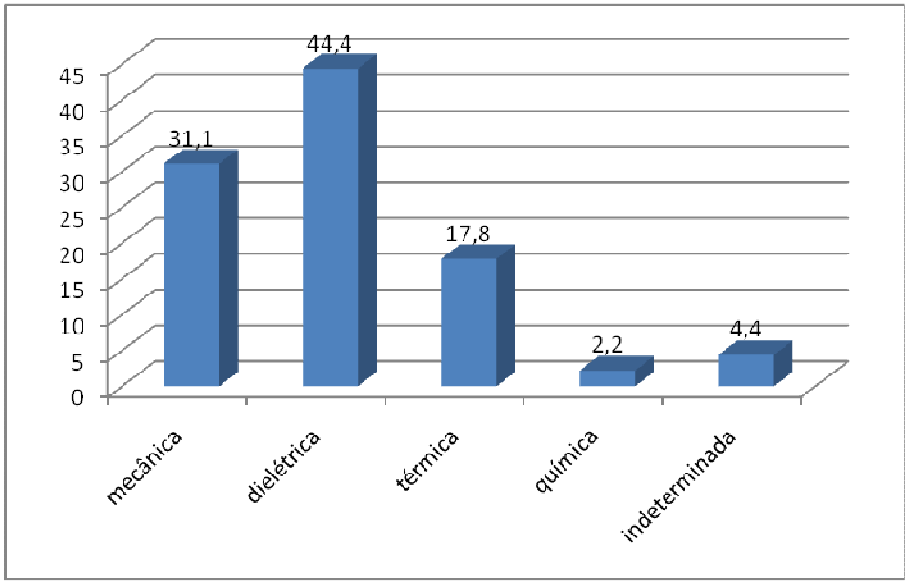

Gráfico A.3: Natureza das falhas em transformadores do sistema de geração com comutador sob carga

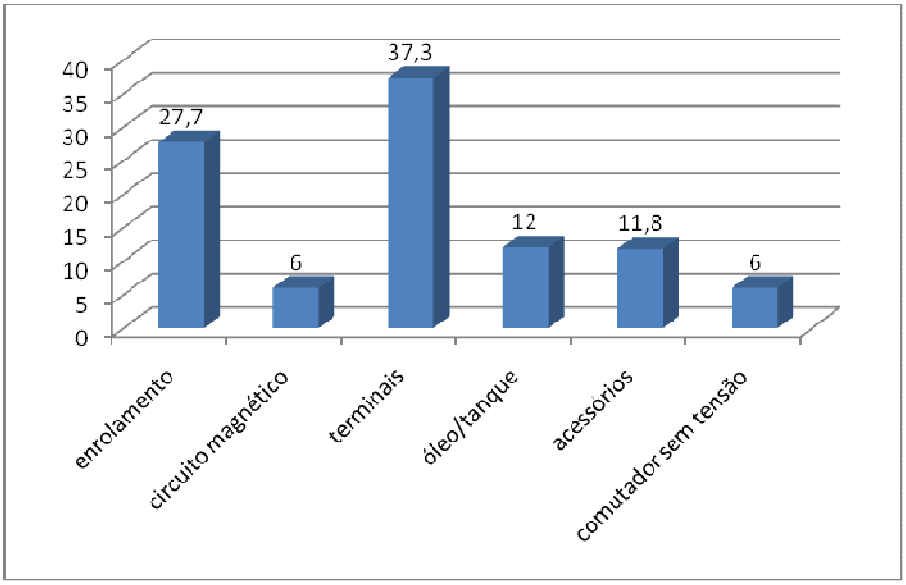

Gráfico A.4: Local das falhas em transformadores do sistema de geração sem comutador sob carga

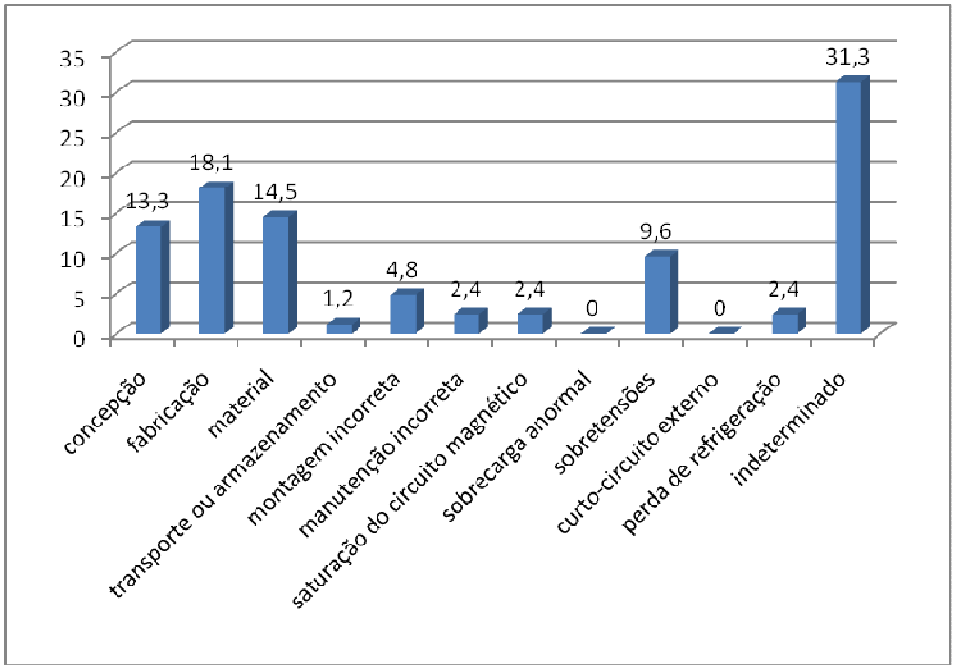

Gráfico A.5: Causa das falhas em transformadores do sistema de geração sem comutador sob carga

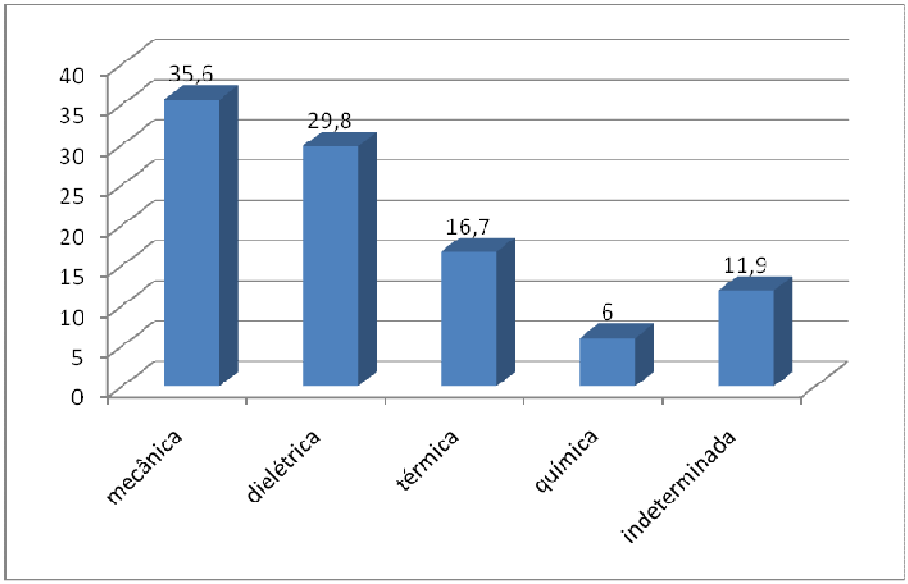

Gráfico A.6: Natureza das falhas em transformadores do sistema de geração sem comutador sob carga

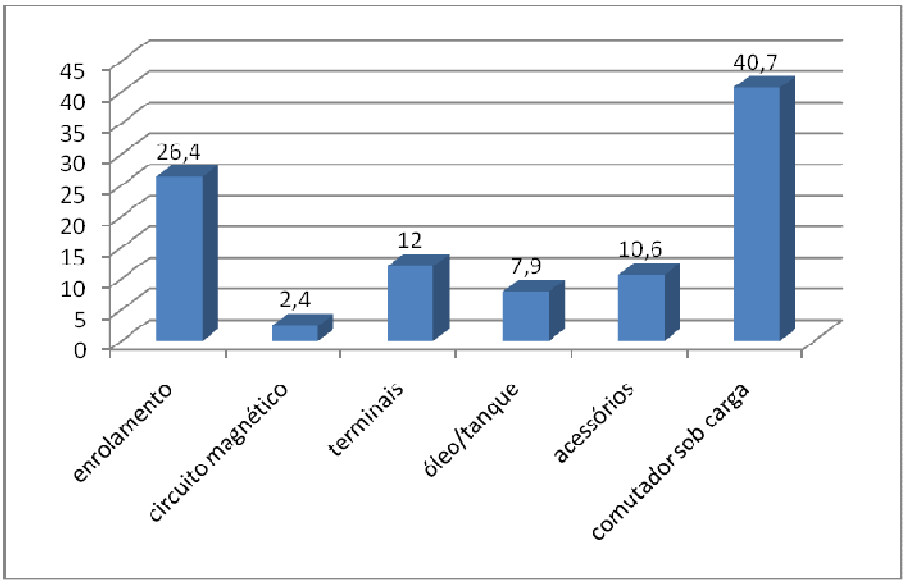

Gráfico A.7: Local das falhas em transformadores de subestações com comutador sob carga

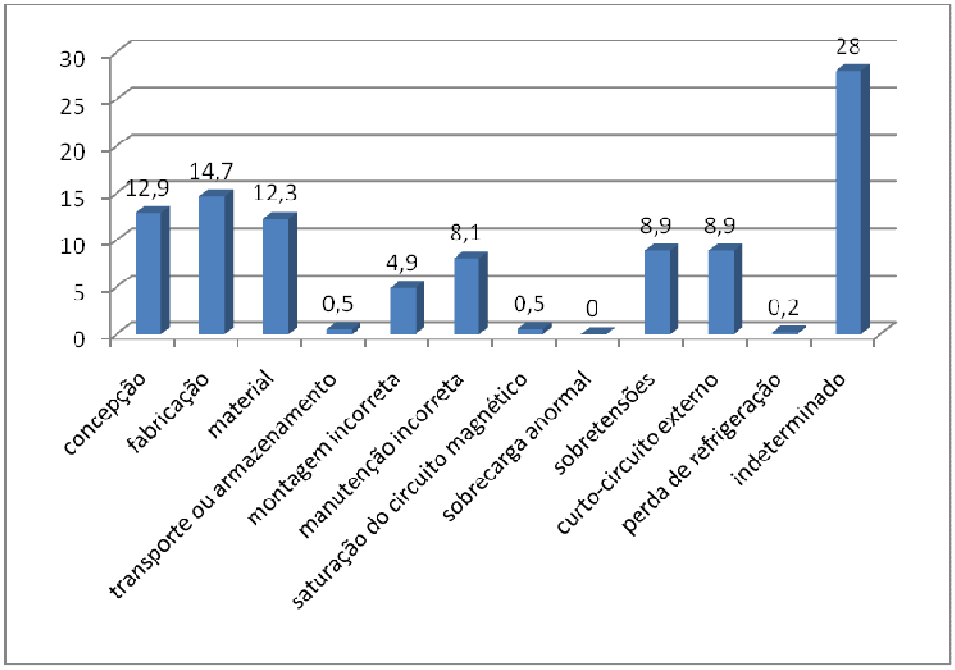

Gráfico A.8: Causa das falhas em transformadores de subestações com comutador sob carga

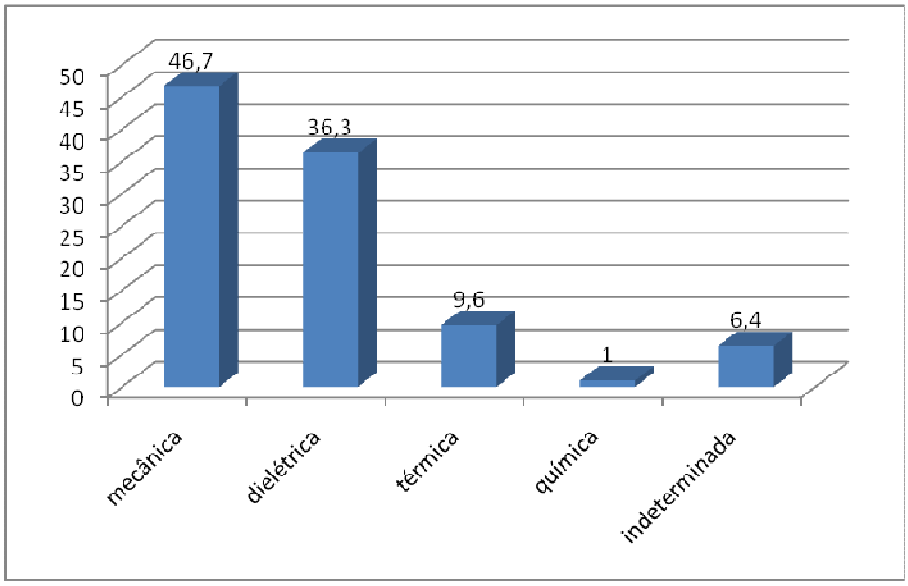

Gráfico A.9: Natureza das falhas em transformadores de subestações com comutador sob carga

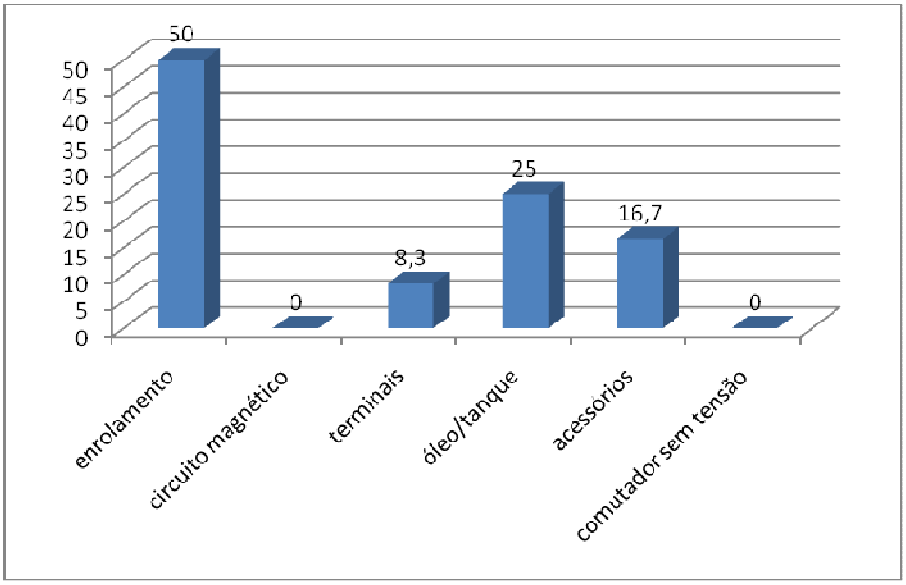

Gráfico A.10: Local das falhas em transformadores de subestações sem comutador sob carga

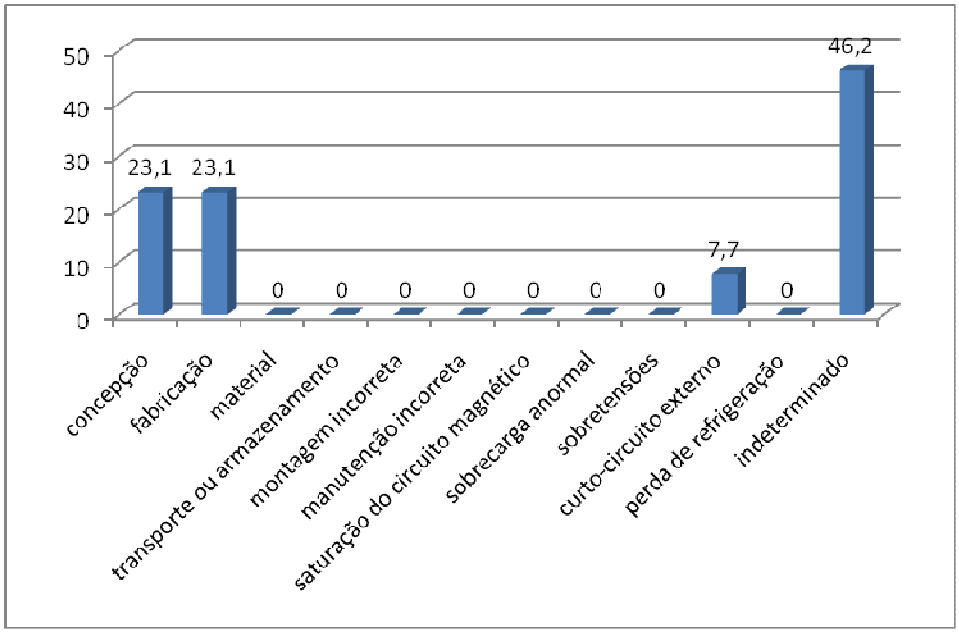

Gráfico A.11: Causa das falhas em transformadores de subestações sem comutador sob carga

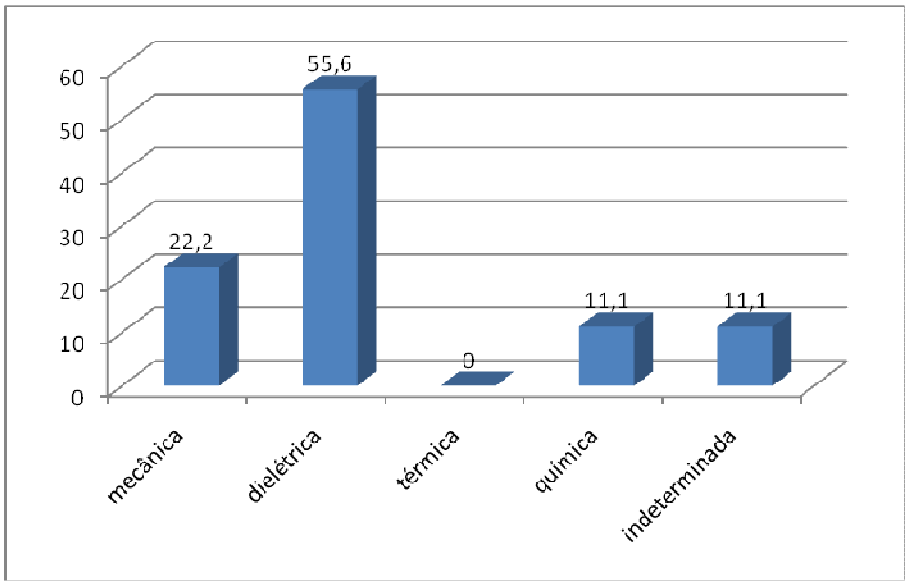

Gráfico A.12: Natureza das falhas em transformadores de subestações sem comutador sob carga

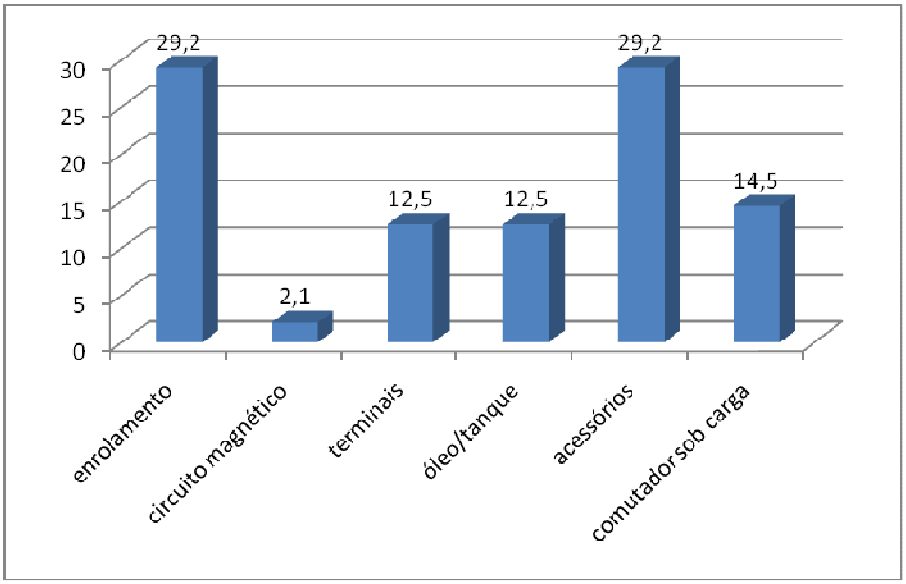

Gráfico A.13: Local das falhas em autotransformadores com comutador sob carga

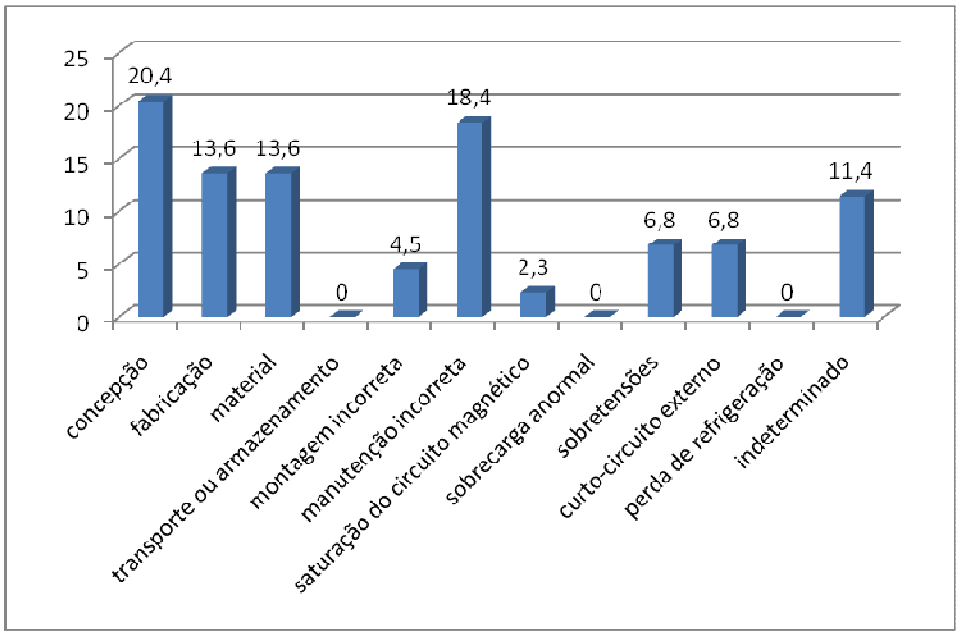

Gráfico A.14: Causa das falhas em autotransformadores com comutador sob carga

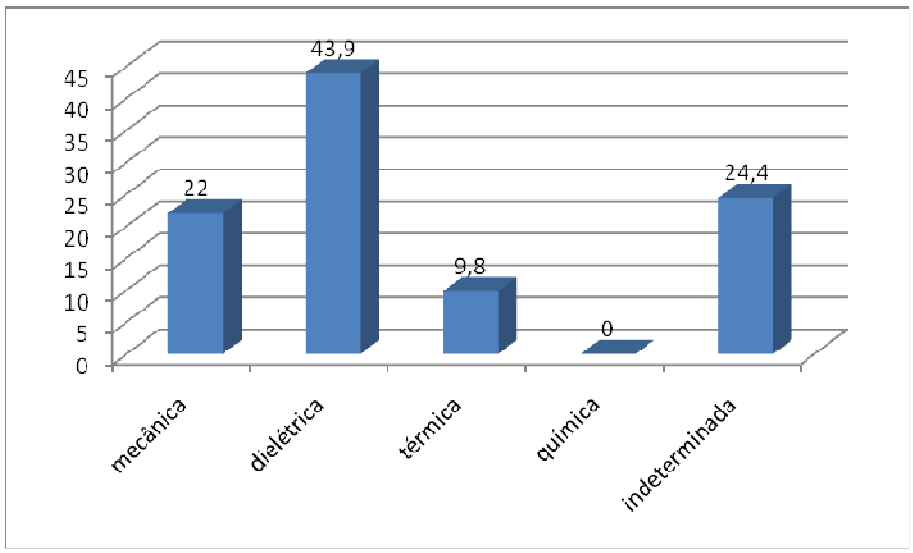

Gráfico A.15: Natureza das falhas em autotransformadores com comutador sob carga

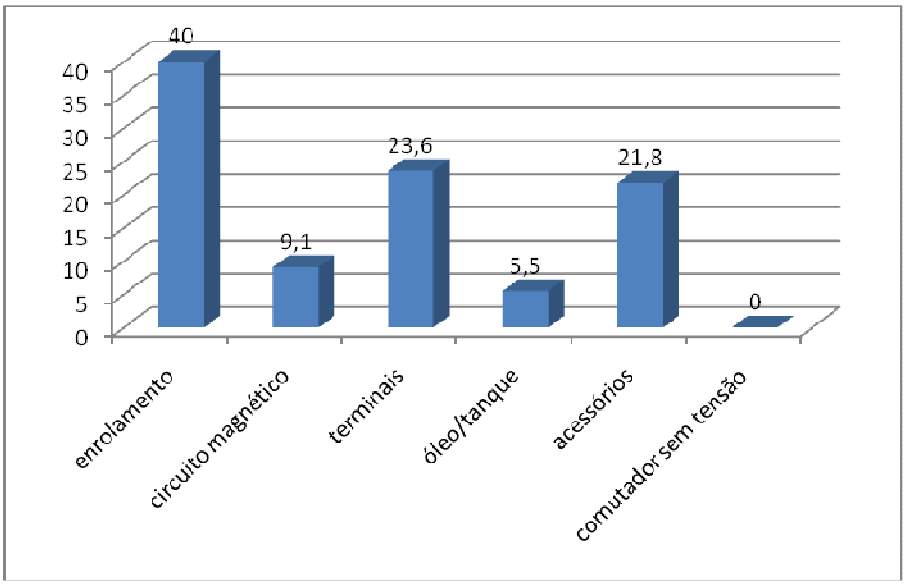

Gráfico A.16: Local das falhas em autotransformadores sem comutador sob carga

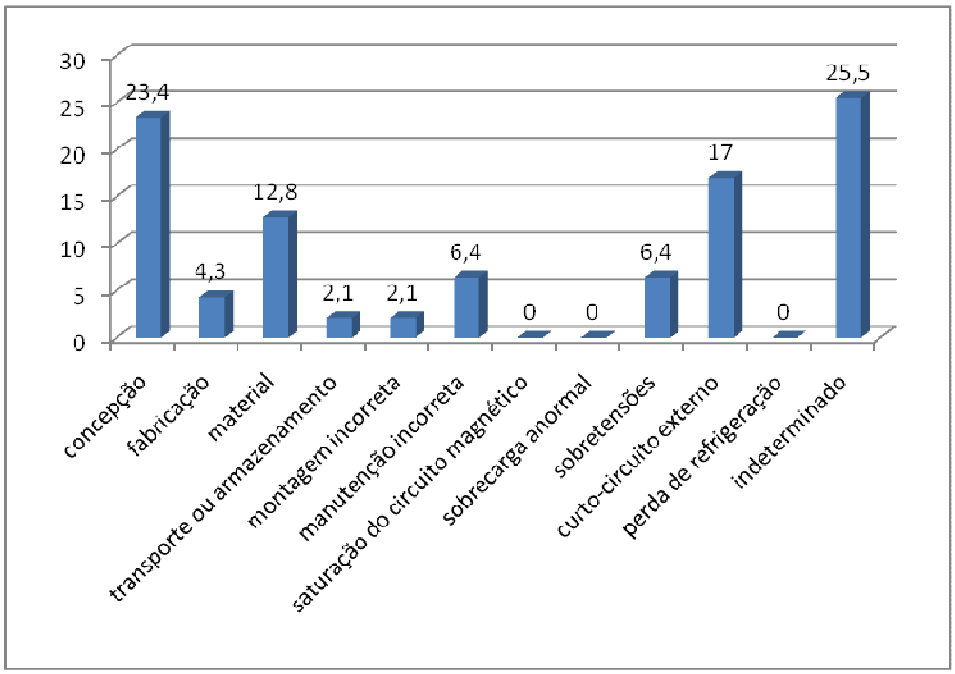

Gráfico A.17: Causa das falhas em autotransformadores sem comutador sob carga

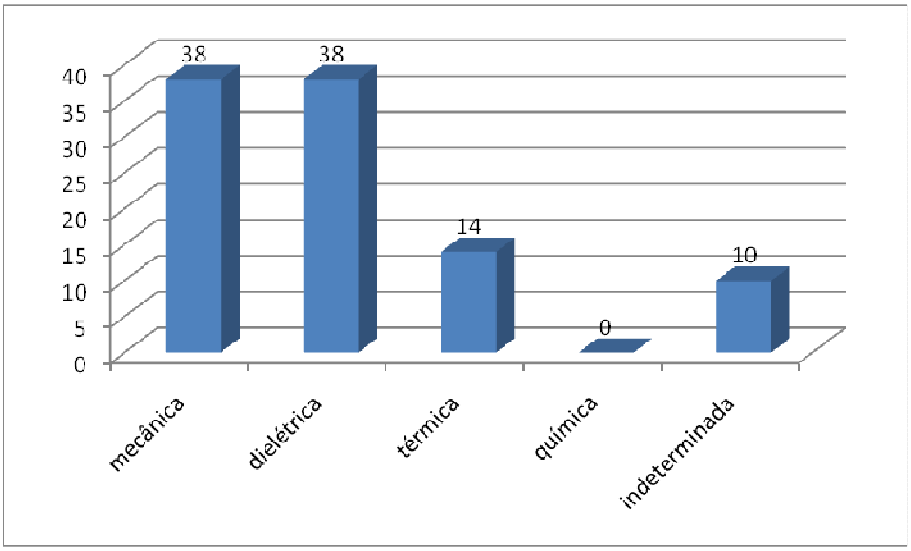

Gráfico A.18: Natureza das falhas em autotransformadores sem comutador sob carga