

LEANDRO FUMIO TAMURA

Análise de falhas e vida útil de transformadores de potência por meio de estudo de casos

São Paulo
2022

LEANDRO FUMIO TAMURA

Assessment of failure and lifetime in power transformers through case studies

Doctoral thesis submitted to the Polytechnic School of the University of São Paulo in fulfillment of the requirements of the Ph.D. degree in Doctor Science

São Paulo
2022

Leandro Fumio Tamura

Análise de falha e vida útil de transformadores de potência por meio de estudo de casos

Versão Corrigida

Tese de doutorado apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em cumprimento aos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Coelho Marques da Costa

São Paulo
2022

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

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

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Tamura, Leandro

Análise de falha e vida útil de transformadores de potência por meio de estudo de casos / L. Tamura -- versão corr. -- São Paulo, 2022.
189 p.

Tese (Doutorado) - 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.

À minha esposa, filhas, pais e irmãs pelo
encorajamento, compreensão e suporte.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela força que move todo o Universo.

À minha amada esposa pela parceria, suporte, conselhos, diálogos e compreensão que sempre estiveram presentes em nosso relacionamento.

Às minhas princesinhas, que a cada sorriso e novo aprendizado me fazem acreditar em um mundo melhor.

Aos meus pais, irmãs e cunhados pela base familiar e incentivos durante toda a vida.

À RBEge Engenharia pela autorização da utilização de dados da empresa e aos colegas Ricardo Bechara, Felipe Nascimento e Reinaldo Boneto pelos direcionamentos dos trabalhos, discussões positivas e trocas de experiências.

Ao professor Eduardo Coelho Marques da Costa pelas orientações acadêmicas, direcionamentos dos estudos, revisões de artigos científicos, bem como desta tese.

Ao colega Wílerson Calil pelas trocas de experiências, motivação e revisão de artigos científicos.

Ao professor Luiz Lebensztajn pelas orientações acadêmicas e por ter mantido acesa a chama do estudo científico nos momentos difíceis.

Aos colegas reguladores de sinistros, que me acompanharam em muitas inspeções internas e coleta de amostras em transformadores.

Às companhias seguradoras por confiarem em nosso trabalho e viabilizar o trabalho de análise de causa de falhas em transformadores.

A todos aqueles que contribuíram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho.

A mente que se abre a uma nova ideia não volta ao tamanho original (Albert Einstein).

ABSTRACT

Tamura, L. F. (2022). *Assessment of failure and lifetime in power transformers through case studies*. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

This research presents new methodologies for analyzing the causes of failures and lifetime in transformers based on experience gained over decades of investigation and empirical data. Inspection and obtaining standardized information from transformers during and after the occurrence of failures are of paramount importance throughout the investigation and precautionary process of possible future failures in electrical energy systems. The unpublished methods and procedures presented in this work represent systematized precepts, obtained from the experience in the investigation of failures and lifetime in large transformers and in the technical literature, establishing standard methodologies applied to the diagnosis of failures and determination of the remaining time through paper degree of polymerization study. Such methodologies will be exemplified through three real cases, among countless registered over the decades. In this thesis, based on the inspection process and systematized collection of information, it is possible to determine a wide database of great utility for manufacturers and electric energy utilities, in which are indicated several information such as location, mode and cause of failure recorded between 2010 and 2020 for a universe of 275 power transformers.

Keywords: Power transformers, Failure, Lifetime, Degree of Polymerization.

RESUMO

Tamura, L. F. (2022). Análises de falha e vida útil em transformadores de potência por meio de estudos de casos. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

Esta pesquisa apresenta novas metodologias de análise de causas de falhas e vida útil em transformadores baseada na experiência obtida durante décadas de investigação e dados empíricos. A inspeção e obtenção de informações padronizadas de transformadores durante e após a ocorrência de falhas são de suma importância ao longo do processo de investigação e precaução de eventuais futuras falhas em sistemas de energia elétrica. Os métodos e procedimentos inéditos apresentados neste trabalho representam preceitos sistematizados, obtidos a partir da experiência na investigação de falhas e vida útil em grandes transformadores e na literatura técnica, estabelecendo metodologias padrões aplicadas ao diagnóstico de falhas e determinação do tempo remanescente através de estudo de grau de polimerização do papel. Tais metodologias serão exemplificadas por meio de três casos reais, dentre inúmeros registrados ao longo das décadas. Nesta tese, embasando-se no processo de inspeção e coleta de informações sistematizado, é possível determinar um amplo banco de dados de grande utilidade para fabricantes e concessionárias de energia elétricas, na qual são indicadas diversas informações, tais como local, modo e causa de falha registradas entre os anos de 2010 e 2020 para um universo de 275 transformadores de potência.

Palavras-Chave: Transformadores de potência, Falha, Vida Útil, Grau de Polimerização.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	14
1.1. Motivação	18
1.2. Objetivos e estrutura da tese	20
CAPÍTULO 2 - TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	22
2.1. Transformador no sistema elétrico	22
2.2. Tipos de transformadores	23
2.3. Principais partes do transformador	28
CAPÍTULO 3 - METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE FALHA	31
3.1. Procedimento aplicado à análise de causa da falha	33
3.2. Inspeção interna no transformador	37
3.3. Lista de documentos (<i>DRL – Document Requested List</i>)	39
3.4. Análise do óleo mineral isolante	40
3.4.1. ANÁLISE GASCROMATOGRÁFICA	41
3.4.2. ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA	47
3.5. Conclusão	49
CAPÍTULO 4 - METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE VIDA ÚTIL	50
4.1. Isolação do transformador	51
4.2. Degradação da isolamento	53
4.3. Indicadores de condição do papel isolante	55
4.4. Depreciação e vida útil	57
4.5. Métodos de Depreciação	58
4.5.1. DEPRECIÇÃO LINEAR POR IDADE	58
4.5.2. DEPRECIÇÃO POR GRAU DE POLIMERIZAÇÃO DO PAPEL	60
4.6. Coleta e análise das amostras	64

4.7. Cálculo de fator de vida útil por Grau de Polimerização.....	66
4.8. Comparação da vida útil pela idade e grau de polimerização.....	67
4.9. Conclusão	74
CAPÍTULO 5 - ESTUDO DE CASOS	75
5.1. Caso 1: falha em enrolamento	76
5.2. Caso 2: Falha em Bucha	90
5.3. Caso 3: falha em Comutador	103
5.4. Conclusão	114
CAPÍTULO 6 - ESTUDO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES	115
6.1. Introdução	115
6.2. Coleta de dados.....	117
6.3. Base de dados	118
6.4. Análises Gerais	120
6.5. Análise de falha por idade	126
6.6. Análise de causa de falha por localização	133
6.6.1. ENROLAMENTO	133
6.6.2. BUCHA	140
6.6.3. COMUTADOR SOB CARGA.....	145
6.6.4. DEMAIS	150
6.7. Análise dos resultados – final	155
6.8. Comparação entre análises realizadas em trabalhos anteriores	157
6.9. Correlação entre idade do transformador e causa/ local de falha	158
6.10. Conclusão	162
CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES	165
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	168

APÊNDICE A – CÁLCULO DE TRANSFORMAÇÃO DE CAUSAS “DESCONHECIDAS” PARA “CONHECIDAS” EM BUCHAS, COMUTADORES E DEMAIS	176
ANEXO A – BASE DE DADOS CIGRÉ.....	181
ANEXO B – FLUXOGRAMA IEEE C57.125/1991.....	184
ANEXO C– FATORES DE VIDA ÚTIL E DEPRECIÇÃO POR IDADE E GP	185
ANEXO D– TABELA DE DADOS PARA ANÁLISE DE CAUSA DE FALHAS	186

Capítulo 1 - INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência são equipamentos fundamentais para os sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica em corrente alternada, ou mesmo, nos atuais sistemas de potência mais modernos, compostos por fontes de energia renovável e sistemas de transmissão em corrente contínua com inversores. Para prover o suprimento de energia ininterrupta, muita atenção deve ser dada à condição de envelhecimento e à vida útil remanescente desses equipamentos. A previsão da vida restante pode ser baseada em informações históricas de vida sobre a população de transformadores. No entanto, como a vida de alguns transformadores se estende por várias décadas, dependendo do tipo de utilização e manutenção, a determinação da vida útil do transformador torna-se tarefa não trivial.

A resolução normativa brasileira 674 (ANEEL, 2015) fixa a vida útil do transformador em 35 anos. Por outro lado, a norma (IEEE C57.91,1995) indica que a vida útil do transformador trabalhando em temperatura nominal de ponto quente em 110 °C é de cerca de 17 anos. Na maioria dos países, a idade das populações de transformadores abrange um longo período com idade média na faixa de 30 anos. No entanto, a experiência mostra que os transformadores podem permanecer em serviço por 50-60 anos sem falhas e que os proprietários podem adiar os reinvestimentos (CIGRÉ, 2007). Neste sentido, vale destacar estudo de descomissionamento em empresa de energia japonesa com 20 transformadores de potência, entre 13 a 52 anos, potência de 10 a 1000 MVA, tensões 66 a 500 kV, mostraram expectativa de cerca de 70 anos (SHIMOMUGI, 2019).

A otimização no projeto e fabricação dos transformadores de potência, visando sempre o tipo de aplicação a qual está destinado (e.g. sistemas com geração intermitentes ou não), trata-se de uma etapa fundamental na determinação da expectativa de vida útil do equipamento (CALIL, 2020). Verifica-se também que a vida útil do transformador está sujeita às condições de operação. Situações anormais tais como sobrecarga ou curto-circuito externo prolongado podem provocar sobreaquecimento e envelhecimento precoce da isolação de papel.

Se a sobrecarga é recorrente, o papel é degradado prematuramente. Além disso, a vida de um transformador de potência depende principalmente da condição do sistema de isolamento óleo-papel. O papel impregnado de óleo fornece isolamento elétrico entre partes no transformador, com destaque para isolação entre enrolamentos e entre discos, camadas e espiras. Portanto, o papel, que é basicamente composto de celulose, é um fator crítico no sistema de isolação do transformador. (SCHIJNDEL, 2010).

A vida útil da celulose e do óleo é significativamente reduzida em altas temperaturas. As pesquisas atuais indicam que para cada aumento de 6 °C, a vida útil do papel é reduzida em cerca de 50% na faixa de operação entre 80 e 140 °C (IEC, 2015).

Além da temperatura, há outros fatores que contribuem para a degradação precoce da isolação do papel: umidade, oxigênio, ácidos e qualidade da celulose (SHROFF et al., 1985). O papel envelhecido torna-se quebradiço e os esforços mecânicos devido a forças eletromagnéticas durante o curto-circuito, mudança súbita de carga ou apenas expansão térmica pode causar uma desestruturação local e conseqüentemente a faltas mais graves.

Atualmente há diversas técnicas de monitoramento de operação de transformadores disponíveis, tais como medições de temperatura, umidade, conteúdo de furanos, gases dissolvidos no óleo e grau de polimerização (HILLARY et al., 2017). Todos os métodos mencionados, com exceção do grau de polimerização podem ser feitos como transformador em operação, sem necessidade de interrupção. Vale ressaltar que as denominadas medições de furanos são utilizados para calcular de modo indireto o envelhecimento do papel, resultando informações muitas vezes imprecisas (VASOVIC et al., 2019). Na mesma linha, a relação de gases dissolvidos no óleo, tal como a relação CO/ CO₂ não é muito confiável devido ao efeito da oxidação de tempo longo (SCHAUT, 2014).

Por sua vez, a medição de grau de polimerização do papel é bastante confiável pois a coleta do material é feita de forma direta com análise do papel que envolve o condutor de cobre, por onde passa a corrente de operação do transformador. O valor de grau de polimerização de 1000 é considerado como valor de novo e o valor de 200 é estimado como sendo o final de vida útil do transformador (SHROFF & STANNETT, 1985).

Para a determinação de vida útil do transformador de potência, quando não há possibilidade de medição de grau de polimerização do papel, pode ser utilizada a depreciação

linear por idade aparente, considerando-se o transformador novo e a fim de vida útil de 35 anos (ANEEL, 2015).

Atualmente, com o crescente desenvolvimento de novos métodos computacionais, baseados em técnicas heurísticas e inteligência artificial, diversas pesquisas estão sendo realizadas fazendo uso de redes neurais artificiais, lógica *fuzzy* e aprendizado de máquina (*machine learning*) aplicadas à análise e processamento dos dados de falhas de transformadores e diversos outros equipamentos de potência, e.g. isoladores e geradores (ZHANG et al., 2016; ZARKOVIC & STOJKOVIC, 2017; BACHA et al., 2012; NOBREGA et al., 2019; XAVIER et. al, 2020; BRITO, 2021; DIAS, 2021; LIBONI et al., 2019; 2020).

Todavia, não obstante a grande quantidade de técnicas aplicadas à previsão de falhas e manutenção de transformadores, por meio da coleta e análise das informações extraídas durante operação, falhas inesperadas podem ocorrer. As falhas em transformadores de potência podem causar sérios problemas na operação da rede elétrica, podendo incorrer em grandes prejuízos técnicos e financeiros. Há também o risco de acidentes com os recursos humanos responsáveis pela manutenção e operação do sistema, visto que em alguns casos, pode ocorrer combustão e até mesmo explosão do transformador de potência.

Eventuais falhas nos transformadores podem ser compreendidas como “elemento afinador” dos procedimentos de gerenciamento de vida útil deste equipamento. A análise do histórico de falhas no transformador demonstra informações chaves para manutenção adequada e providências necessárias a serem tomadas em termos de confiabilidade de gerenciamento da rede elétrica, avaliação de risco, melhorias na manutenção, estimativa de vida útil do equipamento, além de possíveis melhorias no projeto e manufatura dos equipamentos em termos gerais.

As falhas em grandes transformadores de potência podem ocorrer devido a vários motivos. Alguns deles podem ser evitados por meio do projeto adequado para o devido fim, enquanto outros são estocásticos e imprevisíveis (transporte, distúrbios sísmicos, descarga atmosférica, vandalismo e danos colaterais). Há ainda falhas decorrentes de erros cometidos durante a instalação em campo, após produção em fábrica e manutenções preditivas com o transformador em operação plena (MELO, 2018).

Pode-se dizer que a análise de falhas em transformadores tornou-se padronizada a partir dos anos 1980, quando foi publicada pesquisa de falhas em uma amostra de cerca de 1000 transformadores com tensão nominal acima de 72 kV entre os anos de 1968 a 1978 (CIGRE, 1983). Tal documento tornou-se uma das referências técnicas mais importantes sobre o estudo de taxas de falhas em transformadores de grande porte.

No fim dos anos 1990, outra ampla pesquisa foi publicada, descrevendo a análise de falha de 188 transformadores de potência com tensão nominal entre 88 a 765 kV, e potência entre 20 a 800 MVA. Concluiu-se que as falhas mais comuns nesses equipamentos estavam relacionadas ao envelhecimento, impulsos de manobra ou atmosféricos, problemas no núcleo e no comutador (MINHAS et al., 1999). Alguns anos depois, em 2003, foi publicado uma pesquisa relevante sobre taxa de falhas em transformadores no período de cinco anos, entre 1997 a 2001, considerando 94 transformadores de potência. Além da divulgação das causas das falhas, foram calculadas as perdas por perda de produção, i.e., lucros cessantes, concluindo-se que as falhas mais custosas são aquelas decorrentes da fabricação do equipamento (BARTLEY, 2003).

Logo então, em 2013, uma pesquisa brasileira foi publicada com base em dados provenientes de concessionárias, fabricantes de transformadores e centros de pesquisa, em que foram reportadas e analisadas 219 falhas entre os anos de 1997 a 2009. Revelou-se que aproximadamente metade das falhas são causadas por defeitos de fabricação, durante o projeto, montagem e matéria prima utilizada pelo fabricante (CIGRE, 2013).

Por fim, um estudo do Cigré foi publicado em 2015, analisando 964 falhas em transformadores, durante a operação, com dados provenientes de 56 empresas do setor elétrico em 21 países, entre os anos de 1996 a 2010 (CIGRE, 2015). Trata-se de uma quantidade de dados vasta, relacionando dados técnicos de para análises de taxas de falhas em transformadores de potência. Dado o contexto, são necessárias técnicas e metodologias inteligentes para buscar e correlacionar informações contidas nesse enorme banco de dados disponível na literatura técnica, tanto para fins de diagnóstico após falhas, como para desenvolvimento de algoritmos aplicados a manutenção preventiva desses equipamentos com altíssimo valor agregado.

1.1. MOTIVAÇÃO

Os estudos de falhas apontados anteriormente são resultados de processamento de informações coletadas durante inspeções em transformadores. Convencionalmente, tais inspeções são realizadas por pessoal técnico. Entretanto, possíveis métodos automatizados vêm sendo continuamente propostos para o processo de inspeção, mesmo com algumas limitações e restrições (ABB, 2018). Outra questão a ser ressaltada, apesar da grande quantidade de informações disponíveis sobre resultados de falha em transformadores, poucas informações são descritas sobre os procedimentos que antecedem a análise propriamente dita, ou seja, o procedimento de inspeção do transformador. As poucas informações disponíveis encontram-se normalizadas pelo *Institute of Electrical and Electronic Engineers* – IEEE, que estabelece procedimentos abrangentes para coletas de informações após falha, preparação da inspeção, vistoria em campo e análises aplicadas à identificação de falhas (IEEE C57-125, 1991). Apesar desta mostrar-se abrangente e minuciosa em diversos detalhes, passaram-se 30 anos desde sua primeira edição. Durante este intervalo de tempo, os procedimentos e ferramentas de trabalho para vistoria em transformadores receberam diversos aprimoramentos, logo, um dos objetivos desta tese é propor novos métodos adicionais de inspeção em campo e análise de falha em transformadores, com base em procedimentos modernos, desenvolvidas ao longo dessas três últimas décadas.

Com relação à análise final de falhas, vale destacar que os estudos abrangentes, com mais de 200 equipamentos analisados são escassos. Esses estudos, realizados pelo Cigré iniciaram-se na década de 80 e tiveram suas últimas publicações em 2013 - Cigré Brasil, com 219 transformadores falhados entre 1997 e 2009 (CIGRÉ, 2013) e em 2015 – Cigré internacional, com 964 transformadores falhados entre 1996 e 2010 (CIGRÉ, 2015). Embora essas duas últimas publicações, somadas às contribuições publicadas pelo Cigré (1983), representem algumas das maiores referências para análise de falhas em transformadores, a compilação dessas informações mostra-se algumas vezes corrompidas e não confiáveis, devido à complexidade na obtenção dos dados de falha durante a confecção dessas referências, e até mesmo receio de as empresas do setor elétrico divulgarem informações em um ambiente altamente competitivo.

Seguindo a mesma proposta do Cigré, essa tese apresenta dados compilados a partir de um banco de dados confiável e padronizado, fornecido por uma empresa de consultoria a companhias seguradoras do setor elétrico. As originais informações sobre análise de falhas de transformadores de potência são referentes a ocorrências entre 2010 a 2020, considerando 275 unidades com potência entre 6 a 760 MVA, tensão nominal de 11,9 a 800 kV, no Brasil e nas Américas. Nesta pesquisa são descritos todos os procedimentos padrões para análise de falhas em transformadores de potência com base nas técnicas modernas e atualizadas.

Além de apresentar os resultados inéditos de localização, modo e causa de falha neste vasto banco de dados para o período citado, serão realizados os seguintes estudos em falhas em grupo extenso de amostra de transformadores: análise de localização e causa de falha em função da idade, detalhamento das causas de falha por localização (enrolamento, bucha, comutador sob carga e demais) e proposição de metodologia para direcionar as causas de falha desconhecida para as causas de falha conhecidas.

Dentre os 275 transformadores analisados e documentados nesta pesquisa de doutorado, três casos serão analisados em detalhes, descrevendo minuciosamente e validando a metodologia de análise de falhas com base nas ferramentas e técnicas mais modernas. Dentre os três casos a serem estudados em maiores detalhes, o primeiro trata de falha no enrolamento, o segundo ocorreu na bucha, e no terceiro, houve falha no comutador sob carga. São três casos que descrevem danos em partes distintas dos transformadores e com a aplicação do método de análise proposto será demonstrada a sua validade.

No que diz respeito à vida útil dos transformadores, não há um consenso claramente descrito nas normas internacionais do IEEE e *International Electrotechnical Commission* – IEC, tão menos estudos comparativos entre o grau de polimerização e idade cronológica dos transformadores, o que representa uma lacuna na literatura técnica até os dias atuais (IEEE C57.91,1995; IEC 60076-7, 2005). Por outro lado, a Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT recomenda que os transformadores devem ser dimensionados para expectativa de vida útil de 35 anos e, da mesma forma, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio da resolução normativa brasileira 674, também determina a depreciação completa do equipamento em 35 anos. (ABNT NBR 5356-7, 2017; ANEEL, 2015). Dado o contexto, esta tese propõe um novo procedimento para determinar a vida útil do transformador por grau de polimerização levando em conta que a vida útil cronológica do transformador é de

35 anos. Tal procedimento considera um universo de 37 equipamentos em que foram removidas amostras de papel dos pontos quentes estimados nos enrolamentos de alta e baixa tensão, regulação e terciário e realizados ensaios de grau de polimerização (GP) em laboratório especializado, sendo possível a obtenção de três resultados:

- i.* idade por GP menor que a idade cronológica, i.e., o transformador operou abaixo de sua capacidade nominal e/ou a qualidade de manutenção foi satisfatória;
- ii.* idade por GP igual à idade cronológica, i.e., o transformador operou em carregamento nominal e/ou a qualidade de manutenção foi satisfatória;
- iii.* idade por GP maior que a idade cronológica: o transformador operou acima de sua capacidade nominal e/ou a qualidade de manutenção foi insatisfatória ou inapropriada.

1.2. OBJETIVOS E ESTRUTURA DA TESE

Os objetivos desta tese são apresentados de forma sucinta:

- ❖ Prover uma metodologia moderna e adequada para análise das causas de falha em transformadores de potência;
 - ❖ Complementar os procedimentos de inspeção em transformadores descritos na norma IEEE C57-125 (1991);
 - ❖ Demonstrar a eficácia da metodologia de análise de causa de falhas com base em casos reais e documentados de forma confiável;
 - ❖ Realizar estudo de falhas em 275 transformadores no período de 2010 a 2020, discutindo as novas abordagens tais como: falha em função da idade, detalhamento de causas de falha e transformação das causas de falha desconhecidas em conhecidas;
 - ❖ Propor metodologia inédita de depreciação por grau de polimerização para cálculo de vida útil dos transformadores de potência levando em consideração a sua idade cronológica;
 - ❖ Avaliar a conservação dos transformadores em função da idade por grau de polimerização e respectiva idade cronológica.
-

A tese encontra-se estruturada em sete capítulos, descritos da seguinte forma:

O capítulo 2 apresenta o transformador no contexto do sistema elétrico, as características básicas dos transformadores de aterramento, autotransformador, conversor, elevador, industrial e regulador, além do reator em derivação. Adicionalmente, descreve os aspectos gerais sobre as partes internas e externas dos transformadores de potência.

No capítulo 3 será descrita a metodologia desenvolvida para análise de falhas em transformadores de potência, iniciando-se pelo estudo prévio de informações, inspeção em campo, análise de documentação disponibilizada e pesquisas necessárias para conclusão acerca das prováveis causas de falha. São apresentados também o procedimento técnico de inspeção interna de grandes transformadores, lista de documentos necessários para análise de causa raiz, e o procedimento para análise do óleo do transformador.

O capítulo 4 descreve as metodologias desenvolvidas para análise da vida útil dos transformadores por idade e grau de polimerização do papel. Serão definidos os procedimentos de remoção das amostras de papel e cálculo para determinação de vida útil. Ao final serão realizadas comparações de vida útil calculadas por meio dos dois métodos (idade e polimerização), levando-se em conta 37 amostras de transformadores de potência.

No capítulo 5 será demonstrada a eficácia da metodologia de análise de falhas com o detalhamento de três casos, incluindo a sequência cronológica das etapas de inspeção e desmontagem do transformador, análise das informações coletadas, realização de pesquisas em laboratório e de literatura disponível.

No capítulo 6 será realizada a análise de falhas a partir do banco de dados disponibilizado, contendo os dados e informações da análise de falhas de 275 transformadores de potência entre os anos de 2010 e 2020. Serão também analisadas as causas e localização de falhas por idade cronológica, detalhadas as causas de falha por grupos e proposto processo para identificação das causas de falha desconhecidas.

Por fim, o capítulo 7 apresenta as principais conclusões e discussões pertinentes sobre a pesquisa desenvolvida, bem como futuros projetos a serem desenvolvidos a partir do conhecimento documentado nesta tese.

Capítulo 2 - TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

O transformador é um dispositivo elétrico estático que, por indução eletromagnética, transforma energia elétrica de um ou mais circuitos para um ou mais outros circuitos na mesma frequência, usualmente alterando valores de tensões e correntes. (IEEE, 1966). O transformador de potência é um equipamento bastante complexo, sendo os aspectos teóricos, de projeto e fabricação discutidos em publicações mais específicas (HEATHCOTE, 1998, BECHARA, 2010, KULKARNI & KHAPARDE, 2004). No contexto desta tese serão descritos brevemente as suas principais aplicações e composições, de modo a dar suporte aos conceitos contidos ao longo dos próximos capítulos.

2.1. TRANSFORMADOR NO SISTEMA ELÉTRICO

Os transformadores alteram as tensões em vários pontos de um sistema de transmissão e distribuição de energia. A energia elétrica é geralmente gerada em tensões de 10 a 20 kV, elevada por transformadores elevadores (*step-up*) e transmitida por longas distâncias em tensões acima de 200 kV, podendo chegar a 1100 kV, de forma a limitar as perdas de energia. A distribuição de energia local para bairros ou indústrias passa por transformadores abaixadores (*step-down*) e é enviada a curtas distâncias em linhas de distribuição em tensões que variam de 5 a 13 kV. Esta tensão ainda é reduzida para 110, 220 ou 440 V para segurança no local do usuário individual. A figura a 2.1 ilustra simplificada o sistema elétrico.

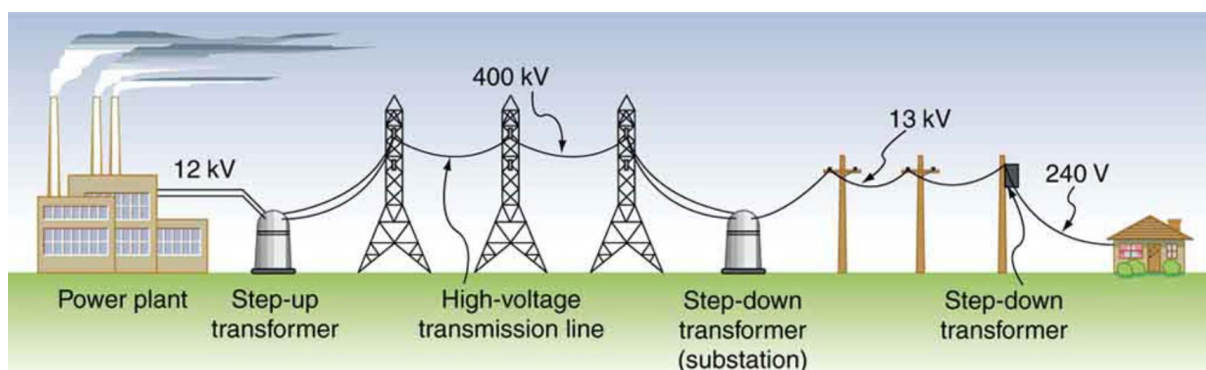


Figura 2.1 Transformadores no sistema elétrico (LUMENLEARNING, 2021)

Os principais impactos na elevação dos níveis de tensão são redução das perdas joule e redução no custo da instalação das linhas de transmissão por conta da bitola dos cabos. Sendo a perda joule dependente do quadrado da corrente (potência = resistência * corrente²), o aumento de uma ordem de grandeza na tensão do sistema reduz as perdas em duas ordens de grandeza. Em contrapartida, há aumento dos custos relacionados ao isolamento e proteção de equipamentos de tensões mais elevadas.

Toma-se como exemplo uma linha de transmissão de 50 km entre o ponto de geração e o ponto de consumo. Quando a transmissão de tensão ocorre em 13,8 kV, a corrente a ser conduzida é de 1.882 A/ fase. Os condutores necessários são de 2.500 MCM, com resistência de 1,08 Ω / fase. A perda joule total é de 11,5 MW, o peso do condutor é de 500 t e o rendimento de transmissão é de 74,5 %. O aumento de tensão na ordem de uma grandeza, ou seja, em 138 kV diminui a corrente em uma ordem de grandeza, ou seja, 188 A/ fase. Os condutores necessários passam a ser de 300 MCM, com resistência de 8,98 Ω / fase. A perda joule total diminui para 0,95 MW, o peso do condutor diminui para 59 t e o rendimento de transmissão passa para 97,9 %. (CHABU, 2007).

2.2. TIPOS DE TRANSFORMADORES

A seguir são descritos os principais tipos de transformadores.

Aterramento

O transformador de aterramento, é aplicado em muitas situações em que o arranjo do sistema elétrico exige que seja criado um ponto de aterramento do neutro adicional, ou simplesmente criar este ponto quando de sua inexistência (COSTA, 2014). Na aplicação em subestações têm ligações tipo zig-zag têm dimensões menores se comparados com os transformadores reguladores conforme representado na figura 2.2.

Autotransformador

O autotransformador, conecta sistemas de transmissão com diferentes tensões com o propósito de troca de potências ativas e reativas entre diferentes sistemas de transmissão.

Por terem enrolamentos compartilhados entre sistema de alta e baixa tensões, o custo de produção e quantidade de materiais utilizados diminuem (ABB, 2004). Geralmente são transformadores de grande porte, com grandes buchas de alta e baixa tensões, conforme representado na figura 2.3.



Figura 2.2 Transformador de aterramento (KONKAR, 2021)



Figura 2.3 Autotransformador (ABB, 2004)

Conversor

Este equipamento é utilizado para transmissão de tensão em corrente contínua. O controle de tensão em serviço é equipado com um considerável de alcance de variação de tensão. Também há um controle bastante rigoroso de impedância de curto-circuito (ABB, 2014). Devido à conexão com a casa de válvulas, as buchas em corrente contínua, que têm tamanhos incrementados em relação às buchas de corrente alternada, são dispostas do mesmo lado, como representado na figura 2.4.



Figura 2.4 Transformador conversor (ABB, 2004)

Elevador

São equipamentos críticos, entre a estação de energia e a rede de transmissão, aumentando tensão do nível do gerador de média tensão para o nível da tensão de transmissão de energia (SIEMENS, 2021). Nota-se, neste tipo de equipamento, que as buchas de baixa tensão são curtas e têm elevado diâmetro, como representados na figura 2.5.

Industrial (forno/ retificador)

São equipamentos, representados na figura 2.6, para uso em aplicações industriais e devem ser projetados para resistir a condições operacionais e ambientais severas e extremas. Eles também devem operar através de cargas cíclicas, alto estresse térmico e

condições de sobretensão e corrente causadas por condições de baixas resistências nos processos em que estão inseridos (GE XD, 2014).



Figura 2.5 Transformador elevador (SIEMENS, 2021)



Figura 2.6 Transformador retificador (GE XD, 2014)

Reator de derivação

O reator de derivação é um absorvedor de potência reativa, aumentando assim a eficiência energética do sistema. É o dispositivo mais compacto comumente utilizado para compensação de energia reativa em longas linhas de transmissão de alta tensão e em sistemas de cabo. (GE XD, 2014). Por questões de prensagem da parte ativa, geralmente são monofásicos e têm tensões elevadas, ficando a bucha com dimensões, por vezes, maiores que a altura do tanque, conforme figura 2.7.



Figura 2.7 Reator em derivação (GE XD, 2014)

Regulador

São transformadores que recebem a tensão de linha de transmissão. Após receber o fluxo de potência da geração em níveis variando entre 138 e 500 kV, são transformadas para tensões entre 230 a 13,8 kV. Geralmente estes tipos de transformadores são dotados de comutadores sob carga, como representado na figura 2.8.



Figura 2.8 Transformador regulador (SIEMENS, 2021)

2.3. PRINCIPAIS PARTES DO TRANSFORMADOR

Este dispositivo é composto basicamente em parte externa (exposto ao meio ambiente) e parte interna (imerso em meio isolante fechado). Os principais elementos externos do transformador são indicados na figura 2.9, sendo as suas funções resumidas a seguir:

- ❖ **Tanque:** é a estrutura de ferro que envolve e protege a parte ativa, i.e., parte que realiza a transformação de tensão e corrente. Normalmente é preenchido de óleo isolante.
 - ❖ **Conservador de óleo:** é o componente que permite que óleo isolante do tanque sofra expansão e contração com a variação da temperatura do óleo.
 - ❖ **Radiadores:** são os elementos que permitem a troca de calor da parte interna para a parte externa do transformador.
 - ❖ **Bucha:** é o componente que tem a função interligar o enrolamento aos barramentos de uma subestação, que controla de forma adequada o campo elétrico no entorno do condutor energizado.
-

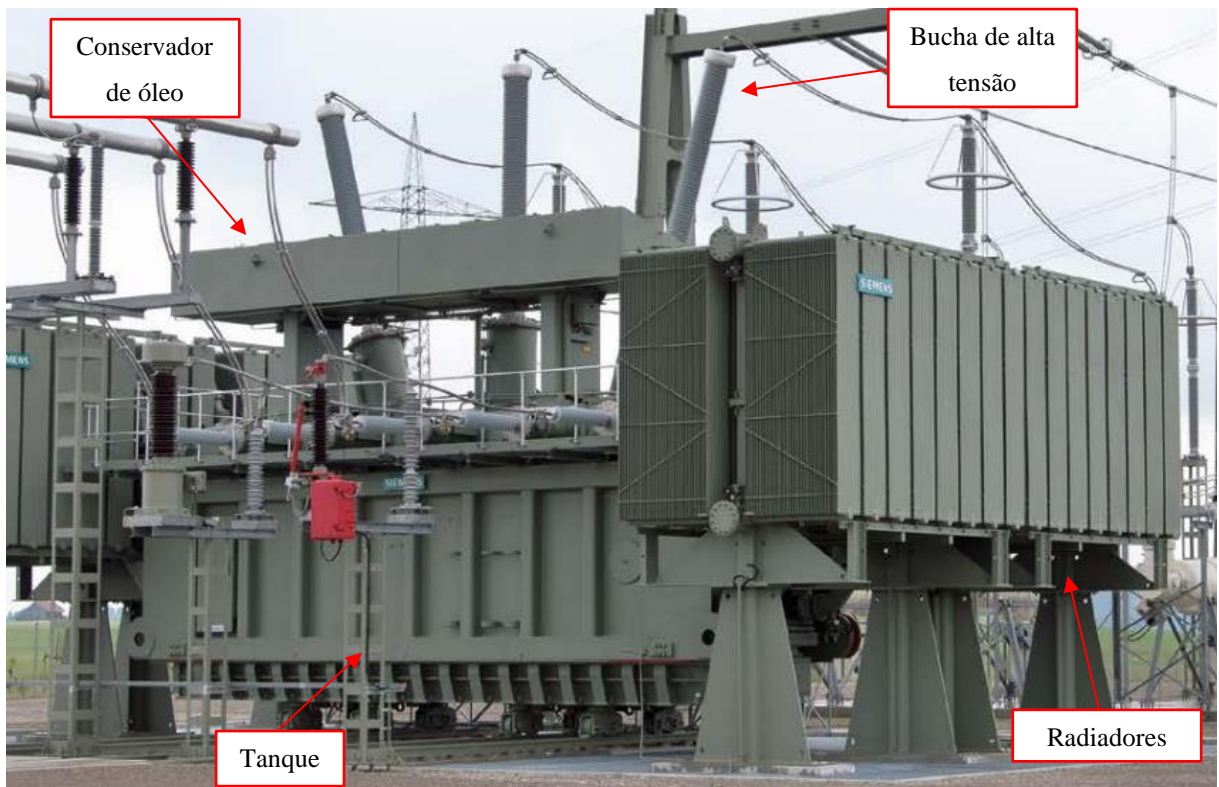


Figura 2.9 Parte externa do transformador de potência com indicação dos principais elementos (SIEMENS AG, 2018)

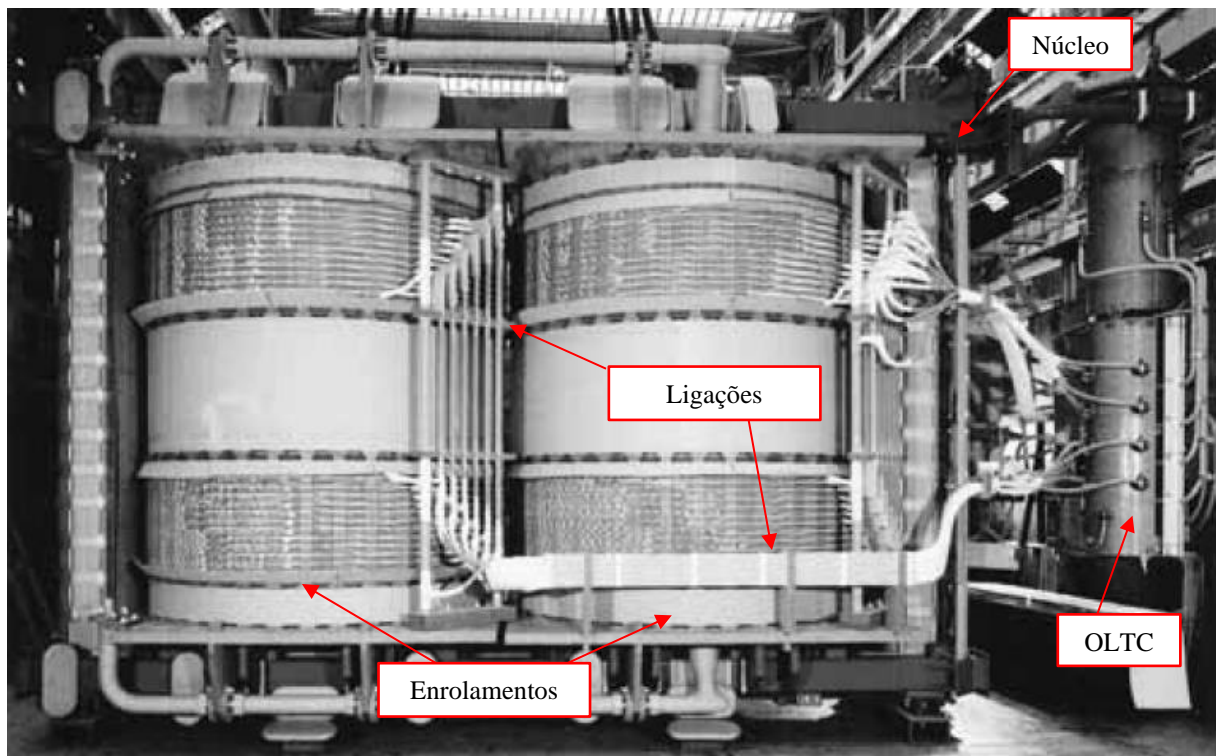


Figura 2.10 Parte interna do transformador de potência com indicação dos principais elementos (HEATHCOTE, 1998)

Já os principais elementos internos do transformador são indicados na figura 2.10 e têm suas funções resumidas a seguir:

- ❖ Núcleo: feito de chapas aço com partículas de silício, carrega o fluxo magnético gerado pelos enrolamentos através de um caminho de baixa relutância (menor perdas).
 - ❖ Enrolamentos: feitos de cobre, carregam as correntes dos sistemas de alta e baixa tensões e alteram as tensões conforme utilização na rede elétrica.
 - ❖ Ligações: fazem a interface da saída dos enrolamentos com o comutador sob carga, comutador sem carga ou saída de buchas, através de cabos e conexões.
 - ❖ OLTC (*On Load Tap Changer*): o comutador sob carga realiza mudanças de tensões com o transformador em operação.
 - ❖ Parte Ativa: é o nome designado à parte interna do transformador, composto por núcleo + enrolamento + ligações + OLTC.
-

Capítulo 3 - METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE FALHA

No contexto do sistema elétrico, transformadores de potência são itens de elevado valor monetário e seu operador deve decidir quando é economicamente preferível substituí-los ou quando investir em reformas ou reparos. A probabilidade esperada de falha de um transformador é frequentemente usada nesta determinação.

A publicação dos estudos de análise de falha está focada, em sua grande maioria, na análise de modo e causa de falha, que são os resultados finais dos estudos, sendo a base para a maior parte das análises a norma (IEEE C.57.125, 1991) que tem como objetivos principais: estabelecer procedimento de coleta de dados para que informações cruciais não sejam perdidas, prover metodologia para determinação de provável falha e dispor de suficientes diretrizes, exemplos e casos para promover uniformidade nas análises de falha. Entretanto, pouca atenção é dispensada ao processo de início da análise de falha, ou seja, a fase de inspeção em campo.

O motivo da falta de registro de processos de inspeção em campo seria que a vistoria *in loco* do transformador ocorre de forma prática, com instruções de segurança, cuidados e pontos importantes a inspecionar sendo passados do inspetor mais experiente para o menos experiente, sem formalização de procedimentos. Apesar de bastante minuciosa a norma (IEEE C.57.125, 1991) tem 30 anos desde o seu lançamento. Desde então algumas mudanças, principalmente de segurança no trabalho, têm sido implementadas, sendo um dos objetivos deste trabalho complementar o conteúdo desta norma com as novas práticas vividas em campo.

Cabe mencionar que devido ao desenvolvimento da robótica, tornou-se disponível no mercado dispositivo com capacidade de navegação no óleo do transformador conseguindo registrar vídeos e fotos de partes internas imersas em óleo isolante. Com um formato retangular e medidas de 18 x 20 x 24 cm, o robô é equipado por 4 propulsores e pode ser visto na figura 3.1.



Figura 3.1 Robô inspetor de transformador (ABB, 2018).

Dentre as vantagens estão segurança, que elimina a presença humana em ambiente confinado e o custo, que resulta em menor tempo de parada. Como desvantagens, gera bolhas reduzindo a rigidez dielétrica do óleo isolante (PANOV et al., 2014) quando em velocidades elevadas de deslocamento e, tendo o raio de giro grande, dificulta a flexibilidade de navegação do robô dentro do transformador. Modelos *fuzzy* (SINGH et al, 2020) estão sendo desenvolvidos para otimização de tráfego do robô e detecção de áreas com anormalidades.

Pesquisas para robôs imersos em água estão sendo realizados em maior intensidade com aplicações em exploração marinha, segurança nacional e ambientes arriscados (SAHU & SUBUDHI, 2014). Muitos avanços em termos de desempenho de movimento, propulsão, estabilidade e velocidade de robôs imersos em água têm sido constatados nos últimos anos (HE et al., 2019, GU & GUO, 2017) e que, com algumas adaptações, poderiam ser aplicados no contexto do transformador imerso em óleo.

Tal forma de inspeção ganhará importância à medida que as fragilidades tecnológicas atuais forem resolvidas e questões de segurança de pessoal forem avançando, sendo, por enquanto, a inspeção presencial a atual forma mais eficiente de se realizar uma inspeção.

A análise de falha em transformadores se inicia com as análises preliminares da falha ou defeito do equipamento, sendo em seguida realizada a inspeção em campo. Quando há a possibilidade de inspeção interna precauções adicionais devem ser tomadas.

Após a coleta de informações e inspeção em campo é elaborada uma lista de documentos específica com o intuito de determinar a causa da falha do transformador. Dentre a documentação a ser solicitada entre os mais importantes está o histórico da análise do óleo. Quando apresentado anterior à inspeção em campo pode servir de guia para inspeção interna do transformador. O fluxo de informações até a determinação de falha será apresentado logo a seguir.

Este capítulo sistematiza a metodologia atualizada para análise de falhas em transformadores compreendendo:

- ❖ O fluxo completo de investigação da falha, desde o aviso de falha, passando pela inspeção em campo até chegar à conclusão acerca da causa raiz da falha;
- ❖ Observações importantes anterior, no momento e após inspeção interna no transformador;
- ❖ Documentos relevantes para determinação da causa da falha;
- ❖ Proposição de novo processo de análise de histórico gás-cromatográfico e físico-químico do óleo isolante considerando as normas vigentes (ABNT NBR 7274, 2012, IEEE C.57.104, 2008 e ABNT NBR 10576, 2012).

3.1. PROCEDIMENTO APLICADO À ANÁLISE DE CAUSA DA FALHA

A investigação de falha começa normalmente após o transformador ter sido desligado por um dispositivo de proteção, ou quando há indícios que o equipamento não pode continuar operando. As diversas definições de falha e defeito estão em (CIGRÉ, 2015). A investigação de falha é composta de três principais fases: preparação, inspeção e conclusões.

A preparação se inicia quando a notificação de falha é recebida. Logo então, toda documentação disponibilizada até o momento é analisada, são realizados os contatos para

viabilização da inspeção em campo, em conjunto com todas as instruções iniciais, tais como: remover óleo, proteger partes eventualmente expostas contra umidade, entre outros procedimentos que venham prejudicar a análise e diagnóstico da falha. Trata-se de um procedimento padrão, realizado logo após a falha.

A inspeção em campo é uma etapa importante na análise da falha, ocasião em que se coletam informações cruciais sobre o ocorrido e sobre o equipamento, tais como: condições da ocorrência da falha, quais proteções atuaram, se houve registros oscilográficos, lista de eventos, se há registro de análises de óleo disponível, se houve ou não ensaios elétricos após falha, entre diversas outras informações importantes para análise. Vale destacar ainda, que após a inspeção em campo, a coleta e análise de informações sobre o histórico de operação do transformador representam uma etapa decisiva na determinação da causa da falha.

Assume-se que o fluxograma da norma IEEE C57.125-1991, reproduzido no Anexo B, tenha sido aplicado como procedimento para coleta de informações, tais como condições externas do transformador após falha, proteções acionadas, ensaios elétricos e análises do óleo. O presente trabalho inicia o foco na inspeção interna do transformador no fluxograma do Anexo B – passo “tabela 8”.

As metodologias para determinação da análise de causa e idade do transformador são resumidas no fluxograma na figura 3.2.

Com base neste fluxograma a avaliação da causa da falha e vida útil do transformador são determinados, iniciando-se pelo registro das informações apresentadas pelos relatos sobre o evento, registros fotográficos do equipamento e uma avaliação preliminar sobre as causas mais plausíveis da falha.

Considerando o estado do equipamento para inspeção, durante a vistoria inicial, o transformador pode se apresentar nas seguintes condições:

- ❖ Preenchido com óleo;
 - ❖ Óleo removido, sem acesso visual à parte ativa;
 - ❖ Óleo removido, com acesso visual à parte ativa;
 - ❖ Óleo removido, com acesso presencial à parte ativa.
-

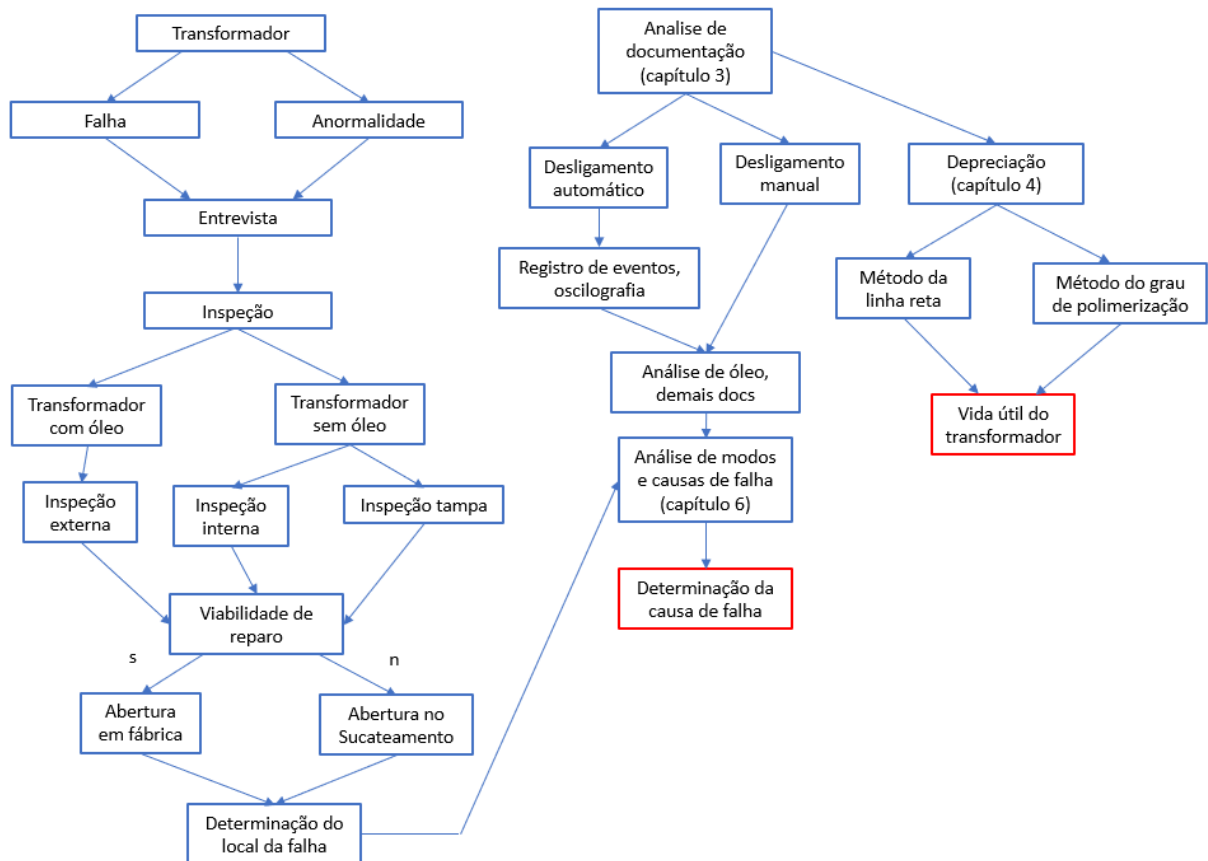


Figura 3.2 Fluxograma para determinação de análise de causa de falha e idade do transformador (AUTOR)

Em todas as possibilidades destacadas, é possível avaliar a possibilidade de reparo do transformador. Caso o reparo seja possível, é realizada a abertura e desmontagem em fábrica para constatação detalhada dos danos. No caso da inviabilidade do reparo, a exposição e desmontagem da parte interna do transformador é feita na ocasião de seu sucateamento.

Caso não seja possível a inspeção interna, avalia-se a parte externa sobre eventual ocorrência de combustão, quebra ou vazamento nas buchas, possível abaulamento no tanque, entre outras anormalidades visuais também na parte externa do transformador. Caso a inspeção interna seja possível, algumas medidas visando a segurança dos recursos humanos técnicos e do equipamento devem ser consideradas. Tais procedimentos de segurança são abordados ao longo deste capítulo.

Após a finalização da vistoria preliminar, é realizada uma primeira avaliação sobre as causas mais plausíveis da falha e elaborada uma lista de documentos, comumente denominada *Document Requested List* – DRL. A análise das informações recebidas permite conhecer a condição a priori do transformador por meio do histórico de manutenções e sobre o que ocorreu no instante da falha, mediante de registros de eventos e oscilográficos. Vale destacar que se a atuação da proteção é realizada de forma automática, o intervalo da falha por intermédio de oscilografia é registado. Por outro lado, se o desligamento é realizado de forma manual, não haverá tal registro.

Quanto às informações recebidas, há o histórico de análise de óleo, a priori e posteriori ao evento. A análise cromatográfica e físico-química do óleo revela informações sobre o modo de operação anterior à falha, i.e., se o transformador operava de forma adequada ou em condições de sobrecarga ou de maneira inapropriada. Para tanto, são utilizadas normas nacionais e internacionais para análise do óleo (ABNT NBR 7274, 2012; ABNT NBR 10576, 2012; IEEE C57.104, 2008).

A análise da documentação recebida juntamente às vistorias permite avaliar os modos e possíveis causas da falha do transformador. Comparados ao banco de informações de casos semelhantes e consulta à literatura disponível se determina a causa da falha no transformador. No capítulo 6 são detalhados os modos e causa de falhas mais comuns em transformadores.

Em alguns casos são solicitados cálculos para depreciação do transformador, de forma a determinar o valor atual do equipamento. Torna-se então necessário o cálculo da idade do transformador. São utilizados dois métodos para este fim: o da linha reta e o grau de polimerização. Os detalhes dos conceitos e contabilizações são demonstrados no capítulo 4.

3.2. INSPEÇÃO INTERNA NO TRANSFORMADOR

Na possibilidade de inspeção interna como ferramenta para determinação de causa de falha do transformador, geralmente com potências superiores a 100 MVA e tensões superiores a 230 kV, é necessário se atentar aos seguintes pontos:

Antes de entrar no transformador:

- ❖ Necessária a conclusão de treinamentos específicos e cumprir as disposições descritas nas normas para acessos às áreas energizadas (NR-10, 2019), trabalho em altura (NR-35, 2019) e espaço confinado (NR-33, 2019). De acordo com Ministério da Economia do Brasil (MEB, 2021), as normas regulamentadoras (NR) são disposições complementares ao Capítulo V (Da Segurança e da Medicina do Trabalho) do Título II da Consolidação das Leis do Trabalho (CLT), descrita na Lei nº 6.514, de 22 de dezembro de 1977. As NRs descrevem as obrigações, direitos e deveres a serem cumpridos por empregadores e empregados, no âmbito de garantir o desenvolvimento das atividades de trabalho de forma segura e mais salubre possível, bem como a prevenção de doenças e eventuais acidentes de trabalho.
 - ❖ Definir a equipe de entrada e supervisão, de preferência em duplas, antes da incursão no interior do transformador. É importante ressaltar que essa operação é realizada com apoio da equipe de segurança da instalação;
 - ❖ Estudar os acessos e caminhos a serem percorridos dentro do transformador, lembrando sempre que o transformador é passível de reparo e que o apoio ao peso do corpo deve ser feito em partes sólidas, sem prejuízo às isolações frágeis da parte ativa;
 - ❖ Verificar forma de remoção de inspetor inconsciente;
 - ❖ Verificar a umidade do ar, abrindo as tampas de inspeção apenas quando a umidade do ar for menor que 70% e as condições climáticas atuais não indicarem chuva;
 - ❖ Realizar a medição de gases dentro do transformador, caso o oxigênio esteja entre 19,5 e 23%, não haja presença de monóxido de carbono e outros gases tóxicos, a entrada é permitida;
 - ❖ Abrir o máximo de tampas de inspeção para máxima circulação de ar externo, para aumentar a oxigenação e injeção de ar seco em áreas afastadas da tampa de inspeção.
-

Na tampa de inspeção de acesso:

- ❖ Retirar todos os objetos metálicos do corpo (brinco, relógio, anéis, etc.).
- ❖ Vestir roupa de polietileno de alta densidade amarela impermeável, ou branca permeável, e botas de borracha ao entrar no transformador. Tal medida tem como objetivo evitar que impurezas externas, ou aderidas ao próprio corpo do examinador contaminem o recinto interior do transformador;
- ❖ Registrar os itens utilizados no interior do transformador, e.g. câmera fotográfica, lanternas, ferramentas, panos, entre outros.

Dentro do transformador

Uma vez dentro do transformador, a equipe de inspeção deve seguir algumas diretrizes importantes:

- ❖ A medição de oxigênio deve manter-se sempre em valores apropriados, sendo que em qualquer sinal de alarme de falta de oxigênio, a inspeção deve ser interrompida;
 - ❖ Em caso de falta de ar, sair imediatamente do transformador;
 - ❖ Manter-se hidratado;
 - ❖ Interromper a inspeção caso haja início de precipitação de chuva ou a umidade do ar ultrapassar 70%;
 - ❖ Atentar-se ao tocar nas partes sólidas no interior do transformador, evitando danificar componentes com isolamento frágil;
 - ❖ Procurar por traços de carbonização ou partículas de cobre nas superfícies horizontais, tais como fundo do tanque, quadro de ligações, suportes e placas de prensagem de enrolamentos, entre outros;
 - ❖ Verificar se há oxidações ou água livre em superfícies, coloração anormal de partes de conexões e aterramentos e afrouxamento de conexões;
 - ❖ Verificar se os enrolamentos estão íntegros com cilindros e capas sem danos, bem como os calços e elementos de prensagem estão alinhados;
 - ❖ Verificar se contatos e conexões dos comutadores com e sem carga estão em condições adequadas;
 - ❖ Ao sair do transformador, certificar-se de que todos os itens e ferramentas foram retiradas do interior do equipamento.
-

3.3. LISTA DE DOCUMENTOS (*DRL – DOCUMENT REQUESTED LIST*)

Após vistoria inicial é elaborada uma solicitação de documentação com o intuito de esclarecer as condições anterior e durante ocorrência de forma a subsidiar a caracterização da causa da falha, conforme listado e brevemente descrito a seguir:

- ❖ Diagrama unifilar geral e de comando e controle da Subestação: descreve a posição do transformador na subestação e os seus equipamentos de proteção, controle e medição adjacentes.
 - ❖ Lista de eventos de proteção: quando há atuação automática da proteção as leituras realizadas pelo sistema de proteção e controle tais como percepções e mudanças de estado do transformador e de seus equipamentos adjacentes são registradas de forma cronológica.
 - ❖ Oscilografias: são as leituras de tensão e corrente no momento logo anterior, durante e logo posterior à falha coletadas nos transformadores de potencial e de corrente adjacentes ao transformador. Geralmente, junto aos oscilogramas há a indicação das proteções atuadas e seus intervalos de atuação.
 - ❖ Histórico gascromatográfico e físico-químico do óleo: são os registros das análises das coletas de óleo realizadas durante a vida do transformador, tratando-se de item importante na análise de falha do transformador. Sendo assim, tais métodos de análise serão detalhadas a posteriori ao longo deste capítulo.
 - ❖ Histórico de manutenção: registro de intervenções no transformador, tais como substituição de componentes, tratamento de óleo, eliminação de vazamento de óleo, ensaios elétricos nos enrolamentos e buchas e térmicos na parte externa, entre outros.
 - ❖ Ensaio elétrico pós-falha: é uma forma indireta de inferir falhas nos enrolamentos, comutador e buchas do transformador, com medições de resistência de isolamento no núcleo e enrolamentos, resistência ôhmica nos enrolamentos, relação de transformação nos enrolamentos, bem como fator de potência e capacitância nas buchas. Diversas técnicas de ensaio pós-falha podem ser encontradas em (OMICRON, 2020).
 - ❖ Orçamentos de reparo do transformador: de forma a verificar a viabilidade do reparo são solicitados orçamentos a diversos fornecedores. Caso o reparo seja inviável, em termos técnicos e econômicos, são solicitados orçamentos de transformadores novos com mesmas características do equipamento avariado.
-

Além dos itens anteriores, dependendo das informações coletadas durante a vistoria inicial, pode-se solicitar os seguintes documentos adicionais:

- ❖ Especificação técnica e folha de dados do transformador: solicita-se quando há suspeita de falha construtiva do equipamento.
- ❖ Histórico da quantidade de comutação de *taps* do comutador sob carga e análise físico-químico do óleo do comutador: solicita-se quando há suspeita de falha no comutador sob carga.
- ❖ Registro de impacto: solicita-se quando há avaria durante o transporte.
- ❖ Análise laboratorial: durante a inspeção em campo, coleta-se peças ou partes do transformador para análises adicionais, tais como grau de polimerização, micrografia, tração, entre outros.
- ❖ Catálogo técnico de componentes e acessórios: solicita-se quando há suspeita de que a falha tenha se iniciado em comutador sob carga, buchas, relés de comando e controle, entre outros.

Uma discussão mais detalhada sobre os documentos elencados anteriormente será realizada no capítulo 5, por meio de dados obtidos em casos reais de inspeção em campo e apuração da documentação relativa ao equipamento. Apesar da lista elencada anteriormente, destaca-se que nem sempre todas as informações solicitadas são apresentadas, entretanto, a análise deve prosseguir com a documentação disponibilizada.

3.4. ANÁLISE DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE

A análise do histórico do óleo isolante é uma ferramenta bastante útil para verificar as condições de trabalho do transformador. São utilizados os métodos gascromatográfico e físico-químico, os quais estão diretamente ou indiretamente relacionados a deterioração das propriedades da isolação líquida e sólida do transformador. Nesta seção, são descritas as principais técnicas de análise das normas existentes, sendo que a seleção e organização de suas principais partes criará um novo procedimento, que será discutido a seguir.

3.4.1. ANÁLISE GASCROMATOGRÁFICA

A deterioração de materiais dielétricos, tais como óleo e papel, leva à produção de gases dissolvidos no óleo isolante, que variam na sua concentração e composição em função das condições de operação. Os gases comumente encontrados no óleo de transformadores em operação são: oxigênio (O_2), hidrogênio (H_2), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) e acetileno (C_2H_2).

De acordo com a ANBT, os óleos minerais isolantes são feitos de uma mistura de diferentes hidrocarbonetos contendo CH_3 , CH_2 e grupos CH mantidos unidos pelas ligações moleculares carbono-carbono. A cisão de algumas das ligações C-H e C-C pode ocorrer como um resultado de falhas térmicas e elétricas, formando hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) e acetileno (C_2H_2) (ANBT, 2012).

Falhas caracterizadas por baixa energia favorecem o acúmulo de hidrogênio, enquanto etileno é formado em temperaturas acima de $500\text{ }^\circ\text{C}$, durante falhas com maior quantidade de energia dissipada. O acetileno é gerado durante a ocorrência de arcos elétricos, resultando em grande dissipação de energia e temperaturas acima de $1000\text{ }^\circ\text{C}$. A presença de monóxido e dióxido de carbono (CO e CO_2 , respectivamente) são sinais de oxidação ou degradação acelerada do óleo ou isolação celulósica devido à elevação abrupta de taxa de geração.

Os gases misturados no óleo mineral isolante podem ser extraídos a partir da técnica de gascromatografia (PATIL, 2020). Tanto em condição de operação regular do transformador com geração de gases combustíveis progressiva e contínua, quanto após a falha repentina do equipamento, a análise cromatográfica do óleo isolante é uma das principais ferramentas na análise de falha de grandes transformadores de potência.

A seguir será detalhado método desenvolvido pelo autor deste trabalho para prever possíveis localizações de falha no transformador através das normas técnicas vigentes (ABNT, 2012; IEEE, 2008). A análise é desenvolvida ao longo de três etapas conforme descrita a seguir:

1ª etapa: classificação de concentração de gases combustíveis

Primeiramente, a concentração total de gases combustíveis presente no óleo deve ser analisada conforme a tabela 3.1.

0 – 400 ppm	Concentração de combustíveis baixa
400 – 900 ppm	Concentração de combustíveis médio
900 – 1500 ppm	Concentração de combustíveis significativa
1500 – 2500 ppm	Concentração de combustíveis alta
Acima 2500 ppm	Concentração de combustíveis muito alta

Tabela 3.1 Concentração total de gases combustíveis (ABNT, 2012)

Caso a concentração de gases combustíveis tenha sido baixa ou média, e não tenha sido notada qualquer variação brusca de geração de gases combustíveis durante a amostragem coletada, a análise é finalizada, concluindo-se pela normalidade da operação do equipamento pré-falta.

Caso a concentração de gases combustíveis seja classificada como média, significativa, alta ou muito alta e/ou tenha havido a variação brusca da geração de gases combustíveis, passa-se à 2ª etapa.

2ª etapa: cálculo de taxas por quantidade de gases específicos e classificação de defeitos.

Após a quantificação da concentração de gases combustíveis, calcula-se as taxas entre os hidrocarbonetos gasosos relacionando-os aos possíveis defeitos. Para as análises são selecionados quatro métodos:

a) Método ABNT NBR 7274 (2012)

Cada uma das sete classes de defeitos conduz para uma das características padrão da composição de hidrocarbonetos gasosos, a qual pode ser traduzida para uma tabela de interpretação de análise de gases dissolvidos, como a recomendada na tabela 3.2 e baseada no uso de três relações básicas de cinco gases: hidrogênio (H₂), metano (CH₄), etano (C₂H₆), etileno (C₂H₄) e acetileno (C₂H₂).

Caso	Falha característica	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
DP	Descargas parciais	NS	< 0,1	< 0,2
C1	Centelhamento	0 – 0,6	0,1 – 1	< 1
D1	Descargas de baixa energia	> 1	0,1 – 0,5	> 1
D2	Descargas de alta energia	0,6 – 2,5	0,1 – 1	> 2
T1	Sobreaquecimento T < 300 °C	< 0,01	> 1	< 1
T2	Sobreaquecimento 300 °C < T < 700 °C	< 0,1	> 1	1 - 4
T3	Sobreaquecimento T > 700 °C	< 0,2	> 1	> 4

Tabela 3.2 Classificação de falhas (ABNT, 2012)

Os defeitos apontados a partir desta norma, são descritos como (ABNT, 2012):

- DP significa descargas parciais do tipo plasma frio (corona), resultando em possível cera X depositada no isolamento celulósico ou do tipo centelhamento, induzindo perfurações carbonizadas no papel, que podem não ser facilmente visualizadas;
- C1 indica centelhamento ocorrido entre partes metálicas na forma de ruptura dielétrica de alta densidade de ionização;
- D1 refere-se a descargas de baixa energia, em óleo e/ou papel, evidenciada pela larga carbonização perfurante através do papel, carbonização da superfície do papel (trilha) ou partículas de carvão no óleo (como na operação de mudança de *tap* do comutador);
- D2 refere-se a descargas de alta energia, em óleo e/ou papel, com potência evidenciada pela extensiva destruição e carbonização do papel, fusão do metal, extensiva carbonização do óleo e, em alguns casos, atuação da proteção do equipamento, confirmando a alta corrente;
- T1 indica sobreaquecimento, no óleo e/ou papel abaixo de 300 °C, o papel torna-se escurecido e suas propriedades isolantes podem estar comprometidas;
- T2 indica sobreaquecimento, no óleo e/ou papel, sendo que acima de 300 °C o papel torna-se carbonizado;

-
- T3 indica sobreaquecimento acima de 700 °C, há evidência de carbonização do óleo, coloração do metal (800 °C) ou fusão do metal (>1000 °C), sendo que o incremento do valor da quantidade de C₂H₂ pode indicar temperatura do ponto quente acima de 1000 °C.

b) Método IEEE C57.104– Gás chave (2008);

Este método descreve a assinatura de determinadas faltas em função da presença e concentração de gases típicos, gerados a partir de determinados níveis de temperatura do óleo (IEEE, 2008). Os gases significantes e proporções são chamados gases chaves. A figura 3.3 mostra a proporção relativa em porcentagem de cada gás.

A seguir são descritas as indicações dadas na figura 3.3:

- Efeito térmico no óleo, principal gás etileno – decomposição dos produtos incluindo etileno e metano, junto com pequenas quantidades de hidrogênio e etano, com traços de acetileno, podem ser formados se a falta é severa ou envolve contatos elétricos;
 - Efeito térmico na celulose, principal gás monóxido de carbono – grande concentração de dióxido e monóxido de carbono estão envolvidas com celulose superaquecida, em conjunto com a produção de gases hidrocarbonetos, tais como metano e etileno, são formados se a falta envolve uma estrutura impregnada com óleo;
 - Efeito elétrico por descargas parciais, principal gás hidrogênio – descargas elétricas de baixa energia produzem hidrogênio e metano, com menores quantidades de etano e etileno, pode haver também a presença de monóxido e dióxido de carbono, resultante de descargas disruptivas na celulose;
 - Efeito elétrico por ocorrência de arco elétrico, principal gás acetileno – grandes concentrações de hidrogênio e acetileno são produzidas, com menores quantidades de metano e etileno, sendo que gases como monóxido e dióxido de carbono podem ser formados se a falta envolve a celulose do transformador, o óleo pode ainda ser carbonizado nesses casos.
-

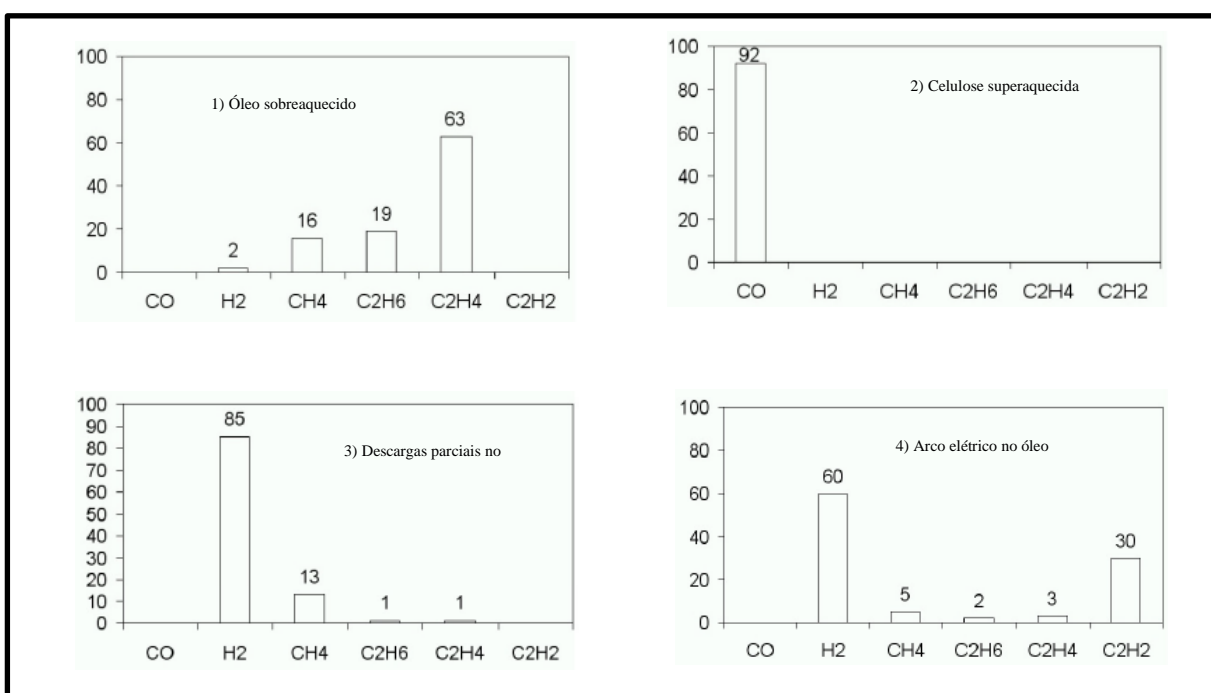


Figura 3.3 Avaliação por gases chaves com porcentagem de gases combustíveis com características de 1) óleo sobreaquecido, 2) celulose superaquecida, 3) descargas parciais no óleo e 4) arco elétrico no óleo. (IEEE, 2008)

c) Método IEEE C57.104– Doernenburg (2008)

Após realizado um corte de acordo a quantidade mínima de gases combustíveis individualmente em ppm ($H_2 > 100$, $CH_4 > 120$, $CO > 350$, $C_2H_2 > 1$, $C_2H_4 > 50$ e $C_2H_6 > 65$), a análise é realizada utilizando-se a relação de gases combustíveis para indicar um possível tipo de falha, conforme tabela 3.3.

Suggested fault diagnosis	Ratio 1 (R1) CH_4/H_2		Ratio 2 (R2) C_2H_2/C_2H_4		Ratio 3 (R3) C_2H_2/CH_4		Ratio 4 (R4) C_2H_6/C_2H_2	
	Oil	Gas space	Oil	Gas space	Oil	Gas space	Oil	Gas space
1. Thermal decomposition	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
2. Partial discharge (low-intensity PD)	<0.1	<0.01	Not significant		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
3. Arcing (high-intensity PD)	>0.1 to <1.0	>0.01 to <0.1	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

Tabela 3.3 Classificação de falhas pelo Método de Doernenburg (IEEE, 2008)

Nota-se que nas colunas são calculadas 4 relações de gases combustíveis, sendo que em cada relação há a separação entre a análise realizada no óleo ou no relé de gás. A partir dos resultados das relações de gases são geradas

três situações de anormalidade: 1. Decomposição térmica, 2. Descargas parciais de baixa intensidade e 3. Arco elétrico ou descargas parciais de baixa intensidade.

d) Método IEEE C57.104– Rogers (2008)

Diferentemente do método de Doernenburg, não há limites de valor para concentração de gás específico. Além disso, utiliza-se de apenas três relações de gases para o diagnóstico de falha, conforme verificado na tabela 3.4.

Case	R2 C_2H_2/C_2H_4	R1 CH_4/H_2	R5 C_2H_4/C_2H_6	Suggested fault diagnosis
0	<0.1	>0.1 to <1.0	<1.0	Unit normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Low-energy density arcing—PD ^a
2	0.1 to 3.0	0.1 to 1.0	>3.0	Arcing—High-energy discharge
3	<0.1	>0.1 to <1.0	1.0 to 3.0	Low temperature thermal
4	<0.1	>1.0	1.0 to 3.0	Thermal <700 °C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Thermal >700 °C

Tabela 3.4 Classificação de falhas pelo Método de Rogers (IEEE C57.104,2008)

Nota-se que as relações de gases são idênticas às da norma ABNT, 2012. Já os valores limites utilizados para cada diagnóstico de falha divergem ligeiramente. A classificação da falha para o método de Rogers é a seguinte: arco elétrico de baixa intensidade (descargas parciais), arco elétrico de alta intensidade, falha térmica de baixa temperatura, térmica < 700 °C e térmica > 700 °C.

3ª etapa: Confronto do resultado dos 4 métodos

Após a obtenção dos resultados a partir dos quatro métodos descritos, os dados obtidos são analisados em conjunto e correlacionados, para fins de determinar os possíveis pontos de falha e nível de intensidade, i.e.: leve, com descargas parciais ou sobreaquecimento com temperaturas abaixo de 300 °C; ou severo, com arco elétrico e temperaturas superiores a 1000 °C.

Geralmente os resultados da análise cromatográfica inferem à ilustração do que será encontrado na inspeção em campo. Transformadores com operação regular e falhas repentinas, com alta taxa de geração de gases combustíveis, indicam fusão de partes metálicas

e carbonização de material isolante. Neste tipo de inspeção, geralmente a falha é aparente, de mais fácil detecção.

Em contrapartida, há casos em que o incremento de gases combustíveis é gradual, mas crescente, chegando a níveis em que o operador decide pela remoção manual do transformador. Dependendo dos gases gerados e histórico de equipamentos semelhantes, a inspeção é guiada a determinadas partes específicas, tais como conexões de buchas e comutadores sob carga.

Vale comentar os quatro métodos apresentados separadamente servem para detectar falhas evidentes após a suas ocorrências. Entretanto, quando se nota uma anormalidade na operação do equipamento através do histórico de análise cromatográfica, na maioria das vezes, apenas um método não é efetivo para a localização da falha, sendo o método descrito anteriormente o mais adequado para o fim proposto.

3.4.2. ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA

De acordo com ABNT NBR 10576 (2012), o óleo mineral isolante em serviço está sujeito à deterioração devido às condições de uso, visto que está sujeito às reações de oxidação devido à presença de compostos metálicos, que agem como catalisadores. Como consequência, podem ocorrer mudanças de cor, formação de compostos ácidos e, em estágio avançado de oxidação, precipitação de borra, que pode prejudicar as propriedades elétricas do equipamento.

Além dos produtos do processo de oxidação, outros contaminantes como água e partículas sólidas podem se acumular no óleo durante a operação, alterando gradativamente as propriedades elétricas e diminuindo a vida útil do transformador. A presença de contaminantes, e qualquer produto de oxidação do óleo, é indicada por alterações nas propriedades físico-químicas, tais como: rigidez dielétrica e teor de água.

A rigidez dielétrica representa a capacidade do óleo de isolar eletricamente as partes internas do transformador. O óleo limpo e sem presença de água mostra-se um excelente isolante elétrico, caracterizado por uma alta rigidez dielétrica. Todavia, a presença de água livre ou dissolvida no óleo, em conjunto com partículas sólidas, reduzem significativamente a rigidez

dielétrica (ABNT, 2012). Nessa forma, a medida de rigidez dielétrica é útil para monitorar a presença de contaminantes, água e partículas no óleo.

Quanto ao teor de água no interior dos transformadores, é importante destacar que esses equipamentos são secos durante o processo de fabricação até que as medições demonstrem teor de umidade na isolação celulósica inferior à 0,5 %, dependendo também dos requisitos do comprador e do fabricante. (ABNT, 2012). Para a interpretação correta do teor de umidade, o valor deve ser corrigido em função da temperatura de amostragem. Por razões práticas, a temperatura definida é ajustada em 20 °C, sendo a equação de correção (ABNT, 2012):

$$f = 2,24 e^{(-0,04t_s)} \quad (3.1)$$

Em que f o fator de correção e t_s é a temperatura da amostra de óleo, no momento da coleta, expressa em °C. Os valores limites para a rigidez dielétrica e teor de água em função da tensão do equipamento são descritos na tabela 3.5.

Característica	Método de ensaio	< 69 kV	≥ 69 kV ≤ 230 kV	> 230 kV
Aparência	Visual	Claro, isento de materiais em suspensão		
Rigidez dielétrica, kV eletrodo tipo calota, mín.	ABNT NBR IEC 60156	40	50	60
Teor de água, ppm, máx. (corrigido para 20 °C)	ABNT NBR 10710	10	8,0	6,0

Tabela 3.5 Limites para rigidez dielétrica e teor de água do óleo mineral de transformadores (ABNT, 2012)

3.5. CONCLUSÃO

Neste capítulo foi detalhado fluxo para determinação de causa da falha, iniciando-se pela análise prévia de informações, inspeção e coleta de informações em campo, com um guia de inspeção interna com as melhores práticas da atualidade, nos quesitos de segurança pessoal, conservação do equipamento e localização da falha primária, quando há condições para a sua realização.

Após inspeção em campo, em que há visualização dos danos e a busca pelo ponto de falha inicial, há a solicitação completa de informações e emissão da DRL em que constam informações básicas da instalação, histórico da ocorrência com lista de eventos, oscilografia, ensaio elétrico e manutenções realizadas. Dependendo do perfil de falha do transformador são determinadas documentações específicas.

Dentre as informações solicitadas está a análise cromatográfica do óleo, que reproduz parte da vida de operação do transformador. Quando disponibilizada anteriormente à inspeção interna do transformador pode ser de bastante utilidade na localização da falha, por meio de análise gases combustíveis, cálculo de relação entre hidrocarbonetos e comparação dos diversos métodos atualmente existente nas normas brasileiras e americana (ABNT, 2012; IEEE, 2008). Neste contexto específico foi desenvolvido método para se estimar se as condições previamente à ocorrência encontravam-se adequadas, se está havendo um pequeno centelhamento ou se houve uma descarga elétrica interna com destruição de diversas partes do transformador.

Em posse da documentação disponibilizada são avaliados modos e causas de falha. Comparados ao banco de informações de casos semelhantes e consulta a literatura disponível determina-se a causa da falha do transformador. No capítulo 5 será demonstrada a efetividade da aplicação do fluxo desenvolvido neste capítulo, incluso o da análise cromatográfica e no capítulo 6 serão discutidas de forma detalhada as localizações, modos e causa de falha em transformadores.

Capítulo 4 - METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE VIDA ÚTIL

A vida útil do transformador está diretamente relacionada à degradação do material isolante, que basicamente é composto de papel e óleo. O transformador em operação sofre a diminuição da resistência mecânica e grau de polimerização do papel e pode não suportar aos estresses elétricos e mecânicos decorrentes de transitórios eletromagnéticos na rede. A degradação na isolação ocorre principalmente por calor, umidade, oxidação, acidez e depende também da qualidade do material isolante, que pode ser papel *kraft* ou termicamente estabilizado.

Atualmente existem as seguintes formas de monitoramento do envelhecimento de transformadores de potência: indiretas por furano, CO/CO₂ e metanol, que são menos invasivas, porém mais imprecisas; e diretas por resistência mecânica e grau de polimerização, sendo estas técnicas mais precisas, todavia, as amostras podem ser coletadas com o equipamento desligado e desmontado (interrupção da operação). Isto ocorre geralmente na ocasião de eventual rebobinamento completo ou descarte do equipamento, ocasião em que se pode realizar a análise detalhada *post mortem*, caso tenha ocorrido uma falha. Por exemplo, existem diversas referências sobre o grau de polimerização de transformadores de potência *post mortem* (DUVAL et al., 2017, GASSER et al., 2005, RYADI & JALBERT, 2014, LEIBFRIED et al., 2013).

Em quantidade menor, estão disponíveis também estudos *post mortem* mais sistematizados, correlacionando a idade com o grau de polimerização de transformadores com potências diferentes, com medição direta do grau de polimerização e umidade em função da variação da temperatura e medições parciais ao longo de cada fase (FABRE & PICHON, 1960; LEIBFRIED et al., 2004).

A análise da vida útil de transformadores se inicia com a coleta das informações básicas do transformador, tais como ano de fabricação e tempo de operação, inferindo-se assim a idade aparente ou cronológica do equipamento sob análise. Para a determinação da vida real do transformador é necessário inicialmente remover a isolação do condutor do transformador.

Dessa forma, este capítulo sistematiza a metodologia de determinação da vida útil de transformadores por:

- ❖ Cálculo de vida útil e depreciação linear por idade, definido por normas nacionais e internacionais, considerando valor residual do equipamento;
- ❖ Dedução de fórmula de vida útil depreciação por grau de polimerização, definido por correlação entre resistência mecânica e grau de polimerização, considerando valor residual;
- ❖ Remoção de amostras de condutores dos enrolamentos do transformador com definição dos locais a serem removidos;
- ❖ Cálculo para determinação de valor de grau de polimerização com definição de valor médio por condutor e valor mínimo entre condutores de diferentes sistemas;
- ❖ Transformação do fator de vida útil por grau de polimerização em idade por grau de polimerização, podendo-se desta forma, calcular a vida real e teórica de cada transformador;
- ❖ Análise das relações entre idade cronológica e idade por grau de polimerização de 37 transformadores em que foi possível realizar a remoção e ensaios deste parâmetro.

Ao final, serão calculadas as seguintes relações entre idade cronológica e idade por grau de polimerização: média de toda a amostragem e separando por potência menor ou igual a 60 MVA e maior que 60 MVA.

4.1. ISOLAÇÃO DO TRANSFORMADOR

Na maioria dos países, a expectativa de vida média dos transformadores de potência está na faixa de 30 anos. No entanto, a experiência mostra que os transformadores podem permanecer em serviço por 50-60 anos sem falhas, e que os proprietários podem adiar os reinvestimentos (CIGRÉ, 2007). Além disso, um estudo desenvolvido por uma empresa do setor elétrico japonês com 20 transformadores de potência entre 13 e 52 anos, com potência nominal entre 10 a 1000 MVA, e tensão entre 66 a 500 kV, em fase de descomissionamento, mostra que a expectativa vida pode chegar a 70 anos. (SHIMOMUGI, 2019).

Na prática, a vida útil do transformador é determinada pela degradação térmica do seu material isolante. O meio isolante em transformadores de alta tensão consiste em papel enrolado em volta dos condutores nas bobinas do transformador, óleo mineral e cartões de celulose prensados (e.g. cilindros, calços, tiras, entre outros) para isolar as partes das bobinas dos diferentes potenciais existentes.

As principais partes do aparato de isolamento elétrico dos transformadores podem ser vistas na Figura 4.1.

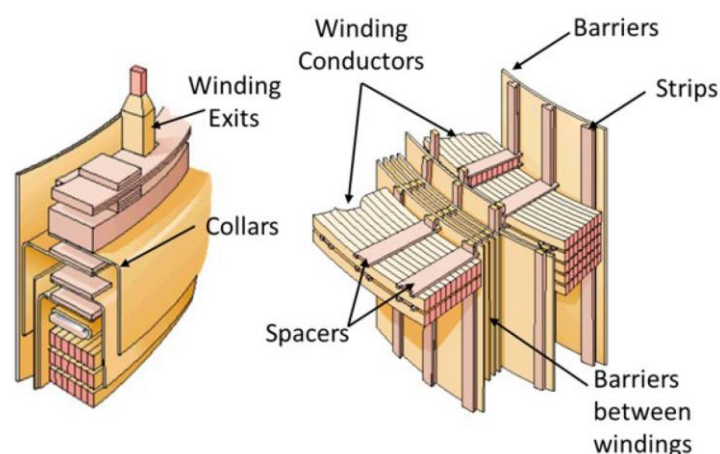


Figura 4.1 Vista em corte isolamento sólida em enrolamentos e sua saída (KAZMIERCZAK, 2020)

O papel e o cartão prensado, ou *pressboard*, são compostos principalmente por celulose, um polímero natural de origem vegetal, contendo aproximadamente 1200 unidades de monômero de glucopyranose $C_6O_5H_{10}$ (DUVAL et al., 2017). A alta resistência à tração da celulose se origina nas extensas ligações de hidrogênio entre as cadeias poliméricas. Fibras supramoleculares de celulose são formadas com 600 a 2000 μm de comprimento, e cerca de 20 μm de diâmetro, dependendo do tipo de madeira utilizada. Essas fibras supramoleculares contêm várias centenas ou milhares de cadeias poliméricas individuais. A figura 4.2, mostra a cadeia de molécula de celulose.

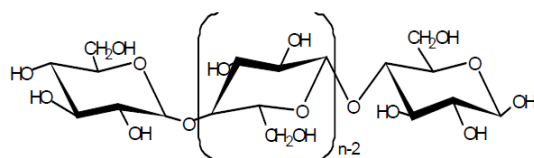


Figura 4.2 Cadeia de molécula de celulose. O grau de polimerização (GP) expressa o número de n (KRAUSE, 2012)

Do ponto de vista térmico, isolações utilizadas no transformador ainda podem ser aprimoradas adicionando-se componentes compostos de nitrogênio. O transformador em operação nominal pode passar de 98 °C com isolação padrão, i.e., *kraft* para 110 °C com isolação de papel melhorado termicamente ou termoestabilizado. (CIGRÉ, 2007).

4.2. DEGRADAÇÃO DA ISOLAÇÃO

A partir do momento em que um transformador é colocado em serviço, tanto o isolamento sólido quanto o líquido iniciam um lento e irreversível processo de degradação. O papel, em particular, diminui a resistência mecânica com a progressão da idade e, em consequência, pode não aguentar as forças de curto-circuito submetidas pela rede elétrica. Dessa forma como é impraticável a realização de testes mecânicos significativos em amostras de papel retiradas de condutores dos transformadores, é mais conveniente medir o grau de polimerização (GP) de tais amostras. O valor de GP é um valor médio dos comprimentos da cadeia das moléculas de celulose dados como um número de anéis de glicose em uma cadeia de celulose (FABRE & PICHON, 1960, SHROFF et al., 1985, EMSLEY et al., 2000).

Cada molécula de celulose é inicialmente composta por aproximadamente 1000-1200 unidades repetidas de um monômero muito semelhante à glicose. À medida que a molécula de celulose se degrada, a cadeia do polímero se rompe e o número médio de unidades repetidas em cada molécula de celulose diminui progressivamente até o fim de vida útil, com valor próximo a 200 (SHROFF & STANNETT, 1985, EMSLEY et al., 2000). Entretanto, a literatura técnica reporta casos de diversos transformadores com valores de GP menores que 200 operando normalmente (DUVAL et al., 2017). Com essa redução no grau de polimerização da celulose, ocorre uma redução da resistência mecânica da celulose, bem como uma mudança na fragilidade e na cor. Os subprodutos de envelhecimento mais importantes são a produção de dióxido de carbono CO₂, água H₂O, compostos furânicos e borra.

Diversas reações químicas contribuem para a degradação da celulose. Oxidação e hidrólise são as reações mais significativas que ocorrem em equipamentos elétricos preenchidos de óleo. Essas reações dependem das quantidades de oxigênio, água e ácidos que

estão em contato com a celulose. Em geral, quanto maior o nível desses componentes, mais rápidas são as reações de degradação. Além disso, as taxas das reações de degradação são altamente dependentes da temperatura. Com o incremento da temperatura, as taxas de reações químicas aumentam. A seguir são descritos os principais agentes de degradação na isolação.

No que diz respeito ao **calor**, a vida útil da celulose e do óleo é significativamente reduzida em altas temperaturas. De acordo com a regra de *Montsinger*, estabelecida na década de 1930, a vida é reduzida pela metade para cada aumento de temperatura de 6-10 graus, dependendo do material (KUEN, 2010). Por outro lado, a norma IEC 60076-7 (2005) indica que para cada aumento de 6 °C na temperatura, a vida útil do papel é reduzida em cerca de 50% para o intervalo de temperatura de 80 a 140 °C. As elevações de temperatura podem ser resultado do aumento de carga ou de falhas nas partes internas do transformador, as quais podem gerar descargas parciais ou arcos elétricos.

Concernente ao **oxigênio**, o sistema isolado com este gás leva a uma aceleração da taxa de envelhecimento em até 3 vezes em comparação com um sistema sem oxigênio, considerando 3,9% de umidade no isolamento sólido a 85 ° C (KACHLER & HÖHLEIN, 2005). A geração de óxidos de carbono, ou seja, dióxido de carbono e monóxido de carbono, que são encontrados em equipamentos elétricos preenchidos de óleo, é desencadeada pelo oxigênio. Desta forma, é possível determinar a extensão e a taxa de degradação da celulose observando os níveis de óxidos de carbono no óleo em função do tempo (BAKAR et al., 2013, BANOVIC et al., 2015).

No quesito **umidade**, a celulose tem grande afinidade para reter água. Por outro lado, a água tem a capacidade de quebrar as ligações das moléculas de celulose. A água do papel pode migrar para o óleo conforme a temperatura do sistema aumenta, ou o inverso pode acontecer conforme a temperatura do sistema diminui. Para novos transformadores, o teor de umidade da celulose geralmente não é superior a 0,5%. (SHROFF et al., 1985). Além da água que está no papel e no óleo quando um transformador é colocado em serviço, há também água introduzida no sistema devido à contínua oxidação da celulose. Mesmo se o transformador fosse perfeitamente selado, a concentração de umidade do papel continuaria a aumentar devido à degradação do papel (SHROFF et al., 1985, YOSHIDA et al., 1987, VASOVIC et al., 2019). Nota-se que a partir de cerca de 80 °C a umidade contida no isolante “sai” devido provavelmente à pressão de vapor de água. A partir desta temperatura a pressão de vapor da

mistura água-ar é maior que 50% da pressão do vapor da água no seu ponto de ebulição (HÖHLEIN & KACHLER, 2015).

A celulose pode se degradar por um processo conhecido como hidrólise. Durante a hidrólise, a água é consumida para quebrar as cadeias poliméricas das moléculas de celulose. O processo é catalisado por **ácidos**, que estão presentes no óleo, que por sua vez está em contato com a celulose. O teor de ácido do óleo aumenta à medida que o óleo se oxida e, à medida que a acidez aumenta, a degradação da celulose aumenta (LUNDGAARD et al., 2004). A quantidade de geração de ácido também aumenta com o aumento da temperatura (YOSHIDA et al., 1987).

Por último, quanto à **qualidade da celulose**, existem duas qualidades diferentes: papel *kraft* e papel termicamente aprimorado ou estabilizado. O impacto da água e do oxigênio é muito maior no papel *kraft*. Em um transformador, há sempre uma combinação dos dois tipos de celulose como isolamento sólido (KUEN, 2010). O papel termicamente estabilizado, geralmente utilizado no condutor dos enrolamentos, pode reduzir a taxa de envelhecimento por um fator entre 1,5 e 3 em relação ao papel *kraft* não estabilizado. (CIGRÉ, 2007).

Vistos os aspectos que mais influenciam na degradação da isolação, há formas de evitar o envelhecimento precoce de isolação. Uma delas é o tratamento de óleo, em que há remoção de oxigênio, água e ácidos, aumentando assim a vida útil de transformador se comparado com a continuação do óleo não tratado (LUNDGAARD et al., 2004).

4.3. INDICADORES DE CONDIÇÃO DO PAPEL ISOLANTE

Os indicadores de condição do papel são usualmente aplicados à análise da isolação sólida do transformador. Os indicadores mais conhecidos são: grau de polimerização, resistência mecânica e análise do óleo isolante.

A análise do **grau de polimerização** consiste na remoção do papel isolante do transformador nos pontos quentes estimados nos enrolamentos e contabilização das cadeias de

celulose existentes. Esse método de análise é possível a partir da remoção do papel isolante dos enrolamentos, logo, é realizado apenas com o transformador fora de operação.

A análise da **resistência mecânica** é realizada por meio de testes de tração no papel isolante, sem danificá-lo ou rasgá-lo. Assim como o teste aplicado à análise do grau de polimerização, esse teste pode ser realizado apenas com o transformador fora de operação.

Outro indicador das condições do papel isolante é o **furano**. Trata-se de um dos subprodutos do envelhecimento da celulose imersa em óleo mineral isolante e pode ser calculado indiretamente, sem desligar o transformador, por formulação bem estabelecida na literatura técnica (LEIBFRIED et al., 2013). Entretanto, trata-se de um indicador sensível às condições de temperatura e de umidade, as quais podem variar significativamente durante a vida útil do transformador, tornando-se assim um indicador menos confiável que os demais (VASOVIC et al., 2019, CIGRÉ 494, 2012). Além de ser um subproduto do envelhecimento regular do papel, o furano pode ser resultado da pirólise do papel (HÖHLEIN & KACHLER, 2015), indicando pontos quentes no transformador. Algumas referências técnicas desaprovam a utilização do furano como indicador de envelhecimento da isolação, pois papéis termicamente estabilizados apresentam comportamento significativamente diferente em comparação ao papel isolante *kraft* convencional (LUNDGAARD et al., 2004).

A análise de óxidos de carbono presentes no óleo representa um indicativo importante da degradação da celulose. Com a degradação do papel isolante, a ligação do hidrogênio tende a se romper, diminuindo assim a cadeia molecular da celulose imersa em óleo. Dessa forma, monóxido e dióxido de carbono, CO e CO₂, respectivamente, e derivados do furano são gerados e dissolvidos no óleo (BAKAR et al., 2013). Todavia, a taxa de CO e CO₂ mostra-se um indicador não muito preciso na determinação das condições de vida útil do transformador, visto que os efeitos da oxidação ao longo do tempo podem produzir tais gases também (SCHAUT, 2014).

Pesquisas recentes com marcador metanol sugerem medições precisas de GP entre 1.200 e 400 em transformadores, resultando em indicações muito precoces de envelhecimento. Entretanto, requer técnicas especiais, e.g., cromatografia gasosa com espectrometria de massa. (DUVAL et al., 2017).

4.4. DEPRECIAÇÃO E VIDA ÚTIL

Os bens que constituem o ativo de uma empresa estão sujeitos a constante desvalorização, devido principalmente ao desgaste, envelhecimento e ao avanço tecnológico. Portanto, a depreciação é caracterizada pela diferença entre o valor de compra do bem e seu valor de troca, após um certo tempo de uso. Quando esse bem torna-se obsoleto, apresentando valor de troca equivalente ao seu material bruto, considera-se então que seu valor é residual (KUHLEN, 2001).

A depreciação pode ser definida como real ou teórica. A **depreciação real** consiste na diferença do preço entre um bem novo e seu valor de revenda, após um certo período de uso, enquanto a **depreciação teórica** é baseada no tempo de uso e critérios de desvalorização. A depreciação real é de difícil cálculo, pois seria necessária uma avaliação de todo o patrimônio da empresa a cada ciclo de depreciação.

Por outro lado, a **vida útil** é definida como o período durante o qual se espera que um ativo tenha condições de ser utilizado pela empresa (ANEEL, 2015).

Os conceitos de **vida útil e depreciação** são importantes para definir valores atuais em bens adquiridos no passado. Um exemplo genérico seria um transformador adquirido no passado. Se o valor hipotético do equipamento similar novo é de R\$ 1.000.000,00 e o fator de depreciação de 36%, o fator de vida útil seria de 64%. De forma simplificada, o valor atual deste equipamento seria R\$ 640.000,00. Os cálculos aplicados na definição desse valor final serão descritos ao longo da tese.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, no âmbito de definir os critérios de desvalorização e vida útil, com base na resolução normativa n°674 (ANEEL, 2015), consolidou os procedimentos de controle patrimonial utilizados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica para registro de suas operações de cadastro, movimentação de bens, e instalações que compõem o patrimônio do serviço concedido.

Como apresentado anteriormente, a vida útil de um transformador de potência é de 35 anos (ANEEL, 2015; ABNT, 2017). Outro critério aplicado à vida útil de transformadores é apresentado pelo IEEE: transformadores operando com baixas concentrações de oxigênio e

umidade, a uma temperatura de ponto quente de 110 °C, tem vida útil da isolação em cerca de 17 anos. Estabelecer a temperatura de ponto quente 110 °C trata-se de um critério conservador, visto que um transformador de potência projetado adequadamente não irá operar acima da potência nominal ao longo de toda vida útil (IEEE, 1995). Não obstante, trata-se de um critério amplamente adotado para previsão da vida útil desses equipamentos. Ainda, levando-se em esta mesma a norma, a temperatura de ponto quente de 6°C abaixo do valor nominal (104 °C) resultaria em uma perda de vida 50% menor, i.e., a vida útil do transformador dobraria, com cerca de 34 anos (IEEE, 1995).

A vida útil dos transformadores é definida também pelo grau de polimerização do papel isolante, que em equipamentos novos, está entre 1000 e 1200. No fim da vida útil dos transformadores, o grau de polimerização encontra-se normalmente abaixo de 200 (SHROFF et al., 1985, EMSLEY et al., 2000).

A análise quantitativa da vida útil e depreciação de transformadores são usualmente realizadas em conjunto, e claramente mostram-se inversamente proporcionais. Nas próximas seções serão apresentadas às metodologias de cálculo dessas grandezas.

4.5. MÉTODOS DE DEPRECIAÇÃO

Os métodos de análise da depreciação de transformadores de potência são baseados na idade do equipamento e no grau de polimerização do papel isolante.

4.5.1. DEPRECIAÇÃO LINEAR POR IDADE

O método de **depreciação linear por idade** é o mais simples e mais utilizado, consiste apenas em dividir o total a depreciar pelo número de anos de vida útil do transformador. Neste caso, o cálculo da vida útil consiste em uma função linear de zero a 35 anos, variando de zero a 100%, respectivamente (ANEEL, 2015; ABNT, 2017). No entanto, ao completar 35 anos, adota-se um valor residual de 10%, correspondente ao valor de sucata do transformador,

que tem como materiais básicos cobre, óleo isolante, aço-silício das chapas do núcleo e aço-carbono do taque, tampa, conservador e radiadores. O valor residual não é adotado como norma, entretanto, é amplamente utilizado por empresas do setor elétrico brasileiro, tanto para transformadores, como também outros equipamentos de potência, e.g. geradores e reatores.

Destarte, a vida útil do material isolante do transformador terá então um valor entre 0 (novo) e 35 anos (fim da vida útil). Por outro lado, será determinado por interpolação linear o percentual entre 100 (novo) e 10 % (fim de vida útil com valor de sucata do equipamento), resultando na equação 4.1. Com a informação de idade do transformador (ID), calcula-se então o fator de vida útil por idade do transformador (FVUID), que resulta na relação (4.2).

$$\frac{0 - 35}{ID - 35} = \frac{100 - 10}{FVUID - 10} \quad (4.1)$$

$$FVUID = \frac{100 - 10}{-35} * (ID - 35) + 10$$

$$FVUID = -2.57143 * (ID - 35) + 10$$

$FVUID = -2.57143 * ID + 100,$ $se 0 < ID \leq 35. Se ID > 35 FVUID = 10$	(4.2)
---	-------

Calculando-se o FVUID para 0, 20 e 35 anos, resulta nos valores de 100, 48,57 e 10%, ou seja, com 0 ano o transformador apresenta 100% de sua vida útil, com 20 anos o transformador apresenta 48,57% de sua vida útil e com 35 anos o transformador apresenta 10%, restando então apenas valor de sucata de 10% do valor do equipamento novo.

O cálculo de depreciação por idade é complementar ao cálculo de vida útil. Quando o transformador apresenta 100% de vida útil, a depreciação é de 0%. Sem considerar o valor de sucata, quando o transformador apresentasse 80% de vida útil, a depreciação seria de 20%, e quando o transformador apresentasse 0% de vida útil, a depreciação seria de 100%. Considerando o valor de sucata de 10%, quando o transformador apresenta 100% de vida útil, a depreciação continua sendo 0%, entretanto, quando o transformador apresenta 0% de vida útil, ou 35 anos, a depreciação é de 90%.

Portanto, o fator de depreciação por idade (FDID) encontra-se em função do FVUID, tal como descrito em (4.3).

$$FDID = 100 - FVUID = 100 - (-2.57143 * ID + 100)$$

$$FDID = 2.57143 * ID, se 0 < ID \leq 35. Se ID > 35, FDID = 90 \quad (4.3)$$

As tabelas e curvas de fatores de vida útil e depreciação em função da idade do transformador encontram-se no anexo C.

O cálculo de depreciação do transformador é importante para determinar o seu valor após certo tempo de uso. Como exemplo, coloca-se uma situação em que um transformador com 15 anos terá os seus enrolamentos completamente substituídos. Conforme descrito anteriormente, a vida útil do transformador depende basicamente da degradação da celulose do papel isolante. Quando os enrolamentos são reconstruídos ou rebobinados, todo o papel isolante é substituído, agregando um novo ciclo de vida ao transformador.

Considerando a depreciação linear, verifica-se no Anexo C que o fator de depreciação é 38,57% e o fator de vida útil é 61,43% para 15 anos. Colocando-se uma situação em que o custo de rebobinamento completo do transformador é de R\$ 1.000.000,00, o valor atual do transformador seria de 0,6143 de 1.000.000,00; resultando em um valor efetivo de R\$ 614.300,00.

4.5.2. DEPRECIAÇÃO POR GRAU DE POLIMERIZAÇÃO DO PAPEL

Conforme descrito na literatura técnica, apesar da maior viabilidade na medição do grau de polimerização, a resistência mecânica do papel representa a informação mais importante na avaliação da vida útil do transformador (CIGRÉ, 2007). O envelhecimento do papel resulta em uma diminuição da resistência mecânica e reduz a capacidade do transformador de suportar estresses decorrentes de grandes transitórios eletromagnéticos e curtos-circuitos. De acordo com a literatura técnica, a degradação da isolamento de papel tem baixo impacto na tensão de ruptura dielétrica (SHROFF et al., 1985; YOSHIDA et al., 1987). As figuras 4.3 a 4.5 mostram a associação entre a tensão de tração e o grau de polimerização considerando o tempo e a temperatura.

No que diz respeito à relação entre grau de polimerização e resistência mecânica do papel, experimentos realizados a partir de diversas amostras de papel termicamente estabilizado, mostram que a rigidez mecânica em função do grau de polimerização apresenta um perfil aproximadamente linear, tal como descrito na figura 4.3, indicando proporcionalidade entre estes dois parâmetros. Este tipo de papel é adotado como referência, pois é comumente utilizado na isolação dos condutores, parte onde são geralmente registrados os menores valores de grau de polimerização.

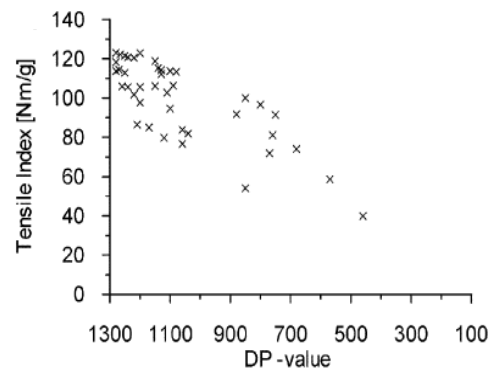


Figura 4.3 correlação entre o grau de polimerização e a característica mecânica do papel termicamente estabilizado. (LUNDGAARD et al., 2004)

O gráfico descrito na figura 4.4 correlaciona o grau de polimerização, tensão mecânica sobre o papel isolante e temperatura. Foi avaliado o desempenho do papel com variações de temperatura entre 100 a 160 °C durante o período de um mês. Pode-se verificar que as duas grandezas estão quase que sobrepostas no gráfico, o que infere que o grau de polimerização e tensão mecânica são praticamente proporcionais.

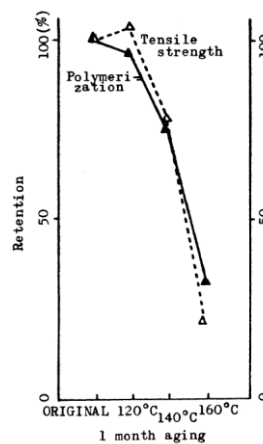


Figura 4.4 correlação entre grau de polimerização e tensão mecânica no papel isolante (YOSHIDA et al., 1987).

Considerando-se apenas o grau de polimerização, verifica-se na figura 4.5 que para temperaturas de 70, 90 e 110 °C, que são as temperaturas submetidas em regime regular de operação, o decréscimo de grau de polimerização do papel é praticamente linear em relação ao tempo (KUEN, 2010). Os valores medidos estão em pontos plotados e as linhas contínuas representam os valores calculados pela fórmula da pela norma (IEEE C57.91, 1995).

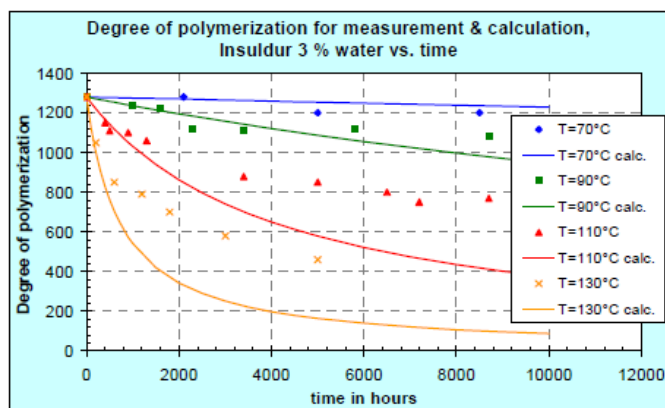


Figura 4.5 Linearidade do decaimento do grau de polimerização para temperaturas abaixo de 110 °C em papel termicamente melhorado (KUEN, 2010)

Em vista do exposto nas figuras 4.3 a 4.4 verifica-se que a relação entre grau de polimerização e características mecânicas são proporcionais. Já na figura 4.5 confirma-se que o grau de polimerização e características mecânicas do papel isolante decrescem **linearmente** em função do tempo para temperaturas menores ou iguais a 110 °C.

Para o cálculo da vida útil do transformador por grau de polimerização, considera-se o isolante novo com valor de GP de 1000, que corresponde à 100 % da vida útil. Já para o isolante em fim de vida útil, considera-se o GP com valor de 200, que corresponde ao valor residual, com 10 % da vida útil. De forma análoga à depreciação por idade, o valor de GP de 200 correspondente ao valor de sucata do transformador. A vida útil do material isolante do transformador terá então um valor de grau de polimerização entre 1000 (novo) e 200 (fim de vida útil) e o percentual de estado entre 100 (novo) e 10 % (fim de vida útil). Com a determinação do GP do papel, tem-se então o fator de vida útil do transformador (FVUGP) por interpolação linear, conforme resultado da relação (4.4):

$$\frac{1000 - 200}{GP - 200} = \frac{100 - 10}{FVUGP - 10}$$

$$FVUGP = \frac{100 - 10}{1000 - 200} * (GP - 200) + 10$$

$$FVUGP = 0,1125 * (GP - 200) + 10$$

$$\boxed{FVUGP = 0,1125 * GP - 12,5,} \quad (4.4)$$

$$\text{se } 200 < GP \leq 1000. \text{ Se } GP < 200, FVUGP = 10$$

Calculando-se o FVUGP para 1000, 500 e 200, resulta nos valores de 100, 43,75 e 10%, ou seja, com GP = 1000 o transformador apresenta 100% de sua vida útil, com GP = 500 o transformador apresenta 43,57% de sua vida útil e com GP = 200 o transformador apresenta 10% de sua vida útil, restando, a partir deste valor, apenas valor de sucata de 10% do valor de novo. Da mesma forma que na depreciação por idade, o cálculo de depreciação por GP é complementar ao cálculo de vida útil. Considerando o valor de sucata de 10%, quando o transformador apresenta 100% de vida útil a depreciação continua sendo 0%, entretanto, quando o transformador apresenta 0% de vida útil, ou 35 anos, a depreciação é de 90%. Desta forma, o fator de depreciação por grau de polimerização (FDGP) obedece à relação ao FVUGP conforme equação (4.5):

$$FDGP = 100 - FVUGP = 100 - (0,1125 * GP - 12,5) = 100 - 0,1125 * GP + 12,5$$

$$\boxed{FDGP = 112,5 - 0,1125 * GP,} \quad (4.5)$$

$$\text{se } 200 < GP \leq 1000. \text{ Se } GP < 200, FDGP = 90$$

A tabela de fatores de vida útil e depreciação em função do grau de polimerização estão no anexo C. A importância do cálculo da depreciação do transformador está em determinar o seu valor após certo tempo de uso. Como exemplo, coloca-se uma situação em que um transformador com resultado de grau de polimerização 600 terá os seus enrolamentos completamente substituídos. Quando há o rebobinamento completo toda a isolação celulósica é substituída, resultando em um novo ciclo de vida ao transformador. Considerando a depreciação por grau de polimerização, verifica-se no Anexo C, o fator de depreciação é de 45% e o fator de vida útil é de 55% para o GP de 600. Colocando-se uma situação em que o preço de rebobinamento completo do transformador é de R\$ 1.000.000,00, o valor atual do transformador seria de $0,55 * 1.000.000,00 = R\$ 550.000,00$.

4.6. COLETA E ANÁLISE DAS AMOSTRAS

Não é possível coletar as amostras de papel do enrolamento do transformador de forma direta com o equipamento em operação. É necessário que este esteja desligado (BAKAR et al., 2013), sem óleo, remover a parte superior do núcleo para finalmente remover todos os materiais isolantes e enrolamentos individualmente. Assim, tem-se pleno acesso às áreas de interesse de extração de papel isolante.

A desmontagem *post mortem* de um transformador monofásico de 200 MVA, fabricado em 1962 e posterior análise de grau de polimerização de 300 amostras de várias partes isolantes obteve os seguintes resultados em ordem decrescente de valor de GP: isolações sem contato com os condutores, isolações em contato com os condutores (calços e tiras) e partes dos enrolamentos (condutores), sendo que os condutores inferiores tiveram valores de GP maiores que os condutores superiores. (GASSER et al., 2005). Outras pesquisas também indicam que grau de polimerização é menor nas partes superiores dos enrolamentos se comparados com as partes inferiores (VASOVIC et al., 2019, DUVAL et al., 2017, JALBERT & LESSARD, 2015). Dentre a localização dos pontos quentes localizados nas partes superiores do enrolamento, verifica-se que pode haver grande variação de GP entre 75 e 100% da altura da bobina (LEIBFRIED et al., 2013). Medições de temperatura de forma direta, com fibra óptica nos enrolamentos, é mais específico e seleciona os discos 2 e 3 (do topo para a parte inferior) como sendo os prováveis pontos quentes dos enrolamentos (NORDMAN & LAHTINEN, 2003).

Levando em consideração a literatura técnica existente, as amostras de condutores para análise de grau de polimerização são retiradas dos discos/ espiras mais superiores dos enrolamentos de alta e baixa tensões, terciário e regulação. A figura 4.6 mostra a extração de amostras de condutores do enrolamento de alta tensão de um transformador de potência. Após a escolha dos condutores a serem analisados, as amostras são embaladas e enviadas para laboratório. Então, as camadas de papel dos condutores são removidas, organizadas e registradas. As figuras 4.7.a) e b) registram as análises realizadas nos enrolamentos de alta e baixa tensões de um transformador de 166 MVA, 345/ 138 kV.

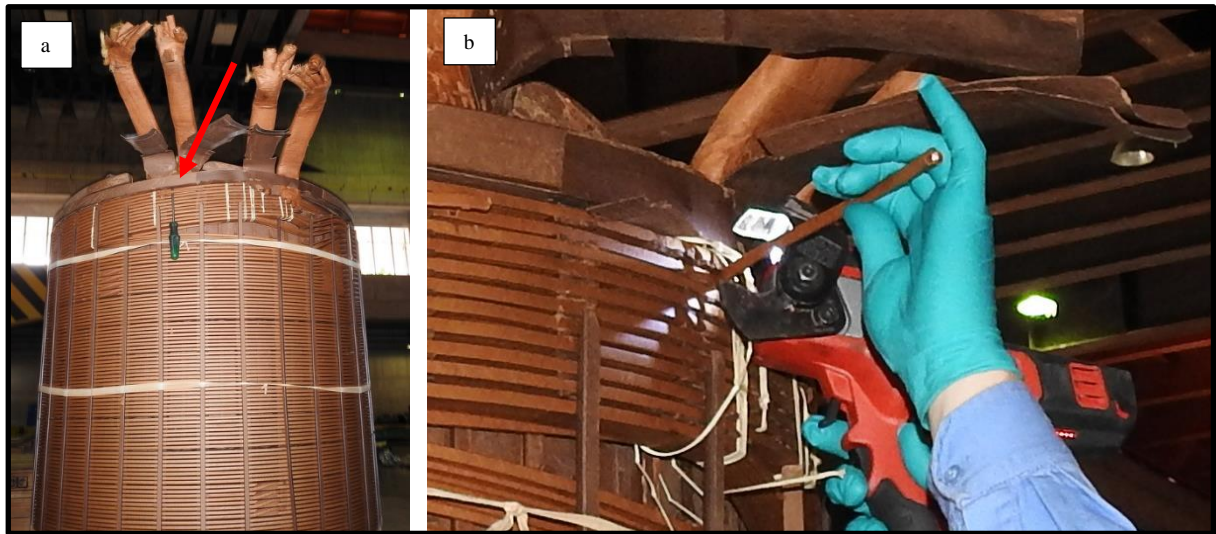


Figura 4.6 a) Vista geral do enrolamento de alta tensão com indicação do disco a ser removido. b) Remoção de amostra de condutor para ensaio de GP do papel (AUTOR)

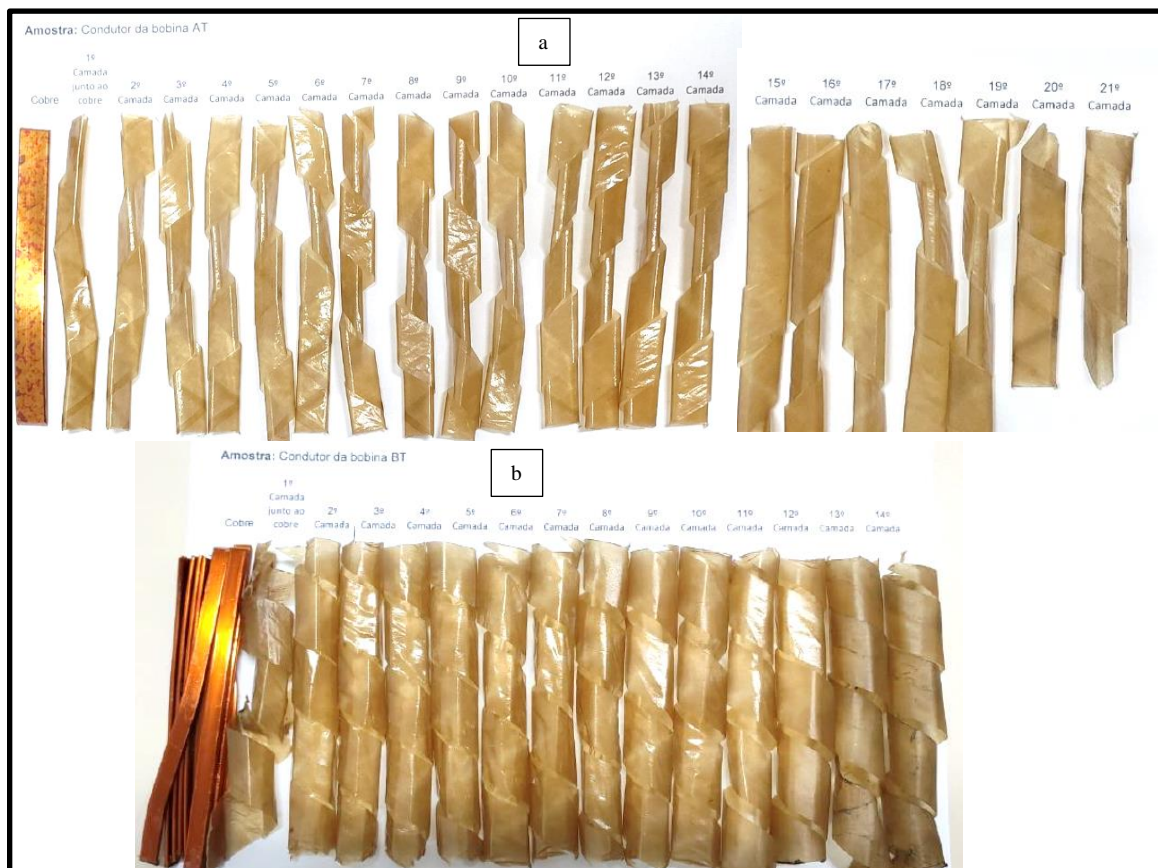


Figura 4.7 a) camadas de papel do condutor de alta tensão (fotos acima). b) camadas de papel do condutor de baixa tensão (foto abaixo) (GALDEANO, 2020)

4.7. CÁLCULO DE FATOR DE VIDA ÚTIL POR GRAU DE POLIMERIZAÇÃO

O objetivo da procedimento de análise do GP em camadas é a de avaliar a condição da amostra de forma quantitativa, desde as camadas mais internas, que ficam em contato com o cobre e estão sujeitas a deterioração térmica, até as mais externas, que ficam em contato com o óleo isolante e estão sujeitas à deterioração química por umidade e oxidação. Considerando que o conjunto de todas as camadas de papel que envolve o condutor forma o seu sistema isolante, para efeito de obtenção do resultado do GP de cada amostra considera-se a média dos valores de GP das camadas analisadas de um mesmo condutor.

Apesar dos condutores isolados terem comumente mais de 5 camadas de papel, podendo atingir mais que 20 camadas, na prática, de forma a tornar o processo economicamente viável, são selecionadas geralmente a camada mais interna, adjacente ao condutor, a camada intermediária e a camada externa, adjacente ao óleo, para as análises. O preço de cada análise de grau de polimerização do papel varia entre 60 e 100 euros (LEIBFRIED et al., 2013). Tal valor está em linha ao praticado no mercado brasileiro.

Com o recebimento do resultado das análises de grau de polimerização das amostras das camadas isolantes dos condutores dos enrolamentos de alta e baixa tensões, regulação e terciário, o valor médio de GP é calculado para a isolação de cada condutor. Então, o valor mínimo entre os valores médios de GP do condutor de cada enrolamento é escolhido para o cálculo de vida útil da isolação do transformador. Conforme descrito anteriormente, entende-se que este é o ponto com menor resistência mecânica e, portanto, está mais suscetível a falhar caso haja esforços mecânicos provocados por um curto-circuito.

Como exemplo, na tabela 4.1 são apresentados os valores medidos do grau de polimerização, considerando a camada mais externa, a média e a mais interna, em contato com o cobre, para os enrolamentos de alta e baixa tensões para um transformador de 166 MVA, 345/230 kV.

Amostra	GP
Amostra 1 - 1ª camada AT (interna)	822
Amostra 2 - 10ª camada AT (intermediária)	818
Amostra 3 - 21ª camada AT (externa)	858
Média bobina AT superior	832.67
Amostra 4 - 1ª camada BT (interna)	796
Amostra 5 - 7ª camada BT (intermediária)	885
Amostra 6 - 14ª camada BT (externa)	856
Média bobina BT superior	845.67
Média considerada	832.67

Tabela 4.1: Valores medidos de grau de polimerização e valor considerado (AUTOR)

Verifica-se que a média de GP das amostras do enrolamento de alta tensão é de 832,67 e a média das amostras do enrolamento de baixa tensão é de 845,67. Dado que a média das amostras do enrolamento de alta tensão é menor, seleciona-se o menor dos valores, que é o de alta tensão com GP de 832.67. Utilizando-se a fórmula (4.4), chega-se ao fator de vida útil de 81,18 %.

4.8. COMPARAÇÃO DA VIDA ÚTIL PELA IDADE E GRAU DE POLIMERIZAÇÃO

Para a comparação da vida útil do transformador pela idade e pelo grau de polimerização foram coletadas amostras de papel de condutores de enrolamentos de 37 equipamentos que apresentaram falhas e, após o devido acesso aos enrolamentos, foi possível extrair as amostras dos papéis dos condutores. Dos 37 transformadores, 21 são de usinas hidrelétrica, térmica ou subestações de transmissão e têm potência acima de 60 MVA e 16 são de pequenas centrais hidráulicas ou subestações de distribuição, com potência menor ou igual a 60 MVA.

A tabela 4.2 mostra as potências, tensões, ano de fabricação, ano da falha, idade do transformador calculado na data da falha, grau de polimerização medido, os fatores de vida útil por idade (FVUID), fator de vida útil por grau de polimerização (FVUGP), a idade estimada

por grau de polimerização (IDGP) e a relação entre idade cronológica e idade por grau de polimerização (ID/IDGP). A seguir são detalhados os parâmetros mais relevantes.

item	ano fabric.	Pot. (MVA)	VAT (kV)	VBT (kV)	ano falha	ID	FVUID (%)	GP	FVUGP (%)	IDGP	ID/IDGP
1	2010	330	500	13,8	2015	5	87,14	857,80	84,00	6,2	0,80
2	1979	248	500	19	2014	35	10,00	350,00	26,88	28,4	1,23
3	1979	224	500	230	2017	38	10,00	910,80	89,97	3,9	9,74
4	2002	203	345	15	2013	11	71,71	783,30	75,62	9,5	1,16
5	1981	200	500	230	2015	34	12,57	824,50	80,26	7,7	4,43
6	1999	200	500	230	2013	14	64,00	816,70	79,38	8,0	1,75
7	1999	200	500	230	2011	12	69,14	629,20	58,29	16,2	0,74
8	1993	185	500	18	2016	23	40,86	768,00	73,90	10,1	2,27
9	1999	185	500	16	2012	13	66,57	870,50	85,43	5,7	2,29
10	1993	185	500	18	2012	19	51,14	703,30	66,62	13,0	1,46
11	1996	166,7	440	16	2012	16	58,86	347,00	26,54	28,6	0,56
12	2002	166	345	230	2018	16	58,86	832,70	81,18	73	2,19
13	1982	150	230	138	2019	37	10,00	634,80	58,92	16,0	2,32
14	1978	150	345	34,5	2011	33	15,14	227,00	13,04	33,8	0,98
15	1981	133	345	88	2017	36	10,00	560,00	50,50	19,2	1,87
16	1975	133	345	88	2015	40	10,00	216,70	11,88	34,3	1,17
17	1988	133	345	88	2012	24	38,29	842,00	82,23	6,9	3,47
18	1975	100	230	69	2014	39	10,00	297,50	20,97	30,7	1,27
19	1978	100	230	69	2012	34	12,57	254,10	16,09	32,6	1,04
20	1976	88	230	69	2019	43	10,00	345,50	26,37	28,6	1,50
21	1970	80	230	13,8	2011	41	10,00	95,00	10,00	35,0	1,17
22	1982	60	138	13,8	2012	30	22,86	510,60	44,94	31,4	1,40
23	1986	60	138	13,8	2012	26	33,14	156,70	10,00	35,0	0,74
24	1985	60	138	13,8	2012	27	30,57	335,67	25,26	29,1	0,93
25	1999	50	69	13,8	2015	16	58,86	505,00	44,31	21,7	0,74
26	1967	39	230	69	2011	44	10,00	351,70	27,07	28,4	1,55
27	1981	33	69	13,8	2011	30	22,86	658,00	61,53	15,0	2,01
28	2004	25	138	69	2017	13	66,57	709,00	67,26	12,7	1,02
29	1997	25	69	13,8	2013	16	58,86	346,00	26,43	28,6	0,56
30	1980	25	69	23	2011	31	20,29	250,00	15,63	32,8	0,94
31	2005	20	138	6,9	2013	8	79,43	876,00	86,05	5,4	1,47
32	1977	20	138	13,8	2012	35	10,00	373,50	29,52	27,4	1,28
33	1975	15	88	13,8	2012	37	10,00	410,00	33,63	25,8	1,43
34	1992	10	138	34,5	2011	19	51,14	511,00	44,99	21,4	0,89
35	1997	6,25	69	13,8	2014	17	56,29	283,60	19,41	31,3	0,54
36	1996	6	69	13,8	2011	15	61,43	524,00	46,45	20,8	0,72
37	1985	5	138	13,8	2011	26	33,14	189,00	10,00	35,0	0,74

Tabela 4.2 Característica dos transformadores avaliados em ordem inversa de potência, idade cronológica, cálculo de idade por GP e taxa entre os dois tipos de idade (AUTOR)

A idade cronológica (ID) é a diferença entre o ano de falha e o ano de fabricação. O GP é o valor de cálculo obtido a partir de análises laboratoriais, conforme capítulo 4.7. O FVUID e FVUGP são calculados seguindo as fórmulas (4.2) e (4.4), respectivamente.

Já que o intuito é encontrar a idade equivalente por grau de polimerização a partir do fator de vida útil do grau de polimerização (FVUGP), na fórmula 4.1:

$$\frac{0 - 35}{ID - 35} = \frac{100 - 10}{FVUID - 10}$$

Substitui-se

FVUID por FVUGP e ID por IDGP

Então, o IDGP, que é a idade estimada por grau de polimerização e é dada pela fórmula 4.6:

$$IDGP(\text{anos}) = \frac{100 - FVUGP}{2,57143} \quad (4.6)$$

Encontrando-se a idade medida por GP (IDGP) pode-se comparar a idade cronológica do transformador realizando-se uma relação entre essas duas grandezas. Se o valor de ID/ IDGP é maior que 1, significa que o transformador está mais conservado que a sua idade cronológica. Por outro lado, se o valor de ID/ IDGP é menor que 1, significa que o transformador está menos conservado que sua idade cronológica.

O gráfico 4.1 mostra que da amostra dos 37 transformadores da tabela 4.2, 24 apresentam ID/ IDGP > 1, ou seja, a isolamento está mais conservada que a idade cronológica, enquanto 13 apresentam ID/ IDGP < 1, ou seja, a isolamento está menos conservada que a idade cronológica. A linha vermelha tracejada realça a relação de ID/ IDGP = 1.

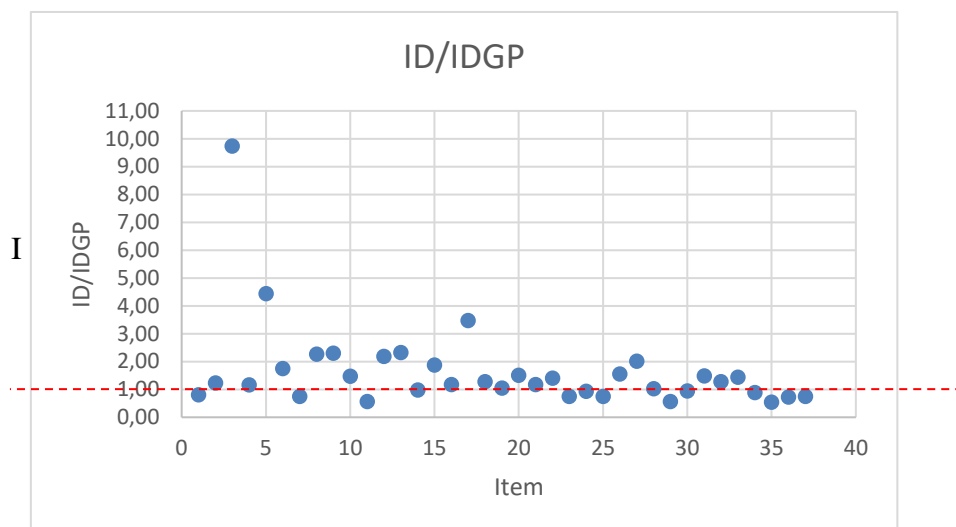


Gráfico 4.1 Relação entre idade cronológica e idade medida por grau de polimerização (AUTOR)

No gráfico 4.2 pode ser visualizada a alta dispersão da relação ID/ IDGP. Nota-se que no intervalo de $0,9 < ID/ IDGP < 1,1$, limitado pelas linhas tracejadas em verde, há 5 amostras e no intervalo de $0,8 < ID/ IDGP < 1,2$, limitado pelas linhas tracejadas em vermelho, há 10 amostras, evidenciando que a maioria dos transformadores está fora dos intervalos tracejados.

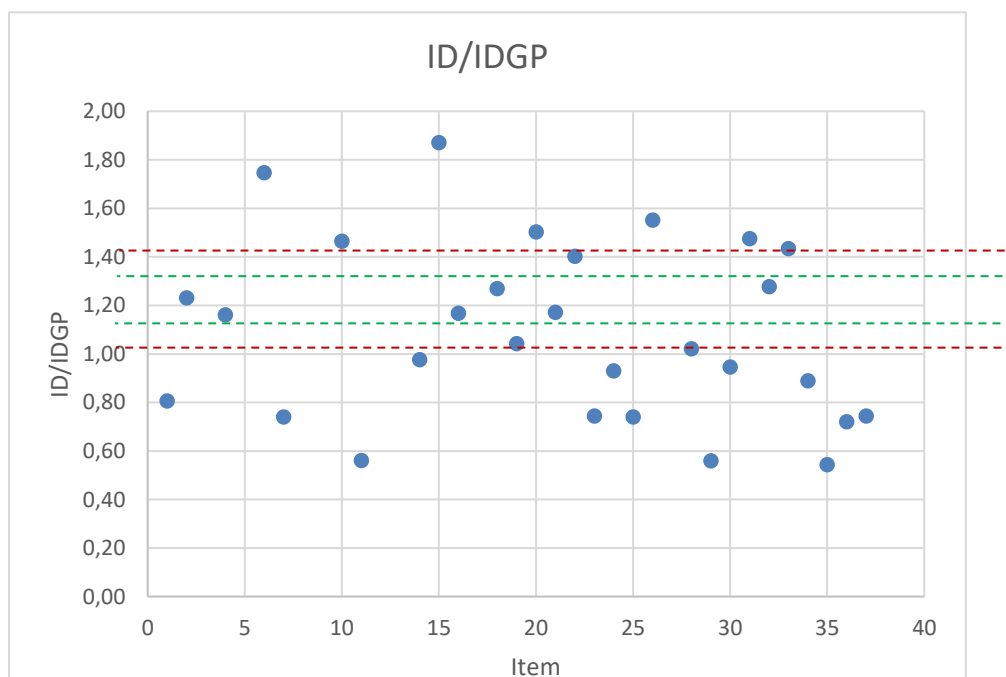


Gráfico 4.2 Delimitação de ID/IDGP no intervalo de 0 a 2. As linhas tracejadas em verde representam intervalo de $0,9 < ID/IDGP < 1,1$ e as linhas tracejadas em vermelho $0,8 < ID/IDGP < 1,2$ (AUTOR)

Os gráficos 4.1 e 4.2 mostram que as idades estimadas pelo GP são, em geral bastante diferentes da idade cronológica do transformador. Este resultado indica que a degradação da isolação depende predominantemente das condições de operação e manutenção do transformador. Quanto ao valor medido de grau de polimerização para cálculo estimativo de idade da isolação do transformador, verifica-se que são bastante precisos pois são realizados em laboratório consagrado no mercado brasileiro. Ademais, quando há medições por parte dos proprietários dos equipamentos, os valores obtidos são semelhantes.

O gráfico 4.3 ilustra a relação entre Potência e ID/ IDGP. Fixando-se cortes de potência em 60 MVA (linha pontilhada em vermelho) e ID/ IDGP em 1 (linha pontilhada em roxo), são criadas as 4 regiões:

Região 1: potência < 60 MVA e ID/ IDGP < 1;

Região 2: potência < 60 MVA e ID/ IDGP > 1;

Região 3: potência > 60 MVA e ID/ IDGP < 1;

Região 4: potência > 60 MVA e ID/ IDGP > 1;

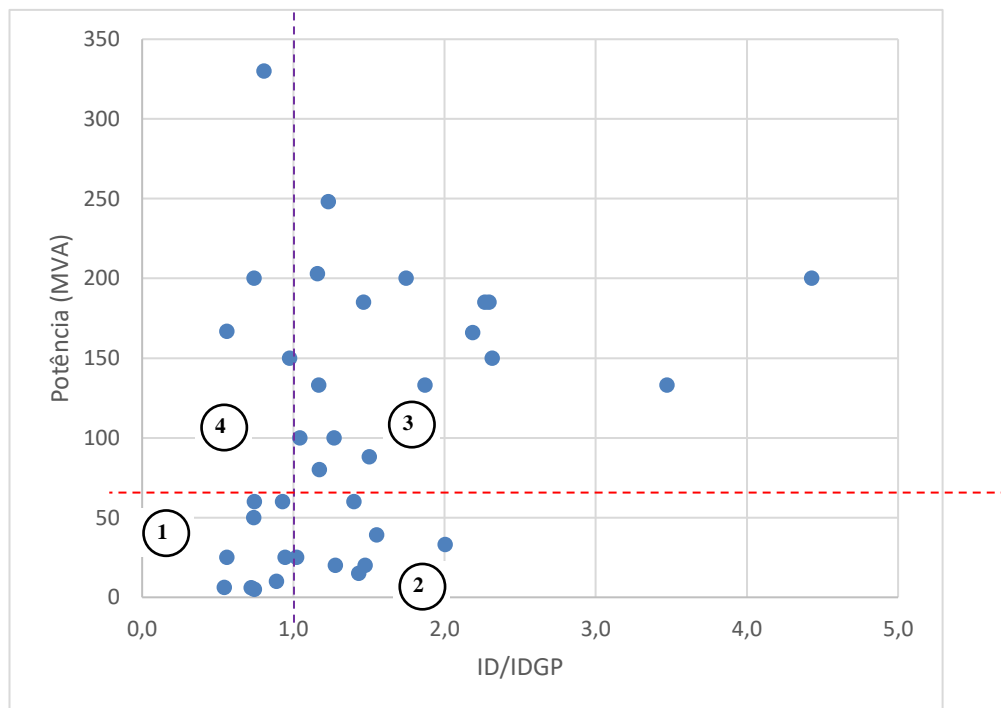


Gráfico 4.3 Relação entre potência do transformador e fator ID/IDGP, com faixa de separação em 60 MVA e ID/IDGP em 1,00 (AUTOR)

Para potência menor ou igual a 60 MVA há 16 amostras, das quais 9 pertencem à região 1 e 7 pertencem à região 2. Para potência maior que 60 MVA há 21 amostras, das quais 17 pertencem à região 3 e 4 pertencem à região 4. Notar que para a melhor visualização das áreas não aparece no gráfico o item 3 da tabela 4.2, com valor de $ID/IDGP = 9,74$. De forma geral, nota-se que os transformadores de potência < 60 MVA têm maior incidência $ID/IDGP < 1$, ao passo que para transformadores de com potência > 60 MVA a incidência de $ID/IDGP > 1$ é maior.

A tabela 4.3 é o resultado dos cálculos da média dos 37 transformadores para a idade, grau de polimerização, fatores de vida útil por idade e grau de polimerização e as relações transformadores entre os fatores mencionados, para se chegar à taxa global de idade cronológica/ idade por GP ($ID/ IDGP$).

Adicionalmente, com o intuito de verificar se a potência tem influência no envelhecimento do transformador, os cálculos foram separados por potência maior que 60 MVA, com 21 unidades e potência menor ou igual a 60 MVA, com 16 transformadores.

item	ID	FVUID (%)	GP	FVUGP (%)	FVUGP/ FVUID	IDGP	ID/IDGP
média geral	25,76	33,77	517,74	45,75	1,355	21,10	1,221
média potência > 60 MVA	26,81	31,06	579,36	52,68	1,696	18,40	1,457
média potência \leq 60 MVA	24,38	37,32	436,86	36,65	0,982	24,64	0,989

Tabela 4.3 Média das relações $ID/ IDGP$: geral, para potência > 60 MVA e ≤ 60 MVA (AUTOR)

Verifica-se que a média global de idade cronológica (ID) é de 25,76 anos e a média global de IDGP, ou valor de idade calculada por GP, é de 21,10. Desta forma, $ID/ IDGP = 1,221$, ou seja, a média dos 37 transformadores analisados tem a idade por GP 22,1% mais conservada que a sua idade cronológica.

Para os 21 transformadores com potência maior que 60 MVA, a média por idade (ID) foi maior que a da média global, com 26,81 anos, enquanto a idade por GP foi menor que a média global, com valor de 18,40. Assim, o $ID/ IDGP$ foi maior que o da média global, com valor de 1,457, indicando que os transformadores desta faixa de potência têm a idade por GP 45,7 % mais conservada que a sua idade cronológica.

Já para os 16 transformadores com potência menor ou igual a 60 MVA, a média por idade (ID) foi menor que a média global, com 24,38 anos, enquanto a idade por GP foi maior que média global, com 24,64 anos. Com isto, o ID/ IDGP foi menor que o da média global, com valor de 0,989. Este resultado demonstra que nesta faixa de potência a idade por GP é pouco pior que a sua idade cronológica, indicando que os transformadores desta faixa de potência têm a idade por GP cerca de 1 % menos conservada que a sua idade cronológica.

A explicação para a melhor conservação dos transformadores com potência maior que 60 MVA é que são equipamentos instalados em usinas e subestações de transmissão, com número reduzido de unidades e características elétricas próprias para cada instalação. A falha e indisponibilidade de um equipamento com estas características traria prejuízos maiores, por isso seria mais “preservado”.

Verifica-se que à exceção dos equipamentos 1 e 7 da tabela 3.2, em que um apresentava problemas de refrigeração e outro pegou fogo por 4 horas, os demais equipamentos apresentaram valores próximos ou maiores que um. Destaca-se ainda as máquinas 3 e 5 apresentaram idade por GP maior que 3 vezes a idade cronológica. Nestes casos é possível que estes transformadores tenham sido mantidos como reserva por vários anos após suas fabricações ou a carga aplicada tenha sido bastante baixas.

Por outro lado, para transformadores com potência menor ou igual a 60 MVA, seriam equipamentos de características mais comuns, com uma intercambialidade maior em caso de falha. Por existirem em quantidade maior, a importância individual diminuiria. Desta forma, seriam permitidas operarem em condição de maiores sobrecarregamentos ou, pelo número maior de unidades, poderia carecer de manutenção preditiva adequada.

Para estes equipamentos verifica-se que em grande parte houve falha por curto-circuito nos enrolamentos causados por curto-circuito na rede de distribuição. Em alguns casos notou-se severidade nas deformações dos enrolamentos, denotando-se que não houve atuação das proteções em tempo adequado ou houve diversas tentativas de religação em curto-circuito. Houve casos ainda em que a parte ativa foi apresentada com borra de óleo enegrecida (OUMERT et al., 2019), sinais que indicam falta de manutenção no óleo isolante do transformador.

4.9. CONCLUSÃO

Neste capítulo foram definidos os fatores críticos para deterioração do material isolante e os valores de vida útil do transformador por normas e por valor de GP. Discutiu-se os métodos de verificação indiretos e diretos de envelhecimento da celulose. Foram explanados os conceitos de depreciação e vida útil, bem como definido que os métodos de determinação de vida útil por idade e grau de polimerização do transformador são lineares, com desenvolvimento das respectivas expressões.

Ademais, foi convencionado que a remoção dos condutores deve ser nos primeiros discos dos enrolamentos por ser a região de mais provável desgaste, onde o grau de polimerização é menor. Após a medição do grau de polimerização em laboratório definiu-se a forma de cálculo para a determinação final do valor de GP.

A análise de valores de idade (ID) e idade por grau de polimerização (IDGP) com 37 transformadores indicou que, de forma geral, a relação entre essas duas grandezas varia entre cerca de 0,5 a 2,5. Chegou-se à conclusão de que, na média geral, os transformadores são cerca de 22 % mais conservados que as suas idades cronológicas.

Verificou-se que individualmente a potência não está relacionada com a relação ID/ IDGP. Entretanto, quando se divide os transformadores em dois grupos de potência, um maior que 60 MVA e outro menor ou igual 60 MVA, verifica-se que em potência maior que 60 MVA os transformadores são, em média, 46 % mais conservados que a sua idade cronológica. Por outro lado, com potência menor ou igual a 60 MVA notou-se que os transformadores são, em média, 1 % menos conservados que a sua idade cronológica.

Capítulo 5 - ESTUDO DE CASOS

Após detalhamento das metodologias de análise de falha e depreciação do transformador por grau de polimerização, serão realizadas as suas validações em 3 casos reais com os seguintes transformadores:

Caso 1: potência 330 MVA, tensões 13,8/ 500 kV – falha em enrolamento;

Caso 2: potência 275 MVA, tensões 18/ 525 kV - falha em bucha;

Caso 3: 250 MVA, tensões 500/ 230 kV - falha em comutador sob carga.

Seguindo-se o fluxograma da figura 3.2 é possível iniciar o processo com a inspeção em campo, passando pelo estudo de documentação para se chegar à causa de falha e cálculo de depreciação do transformador.

Para os casos mencionados acima, serão demonstradas detalhadamente em sequência cronológica as etapas de inspeção e desmontagem do transformador com destaque ilustrativo para os pontos mais relevantes encontrados. O relato de ocorrência, lista dos registros de evento, registros de tensões e correntes (oscilografia), análises de históricos do óleo, manutenções realizadas e coleta de materiais suspeita de falha são informações que permitem saber o estado do equipamento anteriormente e no intervalo de falha.

Com o conjunto de informações coletadas e análise das normas técnicas vigentes, são apresentadas as principais hipóteses de modo e causa de falha, comparando-as com o banco de dados da empresa. Caso haja registro de situações similares a causa de falha está definida. Caso não haja situações semelhantes no banco de dados, são realizadas pesquisas na literatura técnica existente para se determinar a causa da falha.

Cumprido destacar que, de forma a preservar a identidade do proprietário do transformador, algumas informações básicas indicadas na lista de documentos a solicitar, i.e., DRL, foram suprimidas, reproduzidas parcialmente ou reproduzida com modificações no processo de análise detalhado descrito neste capítulo.

5.1. CASO 1: FALHA EM ENROLAMENTO

Trata-se de transformador trifásico fabricado em 2010, potência 330MVA, tensões 13,8/525kV. (RBENGE, 2017).

- Descrição de ocorrência: o transformador operava normalmente em 2015 quando foi desligado pela atuação das proteções automáticas da usina. Após verificações o transformador foi re-energizado na mesma data e permaneceu por pouco mais de duas horas em operação, até que houve um novo desligamento. Após a falha, o transformador foi removido de sua base de operação, teve o óleo drenado do tanque e foi levado à galpão coberto para abertura. A parte ativa foi removida do tanque, as prensagens e chapas superiores do núcleo foram retiradas e os enrolamentos de alta e de baixa tensões foram descolunados.

As figuras de 5.1 a 5.7 ilustram os pontos mais relevantes da inspeção.

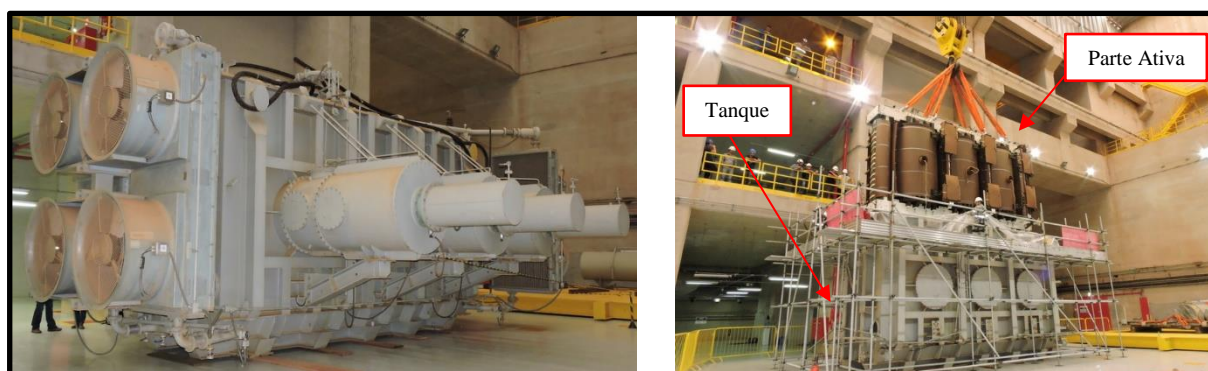


Figura 5.1 Vista externa do transformador e parte ativa sendo removida do tanque (RBENGE, 2017)

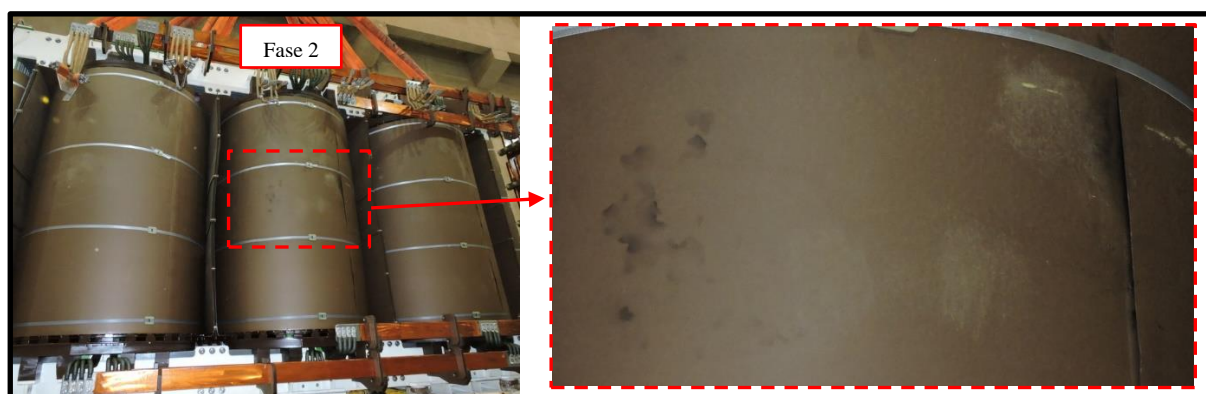


Figura 5.2 Parte ativa removida do tanque e visualização de carbonização nos cilindros isolantes externos do enrolamento de alta tensão (RBENGE, 2017)

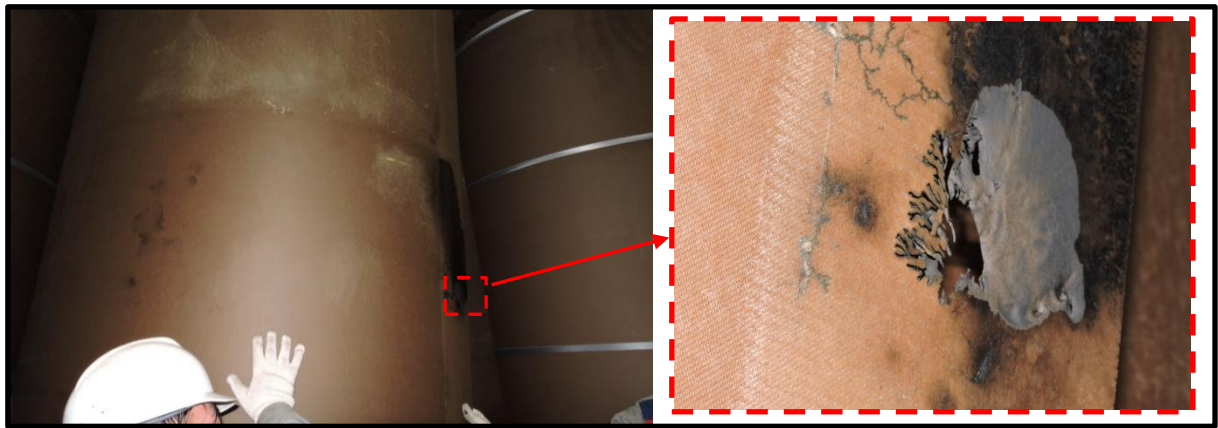


Figura 5.3 Remoção dos cilindros externos e detalhe da carbonização e arvorejamento*
(RBENGE, 2017) *(ZYDRON, 2019).

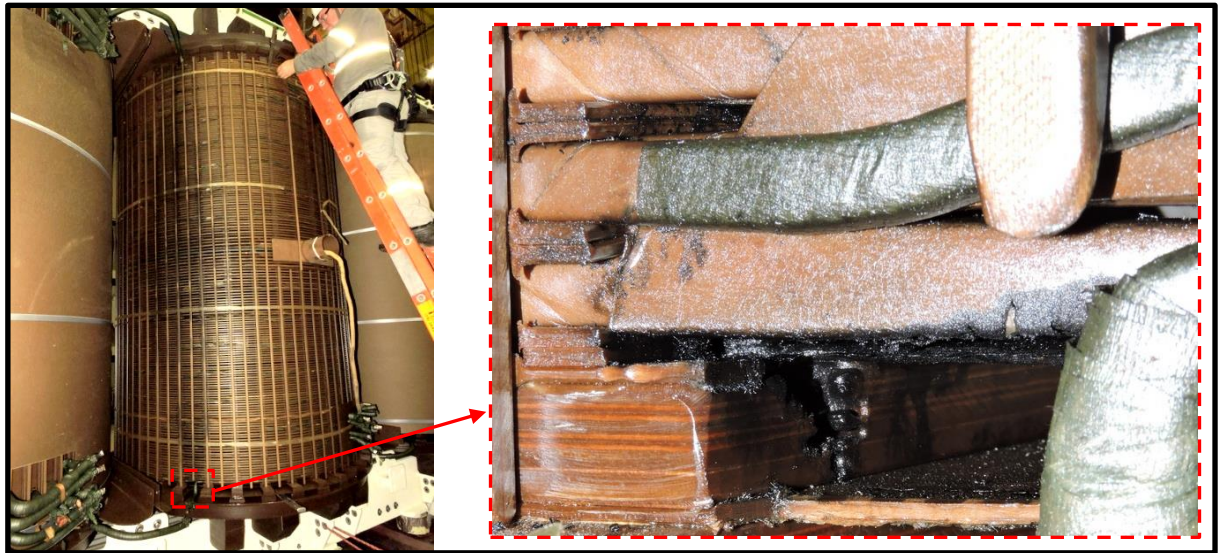


Figura 5.4 Identificação da região da falha no enrolamento de alta tensão fase 2 e detalhe de carbonização em calço. (RBENGE, 2017)

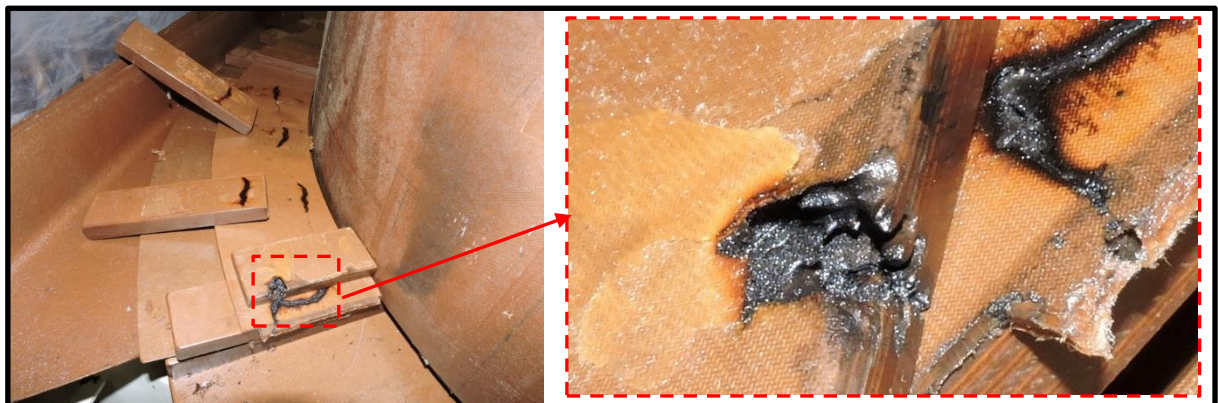


Figura 5.5 Calços inferiores do enrolamento de alta tensão da fase 2 após a sua remoção.
(RBENGE, 2017)

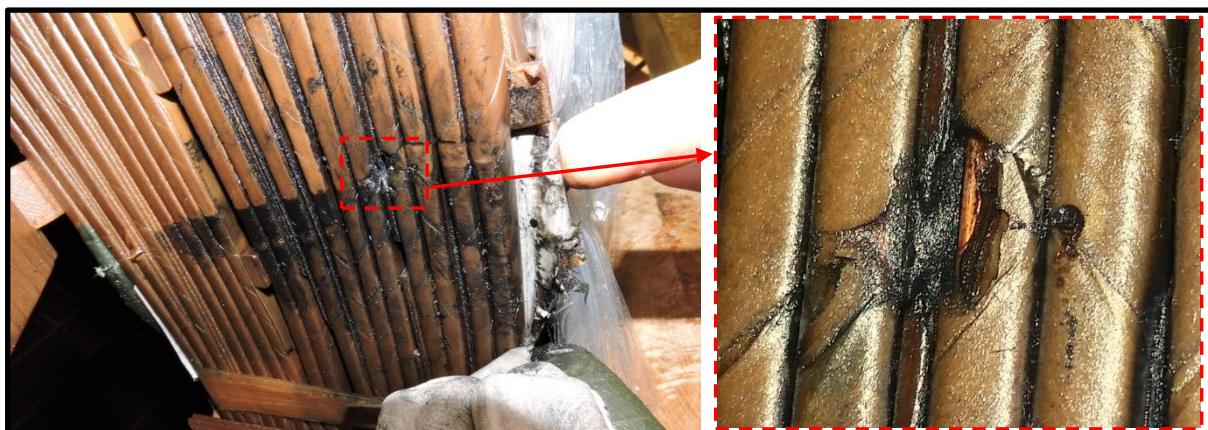


Figura 5.6 Parte inferior do enrolamento de alta tensão da fase 2 com sinais de carbonização em sua isolamento, porém sem marcas de fusão (RBENGE, 2017)



Figura 5.7 Exposição dos enrolamentos de baixa tensão e núcleo do transformador. Para o enrolamento de baixa tensão verifica-se que não há isolamento de papel (RBENGE, 2017)

A seguir são desenvolvidas as informações disponibilizadas:

- Registro de eventos

Os registros do sistema supervisório, reproduzidos na tabela 5.1, mostram que à 00:29:17 houve o desligamento dos motoventiladores do sistema de refrigeração, que foram religados após cerca de 33 minutos (01:02).

Às 8:28:45 houve novo desligamento dos motoventiladores, sendo que às 9:39:46 houve a primeira sinalização de alarme de sobretemperatura do transformador, que evoluiu para um *trip* de desligamento às 10:14:14.

tempo	descrição	Status
00:29:17.284	AUX. TE - FALTA 440VCA	DETECTADO
00:29:27.287	AEROTERMO 2 - STATUS (LIGADO)	DESLIGADO
00:29:27.288	AEROTERMO 1 - STATUS (LIGADO)	DESLIGADO
00:29:27.288	AEROTERMO 3 - STATUS (LIGADO)	DESLIGADO
00:29:27.288	AEROTERMO 5 - STATUS (LIGADO)	DESLIGADO
00:47:23.459	AEROTERMO 5 - MDJ QV9/QV10	ABERTO
00:47:24.103	AEROTERMO 5 - MDJ QV9/QV10	FECHADO
00:48:18.239	SEL. CMD - AEROTERMO AUTOMÁTICO	N DETECTADO
00:48:18.274	SEL. CMD - AEROTERMO MANUAL	DETECTADO
00:48:26.656	SEL. CMD - AEROTERMO MANUAL	N DETECTADO
00:48:26.780	SEL. CMD - AEROTERMO AUTOMÁTICO	DETECTADO
01:02:00.365	AUX. TE - FALTA 440VCA N DETEC	N DETECTADO
01:02:00.430	AEROTERMO 1 - STATUS (LIGADO)	LIGADO
01:02:05.144	AEROTERMO 2 - STATUS (LIGADO)	LIGADO
01:02:06.065	AEROTERMO 3 - STATUS (LIGADO)	LIGADO
01:02:19.921	AEROTERMO 5 - STATUS (LIGADO)	LIGADO
08:28:35.307	AUX. TE - FALTA 440VCA	DETECTADO
08:28:45.320	AEROTERMO 1 - STATUS (LIGADO)	DESLIGADO
08:28:45.320	AEROTERMO 2 - STATUS (LIGADO)	DESLIGADO
08:28:45.320	AEROTERMO 3 - STATUS (LIGADO)	DESLIGADO
08:28:45.321	AEROTERMO 5 - STATUS (LIGADO)	DESLIGADO
08:48:40.179	UAC - FLH COMUNIC SAGE SN2-ME1	DETECTADO
08:57:53.624	UAC - FLH COMUNIC SAGE SN2-ME1	N DETECTADO
09:39:46.164	TRAFO - TEMP ENR. 13.8KV ALARME	DETECTADO
09:54:00.918	TRAFO - ENR. Y 13.8KV ALARME	DETECTADO
09:56:55.914	TRAFO - TEMP. ENR. 525KV ALARME	DETECTADO
10:11:10.150	TRAFO - NÍVEL DE ÓLEO ANORMAL	DETECTADO
10:13:16.635	AEROTERMO 5 - MDJ QV9/QV10	ABERTO
10:13:17.428	AEROTERMO 5 - MDJ QV9/QV10	FECHADO
10:13:20.141	AEROTERMO 5 - MDJ QB5	ABERTO
10:13:20.662	AEROTERMO 5 - MDJ QB5	FECHADO
10:14:14.593	TRAFO - TEMP. ENR. 13.8KV TRIP	DETECTADO
10:14:14.593	ONS - 49 SOBRETENPERATURA	ATUADO
10:14:14.615	86TE - ATUADO	DETECTADO
10:14:14.646	DJ909128 - POSIÇÃO	ABERTO

Tabela 5.1 Registro de eventos da primeira atuação automática das proteções às 10:14:14 (RBENGE, 2017)

Além dos registros do sistema supervisório foram apresentados os gráficos que monitoram as grandezas operacionais do transformador, de onde é possível identificar o valor máximo da temperatura em 123,9°C (seta vermelha no gráfico 5.1). Após a normalização do sistema de refrigeração e inspeção visual do transformador, foi feito o seu religamento às 13:18:22 (hora local), como descrito na tabela 5.2.

Ocorre que cerca de duas hora e meia após o seu retorno à operação, às 15:41:57, houve a sinalização de alarme do relé de gases (1º estágio), que evoluiu para um *trip* de desligamento (2º estágio) em pouco mais de um minuto, às 15:43:34.189, conforme indicado no registro de eventos reproduzido na tabela 5.2.

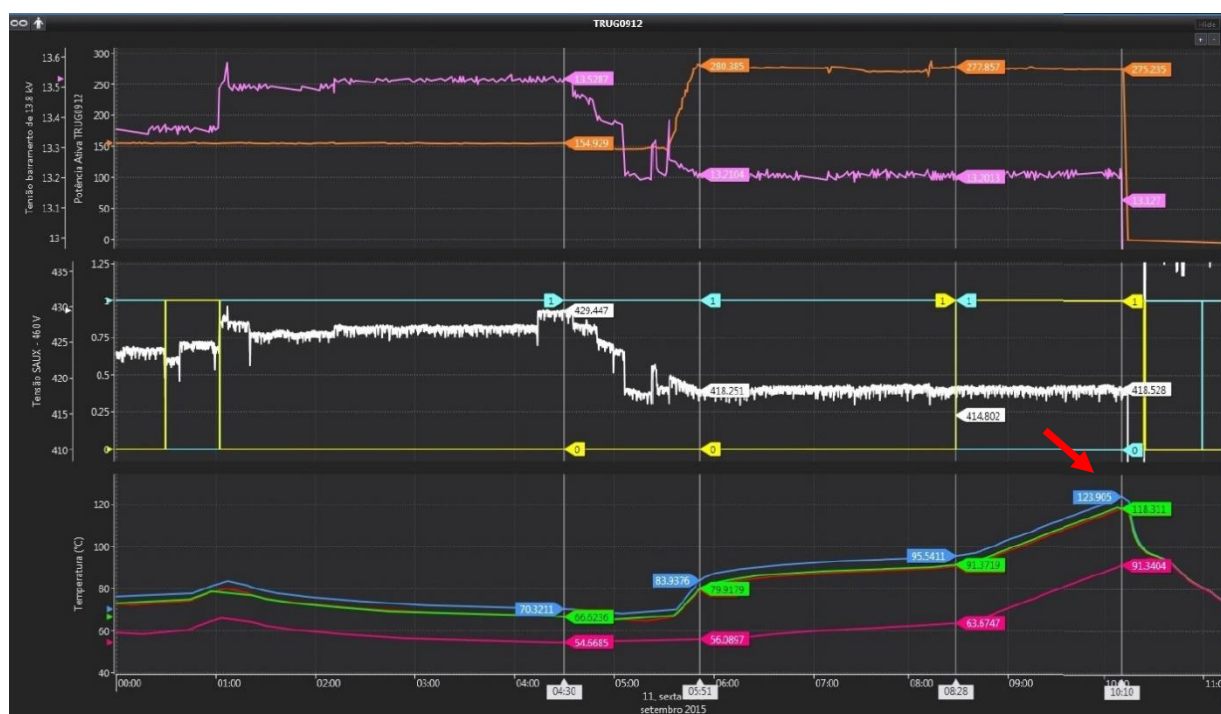


Gráfico 5.1 Gráficos de tensão de barra auxiliar (branco), potência ativa (laranja), temperaturas nos enrolamentos alta tensão (azul), baixas tensões (verde e vermelho) e óleo (rosa) entre 0 e 11 h (RBENGE, 2017)

13:17:57.870	DISJUNTOR 1- POSIÇÃO	FECHADO
13:18:22.638	DISJUNTOR 2- POSIÇÃO	FECHADO
13:19:04.743	DISJUNTOR 3- POSIÇÃO	ABERTO
15:41:57.453	TRAFO - RELÉ BUCHHOLZ ALARME	DETECTADO
15:43:34.189	TRAFO - RELÉ BUCHHOLZ TRIP	DETECTADO
15:43:34.211	86TE - ATUADO	DETECTADO
15:43:34.242	DISJUNTOR 2 - POSIÇÃO	ABERTO

Tabela 5.2 Registro de eventos da segunda atuação automática das proteções às 15:43:34 (RBENGE, 2017)

Diante do ocorrido o transformador foi retirado definitivamente de operação, dando início aos trabalhos de investigação da falha.

- Histórico das análises do óleo isolante do transformador

Os registros das análises do óleo isolante do transformador, abrangendo gascromatografia e ensaios físico-químicos, analisados em detalhe a seguir, denotam que o equipamento apresentava condições normais de operação anteriormente à ocorrência de 11/09/15.

ANÁLISE GASCROMATOGRÁFICA

A análise cromatográfica de gases é feita a partir da norma brasileira de Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço (ABNT 7472, 2012). As amostras consideradas para análise compreendem o intervalo 27/07/2013 até a última coleta de óleo no 11/09/2015, após falha destacada em vermelho, conforme indicado na tabela 5.3.

amostra	Data do Ensaio	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	TGG	TGC
		Hidrogênio	Oxigênio	Nitrogênio	Metano	Mon. Carb.	Dióx. Carb.	Etileno	Etano	Acetileno	Total Gás Geral	Total Gás Comb.
1	11/09/2015	134	3300	12800	22	122	930	19	2	40	17329	339
2	16/03/2015	4.9			61	357	3940	27	37	2	4426.9	488.9
3	13/03/2015	15	6300	25300	31	315	2440	16	3	0	34420	380
4	12/02/2015	4.9			58	353	3954	30	37	2	4436.9	484.9
5	12/09/2014	4.9			16	108	2021	18	48	0.49	2215.9	195.39
6	14/07/2014	4	3500	18700	2	26	280	1	0.1	0.1	22513.1	33.2
7	12/06/2014	14	6400	22700	10	107	920	6	1	1	30158	139
8	20/05/2014	4.9			38	262	2450	28	28	3	2810.9	363.9
9	19/05/2014	5	7200	25900	0.1	33	300	1	0.1	0.1	33439.2	39.3
10	17/01/2014	8			38	284	2877	17	21	2	3245	370
11	28/11/2013	7			27	243	2155	15	15	2.5	2462	309.5
12	09/08/2013	15			20	161	1801	9	11	2	2017	217.5
13	27/07/2013	15			20	158	1683	10	40	1	1926	244

Tabela 5.3 Histórico de cromatografia do óleo isolante do transformador (RBENGE, 2017)

Os valores de concentração de gases apresentados são classificados, em sua maioria, como “concentração de gases combustíveis baixa” perante a norma brasileira, conforme indicado na tabela 3.1. Sendo a concentração de gases combustíveis classificada como “baixa”, a análise cromatográfica é finalizada concluindo-se que o transformador não apresentava condição de anormalidade anterior à falha. Um comentário adicional é feito sobre a tabela 5.3: A análise cromatográfica após a falha, coletada em 11/09/15 e destacada em vermelho, apresentou valores totais de gases combustíveis baixa, entretanto, com valores relativos significativos de hidrogênio e acetileno.

A formação de acetileno requer temperaturas de 800 a 1200 °C e um rápido decréscimo a temperaturas mais baixas, de forma a permanecer como um produto de recombinação estável (ABNT 7472, 2012). Como a temperatura operacional do transformador é entre a temperatura ambiente e cerca de 100 °C, a formação de acetileno indica condição anormal de operação.

ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA

A avaliação dos resultados das análises físico-químicas do óleo é feita a partir da norma brasileira para óleo mineral isolante de equipamentos (ABNT 10576, 2012). As amostras consideradas para análise, compreendem o intervalo das datas de 25/06/14 a 11/09/15 e podem ser vistas na tabela 5.4.

Data da coleta	Conteúdo de água (ppm) [NBR10710]	Conteúdo de água (ppm) [NBR10710] @20°C	Fat. De Potência a 100 °C (%) [NBR12133]	Rigidez Dielétrica-Calota (kV) [IEC 60156]	Ind. Neutralizaçã o (mg KOH/g) [NBR 14248]	Tensão Interfacial (mN/m) [NBR6234]	Cor [NBR 14483]	Densidade Relativa 20/4°C (g/ml) [NBR7148]	Aspecto Visual
11/09/2015	12	-	0.17	73.0	0.01	44.2	0.5	0.877	límpido
13/03/2015	4	2	0.15	75.0	0.01	44	0.5	0.878	límpido
25/06/2014	6	2	0.1	74.0	0.01	43.2	0.5	0.876	límpido

Tabela 5.4 Histórico físico-químico do óleo isolante do transformador (RBENGE, 2017)

A análise do nível da rigidez dielétrica do óleo mostra valores iguais ou superiores a 73 kV, acima do limite mínimo de 60 kV, tal como descrito na norma técnica reproduzida na tabela 3.5.

No tocante à quantidade de água dissolvida no óleo, as amostras de 13/03/15 e 25/06/14 apresentam valores de 2 ppm corrigidos a 20 °C. Nos termos da norma ABNT 10576 (2012), reproduzida na tabela 3.5, o valor máximo para equipamentos de classe de tensão maior que 230 kV é de 6 ppm de teor de água, corrigido a 20°C. Portanto, as amostras referidas com 2 ppm estão adequadas à norma vigente. Com relação ao conteúdo de água na amostra de 11/09/15, apesar do valor medido de 12 ppm pelo laboratório, não foi possível calcular a quantidade de conteúdo de água no óleo referida a 20 °C, devido à ausência de valor da temperatura do óleo no momento da coleta. Porém, dado o valor de rigidez dielétrica medido de 73 kV, superior ao valor de 60 kV prescrito pela norma, presume-se que o valor de umidade contido no óleo seja satisfatório.

A título de estimativa para cálculo de fator de correção a ser aplicado, considerou-se a temperatura de 50 °C no momento da extração do óleo para a amostra de 11/09/15, tendo por base as temperaturas de 46 e 53 °C indicadas nas amostras de 13/03/15 e 25/06/14, respectivamente. A fórmula prescrita pela norma para correção do teor de água para 20 °C está dada na equação 3.1. Considerando que a temperatura na data da coleta foi de 50 °C, obtém-se um fator de correção de $f = 2,24 \cdot \exp(-0,04 \cdot 50) = 0,303151$. Aplicando-se este fator

ao valor de 12 ppm em 11/09/15, obtém-se o teor de 3,63 ppm, que é significativamente inferior ao limite de 6ppm estabelecido pela norma.

- Avaliação da atuação do relé de subtensão

A seguir será analisado o desempenho do relé de subtensão no dia 11/09/15 conforme o registro de eventos da tabela 5.1, em que houve detecção de falha às 00:29:17, com atuação 10 segundos após, às 00:29:27 e desatuação à 01:02:00, e novamente houve percepção de falha às 8:28:35, com atuação 10 segundo após, às 8:28:45, sem religamento, sendo então o transformador desligado permanentemente pelo relé de proteção térmico. O gráfico 5.2 mostra um panorama geral, no intervalo de 0:00 às 12:00, dos valores de tensão auxiliar do transformador em pu (em azul) e da mudança de status do relé de subtensão na barra de tensão auxiliar (em verde), que obedece à condição binária, ou seja, 1 atuado e 0 desatuado. Ressalta-se que a atuação de relé de subtensão desliga a refrigeração do transformador. Por outro lado, a desatuação restaura a operação regular da refrigeração.

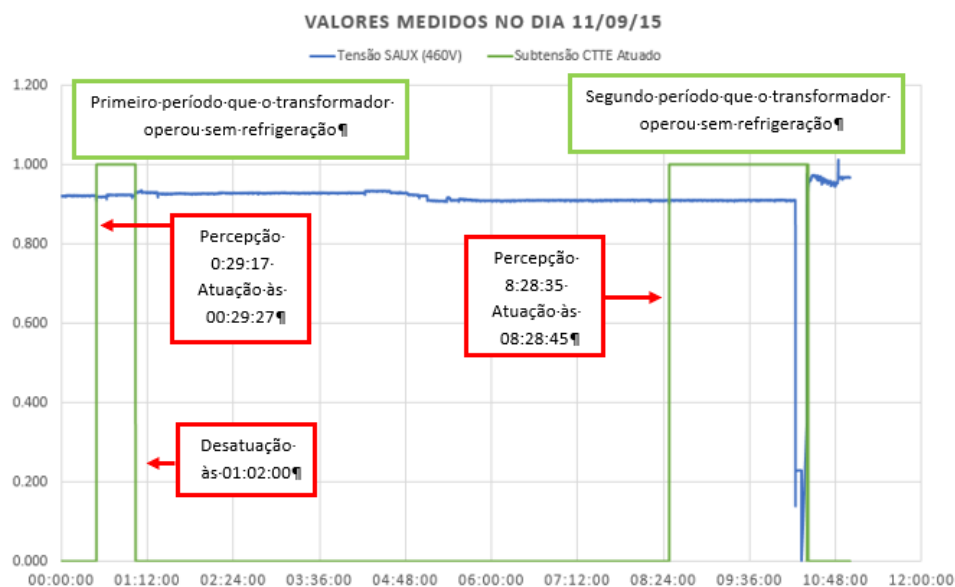


Gráfico 5.2 Tensão no sistema auxiliar do transformador em pu e atuação do relé de subtensão entre 0:00 e 12:00 (RBENGE, 2017)

O gráfico 5.3 detalha a curva de tensão auxiliar segundo a segundo entre 0:28:39 a 0:29:57. Nota-se que à 0:29:17 o sistema de proteção percebeu baixo nível de tensão com

valor de 417,5 V. Como passados 10 segundos a tensão não retornou a níveis aceitáveis, houve a atuação desta proteção, desligando a refrigeração do transformador.



Gráfico 5.3 Curva de tensão auxiliar segundo a segundo, com atuação do relé às 0:29:18 (RBENGE, 2017)

Por volta de 01:01:38 a tensão auxiliar alcançava cerca de 424 V sendo que à 01:02:00, com o valor de 428,3 V houve desatuação do relé de subtensão, reestabelecendo a refrigeração regulador do transformador, conforme visualizado no gráfico 5.4.



Gráfico 5.4 Curva de tensão auxiliar segundo a segundo com desatuação do relé à 1:02:00 (RBENGE, 2017)

Entre 1:02 à 8:28 o sistema de refrigeração operava regularmente, quando às 8:28:35, o sistema de proteção percebeu de baixo nível de tensão com valor de cerca de 416 V e, como 10 segundos após não houve restabelecimento de nível adequado de tensão, houve atuação do relé de subtensão, conforme mostrado no gráfico 5.5. Nota-se que o valor de atuação do relé de subtensão não é o menor registrado neste intervalo. A tensão ainda atinge o valor mínimo de 414,7 V.

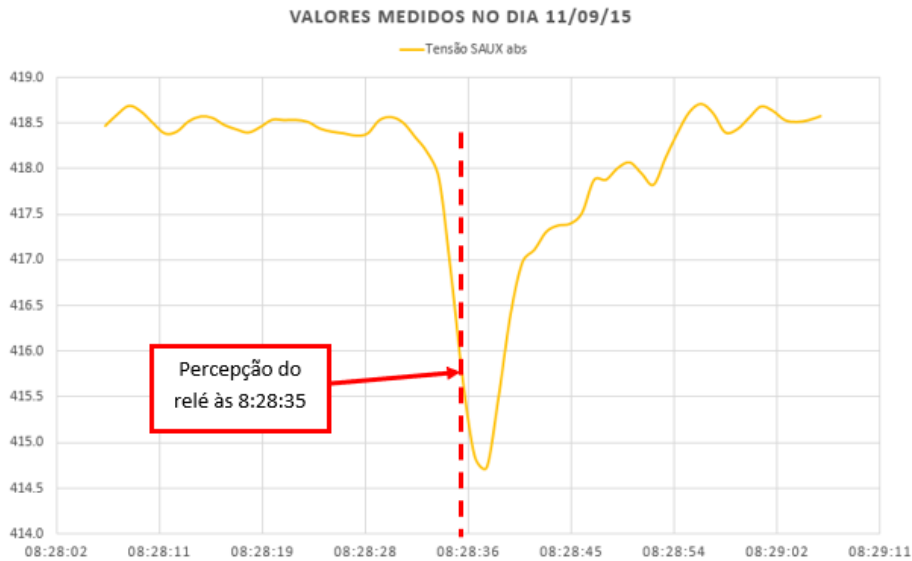


Gráfico 5.5 Curva de tensão auxiliar segundo a segundo com atuação do relé às 8:28:36 (RBENGE, 2017)

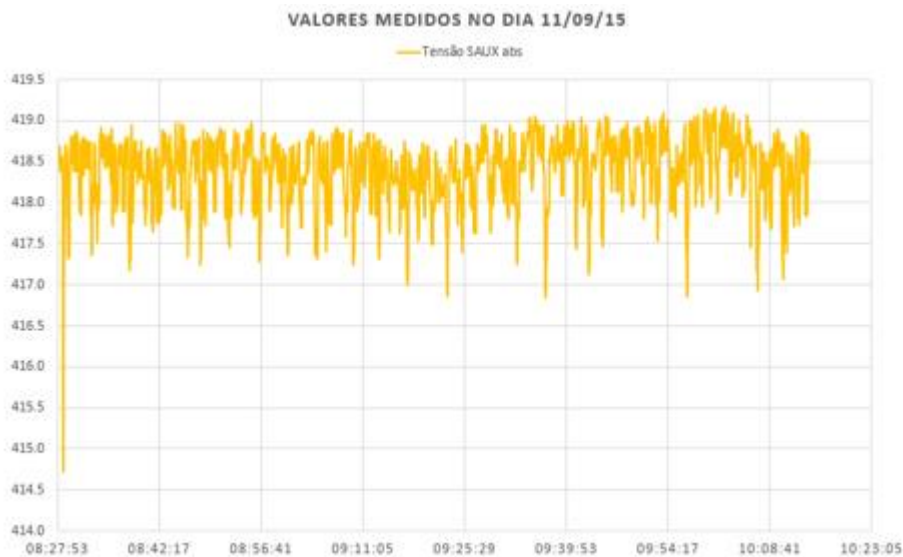


Gráfico 5.6 Tensão auxiliar entre 8:27 e 10:23 (RBENGE, 2017)

Ao contrário do que ocorreu no primeiro evento de atuação do relé de subtensão, após a segunda atuação às 8:28:45, o valor de tensão permaneceu em valores entre 417 e 419 V, conforme gráfico 5.6, o que não permitiu a desatuação do relé de tensão e conseqüentemente o retorno do funcionamento regular dos trocadores de calor, que permaneceram desligados até a atuação do relé de sobretemperatura dos enrolamentos até às 10:14:14.

De acordo com os dados apresentados acerca da percepção de baixa tensão do relé de subtensão de tensão, os valores foram de 416 e 417,5 V e o valor de desatuação foi de 428,3 V. Assim, verifica-se que os valores de atuação e desatuação estão em valores entre 416 e 428,3 V, ou em porcentagem, 2,87 % $[(428,3-416)/428,3]$.

De modo a avaliar as características de funcionamento dos parâmetros de atuação e desatuação do relé de subtensão, a figura 5.8 reproduz parcialmente o manual técnico do relé, da marca Schneider, modelo RM4TR, que foi utilizado na construção no painel de controle do transformador.


Product data sheet Characteristics		RM4TR34 three-phase network control relay RM4-T - range 360 V	
	Main		
	Range of product	Zelio Control	
	Product or component type	Industrial measurement and control relays	
	Relay type	Control relay	
	Product specific application	For 3-phase supply	
	Relay name	RM4-T	
	Relay monitored parameters	Overvoltage and undervoltage detection Phase failure detection Phase sequence	
	Time delay	Adjustable 0.1...10 s	
	Measurement range	290...484 V	
	Setting accuracy of the switching threshold	+/-3 %	

Figura 5.8 Dados técnicos do relé de subtensão (SCHNEIDER, 2022)

A partir das especificações destacadas em vermelho, verifica-se que o intervalo de tensão a ser monitorado vai de 290 a 484 V e o disparo de atuação/ desatuação tem a variação de +/- 3, ou seja, um intervalo de 6%. Comparando-se aos valores de atuação/ desatuação medidos, de 2,88%, denotam que houve a correta atuação/ desatuação do relé de subtensão.

- Operação do transformador sem resfriamento

Com relação ao tempo em que o transformador operou sem a ventilação, a norma brasileira de aplicação de cargas em Transformadores de Potência (ABNT, 1997), em seu subitem 5.5.1.3 estipula que o transformador com resfriamento OFAF (óleo forçado, ar forçado) utilizado no projeto do transformador afetado no evento, na condição nominal, pode operar sem o resfriamento por trocador de calor por, no máximo, 30 minutos, a fim de evitar danos no transformador. Como o transformador permaneceu cerca de 1,75 h em uma carga próxima à nominal, entende-se que o equipamento operou de forma inadequada.

Conclusão sobre a causa da falha

O transformador em questão foi fabricado no ano de 2010 e, no final de 2012 entrou em funcionamento. Ao longo de sua operação foram executados os acompanhamentos das propriedades físico-químicas e análises de gases dissolvidos no óleo isolante, não tendo sido detectada nenhuma irregularidade. No dia 11/09/15, em função de mudanças nos níveis de tensão da usina, os motores do sistema de refrigeração do transformador sofreram dois desligamentos devido às configurações dos parâmetros do sistema de proteção. De acordo com a análise realizada o relé de subtensão do sistema auxiliar atuou adequadamente.

O desligamento mais significativo ocorreu às 8:28:45, sendo que o transformador seguiu operando por cerca de 1:45h sem refrigeração, até ser desligado pela atuação da proteção de sobretemperatura às 10:14:14. Após a normalização do sistema de refrigeração o transformador foi religado às 13:18:22 e, cerca de 2:30h depois, às 15:41:57, houve a atuação do relé de gases no primeiro estágio (alarme), seguido do segundo estágio (*trip*) às 15:43:34. Nesse momento o transformador foi definitivamente retirado de operação.

Nos termos da norma de aplicação de carga (ABNT, 1997), é raro um transformador operar com o sistema de refrigeração desligado e, caso isso ocorra, não se deve exceder um período máximo de 30 minutos, sob pena de ocorrer danos ao equipamento. O mecanismo de falha proposto é de que no período de 1:45h em que o transformador ficou sem refrigeração houve um aumento de temperatura que motivou a liberação da umidade presente na isolamento celulósica para o óleo isolante (CIGRÉ, 2008; SOKOLOV & KOCK, 2008;

SPARLING, 2008) e, com o resfriamento do transformador após o seu desligamento, essa umidade se precipitou às partes inferiores do transformador (CIGRÉ, 2008) e foi captada ou absorvida pela celulose nos pontos de menor temperatura (parte inferior das bobinas e capas isolantes). Quando o transformador foi recolocado em operação, pouco mais de 2 h depois, as superfícies onde a umidade se acumulou propiciaram a formação de descargas parciais que evoluíram para uma descarga de alta intensidade.

As figuras 5.9 e 5.10 ilustram que o aquecimento do condutor a partir de 120 °C há formação de bolhas e consequente liberação de umidade para o óleo isolante (SOKOLOV & KOCK, 2008). No caso presente, conforme gráfico 5.1, a temperatura no enrolamento de alta tensão atingiu 123,9 °C.

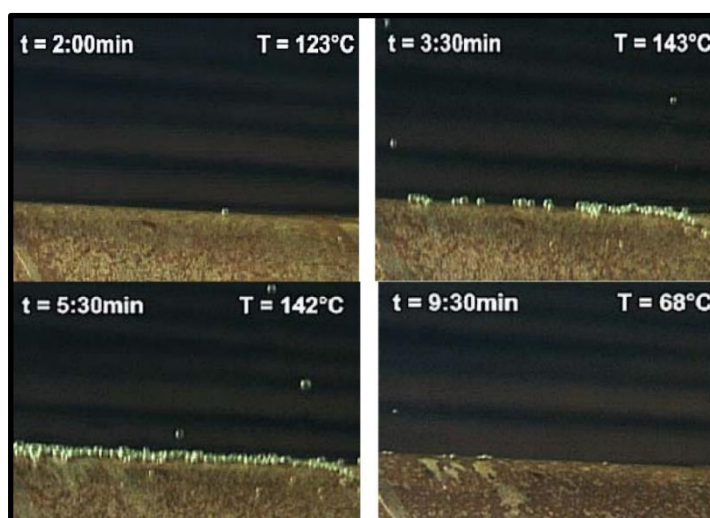


Figura 5.9 Condutor com 10 camadas de papel Kraft, 3,9% de umidade, meio isolante a 120 °C (SOKOLOV & KOCK, 2008)



Figura 5.10 Desprendimento de umidade através de bolhas (SPARLING, 2008)

Cálculo de depreciação

A fim de determinar a vida útil da isolação do transformador foram calculados os fatores de depreciação por grau de polimerização e por idade. Para o cálculo de fator de depreciação por grau de polimerização foram removidas amostras de condutores dos enrolamentos de alta tensão da fase 2 (uma amostra de um dos discos superiores e uma amostra de um dos discos inferiores) e fase 3 (uma amostra de um dos discos superiores). Tais localidades foram selecionadas pois a falha ocorreu no enrolamento 2 e tanto o enrolamento 3 como o 1 apresentam-se na extremidade e, em teoria, teriam as mesmas influências de campo magnético e temperatura. Nos enrolamentos de baixa tensão não foi coletada amostra pois não eram isoladas com papel.

A análise das camadas de papel resultou nos valores de grau de polimerização (GP) da tabela 5.5. Utilizando-se o valor de média 613,57 na fórmula (4.4), chega-se ao valor de FVUGP (Fator de vida útil por grau de polimerização) de 56,54 %. Para o cálculo de fator de depreciação por idade, são considerados o ano em que o transformador iniciou sua operação (2010) e o ano de falha (2015). Utilizando-se a fórmula (4.2), chega-se ao valor de FVUID (Fator de vida útil por idade) de 87,14%.

Amostra	GP
camada mais interna	527
camada intermediária	749
camada mais externa	565
Média AT superior fase 2	613,67
camada mais interna	727
camada intermediária	618
camada mais externa	612
Média AT inferior fase 2	652,33
camada mais interna	617
camada intermediária	623
camada mais externa	607
Média AT superior fase 3	615,67
Média considerada	613,67

Tabela 5.5 Valores de grau de polimerização do papel isolante dos condutores do enrolamento de alta tensão (RBENGE, 2017)

Outra interpretação a esse resultado é que pelo FVUID, o transformador teria operado 13% dos 100% de sua vida útil. Por outro lado, pelo FVUGP, o transformador teria cerca de 44% dos 100% de sua vida útil. O valor do FVUGP bastante abaixo do FVUI indica que a isolação do condutor dos enrolamentos sofreu um envelhecimento acima do esperado. Tal comportamento é compatível com o não funcionamento das bombas dos trocadores de calor e conseqüente aquecimento acentuado a qual o transformador foi submetido.

5.2. CASO 2: FALHA EM BUCHA

Trata-se de transformador monofásico fabricado em 2010, potência 275 MVA, tensões 18/ 525 kV (RBEnge, 2020).

- Descrição da ocorrência: o transformador foi retirado de operação em 2020 e substituído por outro reserva após a constatação de evolução na geração de gases acetileno e hidrogênio. Em seguida à falha o transformador teve o óleo esgotado, foi removido de sua base de operação e foi levado ao galpão coberto para abertura da tampa de inspeção e acesso à sua parte interna. Neste caso, informações preliminares, tais como histórico cromatográfico desde o início de operação até a falha e histórico de manutenções realizados no transformador foram disponibilizados previamente à inspeção, auxiliando no processo de determinação da localização da falha.

Após verificação de pontos de geração de gases combustíveis em terminais de saída de enrolamentos, contatos do comutador sem carga e pontos de aterramento do núcleo do transformador, com a não identificação de partículas de carbonização por toda a extensão interna, decidiu-se pela remoção da bucha de alta tensão. As figuras de 5.11 a 5.18 ilustram os pontos mais relevantes da inspeção.



Figura 5.11 Vista geral externa do transformador com indicação da bucha de alta tensão e vista superior do transformador com indicação da bucha de alta tensão e tampas de inspeção (RBENGE, 2020)

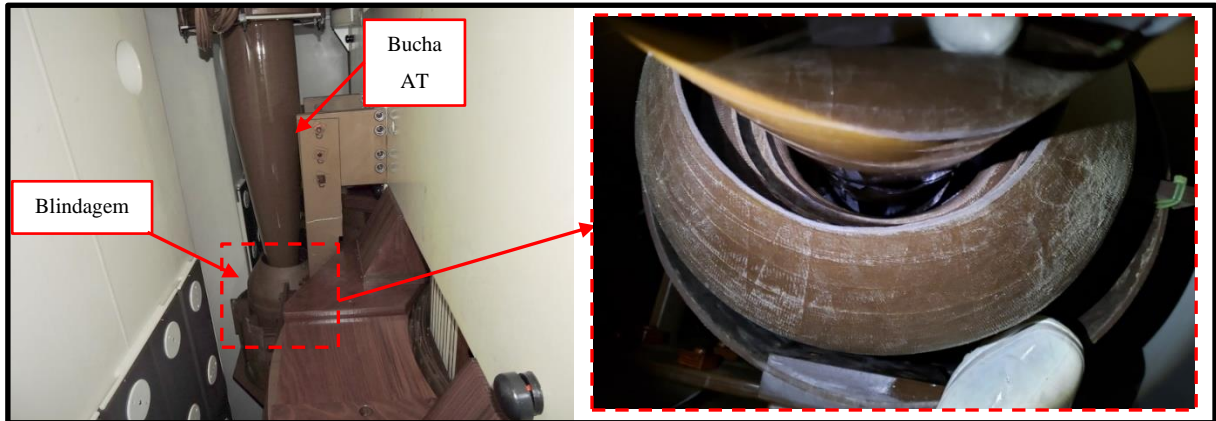


Figura 5.12 Vista lateral da bucha de alta tensão pelo lado imerso em óleo e vista superior da blindagem de bucha de alta tensão com a bucha ainda inserida (RBENGE, 2020)

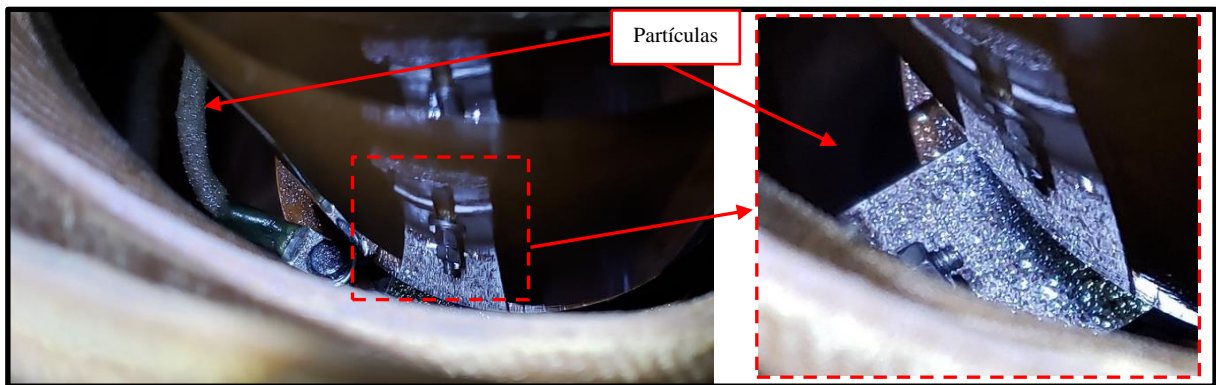


Figura 5.13 Detalhe interno da blindagem da bucha de alta tensão com sinais de partículas brilhantes (RBENGE, 2020)

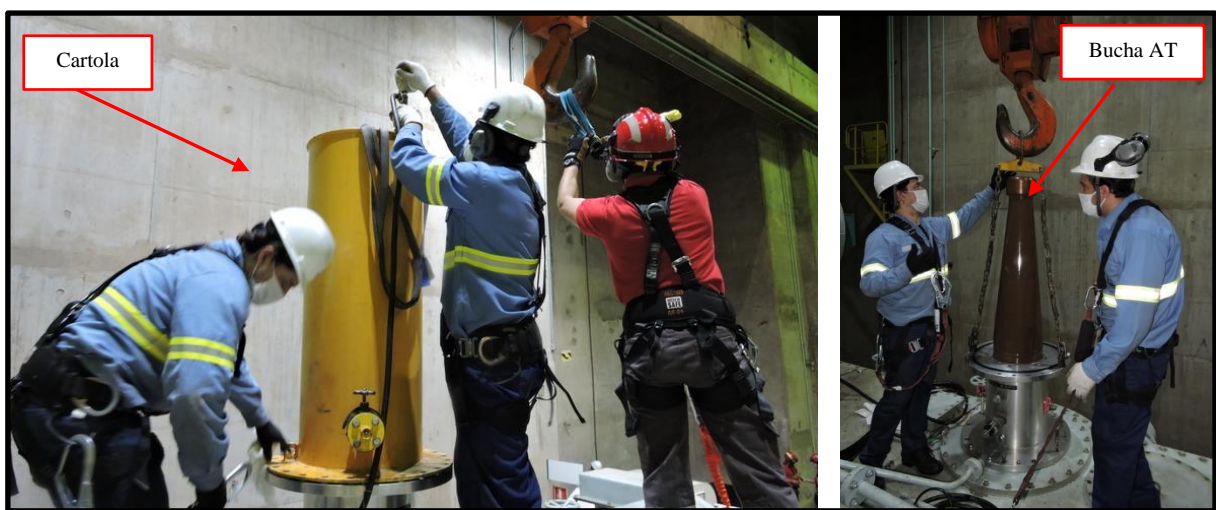


Figura 5.14 Remoção da cartola protetora da bucha e remoção da bucha de alta tensão (RBENGE, 2020)

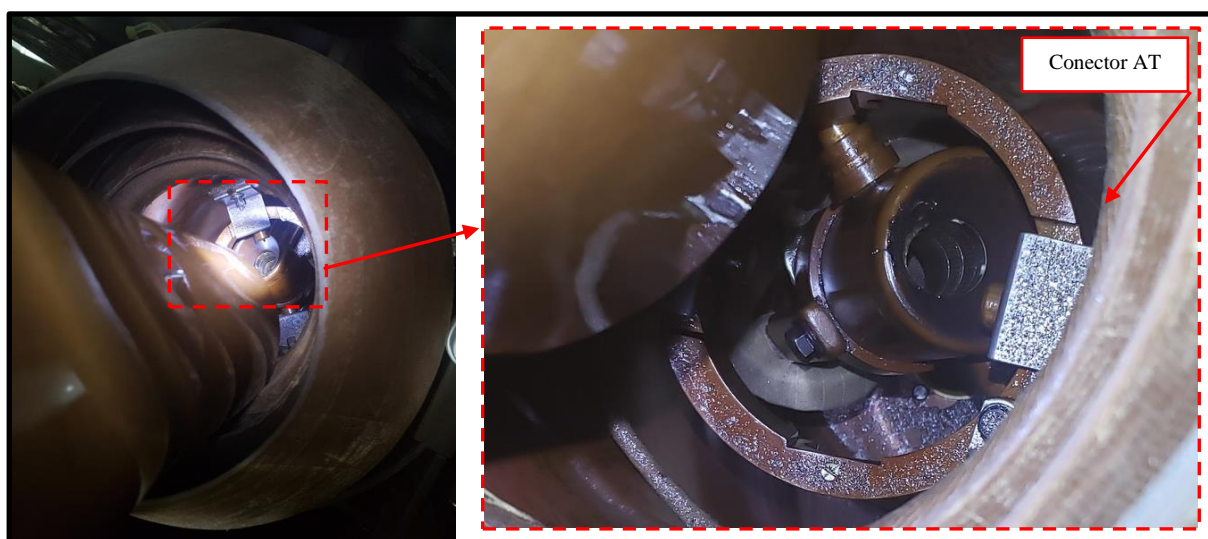


Figura 5.15 Visualização de conector de saída do enrolamento de alta tensão deslocada de sua posição original logo após a remoção da bucha de alta tensão (RBENGE, 2020)

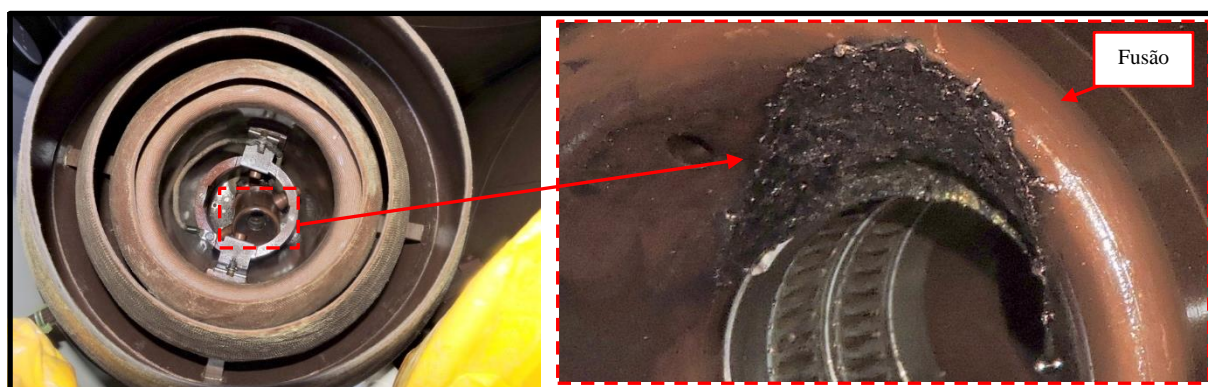


Figura 5.16 Detalhe do conector de saída do enrolamento de alta tensão com marcas de fusão (RBENGE, 2020)

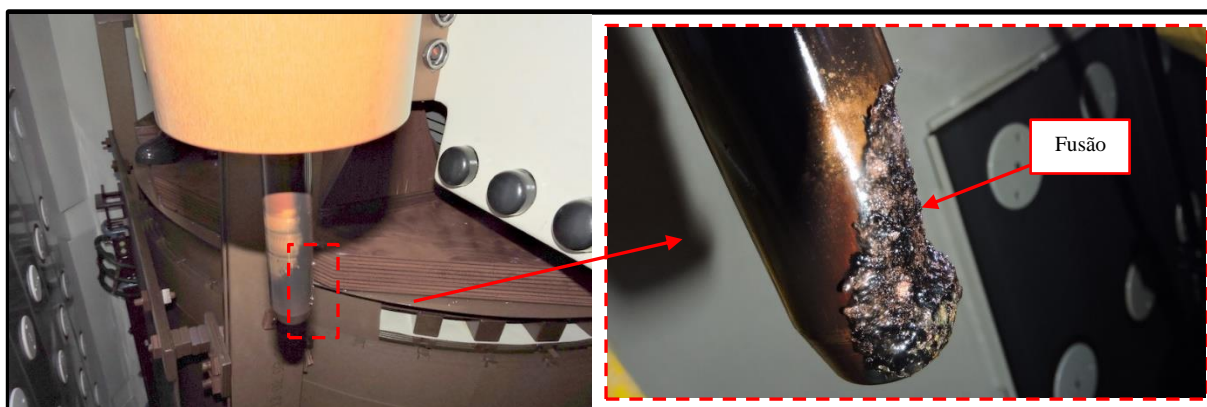


Figura 5.17 Carbonização e fusão do pino de encaixe da bucha de alta tensão (RBENGE, 2020)

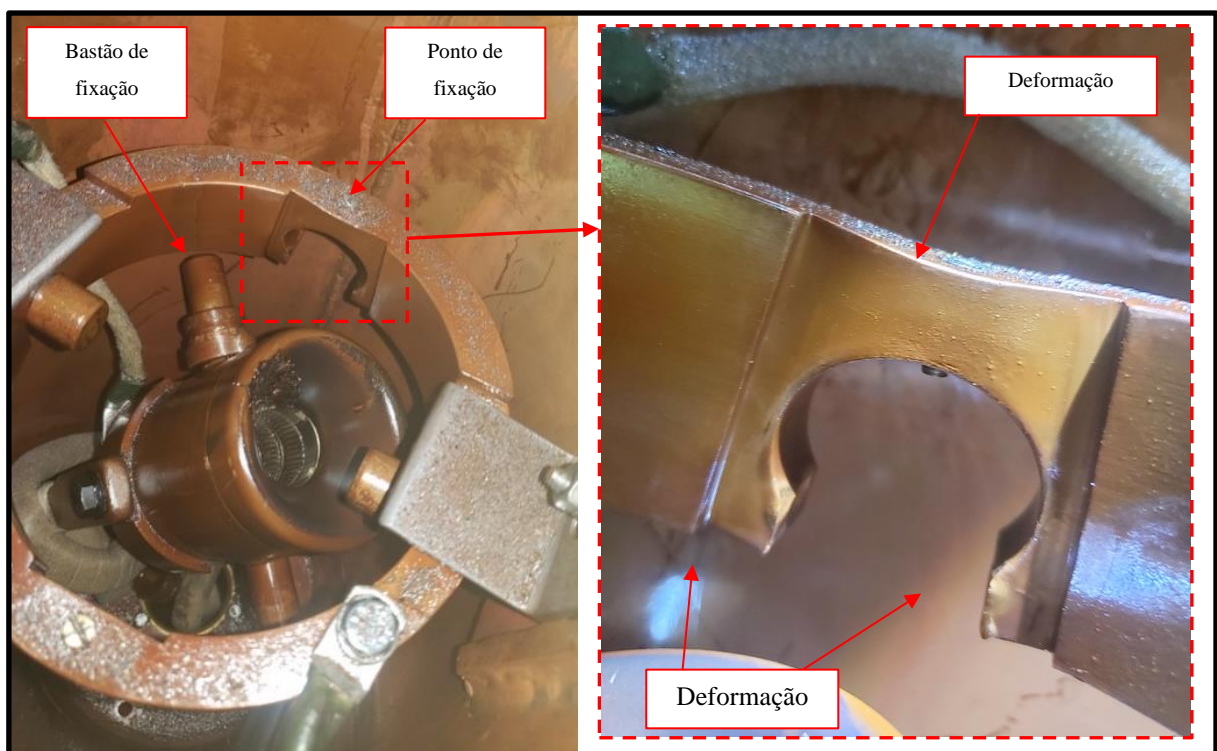


Figura 5.18 Bastão de fixação deslocado do ponto de fixação e detalhe da deformação do ponto de fixação (RBENGE, 2020)

A seguir são desenvolvidas as informações disponibilizadas:

- Carga operativa e temperaturas do transformador

Os gráficos a seguir mostram a curva de potência e temperatura entre os meses de abril de 2018 e fevereiro de 2020. No gráfico 5.7 é visualizado em azul a curva da potência para o banco trifásico.

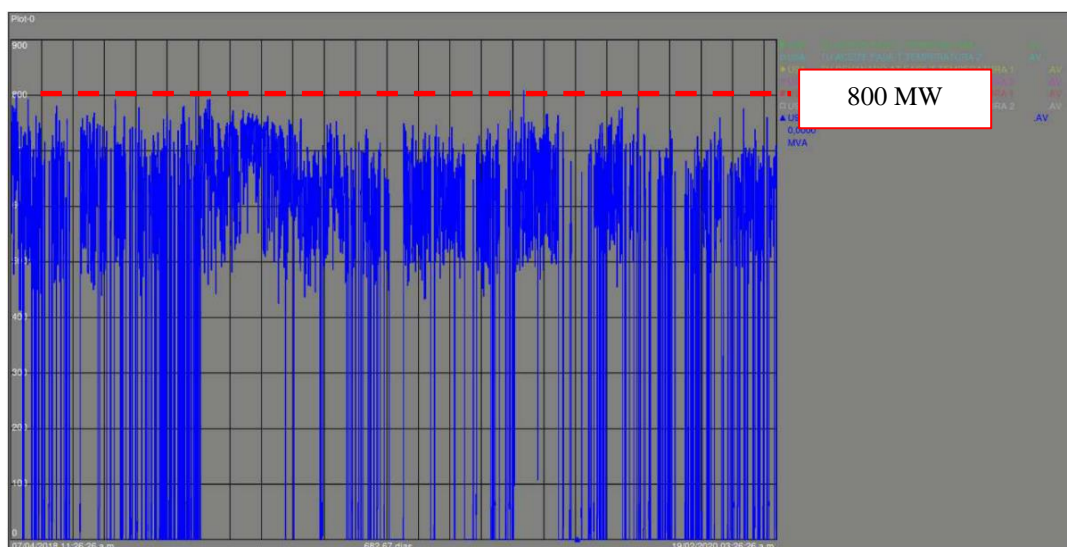


Gráfico 5.7 Potência trifásica gerada entre abril de 2018 e fevereiro 2020 (RBENGE, 2020)

No gráfico 5.8 são visualizadas as temperaturas do óleo em verde, do enrolamento de alta tensão em amarelo e o de baixa tensão em vermelho.

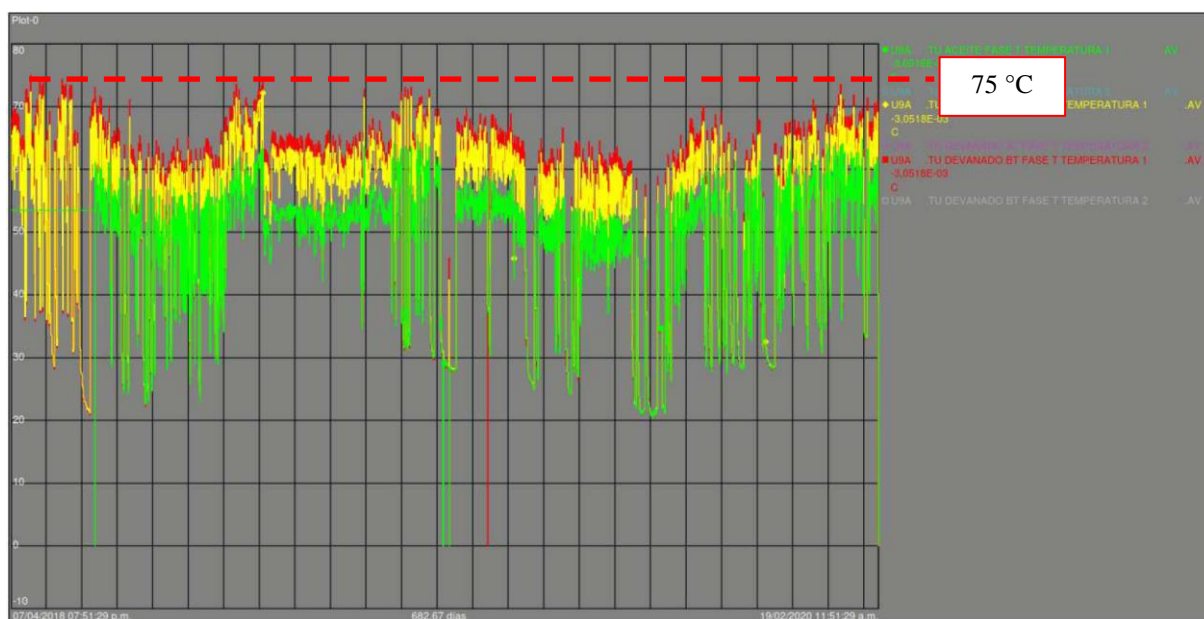


Gráfico 5.8 Temperaturas do óleo e enrolamentos abril de 2018 e fevereiro 2020 (RBENGE, 2020).

Verifica-se que a potência gerada não excede o valor de 800 MW, ou seja, 267 MW por fase, não ultrapassando a potência nominal do transformador, que é de 275 MVA. Nos gráficos de temperatura verifica-se que estas não ultrapassaram os 75 °C no óleo ou enrolamento, revelando operação térmica adequada, dentro do limite de 105° C (ABNT, 2007).

- Histórico das análises do óleo isolante do transformador

Os registros das análises do óleo isolante, abrangendo gascromatografia, são analisados em detalhe a seguir.

ANÁLISE GASCROMATOGRÁFICA

A análise cromatográfica de gases é feita a partir das normas (ABNT 7274, 2012 e IEEE, 2008). As amostras consideradas para estudo compreendem o intervalo do ano de 2010 até a última coleta de óleo no ano de 2020, após o desligamento, e são apresentadas na tabela 5.6.

Data do Ensaio	H2	O2	N2	CO	CO2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	TGG	TGC
	Hidro- gênio	Oxi- gênio	Nitro- gênio	Mon. Carb.	Dióx. Carb.	Metano	Eti-leno	Etano	Aceti- leno	Total Gás Geral	Total Gás Comb.
19/2/2020	58	4189	64952	1127	5104	22	13	3	18	75486	1241
17/2/2020	52	3907	61054	1180	5506	23	12	3	17	71754	1287
14/2/2020	54	3770	62374	1201	5503	23	18	2	16	72961	1314
12/2/2020	47	3843	59739	1140	5140	21	18	3	13	69964	1242
10/2/2020	45	4019	60776	1119	4782	22	16	6	12	70797	1220
7/2/2020	47	3508	62633	1218	5420	24	17	4	15	72886	1325
5/2/2020	44	3772	59791	1104	4662	20	11	4	12	69420	1195
3/2/2020	47	4162	65975	1211	5322	22	15	3	12	76769	1310
31/1/2020	43	3617	64164	1204	4898	23	12	4	13	73978	1299
29/1/2020	45	4152	67173	1190	4955	23	12	3	13	77566	1286
27/1/2020	42	5237	68631	1139	4230	22	12	2	11	79326	1228
22/1/2020	27	1986	38742	693	3149	14	9	0	8	44628	751
28/11/2019	31	3459	43797	804	6421	21	14	5	10	54562	885
21/11/2019	35	3185	47816	940	8108	24	14	5	11	60138	1029
28/10/2019	25	3127	36207	666	5068	18	12	4	10	45137	735
18/10/2019	28	2950	36433	681	5524	18	12	4	12	45662	755
23/9/2019	25	3210	38174	652	5586	19	11	4	10	47691	721
9/9/2019	36	2529	66143	1241	6110	28	13	5	9	76114	1332
28/8/2019	33	3413	47771	894	5723	21	11	4	0	57870	963
16/8/2019	28	3022	45723	841	5673	13	11	4	6	55321	903
31/7/2019	20	2847	40351	775	5571	19	11	4	9	49607	838
19/7/2019	27	3677	47167	867	5833	20	11	4	8	57614	937
9/7/2019	31	4670	57422	1039	6308	23	11	4	7	69515	1115
27/6/2019	24	3726	43186	773	5857	17	10	4	9	53606	837
14/6/2019	23	3186	36557	710	5541	14	9	4	8	46052	768
30/5/2019	24	3500	46700	890	6100	18	10	4	4	57250	950
17/5/2019	24	3564	45702	740	5800	19	10	4	4	55867	801
16/5/2019	26	3583	47859	893	6132	20	11	4	6	58534	960
3/5/2019	26	4157	63312	1035	4339	16	6	2	5	72898	1090
21/4/2019	24	9742	87563	1022	1668	16	6	2	5	100048	1075
17/4/2019	25	4747	69882	1104	4574	17	6	2	5	80362	1159
3/4/2019	23	4563	64340	1033	4061	15	6	2	5	74048	1084
5/2/2019	20	5113	63686	974	4420	14	6	3	3	74239	1020
18/12/2018	21	6139	66209	941	3877	13	5	2	0	77207	982
14/9/2018	21	6473	64325	811	3472	9	0	0	0	75111	841
10/7/2018	16	7183	63043	783	3825	10	0	0	0	74860	809
22/5/2018	12	6039	57387	767	3875	8	2	0	0	68090	789
2/4/2018	9	7295	52999	640	3605	8	2	1	0	64559	660
12/1/2018	8	7462	46290	523	3220	7	2	1	1	57514	542
5/12/2017	5	6580	41378	470	2997	6	0	0	0	51436	481
14/9/2017	5	4051	32523	445	2623	6	1	1	0	39655	458
24/7/2017	5	4445	32616	437	2946	6	1	0	0	40456	449
18/5/2017	4	8002	44962	404	2794	5	2	1	0	56174	416
27/3/2017	3	5004	37234	425	3305	6	0	0	0	45977	434
18/1/2017	3	4461	24752	306	2581	4	1	1	0	32109	315
1/12/2016	0	5893	32375	347	3185	5	0	0	0	41805	352
14/9/2016	1	2670	11979	158	1884	3	1	1	0	16697	164
26/7/2016	1	1210	6854	101	493	2	0	0	0	8661	104
25/7/2016	5	3148	53081	1352	6544	24	3	0	0	64157	1384
31/5/2016	5	2764	45673	1022	5064	20	3	3	0	54554	1053
4/4/2016	5	5097	58032	1119	5560	20	3	1	0	69837	1148
4/2/2016	5	3763	34357	965	4930	14	3	3	0	44040	990
18/1/2016	6	4587	50871	1039	5538	19	3	3	0	62066	1070
7/12/2015	3	10832	58543	554	2876	2	2	2	0	72814	563
15/7/2015	3	3817	38381	748	3634	8	1	0	0	46592	760
1/6/2015	4	2088	35529	878	3401	15	2	1	0	41918	900
20/5/2015	3	2623	33805	1056	6572	24	5	5	0	44093	1093
25/3/2015	7	2621	33803	871	4052	17	3	2	0	41376	900
23/1/2015	4	2620	33801	776	3343	14	3	0	0	40561	797
3/12/2014	3	3271	45966	880	4264	18	0	0	0	54402	901

Data do Ensaio	H2	O2	N2	CO	CO2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	TGG	TGC
	Hidro- gênio	Oxi- gênio	Nitro- gênio	Mon. Carb.	Dióx. Carb.	Metano	Eti-leno	Etano	Aceti- leno	Total Gás Geral	Total Gás Comb.
31/10/2014	4	3919	42574	759	3233	15	0	0	0	50504	778
10/10/2014	6	4900	48187	1273	5072	20	0	0	0	59458	1299
29/9/2014	1	4577	47404	853	2977	11	0	0	0	55823	865
29/8/2014	5	2911	36761	928	3378	17	2	1	0	44003	953
30/6/2014	3	2903	41292	814	4322	15	3	1	0	49353	836
29/4/2014	5	3649	38713	823	3614	16	3	2	0	46825	849
26/3/2014	5	2907	38562	862	3617	15	3	1	0	45972	886
27/2/2014	7	2853	43491	1042	4565	18	3	1	0	51980	1071
4/2/2014	6	4105	43208	875	3553	15	0	0	0	51762	896
5/12/2013	5	2886	29426	791	3662	4	1	0	0	36775	801
4/12/2013	3	3646	19002	441	3969	3	0	0	0	27064	447
13/11/2013	3	4369	45117	708	3042	13	1	0	0	53253	725
10/10/2013	6	5588	46508	819	3439	12	2	3	0	56377	842
19/9/2013	5	3692	40584	801	3751	14	2	2	0	48851	824
23/7/2013	5	3073	33697	677	3211	13	0	1	0	40677	696
26/6/2013	3	1782	29652	710	3666	14	0	2	0	35829	729
27/5/2013	5	2720	29515	899	4169	11	0	0	0	37319	915
3/5/2013	6	3525	36685	739	3286	14	1	1	0	44257	761
10/4/2013	0	3291	36253	760	4184	14	2	2	0	44506	778
2/4/2013	0	3420	33040	618	3323	12	2	2	0	40417	634
13/3/2013	0	2891	30950	652	3346	13	2	1	0	37855	668
31/1/2013	0	2620	32637	761	4237	15	2	2	0	40274	780
11/1/2013	0	3648	37705	780	4540	17	2	2	0	46694	801
6/12/2012	0	5700	28255	800	4828	13	3	2	0	39601	818
8/11/2012	0	3040	35795	780	4535	17	3	2	0	44172	802
10/10/2012	1	2822	27762	527	3016	11	2	1	0	34142	542
23/7/2012	5	3324	12	564	3102	12	2	8	0	7029	591
3/7/2012	6	3563	33520	678	2825	18	3	0	0	40613	705
9/5/2012	5	4660	35533	624	3651	14	3	2	0	44492	648
3/4/2012	8	3630	33613	754	2853	26	4	0	0	40888	792
8/3/2012	6	3295	30426	641	3484	13	2	0	0	37867	662
17/1/2012	1	2514	23974	582	3156	13	3	0	0	30243	599
18/11/2011	5	4337	30052	417	2637	9	3	0	0	37460	434
8/11/2011	6	2823	25310	480	2241	10	2	0	0	30872	498
13/10/2011	6	1905	22970	503	2658	12	3	0	0	28057	524
26/7/2011	6	2278	19862	490	2718	11	3	0	0	25368	510
18/7/2011	7	12570	60991	480	3010	11	0	0	0	77069	498
13/6/2011	6	3208	26612	516	2743	12	4	0	0	33101	538
18/4/2011	6	4316	25925	458	2840	11	4	0	0	33560	479
18/3/2011	8	4831	27737	404	2649	10	4	0	0	35643	426
17/2/2011	6	2141	18427	359	2121	9	4	0	0	23067	378
22/1/2011	6	3910	24753	392	3056	10	4	0	0	32131	412
9/12/2010	6	3848	23480	347	2236	14	4	1	0	29936	372
25/10/2010	7	3001	22260	420	2135	14	5	0	0	27842	446
27/7/2010	5	1532	11613	244	1488	8	3	1	0	14894	261
7/6/2010	6	3153	18465	294	1816	11	5	0	0	23750	316
25/3/2010	0	3236	15475	244	1628	9	0	0	0	20592	253
29/1/2010	5	3318	14528	271	1799	7	4	0	0	19932	287

Tabela 5.6 Histórico da análise cromatográfica do óleo isolante do transformador (RBENGE, 2020)

Com relação à concentração total de gases combustíveis, verifica-se que as amostras analisadas apresentaram as seguintes classificações pela norma (ABNT 7274, 2012), reproduzida na tabela 3.1.

- ❖ 2010: valores com predominância de concentração de gases combustíveis baixa;
- ❖ De 2011 a final de 2015: valores com predominância de concentração de gases combustíveis média;
- ❖ De final de 2015 a meados de 2016: valores com predominância de concentração de gases combustíveis considerável;
- ❖ 26/07/16: queda brusca de quantidade de gases combustíveis. Houve tratamento de óleo;
- ❖ Entre 26/07/16 e 14/09/18: valores iniciais baixos e aumento para médio com a evolução do tempo;
- ❖ Entre 18/12/18 e 19/02/20: valores de concentração de gases combustíveis média e significativa, com tendência de aumento com a evolução do tempo.

Verifica-se que entre 2010 e novembro de 2019 houve medições, em média, a cada mês. Entre 22/01 e 19/02/20, foram realizadas análises a cada 3 dias. Outros pontos de destaque dizem respeito à geração de gases hidrogênio e acetileno, que são produzidos sob altas temperaturas no óleo isolante. O gráfico 5.9 mostra a progressão desses dois gases desde o tratamento de óleo realizado em 25/07/16.

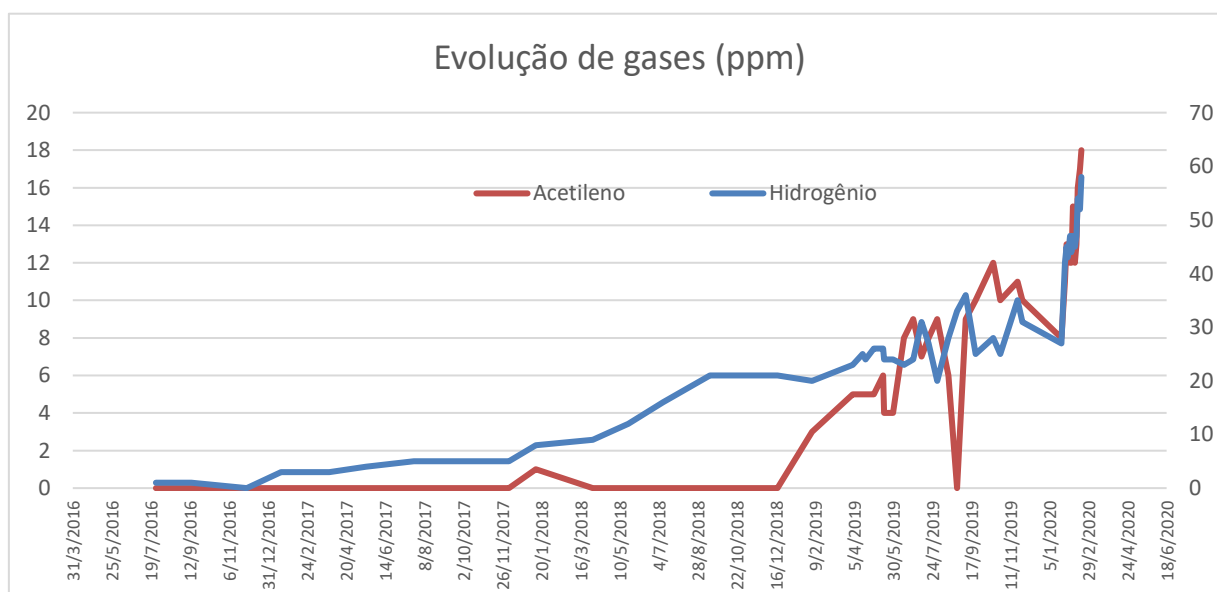


Gráfico 5.9 Evolução dos gases acetileno e hidrogênio (RBENGE, 2020)

A amostra a partir de 18/01/17 mostrou a primeira geração de gás hidrogênio (3 ppm), tendência de incremento que continuou lentamente e se acentuou a partir de 22/05/18. A partir de 27/01/20 verifica-se uma progressão acelerada de geração deste gás. Para o acetileno,

houve a detecção de presença de 3 ppm em 05/02/19. Os valores permaneceram entre 3 e 12 ppm entre 05/02/19 e 27/01/20. A partir de 29/01/20 houve progressão rápida de geração deste gás, com incremento de cerca de 6 ppm em cerca de 20 dias.

Além da quantificação da concentração de gases combustíveis, há outro critério adotado para diagnosticar as condições do equipamento, que é dado por composição de hidrocarbonetos gasosos e divide-se em sete classes (ABNT 7274, 2012). Tal classificação encontra-se reproduzida na tabela 3.2. Para o equipamento em referência, a tabela 5.7 mostra o cálculo das relações de hidrocarbonetos e classifica o tipo de falha característica relacionada de acordo com a tabela 3.2 para as amostras após 05/02/19, classificadas como concentração média e significativa.

Data do Ensaio	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	TGC	C2H2/ C2H4	CH4/ H2	C2H4/ C2H6	Falha caract.
19/2/2020	58	22	13	3	18	1241	1.38	0.38	4.33	D1, D2
17/2/2020	52	23	12	3	17	1287	1.42	0.44	4.00	D1, D2
14/2/2020	54	23	18	2	16	1314	0.89	0.43	9.00	D2
12/2/2020	47	21	18	3	13	1242	0.72	0.45	6.00	D2
10/2/2020	45	22	16	6	12	1220	0.75	0.49	2.67	D2
7/2/2020	47	24	17	4	15	1325	0.88	0.51	4.25	D2
5/2/2020	44	20	11	4	12	1195	1.09	0.45	2.75	D1,D2
3/2/2020	47	22	15	3	12	1310	0.80	0.47	5.00	D2
31/1/2020	43	23	12	4	13	1299	1.08	0.53	3.00	D2
29/1/2020	45	23	12	3	13	1286	1.08	0.51	4.00	D2
27/1/2020	42	22	12	2	11	1228	0.92	0.52	6.00	D2
22/1/2020	27	14	9	0	8	751	0.89	0.52	-	-
28/11/2019	31	21	14	5	10	885	0.71	0.68	2.80	D2
21/11/2019	35	24	14	5	11	1029	0.79	0.69	2.80	D2
28/10/2019	25	18	12	4	10	735	0.83	0.72	3.00	D2
18/10/2019	28	18	12	4	12	755	1.00	0.64	3.00	D2
23/9/2019	25	19	11	4	10	721	0.91	0.76	2.75	D2
9/9/2019	36	28	13	5	9	1332	0.69	0.78	2.60	D2
28/8/2019	33	21	11	4	0	963	0.00	0.64	2.75	-
16/8/2019	28	13	11	4	6	903	0.55	0.46	2.75	-
31/7/2019	20	19	11	4	9	838	0.82	0.95	2.75	D2
19/7/2019	27	20	11	4	8	937	0.73	0.74	2.75	D2
9/7/2019	31	23	11	4	7	1115	0.64	0.74	2.75	D2
27/6/2019	24	17	10	4	9	837	0.90	0.71	2.50	D2
14/6/2019	23	14	9	4	8	768	0.89	0.61	2.25	D2
30/5/2019	24	18	10	4	4	950	0.40	0.75	2.50	-
17/5/2019	24	19	10	4	4	801	0.40	0.79	2.50	-
16/5/2019	26	20	11	4	6	960	0.55	0.77	2.75	-
3/5/2019	26	16	6	2	5	1090	0.83	0.62	3.00	D2
21/4/2019	24	16	6	2	5	1075	0.83	0.67	3.00	D2
17/4/2019	25	17	6	2	5	1159	0.83	0.68	3.00	D2
3/4/2019	23	15	6	2	5	1084	0.83	0.65	3.00	D2
5/2/2019	20	14	6	3	3	1020	0.50	0.70	2.00	-

Tabela 5.7 Falha característica por composição de hidrocarbonetos (RBENGE, 2020)

A maioria das amostras a partir de 03/04/19 são classificadas como D2, sendo as amostras de 05, 17 e 19/02/20 também classificadas como D1. As definições dos termos D1 e

D2 são dadas na tabela 3.2. Nas amostras anteriores a 05/02/19 não há indicação de defeitos por este critério.

De forma a confrontar os resultados encontrados pela norma (ABNT 7274, 2012) foi feita a análise pela norma IEEE (2008) pelos seguintes métodos:

- ❖ - *Doernenburg*: calculado por composição de hidrocarbonetos gasosos, dividindo-se em três classes. Tais classes encontram-se reproduzidas na tabela 3.3.
- ❖ - *Rogers*: calculado por composição de hidrocarbonetos gasosos, dividindo-se em seis classes. Tais classes encontram-se reproduzidas na tabela 3.4.

A tabela 5.8 calcula as principais relações entre gases combustíveis e resume os resultados para cada método.

Data do Ensaio	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	TGC	R1	R2	R3	R4	R5	Doernenburg	Rogers -
							CH4/ H2	C2H2/ C2H4	C2H2/ CH4	C2H6/ C2H2	C2H4/ C2H6	Arco Elétrico – alta DP	High-en. Arcing
19/02/2020	58	22	13	3	18	1241	0.38	1.38	0.82	0.17	4.33	s	s
17/02/2020	52	23	12	3	17	1287	0.44	1.42	0.74	0.18	4.00	s	s
14/02/2020	54	23	18	2	16	1314	0.43	0.89	0.70	0.13	9.00	s	s
12/02/2020	47	21	18	3	13	1242	0.45	0.72	0.62	0.23	6.00	s	s
10/02/2020	45	22	16	6	12	1220	0.49	0.75	0.55	0.50	2.67	n	n
07/02/2020	47	24	17	4	15	1325	0.51	0.88	0.63	0.27	4.25	s	s
05/02/2020	44	20	11	4	12	1195	0.45	1.09	0.60	0.33	2.75	s	n
03/02/2020	47	22	15	3	12	1310	0.47	0.80	0.55	0.25	5.00	s	s
31/01/2020	43	23	12	4	13	1299	0.53	1.08	0.57	0.31	3.00	s	n
29/01/2020	45	23	12	3	13	1286	0.51	1.08	0.57	0.23	4.00	s	s
27/01/2020	42	22	12	2	11	1228	0.52	0.92	0.50	0.18	6.00	s	s
22/01/2020	27	14	9	0	8	751	0.52	0.89	0.57	0.00	#DIV/0!	s	n

Tabela 5.8 Falha característica pelos critérios de Rogers e Doernenburg (RBENGE, 2020)

Verifica-se que para o método de Doernenburg, houve a classificação de arco elétrico com alta densidade de descargas parciais em 11 das 12 amostras entre 22/01 a 19/02/20. Para o método de Rogers houve indicação de arco elétrico de alta intensidade em 8 das 12 amostras entre 22/01 a 19/02/20. Vale comentar que no período anterior a 22/01/20, ambos os métodos não eram conclusivos acerca da caracterização de uma descarga elétrica interna ao transformador. Após esta data houve uma tendência clara de defeito.

Resumidamente, os métodos ABNT e IEEE aplicados indicam arco elétrico de alta intensidade nas amostras analisadas entre 22/01 a 19/02/20. Tal diagnóstico conduziu a inspeção interna no transformador a localizar descargas elétricas de alta intensidade, que foi encontrada ao remover a bucha de alta tensão.

- Histórico de manutenções realizadas no equipamento

A seguir são reproduzidos os registros relevantes acerca das manutenções realizadas no transformador desde 2013.

- Ensaio elétrico na bucha de alta tensão

A tabela 5.9 mostra que os valores de capacitância (C1) na bucha de alta tensão mantiveram-se praticamente constantes. A média calculada do fator de potência no intervalo de 2013 a 2019 foi de 0.320%, com desvio máximo de -8 e +16%. Os dois parâmetros avaliados mostraram condições adequadas de integridade física deste componente.

	201321	201335	201414	201428	201519	201536	201604	201630	201710	201743	201830	201912
PIC	001EQ49	001EQ49	001EQ49	001EQ49	001EQ49	001EQ49	001EQ49	001EQ49	001EQ49	001EQ49	001EQ49	001EQ49
Temperatura de aceite (°C)	34	30	36	26	40	29	36	33	36	38	28	35
Aislador Pasante H1	Factor de Potencia (%)	0,31	0,33	0,3	0,37	0,3	0,329	0,3	0,339	0,31	0,313	0,34
	Capacitancia C1 (pF)	408	408	408,9	405	408	408	408,9	406,88	408,05	408,05	406
	Capacitancia C2 (pF)	16047	15997	16061	15940	16046	16025	16067	15998	16033,92	16033,92	15982
	Resistencia de Aislación (MΩ)	65300	2990	29600	25400	17300	16700	18900	1280	16900	21200	32000

Tabela 5.9 Ensaio elétrico da bucha de alta tensão (RBENGE, 2020)

- Correção de vazamento pelo flange da bucha de alta tensão.

Através da “emissão de trabalho”, reproduzida no quadro 5.1, com o intuito de sanar a perda de óleo pelo flange da bucha de alta tensão, foi realizada a substituição de sua gaxeta (vedação) em julho de 2016.

SOLUCIONAR PERDA DE ÓLEO MINERAL ISOLANTE PELO FLANGE DA BUCHA H1. OBSERVADO DURANTE MP3A.

Serviço Executado: “REALIZADA SUBSTITUIÇÃO DE ANEL TIPO O’RING COM ESPESSURA DE 8 MM QUE ENCONTRAVA-SE DEFORMADO, TAMBÉM FOI COMPLETADO 450 LITROS DE ÓLEO POIS O NÍVEL ESTÁ MUITO PRÓXIMO DO ALARME DE BAIXO NÍVEL, APÓS ESTE TRABALHO FORAM EXECUTADOS ENSAIOS ELÉTRICOS E CIRCULAÇÃO DE ÓLEO POR 12 HORAS.”

Quadro 5.1 Emissão de trabalho para substituição de vedação da bucha de alta tensão (RBENGE, 2020)

Conclusão sobre a causa

As informações disponibilizadas indicam que na manutenção para conter o vazamento de óleo na bucha de alta tensão, realizada em julho de 2016, houve encaixe incorreto entre o conector de saída do enrolamento de alta tensão e o pino de encaixe da bucha. A figura 5.19 mostra o desenho esquemático básico do núcleo e dos enrolamentos do transformador, bem como das partes envolvidas na ocorrência.

A partir do encaixe inadequado entre pino de encaixe de bucha e o conector de saída do enrolamento de alta tensão, iniciou-se um processo de descargas de baixa energia, com início de pequena geração de hidrogênio em janeiro de 2017, com gradual evolução até janeiro de 2020, quando passou a incrementar rapidamente a taxa deste gás.

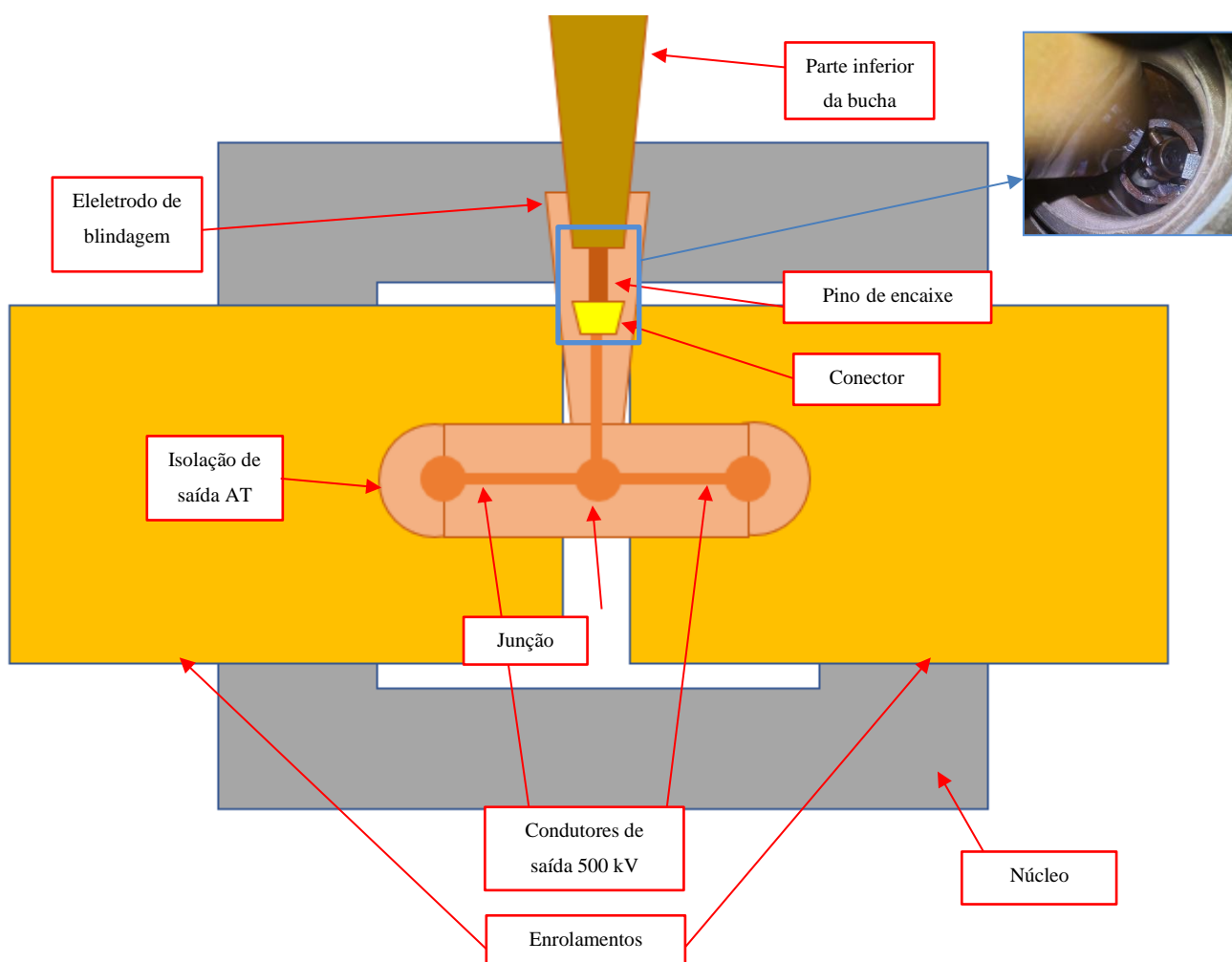


Figura 5.19 Desenho esquemático da saída do enrolamento de alta tensão (RBENGE, 2020)

Já o acetileno, apresentou-se praticamente inexistente até que em fevereiro de 2019 houve o início de pequena detecção. Da mesma forma que o hidrogênio, houve um incremento gradual até que a partir de janeiro de 2020 houve o aumento rápido na taxa de crescimento do acetileno, com geração de descargas de alta energia e fusão acentuada das partes metálicas. O gráfico 5.9 mostra as taxas de incremento para os dois gases mencionados anteriormente.

As fotos reproduzidas na figura 5.15 mostram a posição deslocada do conector logo após remoção da bucha e as figuras 5.16 e 5.17 ilustram as fusões pontuais tanto do conector quanto do pino de encaixe, corroborando a teoria de encaixe inadequado entre as duas partes. Já a figura 5.18 mostra um dos pontos de fixação do conector, com detalhe para a deformação ocorrida, indicando que houve esforços além do permitido para esta estrutura no momento da inserção da bucha de alta tensão na ocasião da manutenção em julho de 2016.

Com relação às condições operacionais do transformador, representadas pelos gráficos 5.7 e 5.8, indicaram que não houve operação com potência acima do nominal, tampouco as temperaturas do óleo e enrolamento excederam os limites nominais, inexistindo uma eventual caracterização de sobrecarga do equipamento.

5.3. CASO 3: FALHA EM COMUTADOR

Trata-se de autotransformador monofásico fabricado em 1978, potência 250 MVA, tensões 500/ 440/ 13,8 kV. (RBENGE, 2016).

- Descrição de ocorrência: o transformador operava normalmente em 2016 quando houve o desligamento automático do TR4 500/440 kV, durante a comutação de TAP, com sinalização de atuação do relé de gás do transformador, proteções intrínsecas e acionamento do relé de bloqueio (86). Após a falha o transformador foi desconectado do sistema elétrico, mantendo-se em sua base de operação. O óleo foi completamente esgotado, permitindo a inspeção na parte interna do transformador. Durante a inspeção foram constatados danos no OLTC (comutador sob carga). Este componente foi removido do transformador e a sua desmontagem foi realizada no fabricante deste componente.

As figuras de 5.20 a 5.25 ilustram os pontos mais relevantes da inspeção.



Figura 5.20 Vista geral do transformador e pessoal se preparando para ingresso no tanque (RBENGE, 2016)

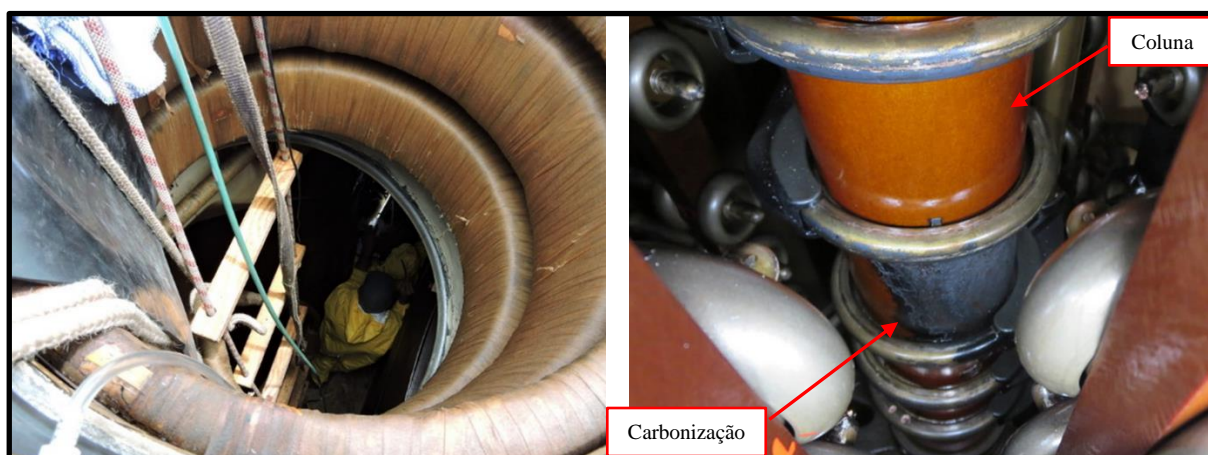


Figura 5.21 Acesso à parte interna do transformador e marcas de carbonização na coluna de suporte dos anéis de interligação da chave seletora (RBENGE, 2016)

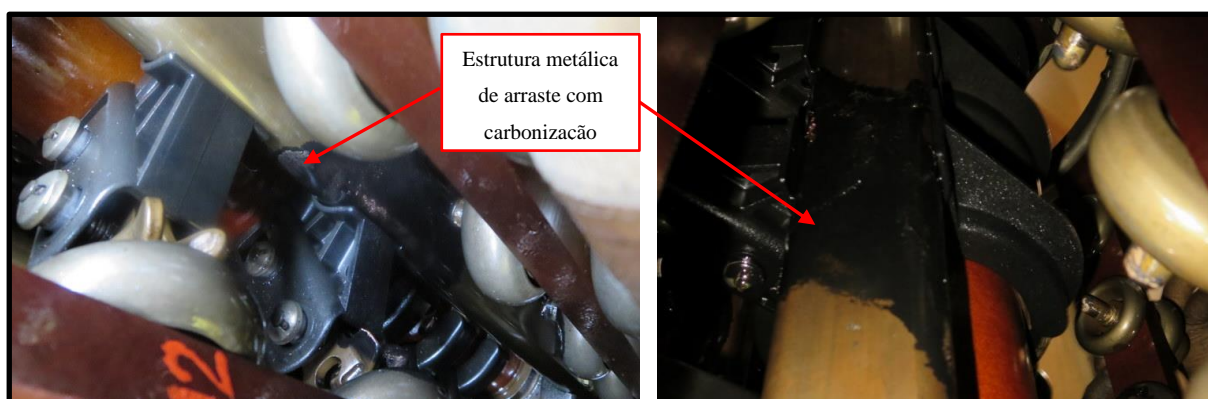


Figura 5.22 Vistas da estrutura de arraste dos contatos móveis da chave seletora (RBENGE, 2016)

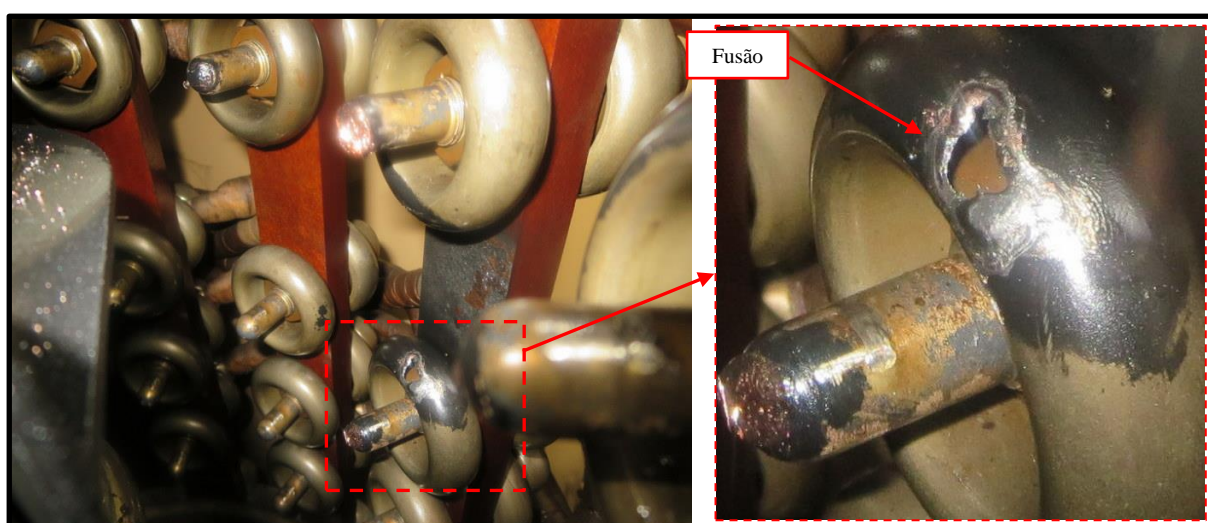


Figura 5.23 Vista geral dos contatos fixos da chave seletora e detalhe de um dos contatos com marcas de fusão (RBENGE, 2016)

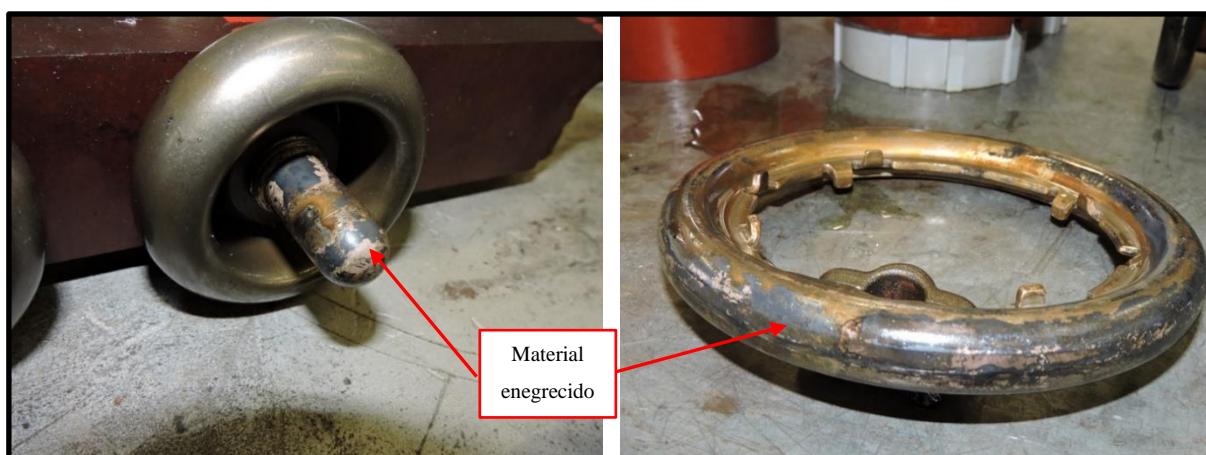


Figura 5.24 Desmontagem no fabricante do comutador sob carga permitiu visualizar quantidade expressiva de material enegrecido aderido às partes metálicas deste componente (RBENGE, 2016)

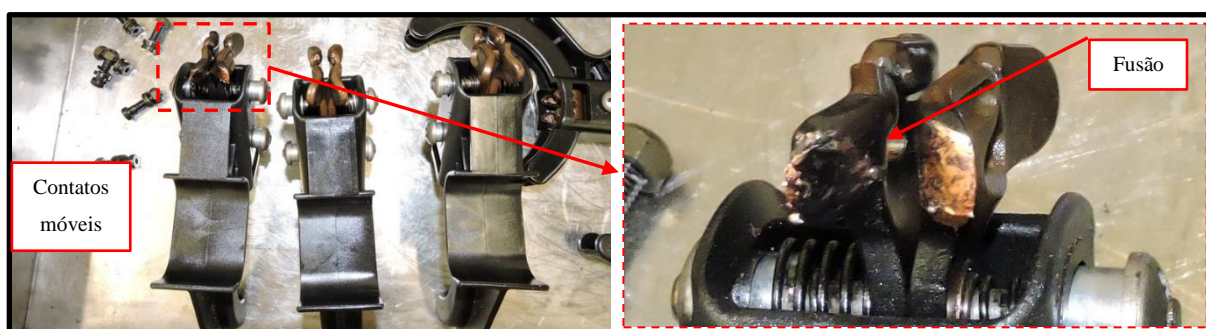


Figura 5.25 Vistas gerais dos contatos móveis da chave seletora do comutador sob carga e detalhe da fusão de um contato móvel (RBENGE, 2016)

A seguir são desenvolvidas as informações disponibilizadas:

- Ensaio elétrico após falha

Os seguintes ensaios elétricos no transformador foram realizados após falha:

- Fator de Potência;
- Resistencia de Isolamento;
- Relação de transformação AT-BT;
- Relação de transformação BT-terciário;
- Fator de potência (Buchas);

Todos os ensaios apresentaram resultados satisfatórios, com exceção dos ensaios de relação de transformação AT-BT e BT-terciário. Os resultados desses dois últimos ensaios são reproduzidos parcialmente nos próximos itens.

Ensaio de relação de transformação AT-BT

A tolerância de relação de tensões em qualquer derivação não deve ser maior que 0,5 % (ABNT, 2017). Nota-se na tabela 5.10, em vermelho, que no tape 7L, o erro de relação foi de 8,662 %, o que configura anormalidade, coerentemente com a falha da comutador.

EXECUÇÃO DO ENSAIO						
Nº TAP	Tensão (V)	Relação Teórica	Valor Lido	Ero (%)	Observações	
8L	414000	1,329	1,328	0,038		
7L	419750	1,310	1,197	8,662		
6L	425500	1,293	1,293	0,000		
5L	431250	1,275	1,275	-0,003		
4L	437000	1,259	1,259	-0,025		
3L	442750	1,242	1,243	-0,021		
2L	448500	1,226	1,227	-0,024		
1L	454250	1,211	1,211	-0,018		
N	460000	1,196	1,196	-0,012		
N	460000	1,196	1,196	-0,021		
N	460000	1,196	1,196	-0,004		
1R	465750	1,181	1,181	-0,026		
2R	471500	1,166	1,167	-0,018	TAP NO MOMENTO DA PERTURBAÇÃO	
3R	477250	1,152	1,153	-0,023	MUDANÇA DE 1R PARA 2R	
4R	483000	1,139	1,139	-0,042	EQUIVALENTE AO TAP 6L E 7L (INVERSORA)	
5R	488750	1,125	1,126	-0,043		
6R	494500	1,112	1,113	-0,060		
7R	500250	1,099	1,100	-0,050		
8R	506000	1,087	1,088	-0,067		

Tabela 5.10 Ensaio de relação de transformação entre enrolamentos de alta e baixa tensões com erro maior que o permitido no tape 7L (RBENGE, 2016)

Ensaio de relação de transformação BT-terciário

Nota-se na tabela 5.11, em vermelho, que nos tapes 7L a 4L, os erros de relação variaram entre -1,033 a -0,536 %, configurando também uma irregularidade em comparação à norma.

EXECUÇÃO DO ENSAIO						
Nº TAP	Tensão (V)	Relação Teórica	Valor Lido	Ero (%)	Observações	
8L	239023	17,320	17,499	-1,033	414.000	
7L	242342	17,561	17,714	-0,871	419.750	
6L	245662	17,801	17,938	-0,770	425.500	
5L	248982	18,042	18,154	-0,621	431.250	
4L	252302	18,282	18,380	-0,536	437.000	
3L	255621	18,523	18,600	-0,416	442.750	
2L	258941	18,764	18,828	-0,341	448.500	
1L	262261	19,004	19,053	-0,258	454.250	
N	265581	19,245	19,277	-0,166	460.000	
N	265581	19,245	19,276	-0,161	460.000	
N	265581	19,245	19,278	-0,171	460.000	
1R	268900	19,485	19,502	-0,087	465.750	
2R	272220	19,726	19,747	-0,106	471.500	
3R	275540	19,966	19,989	-0,115	477.250	
4R	278860	20,207	20,230	-0,114	483.000	
5R	282179	20,448	20,471	-0,112	488.750	
6R	285499	20,688	20,718	-0,145	494.500	
7R	288819	20,929	20,971	-0,201	500.250	
8R	292139	21,169	21,217	-0,227	506.000	

Tabela 5.11 Ensaio de relação de transformação entre enrolamentos de alta tensão e terciário com erros maiores que o permitido nos tapes 4L a 8L (RBENGE, 2016)

- Histórico das análises do óleo isolante do transformador

Os registros das análises do óleo isolante do transformador, abrangendo gascromatografia e ensaios físico-químicos, parcialmente reproduzidos a seguir, denotam que o equipamento apresentava condições normais de operação anteriormente à falha ocorrida.

ANÁLISE GASCROMATOGRÁFICA

A análise cromatográfica de gases é feita a partir da norma (ABNT 7274, 2012). As amostras consideradas para análise compreendem o intervalo do ano de 2011 até a última coleta de óleo no ano de 2015 e podem ser vistas na tabela 5.12.

Data do Ensaio	H2 Hidrogênio	O2 Oxigênio	N2 Nitrogênio	CH4 Metano	CO Mon. Carb.	CO2 Dióx. Carb.	C2H2 Acetileno	C2H4 Etileno	C2H6 Etano	TGG Total Gás Geral	TGC Total Gás Comb.
09.10.2015	13	4541	42658	9	311	2608	0	4	8	50152	345
13.04.2015	11	5122	39378	5	309	2533	0	3	6	47367	334
06.10.2014	8	4733	27193	6	249	1530	0	2	3	33724	268
03.10.2013	7	4965	26882	10	62	714	0	2	4	32646	85
28.10.2012	10	4176	82372	67	632	4952	0	9	59	92277	777
03.10.2011	21	3985	51435	69	544	6291	0	15	111	62471	760

Tabela 5.12 Histórico da análise cromatográfica do óleo isolante do transformador (RBENGE, 2016)

O histórico das análises de gases do óleo isolante do transformador indicou que o líquido isolante sofreu processo de regeneração entre as datas de 28/10/12 e 03/10/13 devido às quedas nos valores de concentração de gases. A análise cromatográfica dos gases apresenta normalidade no que diz respeito à concentração total de gases combustíveis. Os valores das amostras de 2011 e 2012 apresentaram valores próximos de 800 ppm, considerados médio pela tabela 2.1 e os valores das amostras entre 2013 e 2015 apresentaram valores abaixo de 400 ppm, considerados como baixa concentração de gases combustíveis. Devido aos baixos valores de concentração de gases não é necessária uma análise adicional.

ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICO

A análise físico-químico do óleo é feita a partir da norma (ABNT 10576, 2012). As amostras consideradas para análise compreendem o intervalo do ano de 2012 até a última coleta de óleo no ano de 2015 e podem ser vistas na tabela 5.13.

Data da coleta	Cor	Ind Neutr	RigCalot	Fator 90 °	Tensão 25	Teor água	Enx Corr
09/10/2015	L2,5	0,01	78.0	0,97	38	16	ND
06/10/2014	L2,0	0,01	98.0	0,75	40	10	ND
25/03/2014	L2,0		86.0	0	40	19	ND
03/10/2013	L2,0		81.0	0	44	13	ND
11/12/2012	0,0000	0.00	80.0	6,76	19	13	ND

Tabela 5.13 Histórico da análise físico-química do óleo isolante do transformador (RBENGE, 2016)

A análise do nível da rigidez dielétrica do óleo mostra que esta apresenta valores iguais ou superiores a 78kV, acima do limite mínimo de 60 kV prescrito pela norma.

Com relação ao enxofre corrosivo, todas as análises realizadas indicam que não foi detectada (ND) a presença deste composto no óleo do transformador.

No tocante à quantidade de água dissolvida no óleo, os valores indicados na tabela não trazem informações acerca da temperatura de análise e eventual aplicação de fator de correção.

Entretanto, em entendimento com o corpo técnico do proprietário, foi informado que não se adota o fator de correção para as amostras de óleo e admite-se que a temperatura média do óleo é 50 °C, sendo então, admitidos os seguintes valores limites para umidade:

- Para transformadores de classe de tensão 230 kV e acima = 25 ppm H₂O
- Para transformadores de classe de tensão abaixo de 230 kV = 35 ppm H₂O

Segundo a tabela de análise físico-químico 5.13, todas as amostras tiveram teor de água menor ou igual a 19 ppm, atendendo assim, aos critérios de regularidade do proprietário.

Já nos termos da norma ABNT NBR10576, 2012, reproduzida na tabela 2.5, o valor máximo para equipamentos de classe de tensão maior que 230 kV é de 6 ppm de teor de água, corrigido a 20 °C. A fórmula prescrita pela norma para correção do teor de água para 20 °C é dada na equação 2.1. Considerando que as temperaturas nas datas da coleta de óleo sejam de 50 °C, conforme estimado pelo proprietário, obtém-se um fator de correção de $f = 2,24e^{-0.04*50} = 0.303151$.

Aplicando-se este fator ao maior valor indicado no histórico, ou seja, 19 ppm em março de 2.014, obtém-se o teor de 5,75 ppm, que é inferior ao limite de 6 ppm estabelecido

pela norma. Outro aspecto que corrobora com indicação de boa condição de conservação do óleo isolante, é o elevado nível de rigidez dielétrica do óleo, conforme comentado anteriormente.

- Registro de número de operações do comutador sob carga

Durante o período de junho de 2013 e janeiro de 2016 houve em média menos 50 operações por mês, considerado baixo para o componente em questão, conforme pode ser visto na tabela 5.14.

Data	Contador	Diferença
01/03/16	22.852	0
31/01/16	22.852	133
31/12/15	22.719	8
30/11/15	22.711	6
31/10/15	22.705	4
30/09/15	22.701	46
10/09/15	22.655	22
31/07/15	22.633	44
30/06/15	22.589	14
31/05/15	22.575	0
14/05/15	22.575	12
01/04/15	22.563	12
01/03/15	22.551	0
01/02/15	22.551	24
01/01/15	22.483	3
01/01/15	22.527	44
02/11/14	22.480	6
03/10/14	22.474	54
30/06/14	22.420	15
01/06/14	22.405	26
01/05/14	22.379	34
02/04/14	22.345	18
28/02/14	22.327	5
03/02/14	22.322	31
04/01/14	22.291	4
03/12/13	22.287	18
01/11/13	22.269	0
02/10/13	22.269	3
06/09/13	22.266	3
01/08/13	22.263	9
04/06/13	22.254	0

Tabela 5.14 Histórico de quantidade de operações do comutador sob carga (RBENGE, 2016)

- Análise das peças retiradas do comutador sob carga em laboratório

Na inspeção realizada em 28/02/16, no fabricante do comutador sob carga, foram retiradas amostras de alguns componentes com marcas enegrecidas no comutador sob carga para avaliação no laboratório especializado (MGM, 2016).

Nos termos do relatório, reproduzido parcialmente a seguir, foram executadas análises através de Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV), que permitiram a identificação de componentes de enxofre depositados sobre peças do comutador.

Identificação das amostras de peças do comutador em carga: Para analisar as peças individualmente e em locais diferentes, as três amostras foram classificadas:

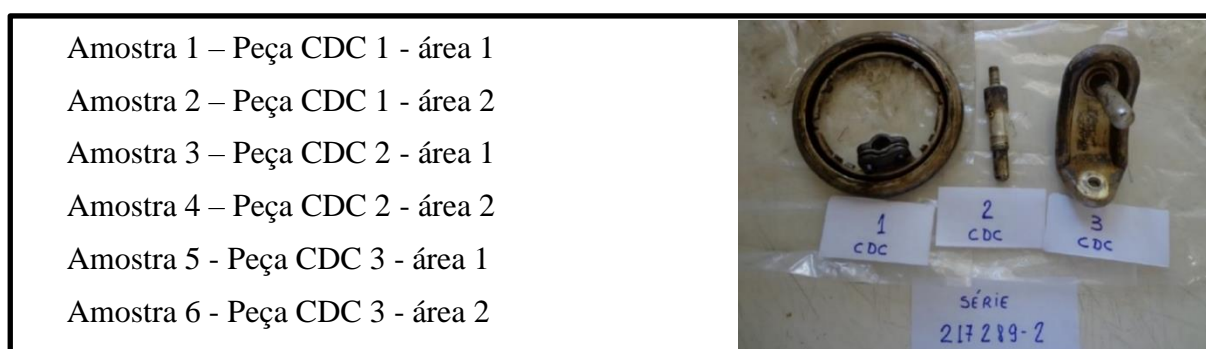


Figura 5.26 Peças segregadas do comutador sob carga para análise em laboratório com identificação (RBENGE, 2016)

Resultados obtidos (em %): Em todas as amostras analisadas na tabela 5.15 foram constatadas presença em maior quantidade de prata (Ag) e enxofre (S).

Elemento	Amostra 1	Amostra 2	Amostra 3	Amostra 4	Amostra 5	Amostra 6
S	10,42	13,09	31,09	8,65	3,34	5,76
Cu	1,83	ND	ND	2,23	2,36	1,60
Zn	ND	ND	ND	ND	2,64	ND
Ag	84,83	84,26	66,82	88,25	91,66	90,97
Sb	3,1	2,6	ND	ND	ND	0,61

Tabela 5.15 Resultado das análises através de Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) nas peças do comutador sob carga (RBENGE, 2016)

A grande quantidade de prata explica-se pela construção das peças do comutador sob carga, que são feitas de metal e têm revestimento de prata. Entretanto, o segundo elemento mais presente é o enxofre, que em contato com a prata forma uma camada enegrecida de sulfeto de prata que possui baixa adesão à prata, soltando-se facilmente e diminuindo consideravelmente a rigidez dielétrica na região em que está inserida.

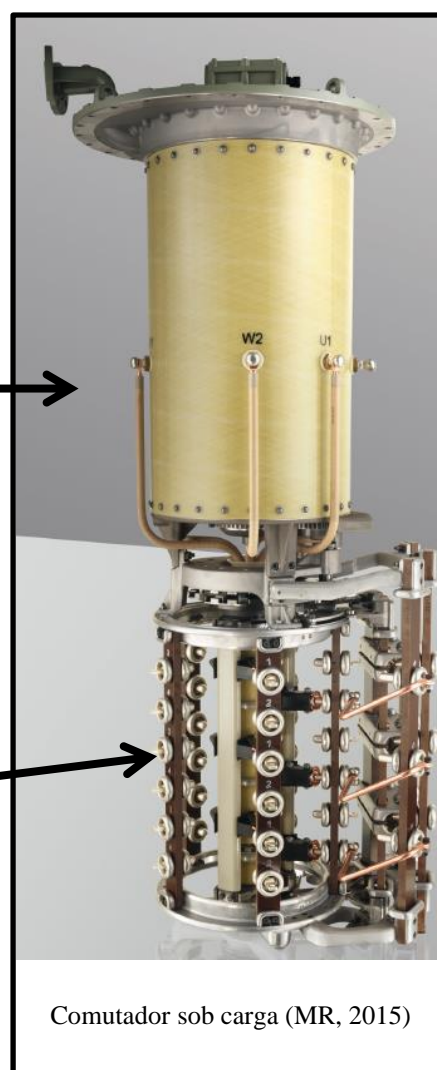
Conclusão sobre a causa da falha

Para melhor entendimento sobre o mecanismo de falha em questão, é apresentado abaixo um breve descritivo sobre o comutador de carga avariado e seu funcionamento.

Comutadores sob carga são dispositivos 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 diversos componentes elétricos e mecânicos, que basicamente abrange:

- 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 (de cobre) e móveis (revestidos com prata), compartilha 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.



Neste caso, os danos se deram na chave seletora, que compartilha o mesmo volume de óleo da parte ativa do transformador.

A partir dos levantamentos realizados foi possível constatar que houve a abertura de arco elétrico entre os contatos fixos das conexões 2R e 1R, durante o processo de comutação, i.e., mudança de posição da chave do comutador. Embora o histórico das análises do óleo isolante do transformador não tenha apresentado irregularidades ou mesmo a presença de enxofre corrosivo, foi verificado que em parte dos componentes do comutador que são revestidos com prata há marcas de escurecimento em formato de película, que conforme confirmado por testes de Microscopia Eletrônica de Varredura, trata-se de sulfeto de prata – Ag_2S . Este é um componente formado pela ação de enxofre corrosivo em contato com a prata.

Com base nessa constatação, conclui-se que no momento da comutação da chave seletora da posição 1R para 2R, houve atrito mecânico normal entre o contato fixo e o contato móvel da chave seletora, que causou o desprendimento de partículas de sulfeto de prata.

As partículas de sulfeto de prata diluídas no óleo isolante diminuíram a rigidez dielétrica nesta região e abriram um caminho condutor entre os pontos 2R e 1R, passando pelos anéis de interligação do contato móvel, coluna suporte dos anéis de interligação e estrutura metálica de arraste dos contatos móveis da chave seletora, conforme indicado na figura 5.27.

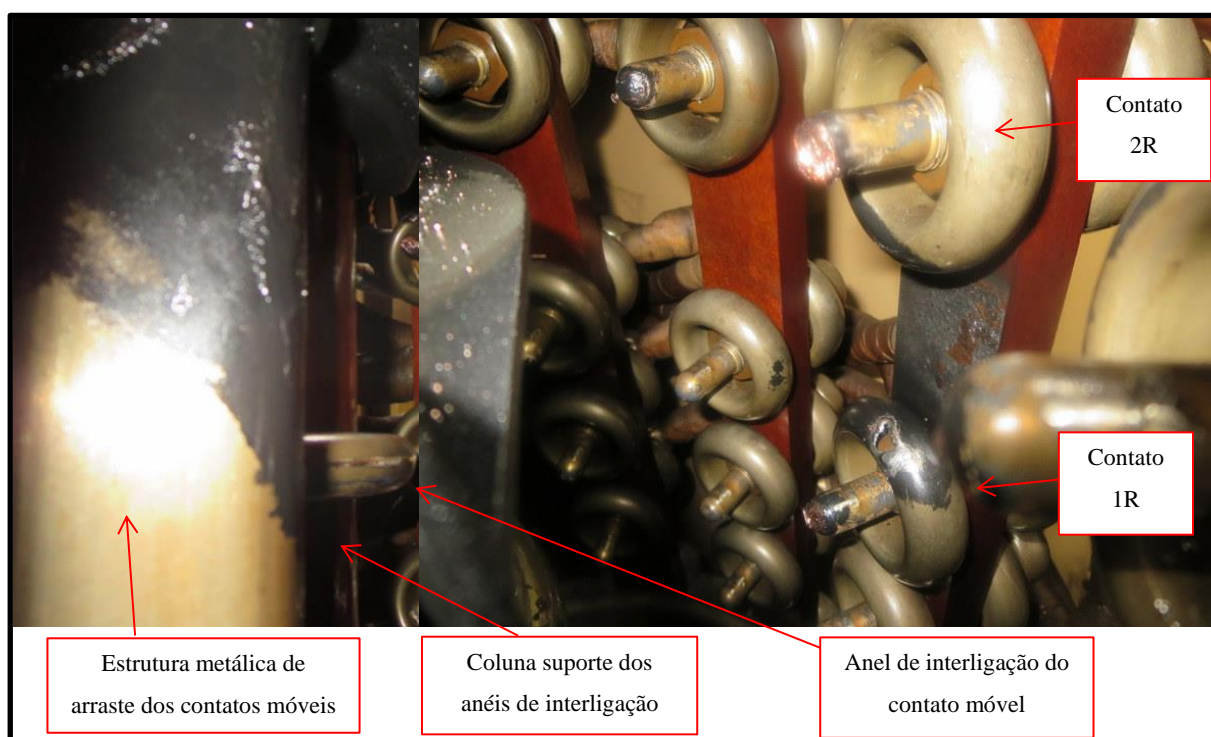


Figura 5.27 Identificação dos pontos envolvidos na falha do comutador sob carga (RBENGE, 2016)

Com a diminuição da rigidez dielétrica, propiciando a abertura de um caminho condutor entre partes com diferentes potenciais elétricos, houve a formação de arco elétrico que resultou nos danos ao comutador.

Com relação ao agente formador do de sulfeto de prata – Ag_2S nos contatos metálicos banhados por prata na chave seletora dos comutadores sob carga dos transformadores, a pesquisa em literatura técnica aponta para reações químicas em processos de regeneração de óleo mineral fazendo com que haja alterações nas características do óleo isolante, fazendo com que haja uma reação corrosiva quando o óleo entra em contato com a prata (CRUZ, 2014). Assim como encontrado no presente caso, as figuras em 5.28 mostra que as camadas enegrecidas são de fácil remoção manual e depositam-se na parte inferior da chave seletora



Figura 5.28 Contatos prateados com camada enegrecida e constatação de pouca aderência da camada enegrecida (CRUZ, 2014)

5.4. CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou a aplicação detalhada da metodologia de análise de falhas em casos de falha em enrolamento, bucha e comutador sob carga de transformador. No caso da falha em enrolamento foi realizada a análise de depreciação no papel isolante do condutor com o intuito de calcular a vida útil do transformador.

Foi verificado que as análises de falha se iniciaram com o estudo da documentação inicial. Nas ocasiões em que há a disponibilização dos ensaios elétricos pós falha e histórico de óleo a inspeção pode ser direcionada dependendo dos resultados encontrados. Na inspeção em campo, com inspeção da parte ativa fora do tanque ou inspeção interna ao tanque, coletaram-se as evidências dos danos causados pelas falhas por registros fotográficos e amostras para análise laboratorial.

De posse das informações solicitadas por DRL, ou lista de documentos, foram avaliados os registros de eventos dos sistemas de proteção, as curvas de potência, tensão e temperatura do transformador e os históricos de manutenção no transformador, com destaques para a análise cromatográfica e físico-química do óleo isolante e ensaios elétricos. Adicionalmente foram considerados os resultados das análises laboratoriais tais como grau de polimerização do papel para avaliar a idade real do transformador e microscopia eletrônica de varredura para verificar a composição de elemento estranho ao transformador.

Foram também explorados o banco de dados da empresa em busca de casos semelhantes e realizadas pesquisas à literatura no intuito de esclarecer os modos de falha constatados nos casos. Finalmente, com a reunião de todas as informações coletadas a causa da falha do transformador, bem como a sua vida útil são determinadas.

A análise de forma sistemática permite que se crie um histórico de causas de falha em transformadores, em que se verifica que há bastantes casos com falhas recorrentes, motivo pelo qual é feita uma análise de taxa de falhas com o banco de dados da empresa no capítulo 6.

Capítulo 6 - ESTUDO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES

6.1. INTRODUÇÃO

Informações precisas sobre a experiência de serviço de transformadores de alta tensão são de valor significativo para as concessionárias elétricas e fabricantes de tais equipamentos. Ajuda os fabricantes a melhorar seus produtos, fornece insumos importantes para as concessionárias ao especificar e comprar equipamentos, ao organizar a manutenção e ao fazer a estudo de seu desempenho. A análise dos dados de taxa de falhas passada pode exibir recursos úteis em relação ao comportamento futuro de falha.

Diversos estudos individuais de falha em transformadores tais como em (BHUVANESWARI & MAHANTA, 2009, NANDA et al, 2015) ou pequeno grupo de transformadores tais como em (KUMAR et al., 2013) são realizados com bastante frequência. Entretanto, a obtenção de dados sistêmicos de falha de transformadores não é de fácil obtenção face às dificuldades envolvidas na coleta de informações de diferentes empresas, já que a análise envolve a interpretação de cada pessoa. Ademais foram reportadas dificuldades de se caracterizar falhas e defeitos, de se estabelecer o melhor método de cálculo e a restrição imposta pelas concessionárias para disponibilizar seus dados e suas informações em um ambiente de competitividade (CIGRÉ, 2013).

Em 1983 foi publicado o resultado da análise de cerca de 1000 falhas em transformadores durante o período de 1968 e 1978 (Cigré, 1983). Os autores reportaram dificuldades de compilar e analisar os dados da pesquisa devido a respostas incompletas e incompatíveis. Apesar da dificuldade envolvida, tal estudo tornou-se referência para as pesquisas realizadas a posteriori.

No intuito de atualizar as informações, dez anos depois o Grupo de trabalho Cigré 12.14 iniciou iniciativa similar, porém não logrou sucesso devido a razões similares. Em trabalhos realizados posteriormente as dificuldades se repetiram, (Cigré, 2013, Cigré, 2015) entretanto, foram concluídas com sucesso. Dentro do contexto de dificuldade de obtenção de dados sistemáticos de empresas do ramo de energia, houve divulgação de trabalho de análise de falhas com banco de dados uniformizado em cerca de uma centena de transformadores no período entre 2000 e 2008 (BECHARA, 2010).

Na mesma linha de uniformização de coleta, processamento e avaliação de dados, nesta tese está sendo divulgada a base de dados extraída de empresa especializada em análise de falhas de equipamentos elétricos de potência voltada para Companhias Seguradoras com atuação no Brasil e Américas (Estados Unidos, Equador, Venezuela e Argentina) entre os anos de 2010 e 2020.

Foram realizadas análises de informações em Transformadores de potência de fabricantes, concessionárias e produtores de energia, bem como indústrias, totalizando 275 casos de falha e defeitos em fases de pré-operação (fabricação, ensaios, transporte, montagem, comissionamento) e operação. Para a avaliação de localização, modo e causa de falha foram considerados transformadores imersos em óleo, com potência entre 6 a 760 MVA e tensões entre 11,9 a 800 kV.

Em análise inédita foram realizados estudos de tipos de desligamento (automático e manual), consequência após falha (fogo, explosão, vazamento ou sem sinais), causa de falha por tipo de transformador, idade de falha, considerando falhas pré e pós operacionais por faixas de idades e intervalos lineares para verificação ao atendimento à “curva da banheira”, largamente utilizada para equipamentos elétricos produzidos em série. Ainda foram realizadas análise de localização e falha em função da idade, levando em consideração as porcentagens por faixas de idade e quantidades absolutas por intervalos regulares de idades.

Adicionalmente, com o intuito de detalhar as causas de falhas para a grande quantidade amostrada, estas foram divididas os locais em localização de falha: enrolamento, bucha, comutador sob carga e demais. Como se verificou que a causa desconhecida é a mais frequente em todas as localizações de falha, será proposto procedimento para direcionar tal causa para causas conhecidas.

Neste estudo foram considerados as falhas graves que têm como definição qualquer situação que exija que o transformador seja retirado de serviço por um período superior a 7 dias para investigação, trabalho de reparação ou substituição. (TENBOHLEN et al., 2017).

6.2. COLETA DE DADOS

A partir do histórico de análise de causas em transformadores foi criado um banco de dados seguindo a diretriz de (CIGRÉ, 2013, CIGRÉ, 2015), dividido nas seguintes partes e disponibilizado parcialmente no Anexo D.

- ❖ Informações gerais sobre a população dos transformadores, tais como: identificação, ano de fabricação, ano de reparo, tipo de aplicação, i.e., elevador, subestação e reator, número de fases, potência nominal, tensões e ano de falha;
 - ❖ Consequências da falha: se houve atuação automática das proteções, desligamento manual ou ainda não estava em fase de operação, i.e., pré-operação, ou se houve consequências visíveis logo após a falha, tais como explosão, fogo, vazamento de óleo ou nada;
 - ❖ Local da falha: locais específicos em partes do transformador, tais como bucha, comutador com e sem carga, enrolamentos, ligações (lides), núcleo, parte ativa, refrigeração, tanque e transformador de corrente de bucha;
 - ❖ Causa da falha: refere-se à causa primária em que ocorreu a falha. São classificados basicamente em curto-circuito externo, dano colateral, descarga atmosférica, desconhecido, deterioração anormal, envelhecimento, instalação em campo, manutenção imprópria, perda de pressão de aperto, projeto, fabricação, material, reparo impróprio, sobreaquecimento, sobretensão e transporte, manuseio ou armazenamento;
 - ❖ Modo de falha: refere-se ao início da falha e seu mecanismo. É classificado em mecânico, elétrico, dielétrico, térmico e químico.
-

6.3. BASE DE DADOS

Os 275 transformadores foram analisados nos quesitos a seguir.

Potência

Foram divididas em 6 classes de potência, conforme distribuição do gráfico 6.1.

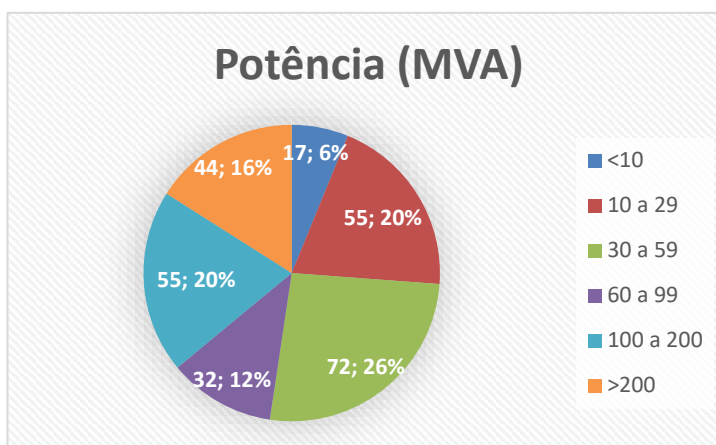


Gráfico 6.1 Divisão da amostragem por potência (AUTOR)

Tensão

Foram divididas em 7 classes de tensão conforme distribuição do gráfico 6.2

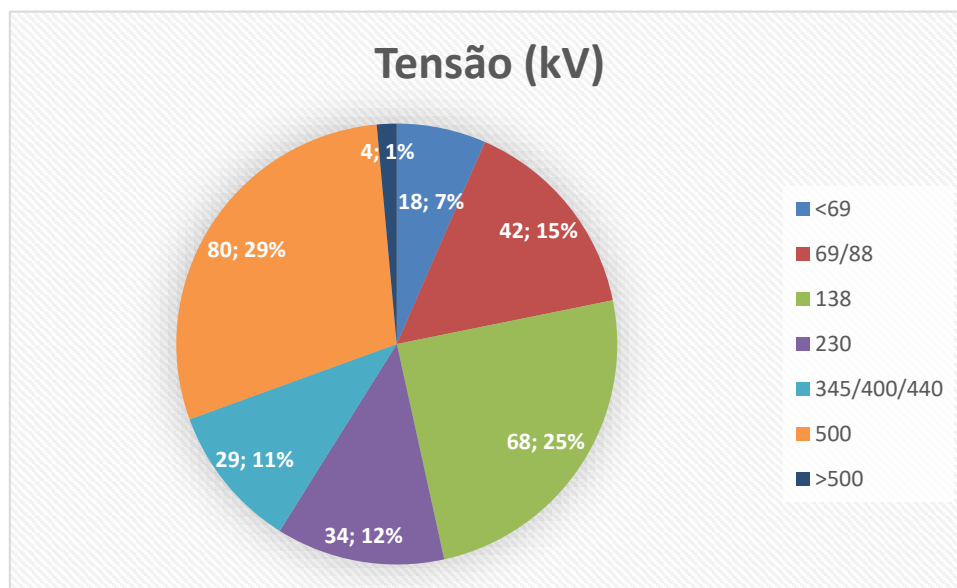


Gráfico 6.2 Divisão da amostragem por tensão (AUTOR)

Tipo do equipamento

Foram divididos em 7 tipos, conforme gráfico 6.3. As descrições destes transformadores são detalhadas no capítulo 2.

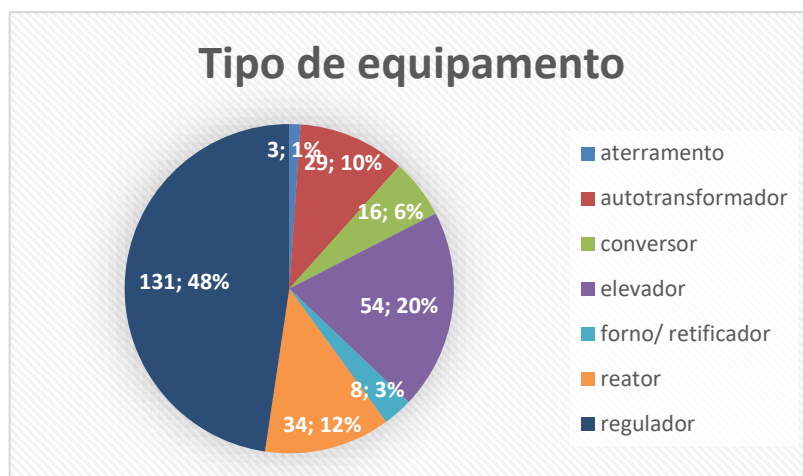


Gráfico 6.3 Divisão da amostragem por tipo de equipamento (AUTOR)

Equipamento novo x Equipamento reparado

Neste estudo está sendo considerado que o transformador reparado sofreu reparos importantes, tais como substituição completa ou parcial dos enrolamentos ou substituição de equipamentos de refrigeração. Conforme gráfico 6.4, os equipamentos reparados representam 13 % da quantidade amostrada.

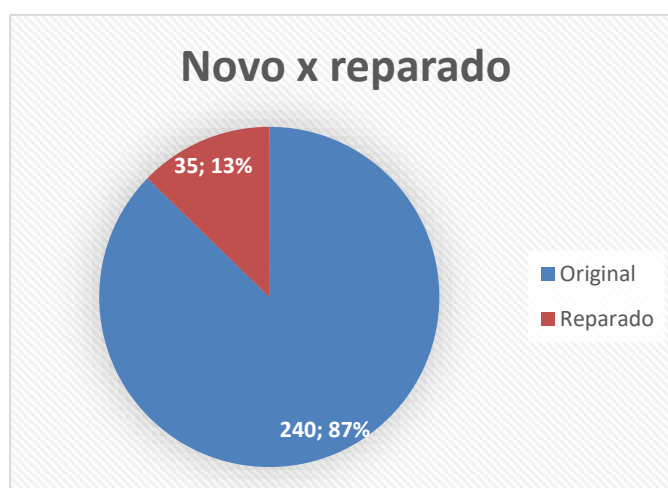


Gráfico 6.4 Divisão da amostragem por novo e reparado (AUTOR)

6.4. ANÁLISES GERAIS

A seguir serão discutidos o modo de desligamento do transformador após falha, consequência visível após falha, local, modo e causa de falha do transformador.

Modo de desligamento

Foram divididas em 3 classes, conforme gráfico 6.5:

- Automática: quando houve atuação automática do sistema de proteção. Nesta situação, na maioria das vezes há o registro de eventos e oscilografias sendo possível medir o intervalo da falha e as intensidades de tensões e correntes. Outras vezes não há o registro devido à não existência de relés digitais na subestação em que o transformador está instalado;

- Manual: quando houve intervenção manual do operador do sistema por ter relatado alguma anormalidade no transformador, tais como progressão abrupta de geração de gases combustíveis, visualização de fogo, explosão de partes ou vazamento de óleo;

- Pré-operação: transformador ainda não havia entrado em operação, ou seja, estava em fase de fabricação, ensaio, transporte, montagem, comissionamento ou energização;

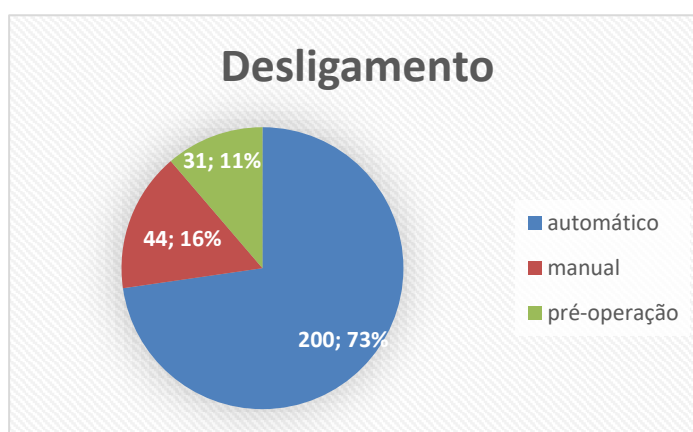


Gráfico 6.5 Modo de desligamento dos transformadores (AUTOR)

Há casos ainda em que não há a atuação das proteções, seja por erro de parametrização de relés ou falha no sistema de alimentação de corrente contínua do sistema de

proteção por falha em bateria ou retificador, que deveria alimentar todo o sistema auxiliar em caso de falta de alimentação convencional pela rede elétrica.

Consequência visível após falha

As consequências visíveis após falha foram divididas em 4 classes, conforme gráfico 6.6. Nota-se que em 80% dos casos não há consequências visíveis devido à atuação adequada das proteções das instalações em que os transformadores estão inseridos.

A soma de fogo ou incêndio e explosão representam cerca de 10 %. Apesar de ser uma porcentagem pequena, a quantidade absoluta é de 28 transformadores. Felizmente em todas essas ocasiões não havia operadores próximos às unidades falhadas.

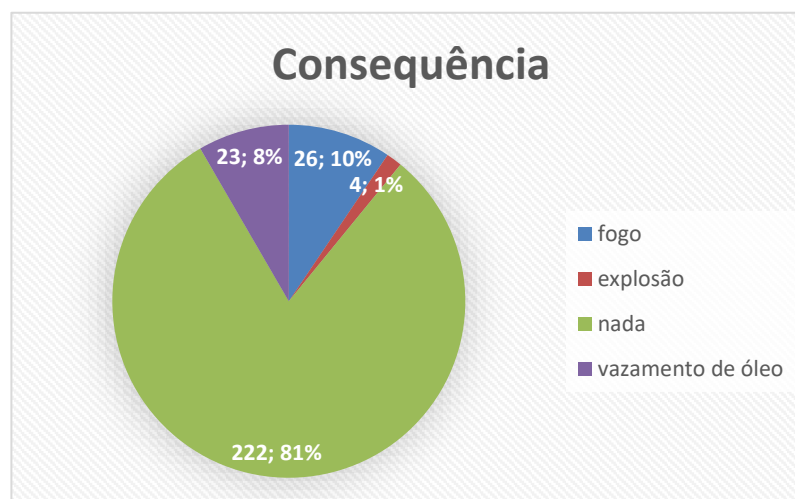


Gráfico 6.6 Consequência dos desligamentos dos transformadores (AUTOR)

Local da falha

É o local onde houve o início da falha. Pode ocorrer, em alguns casos, a falha ter iniciado em uma parte do transformador e a manifestação de forma mais severa ocorrer em uma outra parte. Exemplo: falha em na chave de carga de comutador sob carga pode danificar os enrolamentos do transformador. Neste caso será classificado como falha em OLTC ou comutador sob carga.

Para esta análise foram divididas em 8 classes, conforme gráfico 6.7: bucha, comutador sob carga (OLTC), enrolamentos, ligações ou lides, núcleo, parte ativa, interno e

outros. A classificação outros, refere-se à junção dos casos em que houve falha no comutador sem carga (DETC), transformador de corrente de bucha, tanque e refrigeração. A classificação parte ativa foi utilizada quando os danos foram globais à parte interna do transformador.

A classificação “interno” diz respeito às situações em que não houve possibilidade de acesso visível à determinada parte específica, sendo a falha determinada por evidências indiretas, tais como ensaios elétricos ou do óleo isolante.

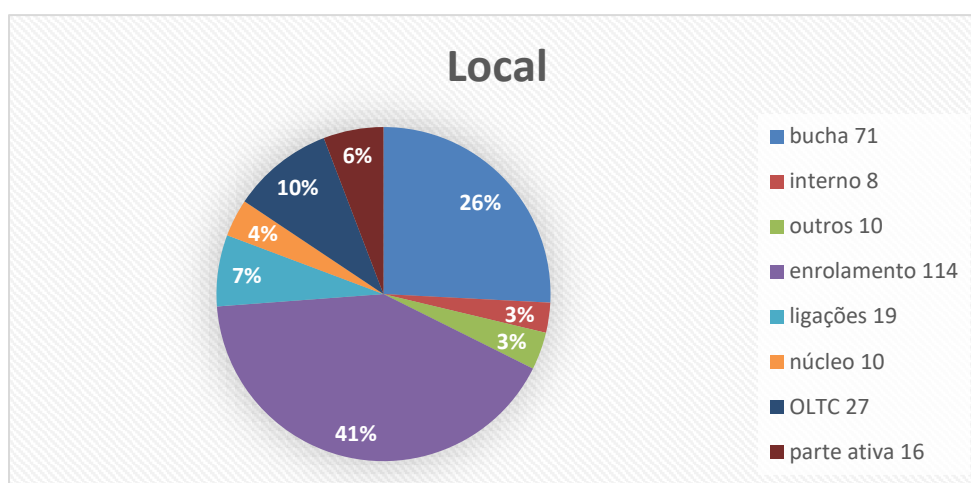


Gráfico 6.7 Divisão por localização do início da falha (AUTOR)

Modo de falha

O modo de falha refere-se à maneira com que a falha ocorreu, ou seja, o seu mecanismo de falha. Entende-se que conceito de modo de falha vai desde o início da falha até a ocorrência final que resultou na remoção do transformador da operação. São divididos, conforme gráfico 6.8, em:

- Dielétrica: descargas parciais ou arco elétrico;
 - Elétrica: circuito aberto, curto-circuito, contato deficiente;
 - Térmica: aquecimento geral, ponto quente localizado;
 - Químico: contaminação por umidade, partículas, gás e corrosão;
 - Mecânico: quebra, deslocamento, afrouxamento, vibração, tensionamento;
-

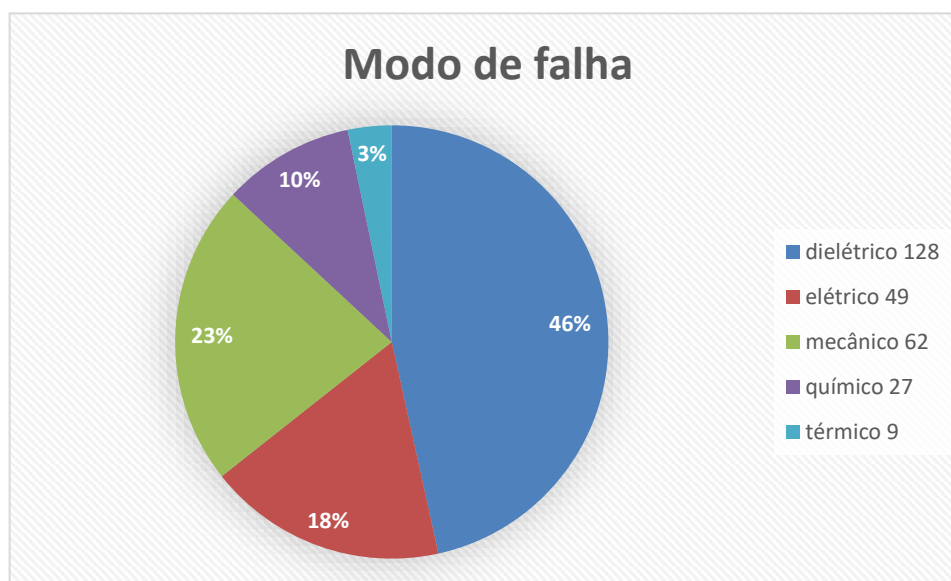


Gráfico 6.8 Divisão por modo de falha (AUTOR)

Uma falha iniciada de modo mecânico (soltura de partes, quebra de acionamentos), químico (umidade ou contaminantes) ou térmico (deterioração da isolação), por estarem em tensões elétricas elevadas, na maioria dos casos resulta em falha final descarga elétrica e curto-circuito.

Devido ao fato de os danos serem bastante expressivos em alguns casos, as evidências iniciais ou intermediária das falhas são consumidas, geralmente pelo fogo, e desaparecem. Quando se é possível indicar o modo de falha, apesar do final da falha resultar em curto-circuito ou descarga elétrica, indica-se o início ou o meio do mecanismo de falha, que pode ser mecânico, químico ou térmico.

Nas ocasiões em que há atuação de proteção diferencial e explosão ou fogo presume-se que houve arco elétrico, sendo considerado modo dielétrico. Da mesma forma, quando há atuação de proteção de relé de gás, presume-se que houve descargas parciais ou arco elétrico e também se considera modo dielétrico. Quando a causa é desconhecida e o efeito é descarga elétrica, com explosão de bucha, curto-circuito em enrolamentos ou consumo de partes do transformador pelo fogo, o modo de falha foi considerado como dielétrico.

Causa da falha

A causa raiz da falha refere-se ao motivo principal da ocorrência da falha e pode ser classificado como: projeto, fabricação ou material, transporte, manuseio ou armazenamento, perda de pressão de aperto, instalação em campo, manutenção imprópria, reparo impróprio, sobrecarga anormal, sobretensão, sobreaquecimento, descarga atmosférica, curto-circuito externo, distúrbios sísmicos, aplicação imprópria, poluição externa, perda de refrigeração, vandalismo, deterioração anormal, danos colaterais e desconhecido. Destaca-se que por se tratar de um estudo de taxas, haverá apenas as classificações de causas da falha. Para detalhamento de causa de falha, ver capítulo 5, em que houve aprofundamento em três casos. A análise geral das informações coletadas resultou nas seguintes causas de falha, conforme tabela 6.1:

Causa da falha	qtd.	%
curto-circuito externo	42	15%
dano colateral	9	3%
descarga atmosférica	14	5%
desconhecido	82	30%
instalação em campo	18	7%
manutenção imprópria	23	8%
perda de pressão de aperto	11	4%
projeto, fabricação, material	59	21%
reparo impróprio	2	1%
sobreaquecimento	1	0%
sobretensão	4	1%
transporte, manuseio ou armazenamento	10	4%
Total	275	100%

Tabela 6.1 Causas de falha – análise geral (AUTOR)

Juntando as causas com menos de 12 incidências e criando-se a classe “outros” (outros = dano colateral, deterioração anormal, perda de pressão de aperto, reparo impróprio, sobreaquecimento, sobretensão) resulta no gráfico 6.9.

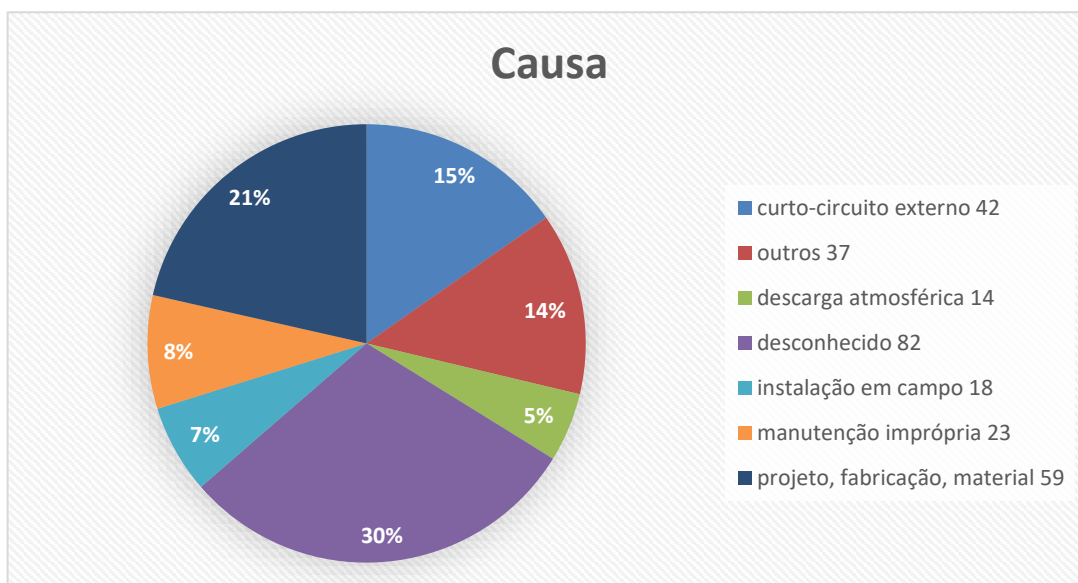


Gráfico 6.9 Divisão por causa de falha considerando o item “outros” (AUTOR)

Para os casos com causa de falha desconhecido, em que houve danos severos sem possibilidade de indicação de início da falha, inicialmente foi feita análise dividindo-os por local da falha conforme gráfico 6.10. Verifica-se que dos 82 casos com causa de falha desconhecido, 41 (50%) têm origem no enrolamento, 23 (28%) têm origem na bucha, 6 (7%) têm origem no OLTC. Os demais representam 12 casos (17%).

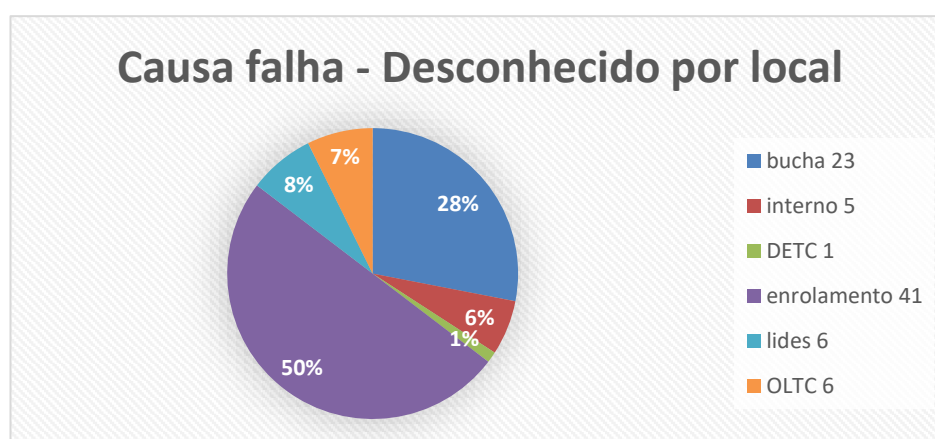


Gráfico 6.10 Causa desconhecida por local (AUTOR)

Nos capítulos seguintes serão realizadas análises adicionais para tratar da causa de falha “desconhecida”.

Causa da falha por tipo de transformador

De modo a verificar se há incidência de falhas maiores ou menores dependendo do tipo de transformador, estes foram separados na tabela 6.2 em aterramento, autotransformador (autotr.), forno ou retificador (forno/ret.), reator e regulador. Não foi possível correlacionar tendência do tipo de transformador em relação à causa de falha, exceto para a causa curto-circuito externo, em que há incidência menor nos autotransformadores e reator, tipos de equipamentos geralmente instalados em tensões maiores ou iguais a 230 kV e que têm atuações rápidas de proteção.

Causa de falha	aterramento		autotr.		conversor		elevador		forno/ret.		reator		regulador		TOTAL	
	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%
curto-circuito externo	-	-	1	3	-	-	9	17	1	13	-	-	31	24	42	15
dano colateral	-	-	1	3	-	-	2	4	1	13	2	6	3	2	9	3
descarga atmosférica	-	-	1	3	-	-	2	4	-	-	-	-	11	8	14	5
desconhecido	2	67	9	31	-	-	16	30	3	38	13	38	39	30	82	30
instalação em campo	-	-	5	17	3	19	4	7	-	-	3	9	3	2	18	7
manutenção imprópria	-	-	6	21	1	6	3	6	-	-	3	9	10	8	23	8
perda de pressão de aperto	-	-	-	-	-	-	1	2	-	-	3	9	7	5	11	4
projeto, fabricação, material	1	33	6	21	7	44	11	20	3	38	10	29	21	16	59	21
reparo impróprio	-	-	-	-	2	13	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1
sobreaquecimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	0
sobretensão	-	-	-	-	-	-	4	7	-	-	-	-	-	-	4	1
transporte, manuseio ou armazenamento	-	-	-	-	3	19	2	4	-	-	-	-	5	4	10	4
TOTAL	3	100	29	100	16	100	54	100	8	100	34	100	131	100	275	100

Tabela 6.2 Quantidade (qtd.) e porcentagem de causa de falha em função do tipo do transformador (AUTOR)

6.5. ANÁLISE DE FALHA POR IDADE

A seguir serão calculadas em função de idade os seguintes parâmetros: a média de falha dos transformadores, quantidade de falhas por faixas de idade, local e causa de falha

Média de idade de falha

A idade média de falha geral da amostra é de 16,8 anos. Para este resultado estão sendo considerados os 31 equipamentos com falha em pré-operação. Se desconsiderados estes transformadores, a média de idade de falha vai a 18,3 anos.

Faixas de idade

Foram divididas em 5 classes de idade, conforme gráfico 6.11, obedecendo a classificação de CIGRÉ, 2013. Ainda, para transformadores com idade entre 0 e 5 anos foram divididas em duas condições: 0 a 5 P, ou, Pré-operação, que engloba fabricação, ensaios, transporte, montagem e comissionamento, bem como 0 a 5 O, ou operação plena em campo. Adicionalmente, prevendo o fim de vida útil do transformador, foi criada uma faixa de 11 a 30 anos e outra maior que 30 anos.

Vale destacar que se houve substituição completa dos enrolamentos do transformador, a idade considerada para esta análise é a partir do rebobinamento, ou seja, se houve substituição completa do enrolamento, sua idade retorna a 0 ano. Comentários sobre esta premissa são discutidos no Capítulo 4.

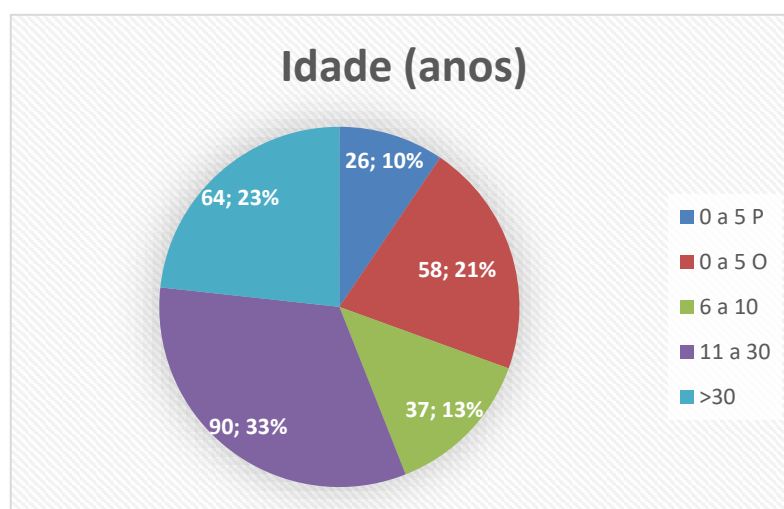


Gráfico 6.11 Divisão da amostragem por idade (AUTOR)

Idade por intervalos regulares

O gráfico 6.12 mostra a quantidade de falhas em intervalos de dois anos considerando as falhas ocorridas no período pré-operação, que compreende a fabricação, ensaios em fábrica, transporte, montagem em campo, comissionamento e energização.

Verifica-se que, diferentemente do que acontece com equipamentos eletrônicos, o período de operação dos equipamentos da amostra analisada não obedece à “curva da banheira” (LIENIG & BRUEMMER, 2017). Nota-se que a quantidade de equipamentos falhados é maior no início de operação, entre 0 e 3 anos e mantém-se relativamente constante

para as demais faixas de idade. Entre 0 e 3 anos, pode-se dizer que há o “lado esquerdo” da banheira. Entretanto, não há o “lado direito”.



Gráfico 6.12 Quantidade de falhas de transformadores por intervalo de idade regular considerando falhas pré-operação (AUTOR)

Idade por intervalos regulares desconsiderando falhas pré-operação

Já o gráfico 6.13 mostra a quantidade de falhas em intervalos de dois anos **desconsiderando** as falhas ocorridas no período pré-operação, que compreende a fabricação, ensaios em fábrica, transporte, montagem em campo, comissionamento e energização, removendo-se 31 unidades da amostragem de 275.

Verifica-se que não há qualquer semelhança com a “curva da banheira”. Entre 0 e 19 anos, com exceção dos transformadores com 2 e 3 anos, o número de falhas é praticamente constante. Após 20 anos há uma diminuição de falhas e mantém-se relativamente no mesmo patamar.

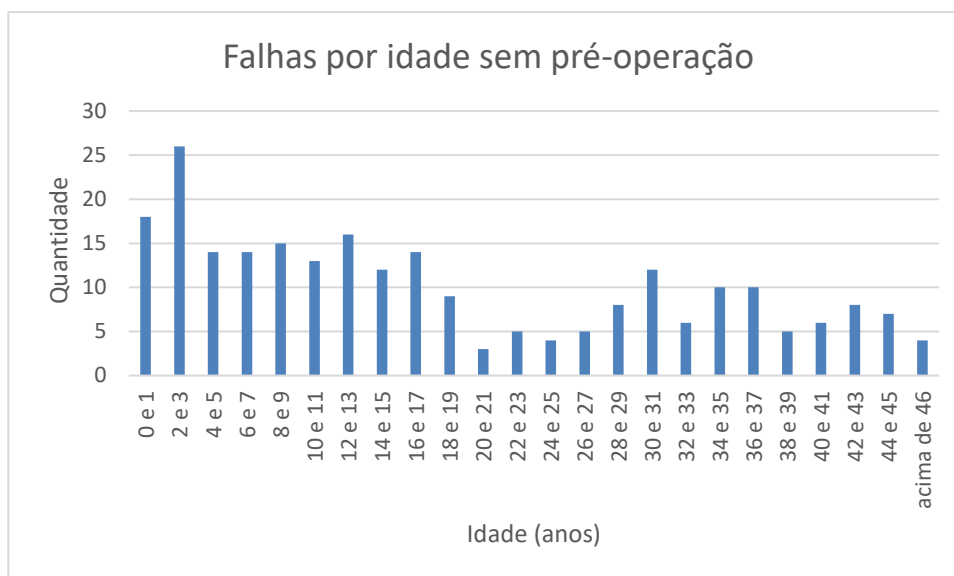


Gráfico 6.13 Quantidade de falhas de transformadores por intervalo de idade regular desconsiderando as falhas pré-operação (AUTOR)

Local da falha em função da idade

Para esta análise foram feitos agrupamentos de localização de falha a cada 5 anos e consideradas as idades de falha de 0 a 45 anos, com 271 amostras (98,5%). Dentro da amostra não considerada estão 4 equipamentos entre 46 e 68 anos (1,5%). Os locais de falha foram divididos em enrolamento, bucha, comutador sob carga e demais (comutador sem carga, interno, lides, núcleo, parte ativa, refrigeração, tanque e TC de bucha), resultando no gráfico 6.14.

Nota-se que para falhas em enrolamento e bucha há uma clara tendência de diminuição de falhas com a progressão de idade do transformador. Para o comutador sob carga não há tendência definida. Já para demais, há uma grande quantidade de falhas entre 0 e 5 anos, caindo drasticamente e mantendo-se relativamente constante após 6 anos.

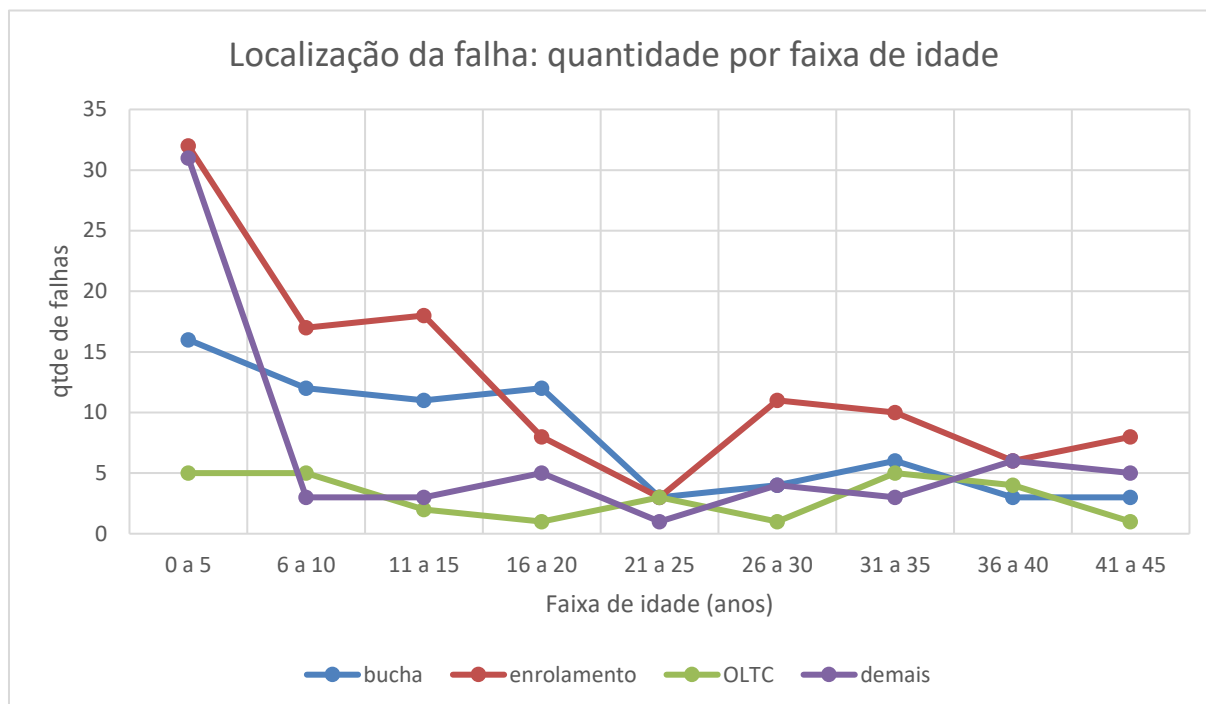


Gráfico 6.14 Variação de quantidade de falhas com a progressão da idade para as localizações de falha do transformador (AUTOR)

Modo de falha em função da idade

Da mesma forma como feito no item anterior, houve agrupamentos de localização de falha a cada 5 anos e consideradas as idades de falha de 0 a 45 anos, com 271 amostras (98,5%). Dentro da amostra não considerada estão 4 equipamentos entre 46 e 68 anos (1,5%). O gráfico 6.15 representa os modos de falha dielétrico, elétrico, mecânico, químico e térmico, conforme critérios definidos no gráfico 6.8.

Nota-se, de forma geral, que nos primeiros 5 anos o número de falhas é maior para todos os modos, com tendência de diminuição até certa idade. Posteriormente apresentam aproximadamente quantidade de falhas constante. Para os modos mecânico e químico há comportamento de redução até 15 anos, depois se mantêm constante. Já para os modos dielétricos e elétricos há comportamento de redução até os 25 anos, mantendo-se constante posteriormente. Apenas o modo térmico não apresenta variações significativas de quantidade de falhas se considerado o modo de falha.

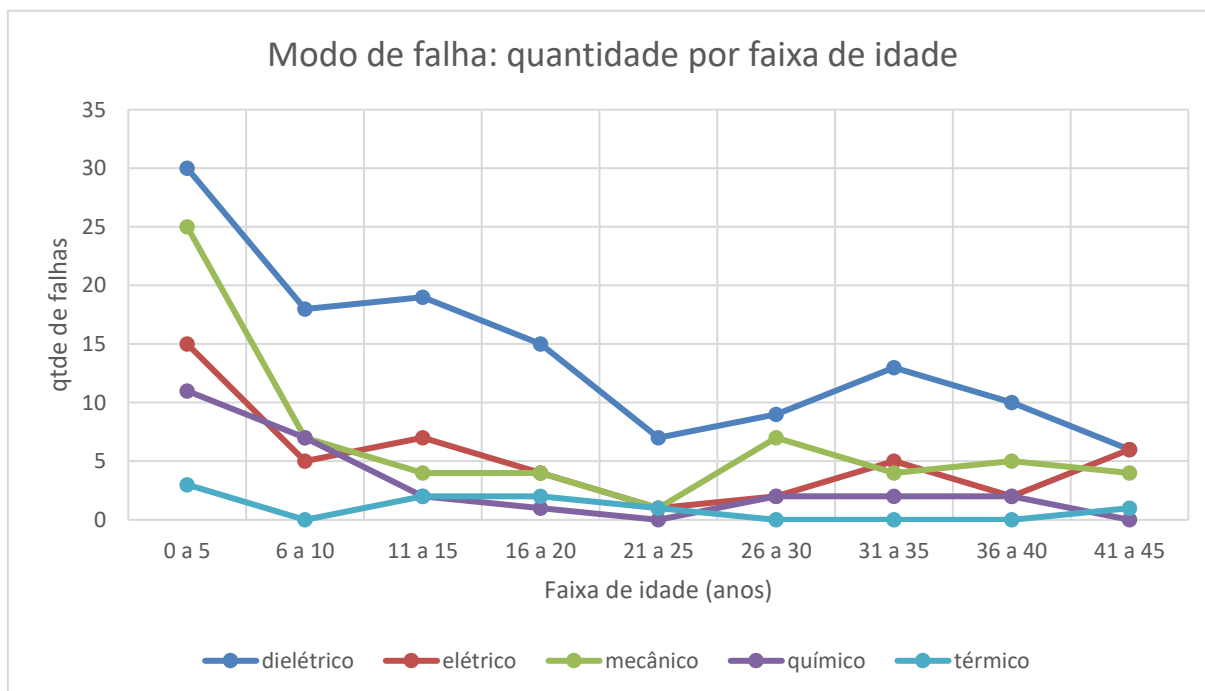


Gráfico 6.15 Variação de quantidade de falhas com a progressão da idade para os modos de falha do transformador (AUTOR)

Causa de falha em função da idade

Da mesma forma como feito no item anterior, houve agrupamentos de localização de falha a cada 5 anos e consideradas as idades de falha de 0 a 45 anos, com 271 amostras (98,5%). Dentro da amostra não considerada estão 4 equipamentos entre 46 e 68 anos (1,5%). Ademais, foram selecionadas as causas de falha com maiores incidências (curto-circuito externo, descarga atmosférica, desconhecido, instalação em campo, manutenção imprópria e projeto, fabricação e material), abrangendo 237 amostras (87%). As causas de falha com menor incidência compreendem 37 amostras (13%).

Verifica-se no gráfico 6.16 que a causa de falha projeto, fabricação e material tem elevada incidência até 5 anos e vai diminuindo com o passar do tempo até atingir quantidade perto do nulo após 21 anos. Com o mesmo comportamento, a causa de falha instalação em campo nos primeiros 5 anos há alta incidência, diminuindo drasticamente a partir de 6 anos.

As causas de falha curto-circuito externo, descarga atmosférica, desconhecido, e manutenção imprópria apresentam tendência relativamente constante.

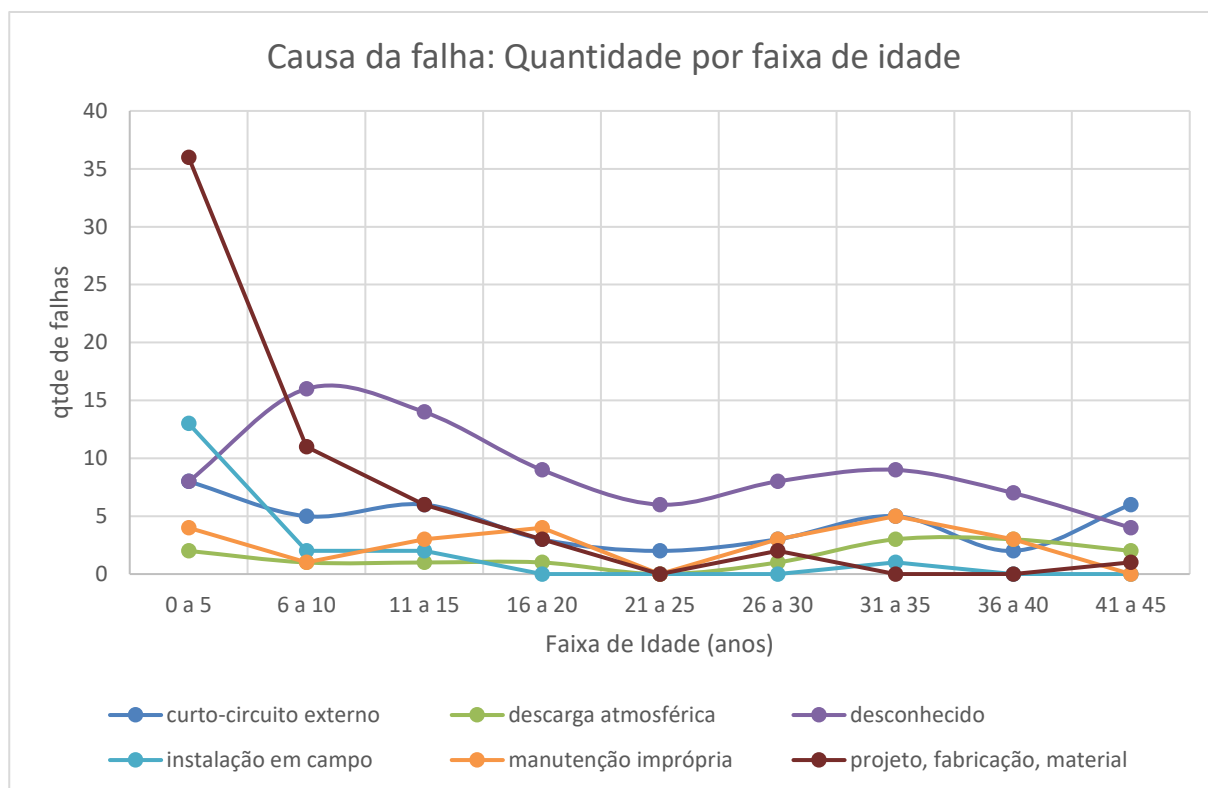


Gráfico 6.16 Variação de quantidade de falhas com a progressão da idade para as causas de falha do transformador (AUTOR)

6.6. ANÁLISE DE CAUSA DE FALHA POR LOCALIZAÇÃO

Com o intuito de analisar as causas de falha de forma mais detalhada, os casos estudados foram divididos em 4 grupos de localização de falha: enrolamento, bucha, comutador e demais. Para cada local de falha será realizado a análise por modo de falha e descrição detalhada da causa da falha por grupos. Para a causa de falha “desconhecido” será realizada uma análise específica por idade e em seguida será proposto um procedimento para destinar as causas “desconhecidas” para causas “conhecidas”.

6.6.1. ENROLAMENTO

Para o enrolamento será realizada a análise de modos e causa de falha. Em seguida as causas mais comuns serão discutidas e detalhadas. Por fim, será elaborado e utilizado um método para transformar as causas “desconhecidas” em “conhecidas”.

Enrolamento - Modo de falha

Do total de 114 falhas em enrolamentos verifica-se, no gráfico 6.17, que 52 % estão relacionadas ao modo dielétrico, maioria resultando em descargas elétricas. Nestas ocasiões geralmente as evidências iniciais são perdidas. Há também grande incidência de modo de falha elétrica, com 29 %, devido, em grande parte, a curtos-circuitos externos.

O modo de falha mecânico representa 10% com detalhamento de quebra ou afrouxamento da prensagem dos enrolamentos, dobra imprópria de saída de enrolamento e impacto no transporte. O modo de falha químico aparece com 6% com umidade sendo predominante. Também há casos de contaminação por enxofre corrosivo nos condutores do enrolamento e insuflamento de contaminantes químicos nos enrolamentos. Por último aparece o modo térmico com 4%.

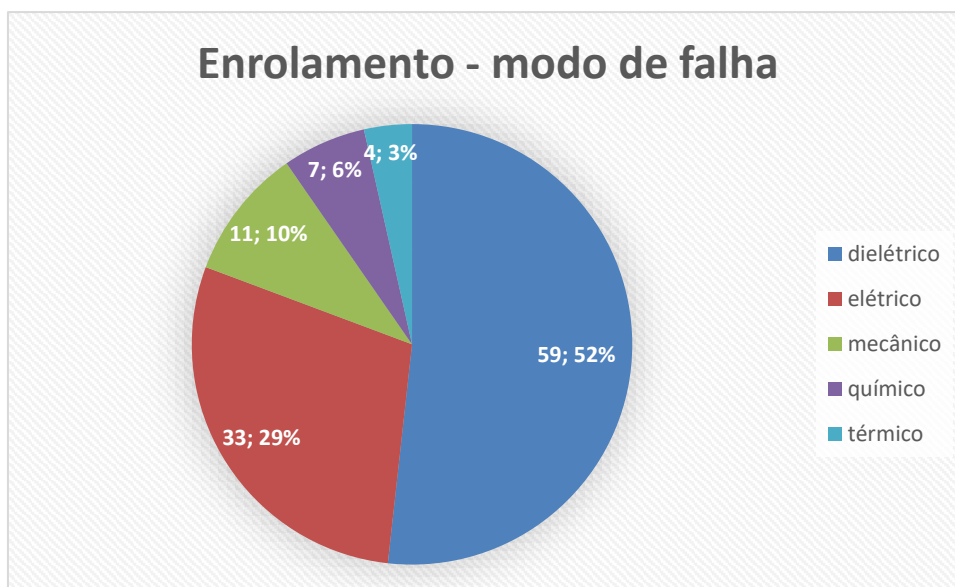


Gráfico 6.17 Modo de falha em enrolamentos (AUTOR)

Enrolamento – análise de causa

As 114 causas de falha em enrolamentos são discriminadas no gráfico 6.18.

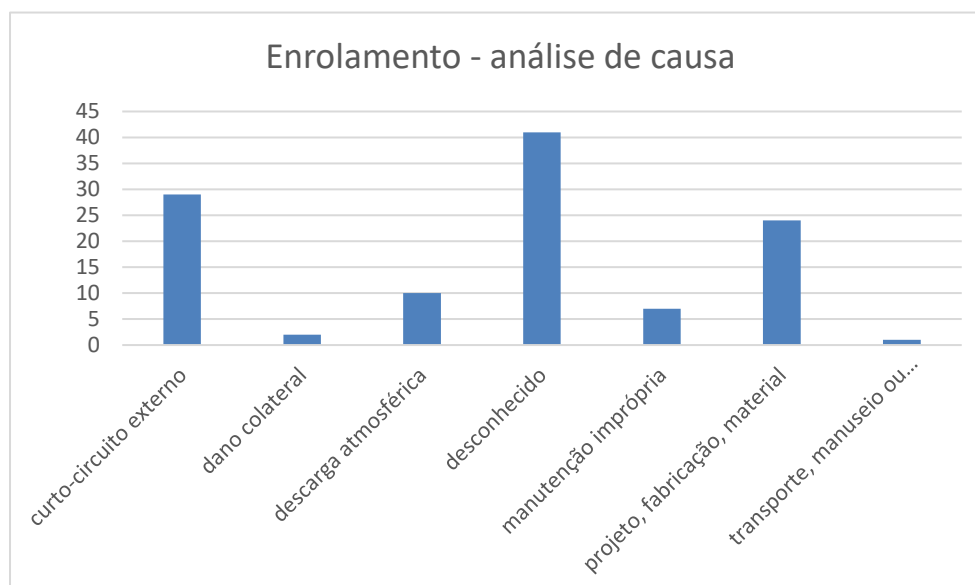


Gráfico 6.18 Análise de falhas em enrolamentos (AUTOR)

A seguir são realizadas análises adicionais nos itens relevantes:

Enrolamento: curto-circuito externo

Verifica-se, nos 29 casos analisados, que os curtos-circuitos ao redor do transformador são devido às chuvas com queda de cabos, animais se interpondo nas redes de distribuição, falha em outros equipamentos da subestação ou manobras de conexão/ desconexão dos transformadores. Nota-se em grande parte dos casos o curto-circuito externo ao transformador ocorreu na baixa tensão e relativamente próximo à subestação ou usina, condição em que a resistência do condutor no caminho do curto-circuito é menor. A distância reduzida e baixa resistência do circuito até a terra tem como consequência altas correntes e altas solicitações mecânicas de força nos enrolamentos.

Nos casos em que há sincronismo fora de fase (YE et al., 2012), os danos são verificados no enrolamento de alta tensão e geralmente os limites de curto-circuito especificados são ultrapassados. Dos 29 casos de curto-circuito externo com danos ao enrolamento, verifica-se que 7 estão relacionados ao sincronismo fora de fase por erro de operação, seja manual ou humano ou automático por deficiência de parametrização de equipamentos de proteção e controle.

Os curtos-circuitos nos enrolamentos são mais severos à medida em que não há a atuação das proteções internas do transformador, seja por erro de parametrização de relés ou falha no sistema de alimentação de corrente contínua do sistema de proteção, com falha em banco de baterias bateria ou retificador, permitindo que as correntes de curto-circuito se mantenham até que uma proteção externa, geralmente da linha de transmissão, atue. No tempo decorrido desde o início da falha até a atuação da proteção externa, os enrolamentos do transformador são submetidos às forças de desestabilização bastante grandes e sobreaquecimento.

Enrolamento: projeto, fabricação, material

Dos 24 casos relacionados a projeto, fabricação, material, 6 foram detectados em fábrica e estão relacionados a contaminação por umidade ou detritos metálicos e falta de revisão em desenhos de montagem. Em outros 6 casos houve falha em material ou processo de prensagem dos enrolamentos, provocando geração de gases ou descarga elétrica em funcionamento.

Para os demais casos foram detectados casos esparsos com falha em processo de soldagem do condutor, dobra inadequada de saída de enrolamento, sobreaquecimento de cabeças de bobinas, erro em lógica de sistema de resfriamento e sistema de blindagem de enrolamento deficiente.

Enrolamento: Descarga atmosférica

A descarga atmosférica (MESTRINER et al., 2021) pode ser percebida por meio visual ou auditivo, ocorrendo majoritariamente em dias chuvosos. Quando há contador de descargas em para-raios adjacentes ao transformador é possível verificar a incidência de descarga elétrica no transformador.

Muitos eventos de falha em enrolamentos podem ter como causa principal diversos eventos de sobretensão durante a vida do equipamento, que culminam na falha do transformador. Entretanto, tais informações são de difícil obtenção pois são eventos de frequências elevadas, sendo que os medidores convencionais não têm capacidade de amostragem suficiente para visualização de tais fenômenos.

Nos 10 casos de descargas elétricas houve atuação automática das proteções e foram determinados basicamente com relatos de ocorrência e boletins meteorológicos do período em que houve a falha.

Enrolamento: manutenção imprópria

As manutenções inadequadas levaram 3 transformadores a falhar por modo químico, com umidade e enxofre corrosivo, 2 por modo térmico, com erro em lógica de resfriamento e manter válvulas de radiador fechadas após manutenção e 2 por modo dielétrico, com falha em ensaios elétricos após revisão e manter saída de baixa tensão aterrada após manutenção.

Enrolamento Outros: danos colaterais, transporte e instalação

Totalizam 3 casos: 2 com danos colaterais, sendo um caso com falha em disjuntor que resultou em curto-circuito prolongado nos enrolamentos do transformador e outro caso em que houve vandalismo durante o tempo em que ficou aguardando energização. Por último houve um caso com dano no manuseio do transformador, em que durante o

descarregamento houve manobra imprópria e após a ocorrência houve desvio no ensaio de SFRA (*Sweep frequency response analysis*);

Enrolamento – causa da falha desconhecida

As falhas em enrolamentos resultam em fusão e carbonização do local da falha e, algumas vezes há a deformação das espiras ou carbonização generalizada, com consumo do elemento causador da falha, conforme visualizado na figura 6.1. Desta forma, torna-se impraticável a sua determinação. Assim, são classificados como causa de falha “desconhecida”.

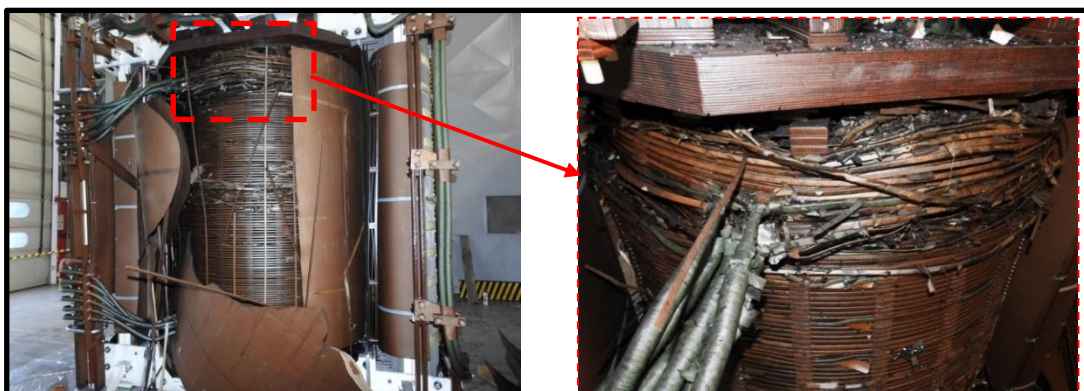


Figura 6.1 (a) Deformação, carbonização e fusão de enrolamento de transformador monofásico 50 MVA, 500 kV. (b) detalhamento dos danos (AUTOR)

No intuito de estimar as possíveis causas foi adotada uma divisão por idade para os 41 casos desconhecidos e logo após a classificação de causa de falha levando em conta a idade do transformador. O gráfico 6.19 mostra a divisão por idade das causas de falha desconhecidas em números absolutos e porcentagem.

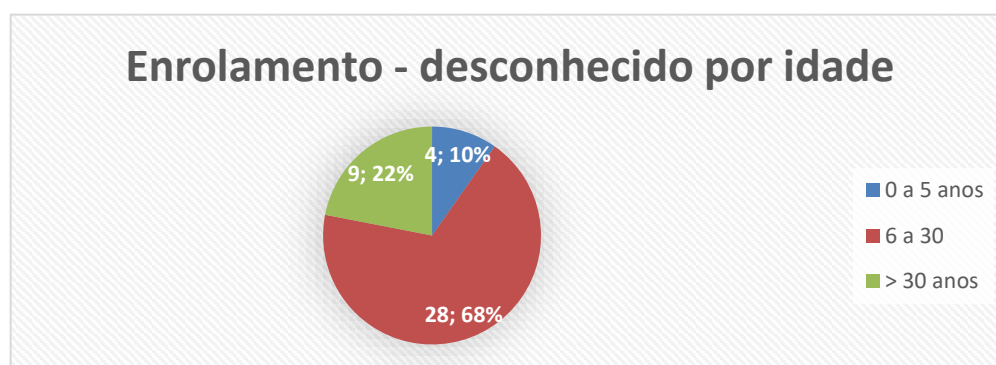


Gráfico 6.19 Desconhecido por idade nos enrolamentos (AUTOR)

A classificação de causa de falha do enrolamento levando em conta a idade do transformador foi a seguinte:

Idade > 30 anos: envelhecimento natural da isolação do enrolamento. A discussão de vida útil e envelhecimento de isolação de transformador é feita no Capítulo 4;

Idade entre 6 e 30 anos: curto-circuito externo, descarga atmosférica, manutenção imprópria, projeto, fabricação, material.

Idade entre 0 e 5 anos: as mesmas do item anterior, com exceção da causa “manutenção”, pois, conforme constatado em diversos casos, a maioria das concessionárias adota as revisões gerais em transformadores a cada 5 anos.

Danos colaterais e transporte, apesar de constarem como causas de falha em enrolamentos não foram considerados para a estimativa pois são situações bastante evidentes, além de terem as menores incidências na análise, somando 3 casos.

Nota-se que na análise de causa raiz realizada até o momento, apesar da descrição “envelhecimento natural” constar como um item de causa raiz definido por (CIGRE, 2015), não havia sido mencionada, pois, para a análise de falha, o critério de idade não estava sendo levada em conta. Levando-se em consideração o critério de idade, pode-se inferir que a causa de falha de transformadores com idade maior que 30 anos seja por “envelhecimento natural” da isolação do enrolamento, com contabilização de 9 casos, conforme gráfico 6.19.

Para os enrolamentos com idades entre 0 e 5 com incidência de 4 casos, bem como 6 e 30 anos, com incidência de 28 casos, são calculados pelos seguintes passos:

- ❖ Considera-se a faixa de idade e as incidências de causas de falhas totais para cada faixa;
- ❖ Somam-se as quantidades de incidência e calcula-se a porcentagem individual;
- ❖ Multiplica-se a porcentagem individual pela quantidade de falhas “desconhecidas” para a determinada faixa de idade;
- ❖ Arredondam-se os valores de forma que a soma seja coincidente com o total de falhas.

Os cálculos por faixa de idade de acordo com os passos descritos anteriormente são mostrados na tabela 6.3.

Falha em enrolamento	qtd.	> 30 anos - 9 desc.				5 a 30 anos - 28 desc.				0 a 5 anos: 4 desc.				soma	
		qtd.	%	calc.	cons.	qtd.	%	calc.	cons.	qtd.	%	calc.	cons.	cons.	
curto-circuito externo	29	0	0	0	0	29	41%	11,6	12	29	46%	1,84	2	14	
dano colateral	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
descarga atmosférica	10	0	0	0	0	10	14%	4	4	10	16%	0,63	1	5	
desconhecido	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
envelhecimento por uso normal	0	0	100	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0	9	
manutenção imprópria	7	0	0	0	0	7	10%	2,8	3	0	0	0	0	3	
projeto, fabricação, material	24	0	0	0	0	24	34%	9,6	9	24	38%	1,52	1	10	
transporte, manuseio ou armazenamento	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total	114		100	9	9	70	100%	28	28	63	100%	4	4	41	

Tabela 6.3 Estimativa de causas de falha para itens desconhecidos em enrolamento (AUTOR)

Após o cálculo de causa de falha por faixa de idade, os valores arredondados são somados para se chegar ao valor individual de cada causa de falha. Nota-se que a soma individual final de 41 deve ser igual ao total de itens “desconhecidos”. A legenda da tabela 6.2 é a seguinte: desc. = desconhecido, qtd. = quantidade, calc. = calculado, cons. = considerado.

Com a estimativa de causa de falhas para os itens “desconhecidos” o número de causas de falha para o enrolamento pode ser obtido na tabela 6.4.

Enrolamento - causas	Incidências		
	com desconhecido	eliminando desconhecido	Total
curto-circuito externo	29	14	43
dano colateral	2	0	2
descarga atmosférica	10	5	15
desconhecido	41	-41	0
envelhecimento por uso normal	0	9	9
manutenção imprópria	7	3	10
projeto, fabricação, material	24	10	34
transporte, manuseio ou armazenamento	1	0	1
Total	114	0	114

Tabela 6.4 Causas falha em enrolamento – com “desconhecido” e eliminando causas desconhecidas, resultando no valor final (AUTOR)

O comparativo gráfico da tabela anterior pode ser visto no gráfico 6.20, com as barras em azul representando as causas de falha com “desconhecido” e em barras verdes após aplicação de procedimento para eliminar a causa “desconhecido”.

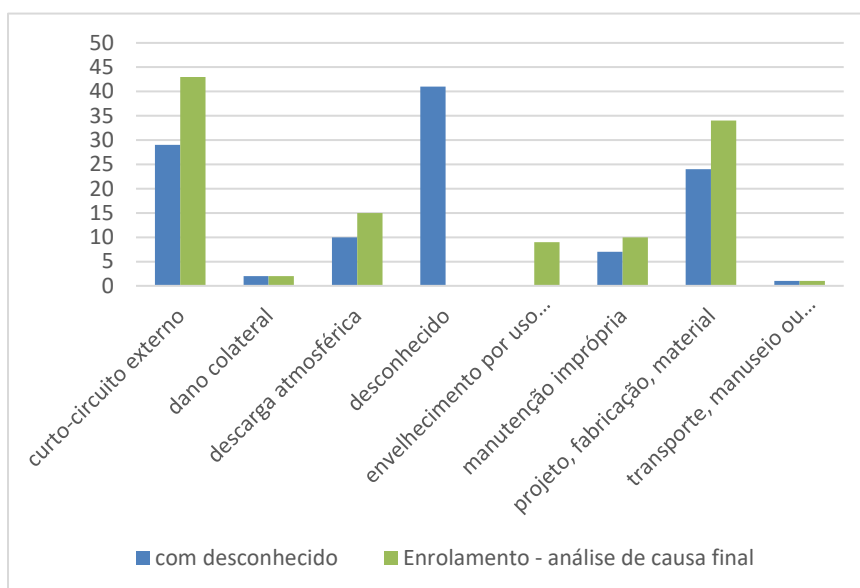


Gráfico 6.20 Causas de falha em enrolamento – final (AUTOR)

6.6.2. BUCHA

Para a bucha será realizada a análise de modos e causa de falha. Em seguida as causas mais comuns serão discutidas e detalhadas. Por fim, será utilizado um método para transformar as causas “desconhecidas” em “conhecidas”. Os cálculos de transformação estão detalhados no Apêndice A.

Bucha - Modo de falha

Do total de 71 falhas em buchas verifica-se, no gráfico 6.21, que 56 % estão relacionados ao modo dielétrico, maioria resultando em descargas elétricas e perda de evidências iniciais. Em seguida, com 25 %, está o modo mecânico, com mecanismo de falha envolvendo impactos, quebra, tensionamento, vibração, afrouxamento de partes e aplicação de força excessiva.

O modo químico, com 11 % envolve basicamente o processo de deterioração por umidade. Embora o percentual seja pequeno, acredita-se que o processo de falha iniciado por umidade seja bem maior. Entretanto, como grande parte das falhas em buchas resultam em sua carbonização completa tais evidências são perdidas. Por fim, com 6 e 2 % estão o modo elétrico

e térmico, respectivamente. O primeiro envolve falta de contato e curto-circuito e o segundo erro no processo de secagem.

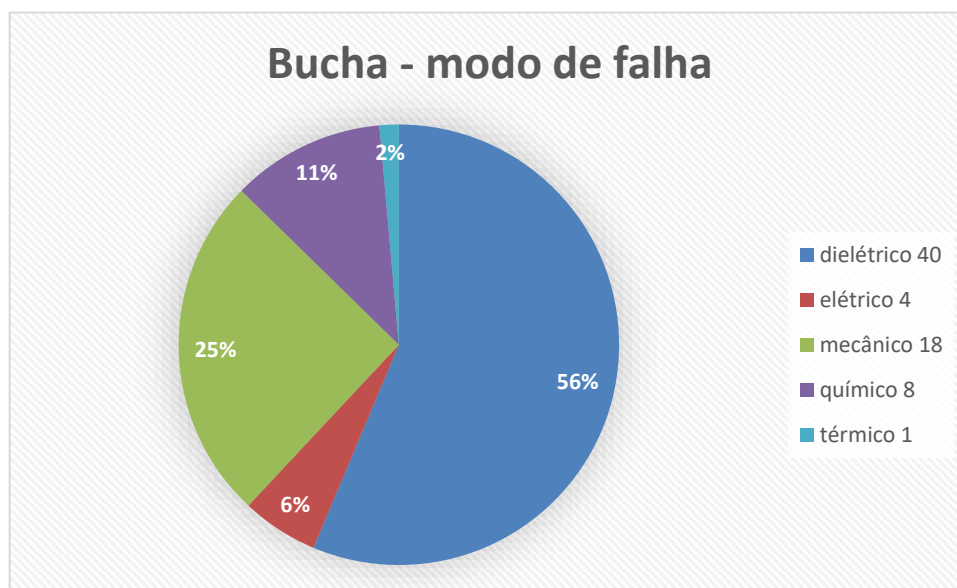


Gráfico 6.21 Modo de falha em buchas (AUTOR)

Bucha – análise de causa

As 71 causas de falha em buchas são discriminadas no gráfico 6.22.

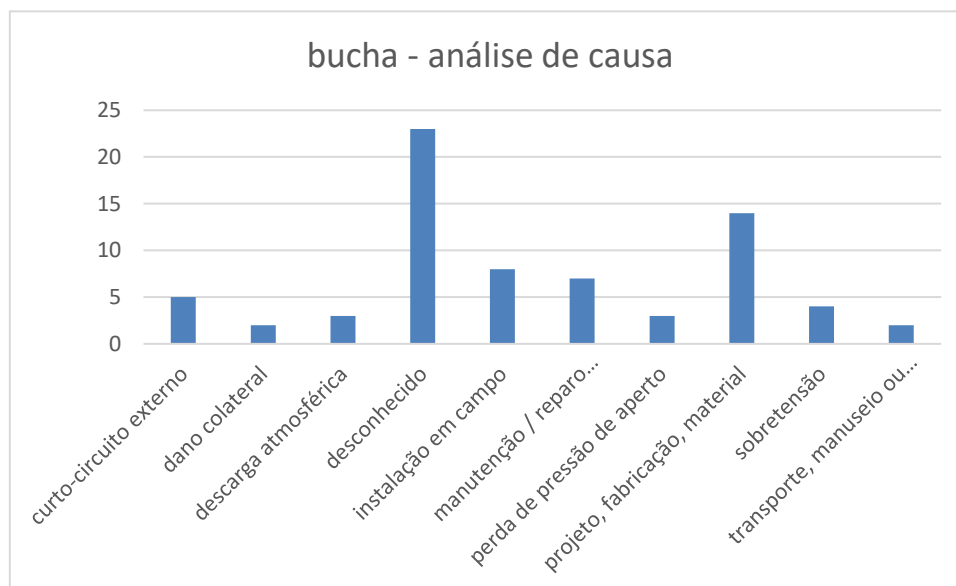


Gráfico 6.22 Causa de falhas em buchas (AUTOR)

A seguir são realizadas análises adicionais nos itens relevantes:

Bucha: Projeto, fabricação, material

Os 14 casos são divididos da seguinte forma:

- 4 transformadores trifásicos de tensões 230/69 kV de mesma marca com idades entre 8 e 9 anos em que foram identificadas fragilidades nas vedações originais das buchas, permitindo entrada de umidade no corpo condensivo da bucha, degradação de sua isolação, resultando na falha das buchas. Em um dos casos houve incêndio completo do transformador.

- 4 reatores monofásicos de 500 kV de mesma marca com idades entre 11 e 16 anos: Houve degradação da isolação com explosão da bucha e deformação dos tanques em todos os casos por erro de fabricação das buchas.

- Demais casos são de equipamentos com tensões variando de 69 a 500 kV, em que houve mau contato interno de potencialização de bucha e entrada de umidade por vazamento de óleo.

Bucha: instalação em campo

Os 8 casos tiveram como modo de falha mecânico. 4 casos foram pré-operação e 4 em operação, com média de 7 anos de operação. Para estes casos, houve afrouxamento e soltura de blindagem de bucha, apertos excessivos e quebras de ponto de fixação.

Bucha: manutenção/ reparo impróprio

Os 7 casos tiveram o fator humano como responsável pelas falhas, que se manifestaram após intervenção de operação. Entre os detalhamentos de causas há: encaixe da bucha mal conectado, rompimento de gaxeta de vedação, visualização errônea de nível de óleo na bucha, vazamento de óleo, entre outros.

Bucha: sobretensão

Os 4 casos ocorreram em duas usinas hidrelétricas que utilizam buchas 500 kV óleo/ SF₆. Após explosão em algumas buchas foram realizados ensaios elétricos e cromatográficos nas buchas, encontrando-se resultados insatisfatórios em algumas buchas em operação. As análises sistêmicas ainda se encontram em andamento, sendo o VFT, *very fast transient* (SHAH & TALATI, 2019), a causa mais provável devido ao fato de os transformadores estarem instalados em sistema isolado a gás SF₆.

Bucha - desconhecido

As falhas em buchas, por muitas vezes, resultam em estilhaçamento do corpo de porcelana e carbonizações generalizadas, com consumo do elemento causador da falha, conforme figura 6.2. Desta forma, torna-se impraticável a sua determinação. Assim, são classificados como causa de falha “desconhecida”



Figura 6.2 (a) Estilhaçamento de porcelana, carbonização e consumo do corpo condensivo de bucha de alta tensão de transformador trifásico de 100 MVA, 230 kV. (b) detalhamento dos danos (AUTOR)

No intuito de estimar as possíveis causas foi adotada uma divisão por idade para os 23 casos desconhecidos e logo após a classificação de causa de falha levando em conta a idade do transformador. O gráfico 6.23 mostra a divisão por idade das causas de falha desconhecidas em números absolutos e porcentagem.

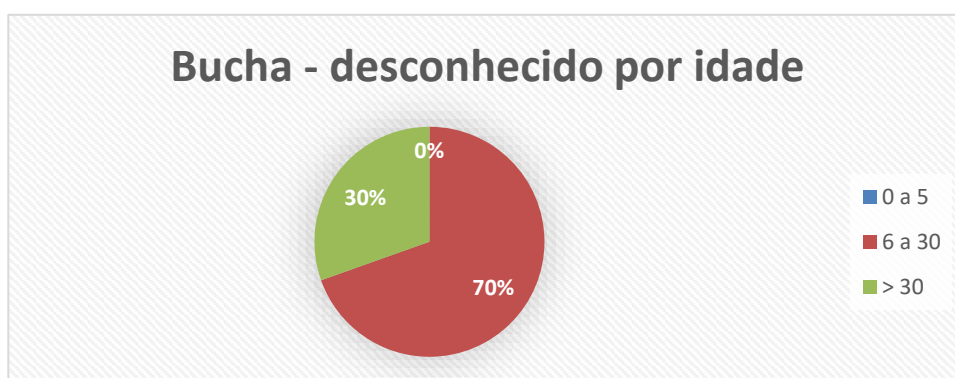


Gráfico 6.23 Desconhecido por idade em buchas (AUTOR)

As considerações adotadas e os cálculos realizados para a transformação dos casos de falha “desconhecidos” para “conhecidos” são detalhadas no Apêndice A.

Após os devidos cálculos, os casos “desconhecidos” são distribuídos nas causas de falha descritas na tabela 6.5.

Bucha - causas	Incidências		
	com desconhecido	eliminando desconhecido	Total
curto-circuito externo	5	2	7
dano colateral	2	0	2
descarga atmosférica	3	1	4
desconhecido	23	-23	0
envelhecimento por uso normal	0	7	7
instalação em campo	8	3	11
manutenção/ reparo impróprio	7	2	9
perda de pressão de aperto	3	1	4
projeto, fabricação, material	14	5	19
sobretensão	4	2	6
transporte, manuseio ou armazenamento	2	0	2
Total	71	0	71

Tabela 6.5 Causas falha em buchas – com “desconhecido” e eliminando causas desconhecidas, resultando no valor final (AUTOR)

O comparativo gráfico da tabela anterior pode ser visto no gráfico 6.24, com as barras em azul representando as causas de falha com “desconhecido” e em barras verdes após aplicação de procedimento para eliminar a causa “desconhecido”.

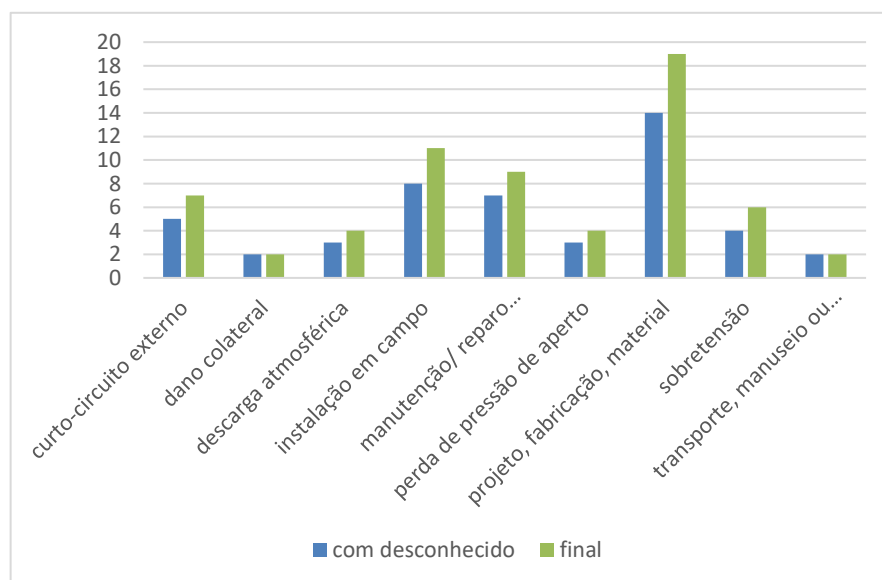


Gráfico 6.24 Causas de falha em buchas após classificação estimativa de causa desconhecida (AUTOR)

6.6.3. COMUTADOR SOB CARGA

Para a o comutador sob carga será realizada a análise de modos e causa de falha. Em seguida as causas mais comuns serão discutidas e detalhadas. Por fim, será utilizado um método para transformar as causas “desconhecidas” em “conhecidas”. Os cálculos de transformação estão detalhados no Apêndice A.

Comutador - Modo de falha

Ao contrário da análise para os enrolamentos e buchas, do total de 27 falhas em OLTC verifica-se, no gráfico 6.25 que a maioria está relacionada ao modo mecânico, com 41 %. A maior parte dos modos de falha estão ligados ao mecanismo de acionamento da chave de carga do comutador sob carga, com quebra de elementos de estrutura da haste de acionamento e perda de sincronismo do seletor de tapes. A descrição básica do comutador sob carga é dada no capítulo 5.3.

Com 30 % estão as falhas com modo dielétrico em que há descargas elétricas em partes do comutador sob carga, seja na chave de carga ou no seletor de tapes. O modo de falha químico, com 18%, tem como causador corrosão ou enxofre corrosivo nos contatos da chave seletora do comutador sob carga. Por último, com 11% há o modo térmico, em que houve sobreaquecimento dos contatos do comutador sob carga.

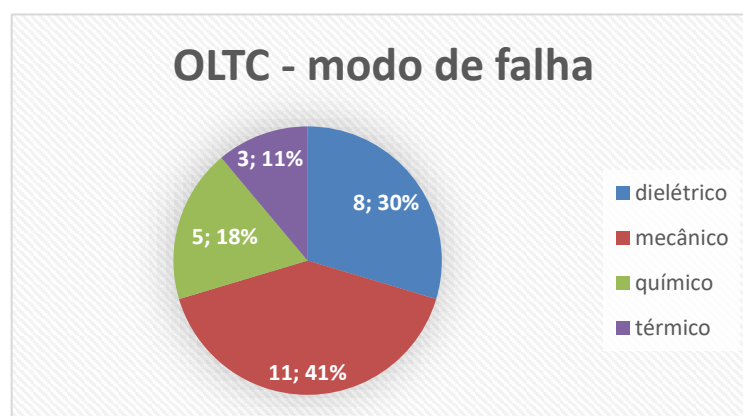


Gráfico 6.25 Modo de falha em comutadores sob carga (AUTOR)

Comutador – análise de causa

As 27 causas de falha em comutadores são discriminadas no gráfico 6.26.

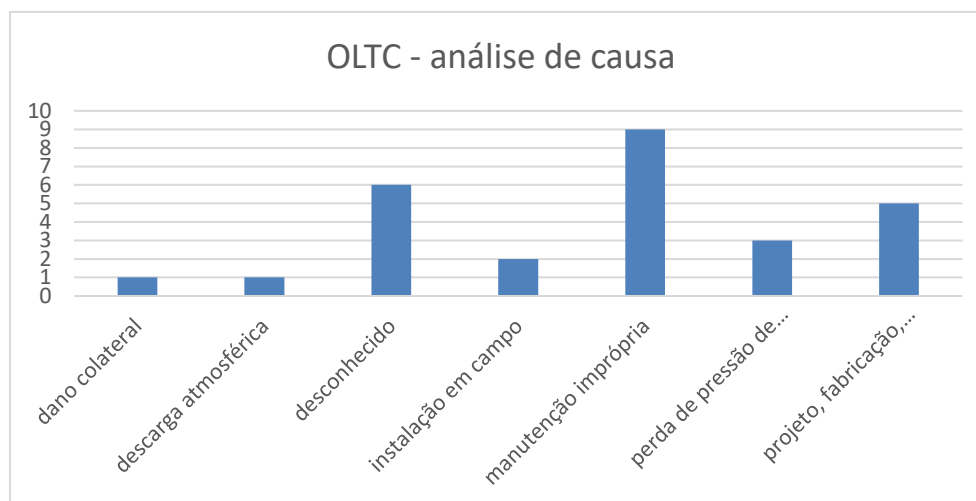


Gráfico 6.26 Análise de falhas em comutadores sob carga (AUTOR)

A seguir são realizadas análises adicionais nos itens relevantes:

OLTC: manutenção imprópria

Os comutadores sob carga são dispositivos bastante complexos exigindo mão de obra especializada para realização da manutenção. Entretanto, geralmente motivados por questões financeiras, alguns usuários não realizam a manutenção no tempo adequado ou utilizam mão de obra diferente ao do fabricante do OLTC, resultando, em alguns casos, em manutenção imprópria.

Há ainda casos em que após o tratamento do óleo isolante do transformador, notou-se que havia iniciado um processo de reação química de enxofre corrosivo (CRUZ, 2014) com a prata dos contatos da chave seletora. Na movimentação havia desprendimento do subproduto metálico da reação provocando descargas elétricas na chave seletora do comutador sob carga. Dos 9 casos de manutenção imprópria, 5 tiveram a causa o ataque o enxofre corrosivo. Para os 4 outros casos, em 2 o mecanismo de acionamento foi instalado fora de sincronismo após manutenção, em 1 houve soltura de contato após manutenção e em 1 houve soltura de partículas do contato metálico em utilização regular.

OLTC: projeto, fabricação, material

Para este tipo de causa falha houve incidência em 5 casos, todos com idades iguais inferiores a 10 anos. Em 2 casos houve anormalidades dielétricas na ampola a vácuo (MR VACUTAP, 2013) do comutador sob carga. Em outros 2 casos houve falha por modo mecânico, um por fadiga em elementos de fixação do mecanismo de acionamento do OLTC e outro por entrada de umidade nas engrenagens do eixo do mecanismo do OLTC. Por último, houve um caso em que houve especificação incorreta do OLTC que gerou aquecimento inadequado em operação.

OLTC: demais causas

Perda de pressão de aperto: os elementos dos contatos móveis dos OLTC perderam a pressão para o contato adequado gerando aquecimento em 2 casos e em 1 caso houve quebra do sistema de comutação, totalizando 3 casos.

Instalação em campo: em 2 casos houve instalação inadequada em campo. Em 1 caso houve soltura do eixo do mecanismo de acionamento do OLTC resultando em parada de operação de comutação. Em outro caso a válvula do OLTC foi mantida fechada, resultando em danos mecânicos no OLTC.

Descarga atmosférica: 1 incidência após uma tempestade causou danos na chave seletora do OLTC.

Danos colaterais: a quebra da haste de um disjuntor permitiu que a chave seletora do OLTC do transformador operasse em carga, forma de operação não permitida.

OTLC - desconhecido

Algumas vezes as falhas em comutadores sob carga resultam em quebra de partes, fusão e carbonização do local com consumo do elemento causador da falha, conforme reproduzido na figura 6.3. Desta forma, em alguns casos, torna-se impraticável a sua determinação. Assim, são classificados como causa de falha “desconhecida”.

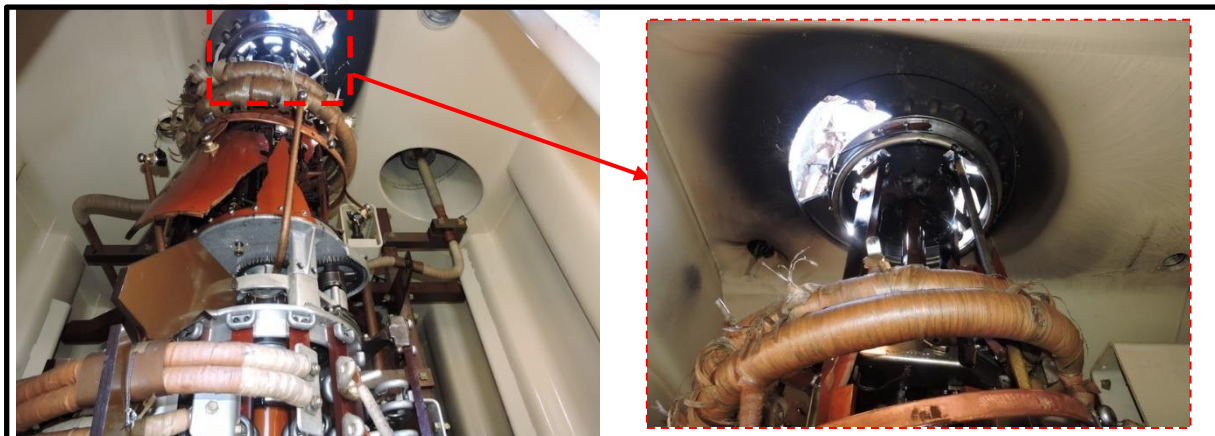


Figura 6.3 (a) Quebra do compartimento da chave de carga do comutador sob carga de transformador monofásico de 50 MVA, 230 kV. (b) carbonização e fusão de componentes da chave de carga (AUTOR)

Da mesma forma que ocorre nos enrolamentos e buchas, no intuito de estimar as possíveis causas foi adotada uma divisão por idade para os 6 casos desconhecidos e logo após a classificação de causa de falha levando em conta a idade do transformador. O gráfico 6.27 mostra a divisão por idade das causas de falha desconhecidas em números absolutos e porcentagem.

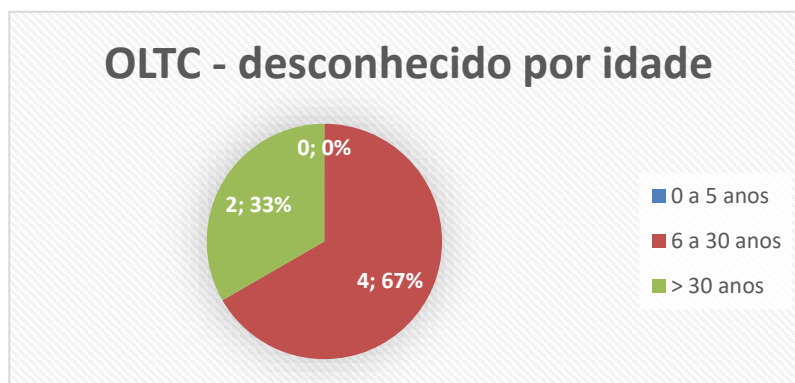


Gráfico 6.27 Desconhecido por idade em comutadores sob carga (AUTOR)

As considerações adotadas e os cálculos realizados para a transformação dos casos de falha “desconhecidos” para “conhecidos” são detalhadas no Apêndice A.

Após os devidos cálculos, os casos “desconhecidos” são distribuídos nas causas de falha descritas na tabela 6.6.

Comutador - causas	Incidências		
	com desconhecido	eliminando desconhecido	Final
dano colateral	1	0	1
descarga atmosférica	1	0	1
desconhecido	6	-6	0
envelhecimento regular por uso	0	2	2
instalação em campo	2	0	2
manutenção imprópria	9	2	11
perda de pressão de aperto	3	1	4
projeto, fabricação, material	5	1	6
Total	27	0	27

Tabela 6.6 Quantidade de causas com “desconhecido” e eliminado causas desconhecidas após estimativa calculada em comutadores sob carga (AUTOR)

O comparativo gráfico da tabela anterior pode ser visto no gráfico 6.28, com as barras em azul representando as causas de falha com “desconhecido” e em barras verdes após aplicação de procedimento para eliminar a causa “desconhecido”.

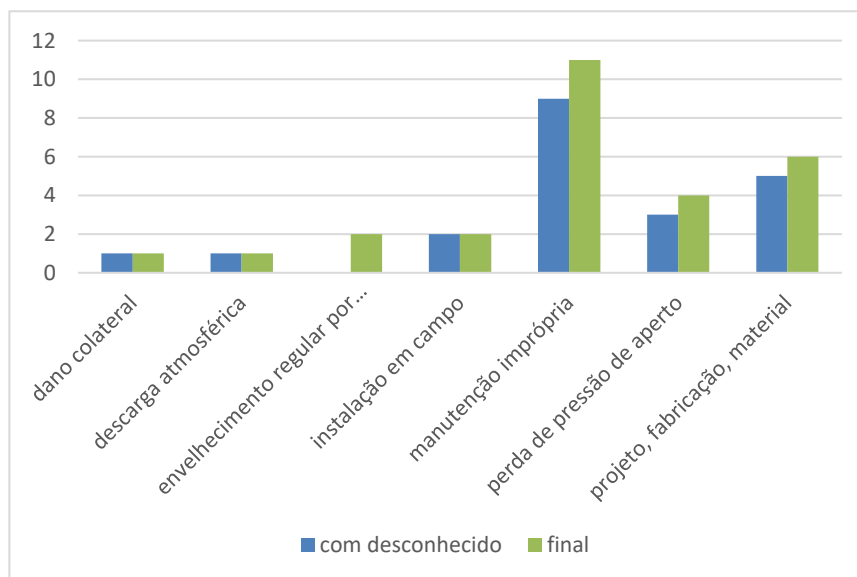


Gráfico 6.28 Causas de falha em comutadores sob carga após classificação estimativa de causa desconhecida (AUTOR)

6.6.4. DEMAIS

A seguir são realizadas as análises de causa para as demais partes do transformador compreendendo DETC (comutador sem carga), interno, lides, núcleo, parte ativa, refrigeração, tanque e TC de bucha contabilizando 63 casos (23 % do total examinado). O gráfico 6.29 mostra a distribuição de casos para as partes mencionadas.

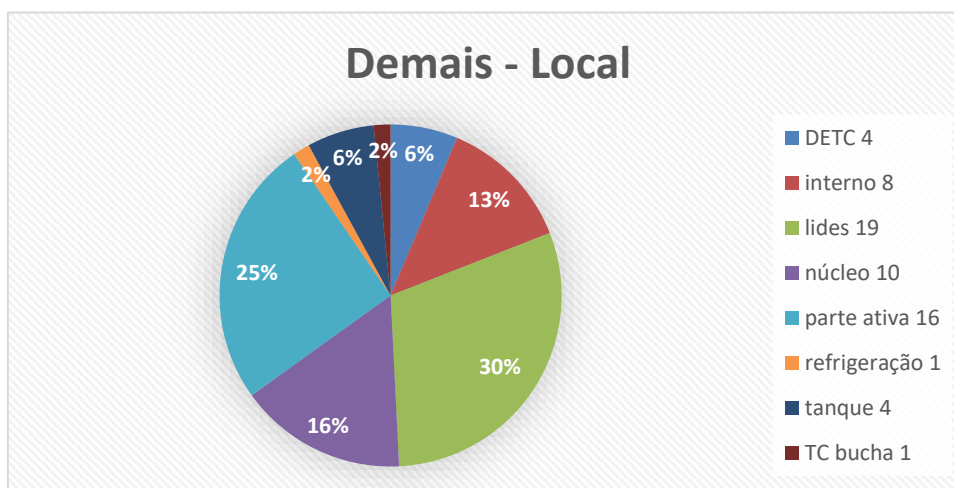


Gráfico 6.29 Local de falha em demais partes (AUTOR)

No gráfico 6.29 a designação “interno” refere-se a casos em que não houve inspeção interna do transformador, sendo o dano caracterizado por formas indiretas, tais como ensaios elétricos ou análises de óleo.

Modo de falha

Verifica-se no gráfico 6.32 que o modo de falha mais comum é o mecânico, com defeitos em impacto, vibração, deslocamento, quebra, soltura, afrouxamento e tensionamento de partes do transformador, representando 35 %. Em seguida está o modo dielétrico, com falhas por descargas elétricas e parciais, representando 33 %.

O modo elétrico, com 19 % contempla basicamente curtos-circuitos fase-fase ou fase-terra e contatos impróprios entre partes. O modo químico tem como mecanismos de falha contaminação por umidade ou partículas estranhas, representado 11 %. Por último, com 2% há o modo térmico.

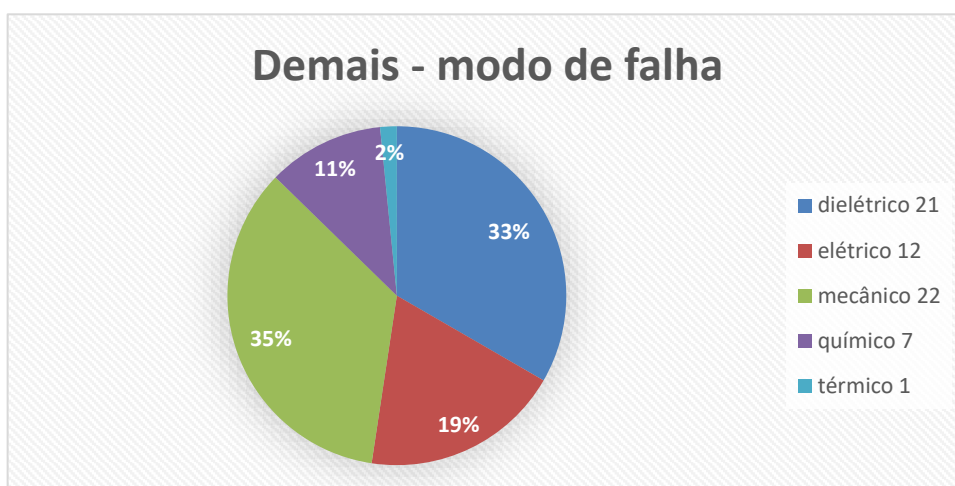


Gráfico 6.30 Modo de falha em demais partes (AUTOR)

Demais – análise de causa

As 63 causas de falha em DETC, interno, lides/ligação, núcleo, parte ativa, refrigeração, tanque e TC de bucha são discriminadas no gráfico 6.31.

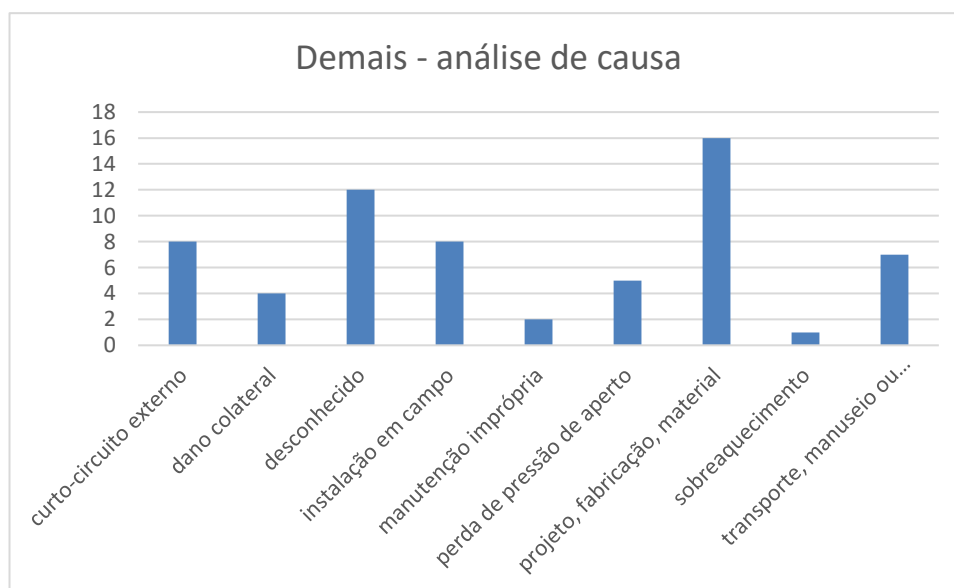


Gráfico 6.31 Análise de falhas em demais partes (AUTOR)

A seguir são realizadas análises adicionais nos itens com mais incidências:

Demais: projeto, fabricação, material

São 16 incidências, divididas nas seguintes partes:

Lides: 5 ocorrências, com 2 mecânicos (erro de procedimento em fábrica, falta de aperto nos terminais), 2 elétricos (contatos deficientes entre os extremos dos terminais) e 1 dielétrico (cabo dimensionado comprido demais).

Núcleo: 5 ocorrências, com 2 mecânicos (um com tirante do núcleo frouxo e outro com tirante que entrou em contato com a tampa), 2 dielétricos (um com isolamento inadequada no entreferro do reator e outro com prensagem inadequada na parte ativa) e 1 térmico (aquecimento na isolamento entre núcleo e barra de suspensão).

Parte ativa: 2 ocorrências, com 1 químico (incompatibilidade de materiais fez com que as propriedades do óleo se tornassem inadequadas) e 1 dielétrico (montagem em fábrica – ensaio de isolamento com resultados insatisfatórios no campo).

Tanque: 2 ocorrências mecânicas em que houve vazamento de óleo do tanque em decorrência de erro de fabricação.

DETC: 2 ocorrências dielétricas em que houve descarga elétrica para o tanque por fixação inadequada.

Demais: instalação em campo

São 8 incidências, divididas nas seguintes partes:

Parte ativa: 4 ocorrências, com 3 químicos (2 entraram umidade e em 1 caso houve erro no processo de vácuo e enchimento e a sílica gel, que é um elemento secante, foi para a parte ativa) e 1 dielétrico (erro na montagem do ensaio fez com que houvesse geração de gases combustíveis).

Tanque: 2 ocorrências mecânicas uma com trincas em válvulas de radiadores e outra em que se acumulou sujidades na vedação não permitindo a correta vedação.

Lides: 1 ocorrência dielétrica rompimento cordoalha de equipotencialização da blindagem da bucha e geração de gases combustíveis.

DETC: 1 ocorrência dielétrica em que o DETC foi energizado em posição intermediária.

Demais: curto-circuito externo

São 8 incidências, divididas nas seguintes partes:

Parte ativa: 4 ocorrências elétricas, em que devido a erro no sistema de proteção não houve atuação adequada e em consequência houve danos generalizados nos enrolamentos e no núcleo.

Lides: 3 ocorrências elétricas, 2 como interpolação de animais na linha e outro sem.

Interno: 1 ocorrência, com danos prováveis a enrolamentos, conforme indicado nos ensaios elétricos.

Demais: transporte, manuseio ou armazenamento

São 7 incidências, divididas nas seguintes partes:

Parte ativa: 3 ocorrências, com 2 mecânica (1 com soltura de materiais isolantes durante transporte e 1 impacto durante transporte) e 1 química (entrada de umidade durante transporte).

Lides: 2 ocorrências, com 1 mecânica (soltura de terminal durante transporte) e 1 química (entrada de umidade durante transporte).

Núcleo: 1 ocorrência mecânica com deslocamento do núcleo durante transporte.

TC de bucha: 1 ocorrência mecânica com danos nas isolações dos TCs de bucha durante transporte.

Demais: perda de pressão de aperto

São 5 incidências, divididas nas seguintes partes:

Núcleo: 4 ocorrências mecânicas com perda de pressão em elementos de fixação do núcleo. Em comum, os 4 equipamentos têm idade superior a 30 anos.

Lides: 1 ocorrência com descarga elétrica do lides para o tanque devido a entrada de umidade na parte interna do transformador por perda de pressão de aperto das vedações.

Demais - desconhecido

Algumas vezes as falhas em DETC, lides, núcleo, parte ativa, refrigeração, tanque e TC de bucha resultam em quebra de partes, fusão e carbonização do local com consumo do elemento causador da falha. Desta forma, em alguns casos, torna-se impraticável a sua determinação. Assim, são classificados como causa de falha “desconhecida”.

Da mesma forma que ocorre nos enrolamentos, buchas e comutador, no intuito de estimar as possíveis causas foi adotada uma divisão por idade para os 12 casos desconhecidos e logo após a classificação de causa de falha levando em conta a idade do transformador. O gráfico 6.32 mostra a divisão por idade das causas de falha desconhecidas em números absolutos e porcentagem.

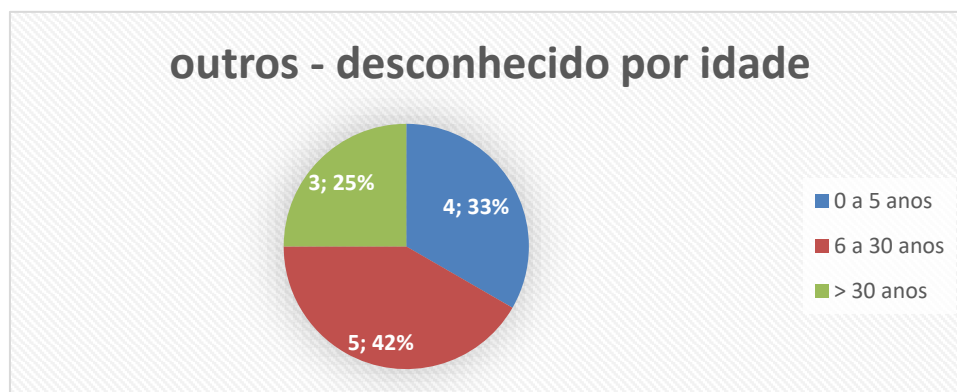


Gráfico 6.32 Desconhecido por idade em demais partes (AUTOR)

As considerações adotadas e os cálculos realizados para a transformação dos casos de falha “desconhecidos” para “conhecidos” são detalhadas no Apêndice A.

Após os devidos cálculos, os casos “desconhecidos” são distribuídos nas causas de falha descritas na tabela 6.7.

Demais - causas	Incidências		
	com desconhecido	sem desconhecido	Total
curto-circuito externo	8	2	10
dano colateral	4	0	4
desconhecido	12	-12	0
envelhecimento regular durante operação	0	3	3
instalação em campo	8	2	10
manutenção imprópria	2	0	2
perda de pressão de aperto	5	1	6
projeto, fabricação, material	16	4	20
sobreaquecimento	1	0	1
transporte, manuseio ou armazenamento	7	0	7
Total	63	0	63

Tabela 6.7 Quantidade de causas com “desconhecido” e eliminando causas desconhecidas após estimativa calculada em demais partes do transformador (AUTOR)

O comparativo gráfico da tabela anterior pode ser visto no gráfico 6.33, com as barras em azul representando as causas de falha com “desconhecido” e em barras verdes após aplicação de procedimento para eliminar a causa “desconhecido”.

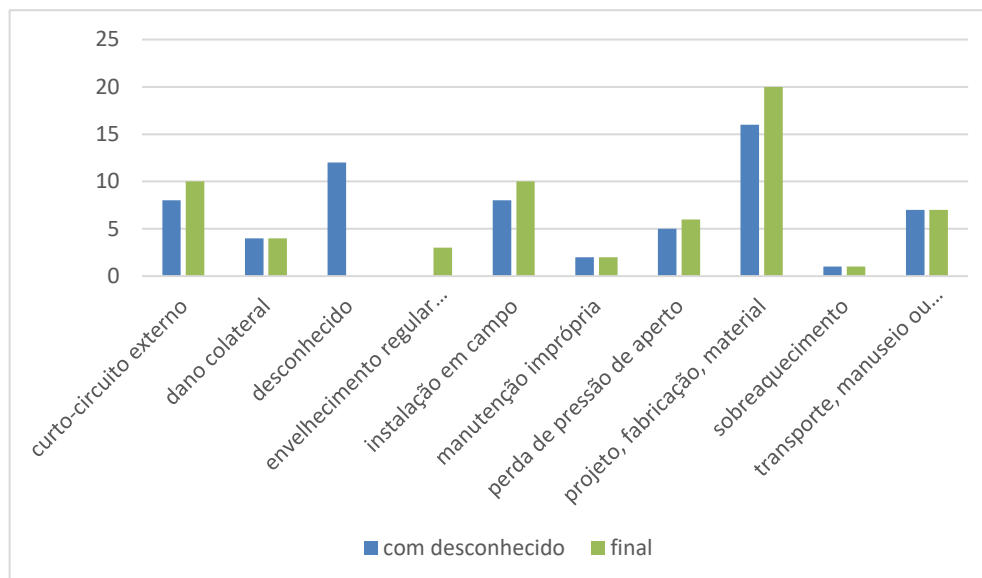


Gráfico 6.33 Causas de falha em demais partes do transformador após classificação estimativa de causa desconhecida (AUTOR)

6.7. ANÁLISE DOS RESULTADOS – FINAL

Ao se somar as tabelas de análise de causa 6.4 a 6.7 e reuni-las em uma tabela, resulta na seguinte tabela 6.8:

Causas	Enrolamento			Buchas			OLTC			Demais			Geral				
	cd	sd	final	cd	sd	final	cd	sd	final	cd	sd	final	cd	sd	final	cd %	final %
curto-circuito externo	29	14	43	5	2	7	0	0	0	8	2	10	42	18	60	15,3%	21,8%
dano colateral	2	0	2	2	0	2	1	0	1	4	0	4	9	0	9	3,3%	3,3%
descarga atmosférica	10	5	15	3	1	4	1	0	1	0	0	14	6	20	5,1%	7,3%	
desconhecido	41	-41	0	23	-23	0	6	-6	0	12	-12	0	82	82	0	29,8%	0,0%
envelhecimento por fim de vida útil	0	9	9	0	7	7	0	2	2	0	3	3	0	21	21	0,0%	7,6%
instalação em campo	0	0	0	8	3	11	2	0	2	8	2	10	18	5	23	6,5%	8,4%
manutenção / reparo impróprio	7	3	10	7	2	9	9	2	11	2	0	2	25	7	32	9,1%	11,6%
perda de pressão de aperto	0	0	0	3	1	4	3	1	4	5	1	6	11	3	14	4,0%	5,1%
projeto, fabricação, material	24	10	34	14	5	19	5	1	6	16	4	20	59	20	79	21,5%	28,7%
sobretensão	0	0	0	4	2	6	0	0	0	0	0	0	4	2	6	1,5%	2,2%
sobreaquecimento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0,4%	0,4%
transporte, manuseio ou armazenamento	1	0	1	2	0	2	0	0	0	7	0	7	10	0	10	3,6%	3,6%
Total	114	0	114	71	0	71	27	0	27	63	0	63	275	0	275	100%	100%

Tabela 6.8 Quantidade de causas com “desconhecido” (cd) e sem causas desconhecidas (sd) após estimativa calculada em enrolamentos, buchas, comutadores sob carga e demais partes (AUTOR)

O comparativo gráfico da tabela anterior pode ser visto no gráfico 6.34, com as barras em azul representando as causas de falha com “desconhecido” e em barras laranja após aplicação de procedimento para eliminar a causa “desconhecido”.

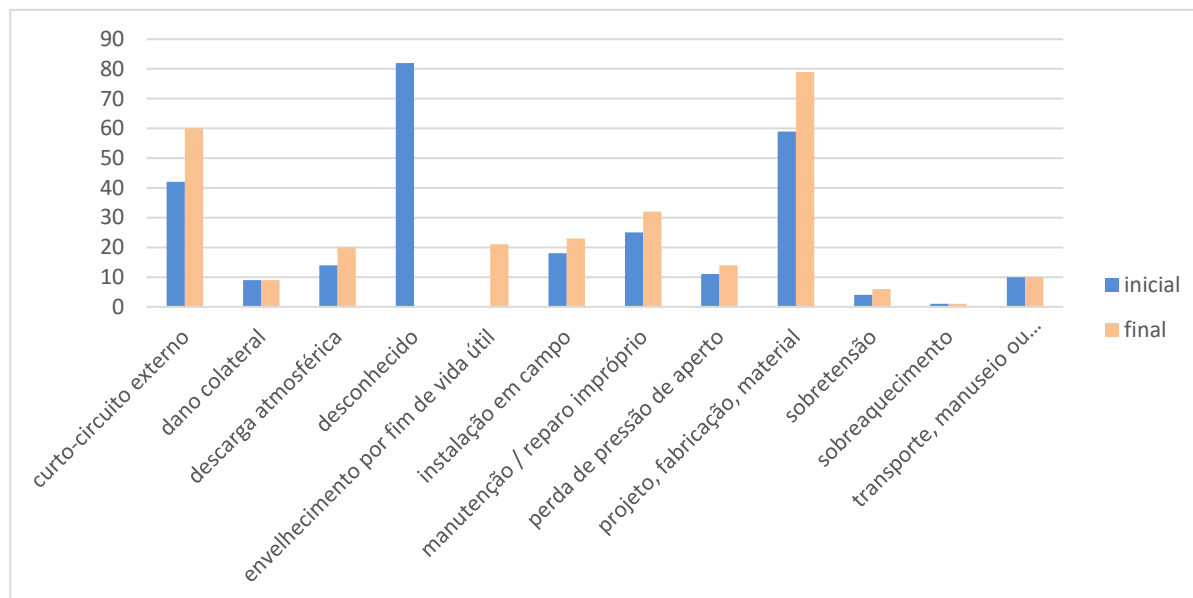


Gráfico 6.34 Comparação entre dados iniciais e estimativa realizada baseada nas causas mais comuns em cada parte do transformador (AUTOR)

Conforme tabela 6.8, os itens que ganharam incremento após a análise realizada foram:

- Envelhecimento natural do equipamento, com 21 incidências: foi considerado que transformadores com mais de 30 anos estariam perto do fim de útil, atribuindo-se o envelhecimento regular em operação como causa de falha.

- “Projeto, fabricação e material”, “curto-circuito externo”, “manutenção imprópria”, com adição de 20, 18 e 7 incidências, respectivamente.

- “Descarga atmosférica”, “instalação em campo”, “perda de pressão de aperto” e “sobretensão”, com adição de 6, 5, 3 e 2 incidências, respectivamente.

6.8. COMPARAÇÃO ENTRE ANÁLISES REALIZADAS EM TRABALHOS ANTERIORES

A seguir serão feitas comparações do trabalho do autor com trabalhos de 3 grupos de estudos criados para analisar falhas em transformadores, sendo dois internacionais (CIGRÉ, 1983, CIGRÉ, 2015) e um brasileiro (CIGRÉ, 2013). A base de dados utilizada nos 3 grupos de estudos pode ser vista no Anexo A.

As tabelas 6.9, 6.10 e 6.11 mostram o resumo das comparações para o local, modo e causa de falha, respectivamente. Verifica-se que de forma geral não há variações expressivas dos valores encontrados em cada pesquisa.

Local da falha

Local (%)	Cigré 1983	Cigré BR 2013	Cigré 2015	Autor 2022
Enrolamentos, saídas e conexões	31,9	42,3	46,7	48,4
Buchas	19,2	14,0	11,9	25,8
Núcleo, circuito magnético e blindagem	3,8	7,6	3,1	3,6
Tanque e sistema de resfriamento	17,1	5,8	1,5	1,9
Comutador em carga e sem carga	16,6	14,3	19,2	11,3
Outro acessório	11,4	15,9	17,5	9,1
Total	99,9	99,92	99,9	100,1

Tabela 6.9 – Local da falha - Comparação de resultado entre os trabalhos realizados pelo Cigré e o autor (AUTOR)

Modo de falha

Modo de falha (%)	Cigré 1983	Cigré BR 2013	Cigré 2015	Autor 2022
Dielétrica + elétrica	36,8	45,1	53,1	62,6
Térmica	15,7	15,4	10,9	3,3
Mecânica	32,0	26,3	20,0	22,5
Química	2,9	7,4	3,3	9,8
Desconhecida	12,8	5,7	12,7	1,8

Tabela 6.10 Modo da falha - Comparação de resultados entre os trabalhos realizados pelo Cigré e o autor (AUTOR)

Causa da falha

Causa da falha (%)	Cigré 1983	Cigré BR 2013	Cigré 2015	Autor 2022
Projeto	21,63	12,04	9,96	7,2
Fabricação	19,67	16,23	9,96	7,2
Material	10,72	18,32	3,73	7,2
Transporte e armazenamento	0,65	1,05	0	3,64
Montagem errada no campo	2,47	3,14	0,83	6,55
Manutenção incorreta	3,72	3,14	3,22	9,09
Sobrecarga anormal	0,48	0,52	0	0
Sobretensão	0,22	2,09	0,62	1,45
Descarga atmosférica	4,57	0,52	2,18	5,09
Curto-circuito externo	5,28	3,66	11,62	15,27
Perda de resfriamento	0,55	0	0,21	0,36
Outras causas	0	28,8	28,63	7,27
Desconhecida	30,12	10,47	29,05	29,82

Tabela 6.11 Causa da falha - Comparação entre resultados dos trabalhos realizados pelo Cigré e o autor (AUTOR)

6.9. CORRELAÇÃO ENTRE IDADE DO TRANSFORMADOR E CAUSA/ LOCAL DE FALHA

Com o intuito de verificar se a idade cronológica e idade por medição do grau de polimerização estão relacionada a falhas, as informações dos 37 transformadores analisados no capítulo 4 serão analisados nos quesitos causa e local da falha. Os conceitos de idade cronológica (ID) e idade por grau de polimerização (IDGP) serão utilizados, lembrando que para os 37 transformadores analisados no universo de 275 foram medidos primeiramente o GP do papel isolante dos condutores dos enrolamentos dos transformadores para depois se converter em idade por GP. Para a transformação de idade por GP nos intervalos propostos, pode-se utilizar tabela 6.12.

IDGP (anos)	GP
0 a 5	1000 a 875
6 a 10	874 a 761
11 a 30	760 a 303
> 31	< 302

Tabela 6.12 relação de transformação de idade por grau de polimerização (IDGP) para grau de polimerização (AUTOR)

Causa da falha

Na análise de causa de falha por faixas de idades cronológicas (ID), nota-se na tabela 6.13 que apenas 2 de 37 amostras estão na faixa até 10 anos de operação. Entre 11 a 30 anos são 19 casos e maior que 31 anos são 16 casos. Quanto ao total de causas de falha, verifica-se que 19 ou 51,4% são desconhecidas, 9 ou 24,3% são devidos a curtos-circuitos externos 4 ou 10,8% são provocadas por descargas atmosféricas. Os demais itens somam 13,5% com 5 casos.

Se consideradas as faixas de idades, verifica-se que para causas desconhecidas, há 12 amostras entre 11 e 30 anos e 6 para maior que 31 anos. Para curto-circuito externo, há 3 amostras entre 11 a 30 anos e 6 para maior que 31 anos, indicando tendência de crescimento com a idade. Para descarga atmosférica, há 2 amostras entre 11 a 30 anos e 2 para maior que 31 anos.

ID	0 a 5 anos		6 a 10 anos		11 a 30 anos		> 31 anos		Total Geral	
	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%
curto-circuito externo	0	0	0	0	3	15,8	6	37,5	9	24,3
descarga atmosférica	0	0	0	0	2	10,5	2	12,5	4	10,8
desconhecido	0	0	1	100	12	63,2	6	37,5	19	51,4
manutenção imprópria	0	0	0	0	1	5,3	1	6,3	2	5,4
projeto, fabricação, material	1	100	0	0	0	0,0	1	6,3	2	5,4
sobreaquecimento	0	0	0	0	1	5,3	0	0,0	1	2,7
total	1	100	1	100	19	100	16	100	37	100

Tabela 6.13 Quantidade de causa de falhas e porcentagem por faixas de idades por idade cronológica (ID) (AUTOR)

Na análise de causa de falha por faixas de idades por grau de polimerização (IDGP), nota-se na tabela 6.14 que 10 de 37 amostras estão na faixa até 10 anos de operação, ou seja, quantidade maior que na análise por idade cronológica (ID). Entre 11 a 30 anos são 18

casos e maior que 31 anos são 9 casos. Verifica-se que as amostras por IDGP foram deslocadas para faixas de idades menores em relação às amostras por ID, resultado coincidente com os resultados do capítulo 4, em que se concluiu que os transformadores são 21% mais “conservados” por idade por GP (IDGP) que a idade cronológica (ID).

Se consideradas as faixas de idades, verifica-se que para causas desconhecidas, há 1 amostra até 5 anos, 6 entre 6 a 10 anos, 9 entre 11 e 30 anos e 3 para maior que 31 anos. Para curto-circuito externo, há 1 amostra entre 6 e 10 anos, 5 entre 11 a 30 anos e 3 para maior que 31 anos, portanto, não mostrando tendência de crescimento com a idade. Para descarga atmosférica, há 1 amostra até 5 anos 3 entre 11 a 30 anos, também sem mostrar tendência.

IDGP	0 a 5 anos		6 a 10 anos		11 a 30 anos		> 31 anos		Total Geral	
	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%
curto-circuito externo	0	0	1	12,5	5	27,8	3	33,3	9	24,3
descarga atmosférica	1	50	0	0	3	16,7	0	0,0	4	10,8
desconhecido	1	50	6	75	9	50,0	3	33,3	19	51,4
manutenção imprópria	0	0	0	0	0	0,0	2	22,2	2	5,4
projeto, fabricação, material	0	0	1	12,5	0	0,0	1	11,1	2	5,4
sobreaquecimento	0	0	0	0	1	5,6	0	0,0	1	2,7
total	2	100	8	100	18	100	9	100	37	100

Tabela 6.14 Quantidade de causa de falhas e porcentagem por faixa de idades por idade por GP (IDGP) (AUTOR)

Desta forma, a análise de causa de falha relacionadas tanto à idade cronológica (ID) quanto à idade por grau de polimerização (IDGP) não mostraram correlações relevantes.

Local da falha

Na análise de local de falha por faixas de idades cronológicas (ID), nota-se na tabela 6.15 que apenas 2 de 37 amostras estão na faixa até 10 anos de operação. Entre 11 a 30 anos são 19 casos e maior que 31 anos são 16 casos. Quanto ao total de locais de falha, verifica-se que 26 ou 70,3% são no enrolamento, 6 ou 16,2% são em buchas e 5 ou 13,5% são em comutador sob carga (OLTC), comutador sem carga (DETC), parte ativa ou lides.

Se consideradas as faixas de idades, verifica-se que para os enrolamentos, há 1 amostra até 5 anos, 1 entre 6 e 10 anos, 12 para 11 a 30 anos e 12 maior que 31 anos, indicando

tendência de crescimento com a idade. Para buchas, há 5 amostras entre 11 a 30 anos e 1 para maior que 31 anos.

ID	0 a 5 anos		6 a 10 anos		11 a 30 anos		> 31 anos		Total Geral	
	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%
bucha	0	0	0	0	5	26,3	1	6,3	6	16,2
DETC	0	0	0	0	1	5,3	0	0,0	1	2,7
enrolamento	1	100	1	100	12	63,2	12	75,0	26	70,3
lides	0	0	0	0	0	0,0	1	6,3	1	2,7
OLTC	0	0	0	0	0	0,0	1	6,3	1	2,7
parte ativa	0	0	0	0	1	5,3	1	6,3	2	5,4
total	1	100	1	100	19	100	16	100	37	100

Tabela 6.15 Quantidade de localização de falhas e porcentagem por faixas de idades por idade cronológica (ID) (AUTOR)

Na análise de falhas de localização por faixas de idades por grau de polimerização (IDGP), nota-se na tabela 6.16 que 10 de 37 amostras estão na faixa até 10 anos de operação, ou seja, quantidade maior que na análise por idade cronológica (ID). Entre 11 a 30 anos são 18 casos e maior que 31 anos são 9 casos. Verifica-se que as amostras por IDGP foram deslocadas para faixas de idades menores em relação às amostras por ID, resultado coincidente com os resultados do capítulo 4, em que se concluiu que os transformadores são 21% mais “conservados” por idade por GP (IDGP) que a idade cronológica (ID).

Se consideradas as faixas de idades, verifica-se que para o enrolamento, há 2 amostras até 5 anos, 5 entre 6 a 10 anos, 11 entre 11 e 30 anos e 8 para maior que 31 anos. As 11 amostras entre 11 e 30 anos, se divididos em 4 intervalos de 4 anos, resulta em uma média de 2,75. Para o intervalo >31 anos, se considerado que a maior parte da amostra é de até 45 anos, pode-se dividir em 3 intervalos de 5 anos, resultando em uma média de 3,67. Assim, considera-se não há tendência de crescimento com a idade. Para bucha, há 2 amostras entre 6 a 10 anos e 4 entre 11 e 30 anos, também sem mostrar tendência de crescimento com a idade

IDGP	0 a 5 anos		6 a 10 anos		11 a 30 anos		> 31 anos		Total Geral	
	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%	qtd.	%
bucha	0	0	2	25	4	22,2	0	0,0	6	16,2
DETC	0	0	1	12,5	0	0,0	0	0,0	1	2,7
enrolamento	2	100	5	62,5	11	61,1	8	88,9	26	70,3
lides	0	0	0	0	1	5,6	0	0,0	1	2,7
OLTC	0	0	0	0	0	0,0	1	11,1	1	2,7
parte ativa	0	0	0	0	2	11,1	0	0,0	2	5,4
total	2	100	8	100	18	100	9	100	37	100

Tabela 6.16 Quantidade de localização de falhas e porcentagem por faixa de idades por idade por GP (IDGP) (AUTOR)

Desta forma, a análise de localização de falha relacionadas tanto à idade cronológica (ID) quanto à idade por grau de polimerização (IDGP), assim como na análise de causa de falha, não mostraram tendências relevantes.

6.10. CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou análise de falhas em uma amostra de 275 transformadores imersos em óleo com potência entre 6 a 760 MVA e tensões entre 11,9 a 800 kV e ocorrência de falha entre os anos de 2010 e 2020. Os transformadores foram divididos em classes de potência, tensões, tipos, modos de desligamento, consequência após falha e idade.

No que diz respeito à localização de falhas, foram divididas em bucha, comutador sob carga (OLTC), enrolamentos, ligações ou lides, núcleo, parte ativa, interno, comutador sem carga (DETC), transformador de corrente de bucha, tanque e refrigeração. Quanto ao modo de falha, pode ser classificado em dielétrico, elétrico, mecânico, térmico e químico.

Sobre a causa da falha foram divididos em projeto, fabricação ou material, transporte, manuseio ou armazenamento, perda de pressão de aperto, instalação em campo, manutenção imprópria, reparo impróprio, sobrecarga anormal, sobretensão, sobreaquecimento, descarga atmosférica, curto-circuito externo, faltas repetidas, distúrbios sísmicos, aplicação

imprópria, poluição externa, perda de refrigeração, vandalismo, deterioração anormal, danos colaterais e desconhecido.

Quanto ao tipo de equipamento, o mais comum foi do tipo regulador com 131 unidades (48%). A comparação de equipamentos falhados novos x reparado, resultou nas porcentagens de 87 e 13%, respectivamente. Para o tipo de desligamento, o automático foi o predominante, com 200 equipamentos (73%), seguido de manual com 44 unidades (16%). As consequências após falha foram divididas em 4 grupos: nada, fogo, vazamento e explosão, com 222 (81%), 26 (10%), 23 (8%) e 4 (1%) unidades, respectivamente.

Na análise dos 275 transformadores verificou-se que em 41 % ou 114 dos casos houve falha nos enrolamentos, 26 % ou 71 casos nas buchas, 10 % ou 27 casos no comutador sob carga e 23 % ou 63 casos nas demais partes do transformador.

Para o modo de falha calculou-se 46 % (128 incidências dielétricas), 23 % (62 incidências mecânico), 18 % (49 elétrico), 10 % (27 químico) e 3 % (9 térmico).

Quanto à causa de falha, os três itens com maiores incidências foram “desconhecido”, com 30 % ou 82 incidência, projeto, fabricação ou material com 21 % ou 59 incidência e curto-circuito externo com 15 % ou 42 incidência. Foi também realizada a separação de causa de falha por tipo de transformador (elevador, regulador, entre outros) mas não foi observada tendência de correlação.

Com relação à idade, verificou-se que a idade média de falha geral de 275 unidades é de 16,8 anos. Por outro lado, se forem desconsideradas as unidades que falharam pré-operação (em fábrica, transporte e comissionamento, com 21 unidades), a média sobe para 18,3 anos. Com relação à taxa de falhas distribuída durante o tempo de operação do transformador, notou-se que se consideradas apenas as unidades falhadas pós-operação, a tendência de falha não tem qualquer semelhança com a “curva da banheira”, sendo a taxa de falhas aleatória durante a vida útil do transformador.

Ainda levando em consideração à idade, foram feitos estudos em função da localização, modo e causa de falha. Para a localização de falha, no enrolamento e bucha há clara tendência de diminuição com a progressão de idade do transformador. No comutador sob carga não há tendência definida. Nos demais locais há grande incidência nos primeiros 5 anos e nos demais anos é relativamente constante. Para os modos de falha dielétrica, mecânica, elétrica e

química, há grande incidência de falha em todos os modos nos 5 primeiros anos, diminuindo até certa faixa de idade. Posteriormente permanecem em patamares relativamente constantes. Por último, para a causa de falha, notou-se que as causas de falha projeto, fabricação e material, bem como instalação em campo apresentam altas taxas nos primeiros 5 anos e têm comportamento de redução nas próximas faixas de idade. Nas causas de falha curto-circuito externo, descarga atmosférica, desconhecido, e manutenção imprópria apresentaram tendência relativamente constante.

Devido à alta incidência de causas desconhecidas foi realizada a análise detalhada de causas por agrupamento das partes do transformador em que houve maiores incidência de falhas, ou seja, enrolamento, bucha e comutador sob carga. As partes remanescentes foram agrupadas em um item denominado “demais”.

Para cada parte do transformador foram adotadas faixas de idades de falha e estimada a causa da falha dos itens desconhecidos, levando em consideração a causa da falha “envelhecimento por uso normal”. Realizadas as estimativas de causa de falha para as partes do transformador eliminou-se os itens “desconhecido” para as demais causas com maiores incidências, resultando nas seguintes causas e quantidades: projeto, fabricação ou material 28,7% ou 79 incidências, curto-circuito externo 21,8 % ou 60 incidências e manutenção/ reparo impróprio 11,6% ou 32 casos.

Os resultados obtidos para local, modo e causa de falha obtidos nesta pesquisa foram comparados com os três realizados anteriormente pelo Cigré, obtendo-se valores, em geral, semelhantes, com local de falha enrolamento e saídas, modo de falha dielétrico + elétrico e causa de falha desconhecida sendo as de maiores incidências nas quatro pesquisas comparadas.

Por fim, foram feitas análises nos 37 transformadores em que houve medição de grau de polimerização, descritos no capítulo 4. Para estas amostras foram realizados estudos de causa e localização de falhas em função das idades cronológicas e idade por grau de polimerização, não sendo detectadas correlações relevantes.

Capítulo 7 - CONCLUSÕES

Esta tese apresentou as metodologias mais atuais para análise e determinação de vida útil e causa de falha em transformadores. Para tanto, foram detalhados os fluxos de informação, iniciando pela análise prévia, inspeção e coleta de informações em campo. No caso de viabilidade de inspeção interna no transformador, foi elaborado um guia com os principais passos a serem seguidos em relação à Segurança e pontos relevantes a serem visualizados nas partes do transformador.

Analisando-se a documentação solicitada, tais como relato de ocorrência, arquivos do sistema supervisorio e histórico de manutenções e análise de óleo, foram organizados critérios de classificação de defeitos baseados nas normas (ABNT NBR 7274, 2012, IEEE C57.104, 2008), criando-se um novo processo de avaliação. Com base em tais informações, aliadas às análises laboratoriais de partes do transformador, busca de casos semelhantes no banco de dados próprio da empresa, e pesquisa à literatura técnica, pode-se determinar o modo e causa de falhas nos equipamentos.

No que diz respeito à vida útil e depreciação do transformador, foram discutidos os métodos diretos e indiretos de medição de envelhecimento, definindo os métodos lineares de determinação de vida útil por idade e grau de polimerização, e convencionado que a remoção dos condutores deve ser nos primeiros discos dos enrolamentos. A comparação entre a idade cronológica do transformador e a idade real, medida em função do grau de polimerização em 37 transformadores, indicou que esses equipamentos se mostraram em média 22% mais conservados em comparação aos registros da idade cronológica. Quando divididas em faixas acima e abaixo de 60 MVA, verificou-se que na primeira faixa são 46 % mais conservados que a idade cronológica. Por outro lado, na faixa abaixo dos 60 MVA, notou-se que os equipamentos são 1 % menos conservados que as respectivas idades cronológicas.

Vale destacar que a mesma metodologia de análise pode ser aplicada a um conjunto de transformadores, similares ou não, submetido a diferentes ambientes de operação e a condições ou características técnicas específicas, no ensejo de obter maiores informações sobre degradação e tempo de vida útil. Por exemplo, transformadores de potência, operando de forma intermitente (i.e. junto a fontes geradoras eólica ou solar), localizados em regiões

costeiras, com alto índice de umidade e maresia, em comparação com outro grupo de transformadores instalados em regiões áridas e com temperaturas elevadas. Em suma, são inúmeras às variáveis e aplicações às quais a metodologia proposta nesta tese pode ser aplicada, servindo como referência e guia para avaliação de falhas e predição da vida útil de grandes transformadores de potência.

A fim de comprovar a eficácia da metodologia de análise de falhas e determinação de vida útil de transformadores foram detalhados todos os passos descritos nos capítulos 3 e 4, a partir de três casos reais de falhas em transformadores: enrolamento, bucha, e em comutador sob carga.

No capítulo 6 foi realizada análise de taxa das falhas em 275 transformadores isolados a óleo entre 2010 a 2020, todos com potência nominal entre 6 a 760 MVA, e níveis de tensão a partir de 11,9 a 800 kV. Verificou-se que os modos de falha mais comuns são os dielétricos e mecânicos. As três partes mais suscetíveis à falha são os enrolamentos, buchas e comutador sob carga, resultando que o tempo de operação não influencia na taxa de falhas nestas partes. Como causas de falha mais frequentes são elencados: desconhecido, projeto, fabricação ou material, e curto-circuito externo, mostrando que o tempo de operação pode influenciar na taxa de falhas.

Dado que a causa de falha desconhecida representou a maior incidência, foi realizada análise detalhada de causas por agrupamento por partes do transformador e por idade, eliminando-se assim as causas desconhecidas e agrupando-as às demais causas com mais incidências.

A idade média da amostra, desconsiderando-se equipamentos com falha pré-operação, é de 18,3 anos e não apresenta qualquer semelhança com a “curva da banheira”, amplamente utilizada para análise de falhas em equipamentos eletrônicos. A idade em função da localização mostrou que há tendência de decréscimo na taxa de falhas para enrolamento e bucha. A idade em função do modo de falha expôs que para praticamente todos os modos há uma alta incidência de falhas inicial, que decrescem até certa idade e posteriormente mantêm-se constantes. A idade em função da causa da falha revelou que projeto, fabricação e material, bem como instalação em campo apresentaram altas taxas nos primeiros 5 anos e reduziram nas demais faixas de idade. Para as demais causas apresentaram tendência relativamente constante.

Após encontrar as taxas de falha para localização, modo e causa de falha, realizou-se a comparação entre estudos nacionais e internacionais realizados anteriormente, obtendo-se valores semelhantes para maioria dos parâmetros avaliados.

Como continuação da pesquisa realizada nesta tese, os seguintes tópicos são elencados:

- Inclusão do método de Duval na análise cromatográfica do óleo isolante;
- Utilização de ferramentas e simulações computacionais nos casos mais complexos e com grande quantidade de variáveis e amostragens;
- Aplicar metodologia de análise de falhas em outras máquinas, tais como geradores, disjuntores, aerogeradores, entre outros.
- Verificar a influência do calor e tempo no GP quando o transformador está em chamas.

No que diz respeito ao desenvolvimento de ferramentas computacionais, para análise da vida útil dos ativos de empresas do setor elétrico, propõe-se algoritmos baseados em técnicas de aprendizado de máquina (*Machine Learning*) como um próximo estágio da metodologia proposta ao longo desta tese. A grande quantidade de variáveis e bancos de dados de falhas em transformadores de potência representam matéria prima útil para o desenvolvimento de novos métodos computacionais aplicados à extração de informações, correlações, estimação e previsão tanto da vida útil desses equipamentos, com também, manutenção preventiva. Todavia, vale enfatizar que para o desenvolvimento desses algoritmos computacionais, faz-se necessária a devida compreensão das técnicas de análise e procedimentos de diagnósticos estabelecidos em norma, tal como amplamente discutido ao longo deste documento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB, TRANSFORMER SERVICE ABB Ability™ inspection for transformers – TXplore™ Oil-filled transformer internal inspection service, 2018
 - ABB, Transformer Handbook, 2004
 - ABNT NBR 5356-1, Transformadores de potência - Parte 1: Generalidades, 2007
 - ABNT NBR 5356-7, Transformadores de potência - Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante, 2017
 - ABNT NBR 5416, Aplicação de cargas em transformadores de potência – procedimento, julho 1997
 - ABNT NBR 7274 – Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço, ISBN 978-85-07-03219-9, ABNT 2012
 - ABNT NBR 10576 Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção, 2012
 - ANEEL, Resolução normativa nº 674 - Manual de controle patrimonial do setor elétrico, 11 de agosto de 2015
 - BACHA, K., SOUAHLIA, S., GOSSA, M., Power transformer fault diagnosis based on dissolved gas analysis by support vector machine, *Electric Power Systems Research* 83 (2012) 73– 79
 - BAKAR, N. A., SIADA, A. A., ISLAM, S., A review on chemical diagnosis techniques for transformer paper insulation degradation, *Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2013
 - BANOVIC, M., RAMACHAJ, P., REGO, N., JUSTIZ, P., Significance of CO₂/CO ratio in dissolved gas analysis, *Transformers Magazine*, Volume 2, Issue 1, 2015, pp. 30-35.
 - BARTLEY, W. H., Analysis of Transformer Failures, 36th Annual Conference of the International Association of Engineering Insurers, Sweden, 2003.
 - BECHARA, R., Análise de falhas de transformadores de potência, Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, 2010.
 - BHUVANESWARI, G., MAHANTA, B. C., Analysis of Converter Transformer Failure in HVDC Systems and Possible Solutions, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, VOL. 24, NO. 2, APRIL 2009
-

-
- BRITO, K. B. Desenvolvimento de um algoritmo baseado em PDI para a extração de atributos de descargas corona em isoladores poliméricos. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Campina Grande, 2021.
 - CALIL, W. V., Methodology for specification of generator step-up transformers in photovoltaic power plants based on real loading profile, Doctoral thesis submitted to the Polytechnic School of the University of São Paulo in fulfillment of the requirements of the Ph.D. degree in Doctor Science, 2020
 - CIGRÉ 349 – Working group A2.30 - Moisture Equilibrium and Moisture Migration Within Transformer Insulation System, Junho de 2.008
 - CIGRE Technical Brochure, Furanic compounds for diagnosis, no. 494, 2012
 - CIGRÉ, Brochure 323: Ageing of Cellulose in Mineral-Oil Insulated Transformers. Task Force D1.01.10, October 2007.
 - CIGRÉ, GT A2.02, avaliação do desempenho de transformadores de potência e reatores no sistema elétrico brasileiro, 2013
 - CIGRÉ, WG 12.05, An international survey on failures in large power transformer in service, 1983
 - CIGRÉ, WG A2.37, Transformer reliability survey, 2015
 - CHABU, I., Fundamento de transformadores de potência, 2007
 - COSTA, P. F., Capítulo V- Transformadores de aterramento - Parte I, Revista O setor elétrico, acessado por https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2014/12/ed-106_Fasciculo_Cap-V-Aterramento-do-neutro.pdf, 2014
 - CRUZ, V., Eletrobras Furnas - Estudo sobre o aumento da corrosividade do óleo mineral isolante após regeneração. Apresentação, 2014
 - DIAS, B. A. Gestão técnica de isoladores poliméricos utilizando aprendizado de máquina. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Campina Grande, 2021.
 - DUVAL, M., DE PABLO, A., HOEHLEIN, I. A., Significance and Detection of Very Low Degree of Polymerization of Paper in Transformers, IEEE Electrical Insulation Magazine, January/February 2017— Vol. 33, No. 1
 - EMSLEY, A. M., XIAO, X., HEYWOOD, R. J., ALI, M., Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 3. Effects of oxygen and water on ageing in oil, Proc. Inst. Elect. Eng. Sci. Meas. Technol., Vol. 147, pp. 115-119, 2000.
 - FABRE, J., PICHON, A., Deterioration processes and products of paper in oil'. CIGRE Paper 137, 1960
-

-
- GALDEANO, C. A., Relatório Técnico – MGM diagnósticos – 42935-02/2020, fevereiro 2020
 - GASSER, H. P., HEINRICH, B., KRAUSE, C., Condition Assessment of the Cellulosic Insulation from Power Transformers Taken out of Service, ISH, Beijing, China, 2005
 - GE, XD Transformers Three Phase up to 1500MVA, 2014
 - GU, S. & GUO, S., Performance evaluation of a novel propulsion system for the spherical underwater robot (SURIII)," *Appl. Sci.*, vol. 7, no. 11, pp. 11961201, 2017.
 - HE, Y., ZHU, L., SUN, G., DONG, M., Underwater autonomous motion control of a small-scaled spherical robot with neural networks, *Microsyst. Technol.*, vol. 25, no. 4, pp. 1297-1309, Apr. 2019.
 - HEATHCOTE, M. J., J&P Transformer Book, 20th Edition, Newness, 1998, p683
 - HILLARY, W.D.A.G., JAYARATHNA, K.L.I.M.P.B., RANASINGHE, L.I., SAMARAKOON, N.M.T.N., RATHNAYAKE S.M.B.P., LUCAS, J. R., SAMARASINGHE, R., A Tool For Estimating Remaining Life Time of a Power Transformer, Moratuwa Engineering Research Conference (MERCon), 2017
 - HÖHLEIN, I. KACHLER, A. J., Aging of Cellulose at Transformer Service Temperatures. Part 2. Influence of Moisture and Temperature on Degree of Polymerization and Formation of Furanic Compounds in Free-Breathing Systems, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2015
 - IEC 60076-7, Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers”, 2005
 - IEEE C37.015, Guide for the application of Shunt Reactor Switching, 2009
 - IEEE C57.91, IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformers, 1995
 - IEEE C57.104, Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, 2008
 - IEEE C57.125, Guide for Failure Investigation, Documentation, and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors, 1991
 - "IEEE Proposed Standard Definitions of General (Fundamental and Derived) Electrical and Electronic Terms," in *IEEE No 270-1966* , vol., no., pp.1-58, 31 Aug. 1966, doi: 10.1109/IEEESTD.1966.7393414
 - JALBERT, J., LESSARD, M. C., Cellulose Chemical Markers Relationship with Insulating Paper Post-Mortem Investigations, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* Vol. 22, No. 6; December 2015
 - KACHLER, A. J., HÖHLEIN, I., Aging of Cellulose at Transformer Service Temperatures. Part 1: Influence of Type of Oil and Air on the Degree of Polymerization of Pressboard, Dissolved Gases,
-

-
- and Furanic Compounds in Oil, IEEE Electrical Insulation Magazine, March/April 2005 — Vol. 21, No. 2
- KAZMIERCZAK, J., Power transformer 101, *Virtual Red TE/ Customer Transformer Training (CTT)*, ABB, 2020
 - KONKAR, <https://www.koncar.hr/en/tag/earthing-transformers/>, accessed on 11/07/21
 - KRAUSE, C., Power Transformer Insulation – History, Technology and Design, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 19, No. 6; December 2012
 - KUEN, C., Analysis and comparison of aging-trends of cellulose for transformers with oil-cellulose-insulation, IEEE - International Conference on High Voltage Engineering and Application, 2010
 - KUHNEN, O. S., Matemática Financeira aplicada e Análise de Investimentos. 3. Ed. São Paulo: Atlas, 2001.
 - KULKARNI, S. V., KHAPARDE, S. A., Transformer Engineering – Design and Practice, Marcel Dekker, 2004
 - KUMAR, A., SINGH, S. K., HUSAIN, Z., Root-Cause Analysis of Transformer Failure Scenario at Power Sub-Station, *Advances in Environmental and Agricultural Science*, ISBN: 978-1-61804-270-5, pp. 265-270, 2013
 - LEIBFRIED, T., JAYA, M., MAJER, N. SHAFER, M., STACH, M., VOSS, S., Postmortem Investigation of Power Transformers—Profile of Degree of Polymerization and Correlation With Furan Concentration in the Oil, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 28, NO. 2, APRIL 2013
 - LEIBRIED, T., THIESS, U., HOHLEIN, I., BREITENBAUCH, B., LAINCK, T., LEISSNER, J., TRUANT, S., Profile of Water Content and Degree of Polymerisation in the Solid Insulation of Power Transformers, IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Indianapolis, IN USA, 19-22 September 2004
 - LIBONI, L. H. B., DE OLIVEIRA, M. C., DA SILVA, I. N. Optimal Kalman estimation of symmetrical sequence components. IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement, v. 69, n. 11, pp. 8844-8852, 2020.
 - LIBONI, L. H. B., FLAUZINO, R. A., SILVA, I. N., MARQUES COSTA, E. C. Efficient Feature Extraction Technique for Diagnosing Broken Bars in Three-Phase Induction Machines. Measurement, v. 132, pp. 825-834 1, 2019.
 - LIENIG, J., BRUEMMER, H., Fundamentals of Electronic Systems Design. Springer International Publishing. p. 54. doi:10.1007/978-3-319-55840-0, 2017
-

-
- LUMENLEARNING, <https://courses.lumenlearning.com/physics/chapter/23-7-transformers/>, extracted on 11/07/2021
 - LUNDGAARD, L. et al.: Ageing of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers. In: IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 1, January 2004. pp. 230 ... 238.
 - MEB - Portal do Ministério da Economia – Inspeção do Trabalho – “<https://sit.trabalho.gov.br/portal/index.php/seguranca-e-saude-no-trabalho/legislacao-sst/normas-regulamentadoras?view=default>”, acessado em 19/02/2021
 - MELO, A. S. Identificação de pontos quentes em transformadores de potência por meio de técnicas não invasivas. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2017.
 - MGM ÓLEOS ISOLANTES - Relatório técnico - MGM Diagnósticos – 217289.2/2016, março 2016.
 - MESTRINER, D., BRIGNONE M., PROCOPIO, R., NICORA M., FIORI, E., PIANTINI A., RACHIDI, F., An Efficient Methodology for the Evaluation of the Lightning Performance of Overhead Lines, in *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, doi: 10.1109/TEMC.2021.3054427
 - M. S. A. Minhas, J. P. Reynders and P. J. De Klerk, "Failures in power system transformers and appropriate monitoring techniques," 1999 Eleventh International Symposium on High Voltage Engineering, 1999, pp. 94-97 vol.1, doi: 10.1049/cp:19990516.
 - MR, On-Load Tap-Changer - OILTAP® M - Operating Instructions - 4427221/00 EN, 2015
 - MR, OILTAP® M- On-Load Tap-Changer for Regulating Transformers, IN2078585/00 EN – 0309 – F0132702
 - MR, VACUTAP VM, 2013
 - NANDA, B., REDDY, K. S., SINGH, B. P., Surge Distribution in the Oil Impregnated Paper (OIP) Bushing of 400KV Transformer to determine failure initiated by draw lead, *Conference on Power, Control, Communication and Computational Technologies for Sustainable Growth (PCCCTSG)* December 11-12, 2015, Kurnool, Andhra Pradesh, India
 - NOBREGA, L., XAVIER, G.; AQUINO, M., SERRES, A., ALBUQUERQUE, C.; COSTA, E. Design and Development of a Bio-Inspired UHF Sensor for Partial Discharge Detection in Power Transformers. *SENSORS*, v. 19, n. 3, p. 653, 2019.
 - NORDMAN, H., LAHTINEN, M., Thermal Overload Tests on a 400-MVA Power Transformer with a Special 2.5-p.u. Short Time Loading Capability”, *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 19, pp.107–112, 2003
-

-
- NR 10 – Norma regulamentadora - Segurança em instalações e serviços em eletricidade, Portaria SEPRT n.º 915, de 30 de julho de 2019, D.O.U. 31/07/19
 - NR-33 – Norma regulamentadora - Segurança e saúde nos trabalhos em espaços confinados, Portaria SEPRT n.º 915, de 30 de julho de 2019, D.O.U. 31/07/19
 - NR-35 – Norma regulamentadora - Trabalho em altura”, Portaria SEPRT n.º 915, de 30 de julho de 2019, D.O.U. 31/07/19
 - OMICRON, Diagnostic testing and monitoring of power transformers- L3143, 2020
 - ONI, O.E., DAVIDSON, I., & MBANGULA, K.N., A review of LCC-HVDC and VSC-HVDC technologies and applications, 2016 *IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 1-7.
 - OUMERT, L. S., RAHAL, D., ZAFOUR, A. H. and FOFANA, I., "Characterization and Rheological Behaviour of a Used Insulating Oil and a Transformer Sludge," 2019 Algerian Large Electrical Network Conference (CAGRE), 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/CAGRE.2019.8713308.
 - PANOV, V. A., KULIKOV, Y. M., SON E. E., TYUFTYAEV, A. S., GADZHIEV, M. K., AKIMOV, P. L., Electrical breakdown voltage of transformer oil with gas bubbles, *High Temp.*, vol. 52, no. 5, pp. 770773, Sep. 2014.
 - PATIL, M. M., JOSHI, T., GHODINDE, K., SATPUTE, S.S., Reintegration of Chromatogram to Enhance the Accuracy in Gas Chromatography, 2020 International Conference for Emerging Technology (INCET), Belgaum, India, 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/INCET49848.2020.9154004
 - RBEnge Engenharia, “16.004 – Reclamação de Sinistro em Transformador”, 2016.
 - RBEnge Engenharia, “15.084 – Reclamação de Sinistro em Transformador”, 2017.
 - RBEnge Engenharia, “20.028 – Reclamação de Sinistro em Transformador”, 2020.
 - RYADI, M., JALBERT, J., Assesment of field power transformers insulation using aging markers, 2014 Electrical Insulation Conference, Philadelphia, Pennsylvania, USA, 8 to 11 June 2014
 - SCHAUT, S., AUTRU, S., EECKHOUDT, S., Applicability of methanol as new marker for paper degradation in power transformers, *Dielectrics and Electrical Insulation*, IEEE Transactions on, vol. 18, pp. 533-540, 2011.
 - SCHNEIDER ELECTRIC – Product and data sheet - three-phase network control relay RM4-T - range 360 V, 2022
 - SHAH, J.P., TALATI, S., Modeling and Analysis of Very Fast Transient Over-voltages in 400 kV GIS, 2019 8th International Conference on Power Systems (ICPS), 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICPS48983.2019.9067344.
-

-
- SHIMOMUGI, K., KIDO, T., KOBAYASHI, T., How Transformers Age, *T&D world*, <https://www.tdworld.com/substations/article/20972255/how-transformers-age>, accessed on 16/03/21
 - SHROFF, D. H., STANNETT, A. W., A review of paper ageing in power transformers, *IEE Proc.* Vol. 132, Pt. C, pp. 312-319, 1985
 - SIEMENS AG, Restoring efficiency, removing sound Ready for DC in the grid with Siemens DC compensation and DC-ready transformers, 2018
 - SIEMENS, <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/transformers/power-transformers.html>, accessed on 11/07/21
 - SINGH, A., PATIL, A. J., JARIAL, R. K., A Fuzzy Modeling Technique to Assist Submersible Inspection Robot for Internal Inspection of Transformers, *Proceedings of the Fourth International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC 2020)*, IEEE Xplore Part Number: CFP20J06-ART; ISBN: 978-1-7281-2813-9, 2020
 - SCHIJNDEL, van, A. (2010). Power transformer reliability modelling. Technische Universiteit Eindhoven. <https://doi.org/10.6100/IR675774>
 - SOKOLOV, V., KOCK, M., Moisture Equilibrium and Moisture Migration Within Transformer Insulation System, - Tutorial of CIGRÉ WG A2.30, 2.008
 - SPARLING, B., Assessing Water Content in solid transformer insulation from dynamic measurement of moisture in oil” GE Energy, Canada IEEE PES Seminar -Vancouver BC - April 3rd 2008
 - TENBOHLEN, S., JAGERS, J., VAHIDI, F., Standardized survey of transformer reliability: On behalf of CIGRE WG A2.37. 593-596. 10.23919/ISEIM.2017.8166559, 2017
 - VASOVIC, V., LUKIC, J., MIHAJLOVIC, D., PEJOVIC, B., RADAKOVIC, Z. RADOMAN, U., ORLOVIC, A., Aging of Transformer Insulation – Experimental Transformers and Laboratory Models with Different Moisture Contents: Part I – DP and Furans Aging Profiles, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* Vol. 26, No. 6; December 2019
 - XAVIER, GEORGE V. R., DE OLIVEIRA, A. C., SILVA, A. D. C., NOBREGA, L. A. M. M., DA COSTA, EDSON G., SERRES, A. J. R. Application of Time Difference of Arrival Methods in the Localization of Partial Discharge Sources Detected Using Bio-Inspired UHF Sensors. *IEEE Sensors Journal*, v. 21, p. 1947-1956, 2020.
 - YE, Z. J., KREISCHER, C., KULIG, S. T., Behavior of a single phase grid transformer during out-of-phase synchronizations, *2012 XXth International Conference on Electrical Machines*, 2012, pp. 2299-2304, doi: 10.1109/ICEIMach.2012.6350203.
-

-
- YOSHIDA, H., ISHIOKA, Y., SUZUKI, T. YANARI, T., TERANISHI, T., Degradation of insulating materials of transformers, *IEEE Transactions on Electrical Insulation* Vol. EI-22 No.6. December 1987
 - ZARKOVIC, M. & STOJKOVIC, Z., Analysis of artificial intelligence expert systems for power transformer condition monitoring and diagnostics, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 149, pp. 125136, Aug. 2017.
 - ZHANG, K, YUAN, F., GUO, J., WANG, G., A Novel Neural Network Approach to Transformer Fault Diagnosis Based on Momentum-Embedded BP Neural Network Optimized by Genetic Algorithm and Fuzzy c-Means, *Arab J Sci Eng* (2016) 41:3451–3461 DOI 10.1007/s13369-015-2001-6
 - ZYDRON, P., BONK, M., ROEHRICH, J. AND MIKRUT, P., "Observation of Electrical Treeing Processes in Silicon Insulation Samples Using of Transformed PD Phase-Resolved Patterns," 2019 Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE), 2019, pp. 1-4, doi: 10.1109/PAEE.2019.8788999.
 -
-

APÊNDICE A – CÁLCULO DE TRANSFORMAÇÃO DE CAUSAS “DESCONHECIDAS” PARA “CONHECIDAS” EM BUCHAS, COMUTADORES E DEMAIS

Bucha

Considerações para realização dos cálculos:

Da mesma forma como feita a análise para a parte “enrolamento”, a classificação de causa de falha da bucha levando em conta a idade do transformador foi a seguinte:

Idade > 30 anos :envelhecimento natural da isolação da bucha. A discussão de vida útil e envelhecimento de isolação de transformador é feita no Capítulo 3. O tema principal é para a isolação da parte interna do transformador. Entretanto, como a isolação da bucha geralmente é composta de papel a análise pode ser estendida para a bucha;

Idade entre 6 e 30 anos: erro de projeto, fabricação ou material, instalação em campo, manutenção/ reparo inadequado, curto-circuito externo, sobretensões e descargas atmosféricas ou perda de pressão de aperto.

Idade entre 0 e 5 anos: as mesmas do item anterior, com exceção da causa “manutenção inadequada”, pois, conforme constatado em diversos casos, a maioria das concessionárias adota as revisões gerais em transformadores a cada 5 anos. Entretanto, nota-se no gráfico AP3, que não houve incidência de causas desconhecidas para esta faixa de idade.

Danos colaterais e transporte, apesar de constarem como causas de falha em buchas não foram considerados para a estimativa pois são situações bastante evidentes, além de terem as menores incidências na análise, somando 4 casos.

Nota-se que na análise de causa raiz realizada até o momento, apesar da descrição “envelhecimento natural” constar como um item de causa raiz definido por (CIGRE, 2015), não havia sido mencionada, pois, para a análise de falha, o critério de idade não estava sendo levada em conta.

Levando-se em consideração o critério de idade, pode-se inferir que a causa de falha de transformadores com idade maior que 30 anos seja por “envelhecimento natural” da isolação do enrolamento, com contabilização de 7 casos, conforme gráfico 6.20.

Para as buchas de 6 e 30 anos, com incidência de 16 casos, são calculados pelos seguintes passos:

- ❖ - Considera-se a faixa de idade e as incidências de causas de falhas totais para cada faixa;
- ❖ - Somam-se as quantidades de incidência e calcula-se a porcentagem individual;
- ❖ - Multiplica-se a porcentagem individual pela quantidade de falhas “desconhecidas” para a determinada faixa de idade;
- ❖ - Arredondam-se os valores de forma que a soma seja coincidente com o total de falhas.

Os cálculos por faixa de idade de acordo com os passos descritos anteriormente são mostrados na tabela AP1.

Falha em enrolamento	qtd.	> 30 anos - 7 desc.				5 a 30 anos - 16 desc.				0 a 5 anos: 0 desc.				soma
		qtd.	%	calc.	cons.	qtd.	%	calc.	cons.	qtd.	%	calc.	cons.	
curto-circuito externo	5	0	0	0	0	5	11%	1,8	2	0	0	0	0	2
dano colateral	2	0	0	0	0	0	0%	0,0	0	0	0	0	0	0
descarga atmosférica	3	0	0	0	0	3	7%	1,1	1	0	0	0	0	1
desconhecido	23	0	0	0	0	0	0%	0,0	0	0	0	0	0	0
envelhecimento por uso normal	0	0	100	7	7	0	0%	0,0	0	0	0	0	0	7
instalação em campo	8	0	0	0	0	8	18%	2,9	3	0	0	0	0	3
manutenção/ reparo impróprio	7	0	0	0	0	7	16%	2,5	2	0	0	0	0	2
perda de pressão de aperto	3	0	0	0	0	3	7%	1,1	1	0	0	0	0	1
projeto, fabricação, material	14	0	0	0	0	14	32%	5,1	5	0	0	0	0	5
sobretensão	4	0	0	0	0	4	9%	1,5	2	0	0	0	0	2
transporte, manuseio ou armazenamento	2	0	0	0	0	0	0%	0,0	0	0	0	0	0	0
Total	71		100	9	9	44	100%	16,0	16	0	0%	0	0	23

Tabela AP1 Estimativa de causas de falha para itens desconhecidos em buchas (AUTOR)

Após o cálculo de causa de falha por faixa de idade, os valores arredondados são somados para se chegar ao valor individual de cada causa de falha. Nota-se que a soma individual final de 23 deve ser igual ao total de itens “desconhecidos”. A legenda da tabela AP1 é a seguinte: desc. = desconhecido, qtd. = quantidade, calc. = calculado, cons. = considerado.

Comutador sob carga

Considerações para realização dos cálculos:

A classificação de causa de falha de comutadores sob carga levando em conta a idade do transformador foi a seguinte:

Idade > 30 anos :envelhecimento natural das partes do comutador;

Idade entre 6 e 30 anos: descarga atmosférica, instalação em campo, manutenção imprópria, perda de pressão de aperto e projeto, fabricação e material.

Idade entre 0 e 5 anos: as mesmas do item anterior, com exceção da causa “manutenção inadequada”, pois, conforme constatado em diversos casos, a maioria das concessionárias adota as revisões gerais em transformadores a cada 5 anos. Entretanto, nota-se no gráfico 6.25, que não houve incidência de causas desconhecidas para esta faixa de idade.

Danos colaterais, apesar de constar como causa de falha em OLTC, não foi considerado para a estimativa pois é uma situação bastante evidente, além de ter a menor incidência na análise, com 1 caso.

Os critérios de classificação de causa de falha do comutador sob carga levando em conta a idade do transformador e os passos são os mesmos adotados no capítulo 6.4.1. Os cálculos por faixa de idade de acordo com os passos descritos anteriormente são mostrados na tabela AP2.

Após o cálculo de causa de falha por faixa de idade, os valores arredondados são somados para se chegar ao valor individual de cada causa de falha. Nota-se que a soma individual final de 6 deve ser igual ao total de itens “desconhecidos”. A legenda da tabela AP2 é a seguinte: desc. = desconhecido, qtd. = quantidade, calc. = calculado, cons. = considerado.

Falha em comutador	qtd.	> 30 anos - 2 desc.				5 a 30 anos - 4 desc.				0 a 5 anos: 0 desc.				soma
		qtd.	%	calc.	cons.	qtd.	%	calc.	cons.	qtd.	%	calc.	cons.	
dano colateral	1	0	0	0	0	0	0%	0,0	0	0	0	0	0	0
descarga atmosférica	1	0	0	0	0	1	5%	0,2	0	0	0	0	0	0
desconhecido	6	0	0	0	0	0	0%	0,0	0	0	0	0	0	0
envelhecimento por uso normal	0	0	100	2	2	0	0%	0,0	0	0	0	0	0	2
instalação em campo	2	0	0	0	0	2	10%	0,4	0	0	0	0	0	0
manutenção imprópria	9	0	0	0	0	9	45%	1,8	2	0	0	0	0	2
perda de pressão de aperto	3	0	0	0	0	3	15%	0,6	1	0	0	0	0	1
projeto, fabricação, material	5	0	0	0	0	5	25%	1,0	1	0	0	0	0	1
Total	27		100	2	2	20	100%	4,0	4	0	0%	0	0	6

Tabela AP2 Estimativa de causas de falha para itens desconhecidos em comutadores (AUTOR)

Demais

Considerações para realização dos cálculos:

A classificação de causa de falha de demais, ou seja, DETC, lides, núcleo, parte ativa, refrigeração, tanque e TC de bucha levando em conta a idade do transformador foi a seguinte:

Idade > 30 anos :envelhecimento natural da isolação das partes;

Idade entre 6 e 30 anos: curto-circuito externo, instalação em campo, manutenção imprópria, perda de pressão de aperto e projeto, fabricação e material, sobreaquecimento e transporte, manuseio ou armazenamento.

Idade entre 0 e 5 anos: as mesmas do item anterior, com exceção da causa “manutenção inadequada”, pois, conforme constatado em diversos casos, a maioria das concessionárias adota as revisões gerais em transformadores a cada 5 anos.

Danos colaterais e transporte, manuseio ou armazenamento, apesar de constarem como causa de falha nos itens demais, não foi considerado para a estimativa pois são situações bastante evidentes.

Os critérios de classificação de causa de falha no item “demais” levando em conta a idade do transformador e os passos são os mesmos adotados no capítulo 6.4.1. Os cálculos por faixa de idade de acordo com os passos descritos anteriormente são mostrados na tabela AP3.

Falha em enrolamento	qtd.	> 30 anos - 9 desc.				5 a 30 anos - 28 desc.				0 a 5 anos: 4 desc.				soma
		qtd.	%	calc.	cons.	qtd.	%	calc.	cons.	qtd.	%	calc.	cons.	cons.
curto-circuito externo	8	0	0	0	0	8	20%	1	1	8	21%	0,84	1	2
dano colateral	4	0	0	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0,00	0	0
desconhecido	12	0	0	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0,00	0	0
envelhecimento por uso normal	0	0	100	3	3	0	0%	0	0	0	0%	0,00	0	3
instalação em campo	8	0	0	0	0	8	20%	1	1	8	21%	0,84	1	2
manutenção imprópria	2	0	0	0	0	2	5%	0,25	0	0	0%	0,00	0	0
perda de pressão de aperto	5	0	0	0	0	5	13%	0,625	1	5	13%	0,53	0	1
projeto, fabricação, material	16	0	0	0	0	16	40%	2	2	16	42%	1,68	2	4
sobreaquecimento	1	0	0	0	0	1	3%	0,125	0	1	3%	0,11	0	0
transporte, manuseio ou armazenamento	7	0	0	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0,00	0	0
Total	63	0	100	3	3	40	100%	5	5	38	100%	4	4	12

Tabela AP3 Estimativa de causas de falha para itens desconhecidos em DETC, interno, lides, núcleo, parte ativa, refrigeração, tanque e TC de bucha (AUTOR)

Após o cálculo de causa de falha por faixa de idade, os valores arredondados são somados para se chegar ao valor individual de cada causa de falha. Nota-se que a soma individual final de 12 deve ser igual ao total de itens “desconhecidos”. A legenda da tabela AP3 é a seguinte: desc. = desconhecido, qtd. = quantidade, calc. = calculado, cons. = considerado.

ANEXO A – BASE DE DADOS CIGRÉ

Nas próximas páginas serão mostradas as bases de dados utilizadas nos três estudos realizados pelo Cigré.

Cigré 12.05:

Grupo de trabalho criado em 1975, composto por empresas de energia e fabricantes, com o intuito de estudar problemas relacionados à confiabilidade de transformadores potência em serviço e determinar seus valores reais.

Foram recebidas informações de cerca de 47.000 unidades-horas instalados e em operação em 13 países. A pesquisa identificou cerca de 1.000 falhas entre 1968 e 1978. O resultado foi publicado em 1983.

Base de dados

TABLEAU I – TABLE I

Tension la plus élevée de l'enroulement (kV) Winding highest voltage (kV)	Transformateurs de centrales (unités-ans) Power Station Transformers (unit-years)	Transformateurs de postes (unités-ans) Substation Transformers (unit-years)	Autotransformateurs (unités-ans) Autotransformers (unit-years)
60 + < 100	988	14841	89
100 + < 300	4349	16860	3758
300 + < 700	1185	878	4171

TABLEAU II – TABLE II

Age (années) Age (years)	Transformateurs de centrales (unités-ans) Power Station Transformers (unit-years)	Transformateurs de postes (unités-ans) Substation Transformers (unit-years)	Autotransformateurs (unités-ans) Autotransformers (unit-years)
0 - 5	1667	8956	3560
> 5 - 10	2169	8414	2865
>10 - 20	2686	15228	1604

Cigré A2-02:

Grupo de trabalho criado em 2007, composto por concessionárias, fabricantes e centros de pesquisas, para avaliar o desempenho dos transformadores e reatores instalados no Sistema Brasileiro, com classe de tensão maior que 138 kV.

Foram considerados 3581 transformadores e reatores instalados e em operação no Sistema Brasileiro durante 1997 e 2009 e reportou 219 falhas ocorridas. O resultado foi publicado em 2013.

Tensão	Quantidade				
	Transformador Elevador	Transformador de subestações	Autotransformador	Reator	Total
$U \geq 138 \text{ kV e } < 230 \text{ kV}$	6	630	73	7	716
$U \geq 230 \text{ kV e } < 345 \text{ kV}$	72	593	196	185	1046
$U \geq 345 \text{ kV e } < 500 \text{ kV}$	55	302	183	100	640
$U \geq 500 \text{ kV e } < 735 \text{ kV}$	167	113	285	515	1080
$U \geq 735 \text{ kV}$	0	0	45	54	99
Total	300	1638	782	861	3581

Tabela 1 – Quantidade de equipamentos por tensão

Idade	Quantidade				
	Transformador Elevador	Transformador de subestações	Autotransformador	Reator	Total
0 a 5 anos	7	167	95	114	383
6 a 10 anos	35	148	110	193	486
Mais 10 anos	258	1323	577	554	2712
Total	300	1638	782	861	3581

Tabela 2 – Quantidade de equipamentos por idade

Cigré A2.37:

Grupo de trabalho criado em 2008, composto por empresas de energia e fabricantes, com o intuito de revisar todas as pesquisas existentes, conduzir uma nova pesquisa internacional de falha em transformadores, compilar e analisar os dados coletados.

Foram recebidas informações de 22.181 transformadores instalados e em operação em 21 países (56 empresas de energia). A pesquisa identificou 964 falhas durante 1996 e 2010. O resultado foi publicado em 2015.

TABLE 24: INVESTIGATED POPULATION OF SUBSTATION TRANSFORMERS

POPULATION INFORMATION	HIGHEST SYSTEM VOLTAGE [kV]						All
	69 ≤ kV < 100	100 ≤ kV < 200	200 ≤ kV < 300	300 ≤ kV < 500	500 ≤ kV < 700	kV ≥ 700	
Number of Utilities	11	38	31	27	3	4	58
Number of Transformers	2,962	10,932	4,272	3,233	434	348	22,181
Transformer-Years	15,267	64,718	37,017	25,305	4,774	2,991	150,072

TABLE 25: INVESTIGATED POPULATION OF GENERATOR STEP-UP TRANSFORMERS

POPULATION INFORMATION	HIGHEST SYSTEM VOLTAGE [kV]						All
	69 ≤ kV < 100	100 ≤ kV < 200	200 ≤ kV < 300	300 ≤ kV < 500	500 ≤ kV < 700	kV ≥ 700	
Number of Utilities	3	17	20	13	1	1	26
Number of Transformers	14	320	455	673	167	74	1,703
Transformer-Years	153	3,278	4,639	6,740	1,837	740	17,387

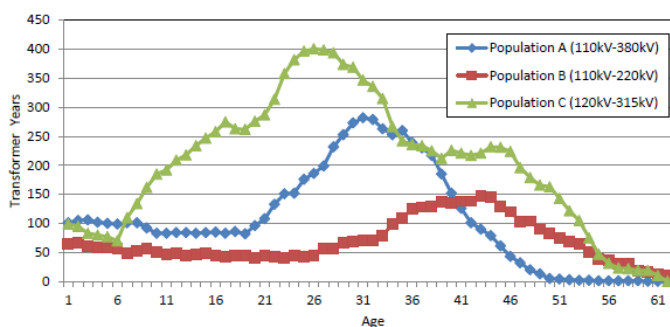
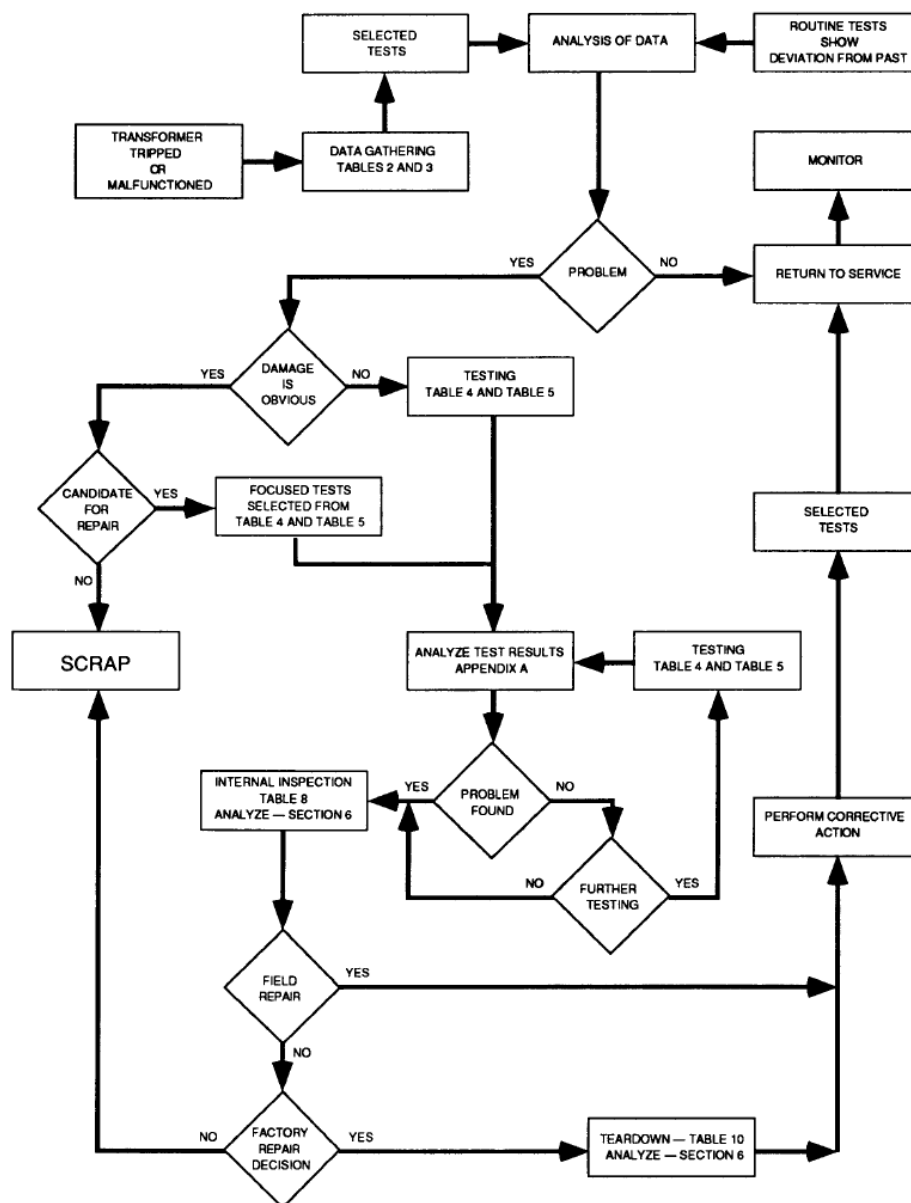


FIGURE 32: NUMBER OF TRANSFORMERS-YEARS SURVIVING AGE 1, (CONSIDERING 11 YEAR-FAILURE INTERVAL)

ANEXO B – FLUXOGRAMA IEEE C57.125/1991

O fluxograma a seguir serve de base para coleta de informações após falha ou defeito em transformadores.

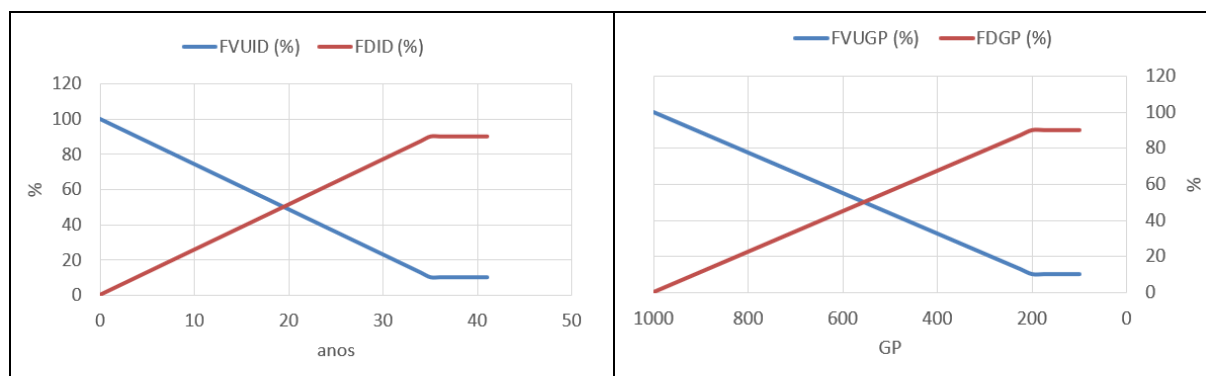


ANEXO C- FATORES DE VIDA ÚTIL E DEPRECIÇÃO POR IDADE E GP

ID (anos)	FVUID (%)	FDID (%)
0	100	0
1	97,43	2,57
2	94,86	5,14
3	92,29	7,71
4	89,71	10,29
5	87,14	12,86
6	84,57	15,43
7	82,00	18,00
8	79,43	20,57
9	76,86	23,14
10	74,29	25,71
11	71,71	28,29
12	69,14	30,86
13	66,57	33,43
14	64,00	36,00
15	61,43	38,57
16	58,86	41,14
17	56,29	43,71
18	53,71	46,29
19	51,14	48,86
20	48,57	51,43
21	46,00	54,00
22	43,43	56,57
23	40,86	59,14
24	38,29	61,71
25	35,71	64,29
26	33,14	66,86
27	30,57	69,43
28	28,00	72,00
29	25,43	74,57
30	22,86	77,14
31	20,29	79,71
32	17,71	82,29
33	15,14	84,86
34	12,57	87,43
35	10	90
36	10	90

GP	FVUGP (%)	FDGP (%)
1000	100	0
975	97,19	2,81
950	94,38	5,63
925	91,56	8,44
900	88,75	11,25
875	85,94	14,06
850	83,13	16,88
825	80,31	19,69
800	77,50	22,50
775	74,69	25,31
750	71,88	28,13
725	69,06	30,94
700	66,25	33,75
675	63,44	36,56
650	60,63	39,38
625	57,81	42,19
600	55,00	45,00
575	52,19	47,81
550	49,38	50,63
525	46,56	53,44
500	43,75	56,25
475	40,94	59,06
450	38,13	61,88
425	35,31	64,69
400	32,50	67,50
375	29,69	70,31
350	26,88	73,13
325	24,06	75,94
300	21,25	78,75
275	18,44	81,56
250	15,63	84,38
225	12,81	87,19
200	10,00	90,00
175	10,00	90,00

ID = idade, FVUID = fator de vida útil por idade, FDID = fator de depreciação por idade, GP = grau de polimerização, FVUGP = fator de vida útil por grau de polimerização, FDGP = fator de depreciação por grau de polimerização



ANEXO D- TABELA DE DADOS PARA ANÁLISE DE CAUSA DE FALHAS

Id	Ano fabric.	Ano repar	Tipo	# fase	Pot. (MVA)	VAT (V)	VBT (V)	Ano falha	Atuação	Consequência	Local falha	Causa falha	Modo falha
1	2012		regulador	3	83	230	69	2020	aut.	explosão	bucha	desconhecido	dielétrico
2	1963		regulador	3	30	138	13,8	2020	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
3	2020		elevador	3	760	345	22	2020	manual	nada	parte ativa	transporte, manuseio ou armaz.	mecânico
4	2011		regulador	3	150	230	69	2020	aut.	fogo	bucha	projeto, fabricação, material	químico
5	2011		regulador	3	150	230	69	2020	aut.	nada	bucha	projeto, fabricação, material	químico
6	2014		regulador	3	100	230	138	2020	manual	explosão	OLTC	projeto, fabricação, material	dielétrico
7	1980		reator	3	33	230		2020	aut.	fogo	bucha	dano colateral	mecânico
8	2018		elevador	3	760	500	24	2020	aut.	nada	enrolamento	dano colateral	químico
9	2010		conversor	3	410	500	34,5	2020	aut.	nada	OLTC	projeto, fabricação, material	mecânico
10	2016		regulador	3	90	138	34,5	2020	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	dielétrico
11	1984		auto	1	50	230	138	2020	aut.	fogo	OLTC	desconhecido	dielétrico
12	2014		reator	1	77	500		2020	aut.	Vaz. óleo	bucha	desconhecido	dielétrico
13	1982	2017	regulador	3	6	69	13,8	2020	manual	fogo	bucha	curto-circuito externo	elétrico
14	1975		elevador	1	63	500	13,8	2020	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
15	1975		elevador	1	63	500	13,8	2020	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
16	2008		elevador	3	378	500	13,8	2020	manual	nada	bucha	instalação em campo	mecânico
17	2002		elevador	1	275	500	18	2020	manual	nada	bucha	manutenção imprópria	elétrico
18	1984		auto	1	200	500	230	2020	manual	nada	OLTC	manutenção imprópria	mecânico
19	2013		reator	1	33	500		2019	aut.	vaz. óleo	bucha	instalação em campo	mecânico
20	1990		regulador	3	33	138	13,8	2019	aut.	fogo	bucha	curto-circuito externo	mecânico
21	2011		regulador	3	150	230	69	2019	aut.	vaz. óleo	bucha	projeto, fabricação, material	químico
22	2019		elevador	1	120	500	34,5	2020	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	mecânico
23	2019		elevador	1	120	500	34,5	2020	aut.	vaz. óleo	enrolamento	projeto, fabricação, material	mecânico
24	1982	2017	conversor	1	300	345	138	2020	manual	vaz. óleo	bucha	reparo impróprio	mecânico
25	2018		conversor	1	196	400		2018	pré-oper.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	dielétrico
26	2012		regulador	3	9,3	69	13,8	2020	manual	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
27	1984		regulador	3	100	230	69	2019	aut.	explosão	bucha	desconhecido	dielétrico
28	2013		regulador	3	25	138	34,5	2019	aut.	vaz. óleo	enrolamento	projeto, fabricação, material	mecânico
29	2019		regulador	1	283	500	230	2019	pré-oper.	vaz. óleo	tanque	instalação em campo	mecânico
30	1976		regulador	3	19	138	13,8	2019	aut.	nada	interno	curto-circuito externo	elétrico
31	2010		regulador	3	21	138	13,8	2016	aut.	vaz. óleo	bucha	transporte, manuseio ou armaz.	químico
32	2003		regulador	3	42	138	34,5	2018	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
33	2004		elevador	3	405	500	13,8	2018	manual	nada	enrolamento	manutenção imprópria	químico
34	1976		regulador	3	88	230	69	2019	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
35	2018		elevador	3	90	230	34,5	2018	aut.	nada	bucha	projeto, fabricação, material	químico
36	1994		forno	3	10	11,9	0,465	2019	aut.	nada	OLTC	dano colateral	mecânico
37	1975		elevador	3	170	13,8	440	2019	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
38	1999		regulador	3	50	69	13,8	2015	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
39	1951	2001	regulador	1	20	230	88	2019	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
40	2012		regulador	3	33	69	13,8	2019	aut.	nada	interno	desconhecido	dielétrico
41	1976		reator	1	67	440		2019	manual	nada	núcleo	perda de pressão de aperto	mecânico
42	2008		regulador	1	50	500	34,5	2019	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	elétrico
43	1975		regulador	1	133	345	88	2019	manual	nada	núcleo	perda de pressão de aperto	mecânico
44	2000		elevador	1	305	500	16	2019	aut.	nada	bucha	sobretensão	dielétrico
45	1979	2010	regulador	3	25	69	13,8	2019	manual	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	mecânico
46	2017		regulador	1	100	440	138	2019	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	elétrico
47	1974	2017	regulador	3	6	34,5	13,8	2019	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	mecânico
48	1987		regulador	3	6	69	13,8	2019	pré-oper.	nada	parte ativa	transporte, manuseio ou armaz.	químico
49	2014		reator	1	33	500		2019	aut.	vaz. óleo	bucha	projeto, fabricação, material	dielétrico
50	2013		reator	1	33	550		2019	aut.	nada	bucha	desconhecido	dielétrico
51	1984	2017	regulador	3	26	69	13,8	2019	aut.	vaz. óleo	DETC	projeto, fabricação, material	dielétrico
52	2015		regulador	3	30	138	34,5	2019	manual	nada	enrolamento	manutenção imprópria	dielétrico
53	1982		auto	3	150	230	138	2019	aut.	nada	lides	desconhecido	dielétrico
54	2011		conversor	1	300	500	230	2019	manual	nada	bucha	instalação em campo	mecânico
55	2018		auto	1	550	765	525	2019	pré-oper.	nada	bucha	instalação em campo	mecânico
56	2017		conversor	1	390	500	190	2019	pré-oper.	vaz. óleo	tanque	instalação em campo	mecânico
57	2014		regulador	3	33	138	13,8	2018	aut.	nada	OLTC	projeto, fabricação, material	dielétrico
58	1979		regulador	3	42	138	34,5	2018	aut.	vaz. óleo	refrigeração	dano colateral	mecânico
59	1988		reator	3	20	230		2018	aut.	vaz. óleo	bucha	manutenção imprópria	químico
60	1998		elevador	3	345	500	16	2018	aut.	nada	bucha	sobretensão	dielétrico
61	1995		regulador	3	42	138	34,5	2018	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
62	2001		aterramento	3	12	88	13,8	2018	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	mecânico
63	1984		auto	1	200	500	230	2018	aut.	nada	lides	desconhecido	dielétrico
64	2015		reator	1	50	500		2018	pré-oper.	nada	enrolamento	dano colateral	mecânico
65	1988		elevador	3	60	230	13,8	2018	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
66	1986		reator	1	50	500		2018	aut.	nada	bucha	desconhecido	dielétrico
67	2014		elevador	3	680	500	13,8	2017	aut.	vaz. óleo	bucha	instalação em campo	mecânico
68	2008		regulador	3	13	69	13,8	2018	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico

Id	Ano fabric.	Ano repar	Tipo	# fase	Pot. (MVA)	VAT (V)	VBT (V)	Ano falha	Atuação	Consequência	Local falha	Causa falha	Modo falha
69	2017		reator	1	33	500		2018	pré- oper.	nada	bucha	instalação em campo	mecânico
70	2006		reator	1	45	500		2018	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
71	2002		regulador	3	27	69	13,8	2018	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
72	2005		elevador	3	20	138	6,9	2018	aut.	nada	enrolamento	descarga atmosférica	dielétrico
73	1976		regulador	3	60	138		2018	aut.	nada	OLTC	descarga atmosférica	dielétrico
74	2018		elevador	3	135	230	34,5	2018	pré- oper.	nada	núcleo	transporte, manuseio ou armaz.	mecânico
75	2018		conversor	1	390	500	330	2018	pré- oper.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	dielétrico
76	1976	1998	regulador	3	40	230	13,8	2018	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
77	1978		reator	3	99	440		2018	manual	nada	núcleo	perda de pressão de aperto	mecânico
78	1977	2002	auto	1	166	345	230	2018	aut.	nada	DETC	desconhecido	dielétrico
79	2000		elevador	3	305	500	16	2018	aut.	vaz. óleo	bucha	sobretensão	dielétrico
80	1999		regulador	3	27	69	13,8	2018	aut.	nada	bucha	manutenção imprópria	mecânico
81	2005		regulador	3	168	138	33	2018	manual	nada	núcleo	projeto, fabricação, material	térmico
82	2015		auto	3	100	230	138	2018	aut.	nada	bucha	projeto, fabricação, material	dielétrico
83	2016		elevador	3	85	138	34,5	2018	aut.	fogo	interno	desconhecido	dielétrico
84	2016		conversor	1	396	500	345	2017	pré- oper.	nada	bucha	reparo impróprio	térmico
85	2001		regulador	3	30	138	34,5	2017	manual	nada	enrolamento	manutenção imprópria	térmico
86	2008		regulador	3	7,5	69	13,8	2018	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
87	1989		elevador	3	112	13,8	440	2018	aut.	fogo	bucha	manutenção imprópria	mecânico
88	2008		elevador	3	90	230	34,5	2018	aut.	vaz. óleo	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
89	2002		reator	1	50	500		2018	aut.	vaz. óleo	bucha	projeto, fabricação, material	dielétrico
90	1969	2004	regulador	3	25	138	69	2017	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	mecânico
91	1979		regulador	3	25	138	34,5	2017	aut.	nada	interno	desconhecido	dielétrico
92	1987		elevador	3	378	500	13,8	2017	manual	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
93	2005		reator	3	22	230		2017	aut.	nada	bucha	desconhecido	dielétrico
94	2000		regulador	3	27	69	13,8	2017	aut.	nada	bucha	projeto, fabricação, material	mecânico
95	2016		regulador	3	140	345	34,5	2017	aut.	nada	núcleo	projeto, fabricação, material	mecânico
96	2003		reator	3	50	500		2017	manual	vaz. óleo	enrolamento	manutenção imprópria	térmico
97	2004		regulador	3	12	69	13,8	2017	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
98	2009		regulador	3	15	69	13,8	2017	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	químico
99	2009		regulador	3	225	230	69	2017	aut.	vaz. óleo	bucha	projeto, fabricação, material	químico
100	1999		auto	3	100	230	138	2017	aut.	nada	lides	desconhecido	dielétrico
101	2004	2014	regulador	3	30	138	24	2017	pré- oper.	nada	enrolamento	transporte, manuseio ou armaz.	mecânico
102	2016		conversor	1	396	500	345	2017	pré- oper.	nada	bucha	transporte, manuseio ou armaz.	químico
103	1979		regulador	1	224	500	230	2017	aut.	vaz. óleo	enrolamento	descarga atmosférica	dielétrico
104	2017		elevador	1	269	500	19	2017	pré- oper.	nada	parte ativa	instalação em campo	químico
105	2013		regulador	3	9	69	13,8	2017	aut.	nada	enrolamento	descarga atmosférica	dielétrico
106	1965		regulador	3	22	88	24	2017	manual	nada	núcleo	perda de pressão de aperto	mecânico
107	1982		conversor	1	300	345	138	2017	pré- oper.	nada	bucha	instalação em campo	mecânico
108	1993		reator	1	60	500		2017	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
109	2011		conversor	1	292	500	230	2017	manual	nada	OLTC	projeto, fabricação, material	mecânico
110	1972		regulador	3	88	230	69	2017	aut.	nada	bucha	desconhecido	dielétrico
111	1975		regulador	3	19	138	13,8	2017	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
112	2016		conversor	1	396	500	345	2017	pré- oper.	nada	TC bucha	transporte, manuseio ou armaz.	mecânico
113	1981		regulador	1	133	345	88	2017	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
114	1975		regulador	3	20	138	13,8	2017	manual	nada	interno	dano colateral	mecânico
115	1975		regulador	3	20	138	13,8	2017	manual	nada	interno	dano colateral	mecânico
116	2003		forno	1	10	17	0,5	2016	manual	explosão	OLTC	desconhecido	mecânico
117	2016		elevador	3	680	500	18	2016	pré- oper.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	dielétrico
118	2002		elevador	3	50	138	13,8	2016	aut.	nada	bucha	perda de pressão de aperto	dielétrico
119	2000		elevador	3	305	500	16	2016	manual	nada	bucha	sobretensão	dielétrico
120	2014		defasador	3	400	138	138	2016	manual	vaz. óleo	OLTC	instalação em campo	mecânico
121	2003		reator	1	33	500		2016	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
122	2009		aterramento	3	36	88	13,8	2016	manual	nada	interno	desconhecido	dielétrico
123	1997		regulador	3	30	230	69	2015	pré- oper.	nada	lides/ saída	transporte, manuseio ou armaz.	mecânico
124	1989		regulador	3	60	230	69	2016	aut.	nada	lides	perda de pressão de aperto	químico
125	2015		conversor	1	396	400		2015	pré- oper.	nada	lides/ saída	projeto, fabricação, material	mecânico
126	2013		reator	1	33	500		2015	pré- oper.	nada	parte ativa	projeto, fabricação, material	químico
127	2002		reator	1	50	500		2016	aut.	nada	bucha	projeto, fabricação, material	dielétrico
128	2005		reator	1	67	500		2016	aut.	nada	bucha	projeto, fabricação, material	dielétrico
129	2002		reator	1	50	500		2016	aut.	nada	bucha	projeto, fabricação, material	dielétrico
130	2014		regulador	3	2,5	69	13,8	2016	pré- oper.	nada	DETC	instalação em campo	elétrico
131	2014		elevador	3	680	500	18	2016	pré- oper.	nada	bucha	instalação em campo	mecânico
132	1981	1999	regulador	3	45	138	34,5	2014	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
133	1982		regulador	3	9	138	34,5	2016	aut.	nada	bucha	descarga atmosférica	dielétrico
134	1976		regulador	3	20	138	6,9	2016	aut.	nada	bucha	descarga atmosférica	dielétrico
135	1982		regulador	3	19	138	6,6	2016	aut.	nada	bucha	descarga atmosférica	dielétrico
136	1993		elevador	1	185	500	18	2016	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
137	1992	2008	regulador	1	100	440	138	2016	aut.	nada	OLTC	manutenção imprópria	químico
138	1985		regulador	1	133	345	88	2016	aut.	nada	OLTC	manutenção imprópria	mecânico
139	2013		reator	1	28	500		2014	manual	nada	núcleo	projeto, fabricação, material	dielétrico
140	2006		aterramento	3	16	88	13,8	2016	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
141	1978		auto	1	250	500	440	2016	aut.	nada	OLTC	manutenção imprópria	químico
142	1978	2010	regulador	3	100	230	69	2015	aut.	nada	OLTC	manutenção imprópria	químico
143	1982		auto	3	150	230	138	2015	aut.	nada	OLTC	manutenção imprópria	dielétrico
144	2015		auto	1	250	500	345	2015	pré- oper.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	dielétrico
145	2010		elevador	3	330	500	13,8	2015	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	térmico
146	2000		elevador	3	378	500	13,8	2015	manual	nada	lides/ saída	projeto, fabricação, material	dielétrico
147	2012		conversor	1	292	500	230	2015	manual	nada	bucha	projeto, fabricação, material	dielétrico
148	1984		conversor	1	300	345	122	2015	pré- oper.	nada	parte ativa	manutenção imprópria	mecânico
149	2013		auto	1	224	500	230	2015	aut.	nada	OLTC	instalação em campo	mecânico
150	2007		regulador	3	25	138	13,8	2015	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico

Id	Ano fabric.	Ano repar	Tipo	# fase	Pot. (MVA)	VAT (V)	VBT (V)	Ano falha	Atuação	Consequência	Local falha	Causa falha	Modo falha
151	1993	2004	regulador	3	33	138	13,8	2015	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
152	2012		reator	3	50	345		2013	manual	nada	núcleo	projeto, fabricação, material	dielétrico
153	2002		reator	1	33	440		2015	manual	nada	lides/ saída	instalação em campo	dielétrico
154	1981		auto	1	200	500	230	2015	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
155	1966	2002	regulador	3	12	69	11,4	2015	aut.	nada	OLTC	perda de pressão de aperto	mecânico
156	1978		regulador	3	17	138	13,8	2015	aut.	nada	lides/ saída	curto-circuito externo	elétrico
157	1991	2012	elevador	1	111	500	13,8	2015	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
158	1991	2012	elevador	1	111	500	13,8	2015	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
159	1983		regulador	3	60	138	13,8	2015	aut.	nada	OLTC	desconhecido	dielétrico
160	1996		regulador	3	20	138	13,8	2015	aut.	nada	parte ativa	curto-circuito externo	elétrico
161	1996		regulador	3	20	138	13,8	2015	aut.	nada	parte ativa	curto-circuito externo	elétrico
162	1984		auto	1	200	500	230	2015	manual	nada	OLTC	manutenção imprópria	mecânico
163	1975		regulador	1	133	345	88	2015	aut.	nada	OLTC	manutenção imprópria	químico
164	1979		regulador	3	42	138	34,5	2015	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
165	2007		regulador	3	35	88	13,8	2015	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
166	1984		reator	1	50	500		2014	manual	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	mecânico
167	1998		reator	1	55	500		2014	aut.	nada	bucha	desconhecido	dielétrico
168	2013		auto	1	165	500	138	2014	pré-oper.	nada	parte ativa	instalação em campo	dielétrico
169	2013		conversor	1	50	230	15	2014	pré-oper.	nada	parte ativa	transporte, manuseio ou armaz.	mecânico
170	1982	2013	regulador	3	35	138	13,8	2014	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	dielétrico
171	2011		elevador	3	73	69	34,5	2014	manual	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	dielétrico
172	2014		regulador	3	12	138	13,8	2014	pré-oper.	nada	parte ativa	projeto, fabricação, material	dielétrico
173	1997		regulador	3	6,3	69	13,8	2014	aut.	nada	enrolamento	manutenção imprópria	químico
174	2011		regulador	3	33	69	34,5	2014	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	químico
175	1975		regulador	3	100	230	69	2014	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
176	2007		regulador	3	6	34,5	13,8	2014	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
177	2007	2011	regulador	3	12	69	34,5	2014	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
178	2008		regulador	3	38	138	138	2014	aut.	nada	OLTC	desconhecido	dielétrico
179	2010		regulador	3	4	34,5	1,25	2014	aut.	nada	DETC	projeto, fabricação, material	dielétrico
180	1977		elevador	3	30	69	13,8	2014	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
181	1992		regulador	1	100	440	138	2014	aut.	nada	OLTC	desconhecido	dielétrico
182	2004		elevador	3	98	138	13,8	2014	aut.	nada	bucha	desconhecido	dielétrico
183	1979	2001	elevador	1	248	500	19	2014	aut.	fogo	enrolamento	desconhecido	dielétrico
184	1976	1997	regulador	3	19	138	13,8	2014	aut.	nada	OLTC	perda de pressão de aperto	térmico
185	1980		regulador	3	5	69	13,8	2014	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
186	1979	2009	reator	1	33	500		2014	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
187	2012		regulador	3	38	69	13,8	2014	aut.	fogo	bucha	curto-circuito externo	elétrico
188	2008		regulador	3	10	69	13,8	2014	aut.	nada	enrolamento	descarga atmosférica	dielétrico
189	2011		regulador	1	133	440	138	2014	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
190	1969	2003	auto	3	38	138	88	2014	aut.	nada	enrolamento	descarga atmosférica	dielétrico
191	2013		elevador	3	71	500	18	2014	aut.	nada	lides/ saída	curto-circuito externo	elétrico
192	1987		reator	1	50	500		2013	manual	nada	lides/ saída	manutenção imprópria	mecânico
193	1973		regulador	3	40	138	88	2014	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
194	2000		regulador	3	33	138	13,8	2014	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
195	2012		elevador	3	180	500	18	2013	manual	vaz. óleo	bucha	projeto, fabricação, material	mecânico
196	2002		elevador	3	203	345	15	2013	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
197	1997		forno	3	8	13,8	0,1	2013	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
198	2005		elevador	3	20	138	6,9	2013	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
199	2010		auto	1	200	500	230	2013	aut.	nada	parte ativa	instalação em campo	químico
200	2002		regulador	3	27	69	13,8	2013	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
201	2013		regulador	1	133	345	138	2013	pré-oper.	nada	parte ativa	instalação em campo	químico
202	1999		auto	1	200	500	230	2013	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
203	2010		reator	1	37	500		2013	aut.	nada	lides/ saída	projeto, fabricação, material	elétrico
204	2005		elevador	3	25	138	13,8	2013	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
205	2009		auto	1	100	440	138	2013	manual	nada	lides/ saída	projeto, fabricação, material	elétrico
206	1997		regulador	3	25	69	13,8	2013	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
207	1983		regulador	3	20	138	13,8	2013	aut.	nada	bucha	perda de pressão de aperto	mecânico
208	2011		retificador	3	6	12	0,1	2013	manual	nada	tanque	projeto, fabricação, material	mecânico
209	1977	2009	elevador	3	30	69	13,8	2013	aut.	fogo	enrolamento	desconhecido	dielétrico
210	2001		reator	3	33	230		2013	aut.	vaz. óleo	bucha	desconhecido	dielétrico
211	2008		regulador	1	50	500	34,5	2013	aut.	nada	enrolamento	manutenção imprópria	elétrico
212	1998		elevador	1	11	138	13,8	2013	aut.	nada	bucha	curto-circuito externo	elétrico
213	2012		conversor	1	292	600	230	2013	pré-oper.	nada	tanque	projeto, fabricação, material	mecânico
214	2005		elevador	3	405	500	13,8	2013	aut.	fogo	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
215	2012		regulador	3	40	138	13,8	2013	aut.	fogo	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
216	1982		regulador	3	60	138	13,8	2012	aut.	nada	enrolamento	descarga atmosférica	dielétrico
217	1977		regulador	3	20	138	13,8	2012	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
218	1983	1999	elevador	1	185	500	16	2012	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
219	1980	2002	auto	1	100	500	230	2008	pré-oper.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	mecânico
220	1975		regulador	3	15	88	13,8	2012	aut.	nada	enrolamento	descarga atmosférica	dielétrico
221	1988		regulador	1	133	345	88	2012	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
222	1983		auto	3	42	13,8	3,3	2011	manual	nada	núcleo	projeto, fabricação, material	mecânico
223	1989		regulador	3	33	138	13,8	2012	aut.	nada	bucha	desconhecido	dielétrico
224	1969		regulador	3	20	88	23	2012	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
225	2011		auto	1	125	345	138	2012	pré-oper.	nada	bucha	dano colateral	mecânico
226	1981	2011	forno	3	40	23	0,5	2012	aut.	nada	OLTC	projeto, fabricação, material	térmico
227	1981		auto	1	200	500	230	2012	aut.	nada	OLTC	manutenção imprópria	químico
228	2011		elevador	3	35	138	13,8	2012	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	dielétrico
229	1986		regulador	3	60	138	13,8	2012	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
230	2011		elevador	3	62	138	13,8	2012	aut.	nada	lides	projeto, fabricação, material	mecânico
231	1977		regulador	3	62	230	13,8	2012	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
232	1999	2010	regulador	3	42	138	34,5	2012	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico

Id	Ano fabric.	Ano repar	Tipo	# fase	Pot. (MVA)	VAT (V)	VBT (V)	Ano falha	Atuação	Consequência	Local falha	Causa falha	Modo falha
233	2002		elevador	3	50	138	13,8	2012	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
234	1985		regulador	3	60	138	13,8	2012	aut.	nada	parte ativa	sobreaquecimento	dielétrico
235	1976		reator	1	67	440		2012	aut.	nada	bucha	perda de pressão de aperto	mecânico
236	2011		regulador	3	40	138	13,8	2012	aut.	nada	lides	transporte, manuseio ou armazen.	químico
237	2008		auto	1	350	500	345	2012	aut.	fogo	bucha	manutenção imprópria	dielétrico
238	2001		regulador	3	30	138	34,5	2012	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
239	1993		elevador	1	185	500	18	2012	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
240	1979		regulador	3	138	13,8		2012	aut.	nada	enrolamento	descarga atmosférica	dielétrico
241	2012		auto	3	560	345	230	2012	pré-oper.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	químico
242	1980		regulador	3	25	69	23	2011	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
243	1978		regulador	3	100	230	69	2012	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
244	1996		elevador	1	167	440	16	2012	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
245	1992	2001	regulador	3	10	138	34,5	2011	aut.	nada	enrolamento	descarga atmosférica	dielétrico
246	1970		elevador	1	80	230	13,8	2011	aut.	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	térmico
247	1978		regulador	3	150	345	34,5	2011	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
248	2007		elevador	3	18	138	6,9	2011	aut.	nada	enrolamento	descarga atmosférica	dielétrico
249	1981		regulador	3	33	69	13,8	2011	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
250	1985		regulador	3	5	138	13,8	2011	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
251	1967		regulador	3	39	230	69	2011	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
252	1980	2008	forno	3	84	33	0,9	2011	manual	nada	interno	desconhecido	dielétrico
253	2010		regulador	3	40	138	23	2011	aut.	nada	lides	desconhecido	dielétrico
254	1983	2009	regulador	3	12	69	13,8	2011	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
255	1999		auto	3	200	500	230	2011	aut.	fogo	bucha	desconhecido	dielétrico
256	1987		regulador	3	12	69	13,8	2011	manual	fogo	OLTC	perda de pressão de aperto	térmico
257	1981	2010	elevador	3	72	138	13,8	2010	aut.	nada	OLTC	desconhecido	mecânico
258	1983		reator	1	120	800		2011	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
259	1983		regulador	1	200	500	138	2011	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
260	1999		reator	1	120	800		2011	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
261	1997		regulador	3	25	69	11,4	2011	aut.	nada	enrolamento	manutenção imprópria	químico
262	2004		regulador	1	550	500	69	2011	aut.	nada	lides	desconhecido	dielétrico
263	1967	2004	auto	3	10	13,8	13,8	2011	aut.	nada	enrolamento	curto-circuito externo	elétrico
264	1974		regulador	3	20	88	13,8	2011	aut.	nada	parte ativa	curto-circuito externo	elétrico
265	1962	1996	regulador	3	6	69	13,8	2011	aut.	nada	parte ativa	curto-circuito externo	elétrico
266	1980		auto	3	42	13,8	3	2011	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
267	1978		reator	1	33	500		2011	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
268	1999		regulador	3	8	34,5	13,8	2011	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
269	1979	2008	regulador	3	20	138	13,8	2011	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
270	2010		retificador	3	56	33	0,3	2011	manual	nada	enrolamento	projeto, fabricação, material	elétrico
271	2009		elevador	3	39	230	10,5	2011	aut.	nada	parte ativa	dano colateral	elétrico
272	1987		regulador	3	60	138	13,8	2010	aut.	nada	lides	curto-circuito externo	elétrico
273	1990		forno	3	37	13,8	0,25	2011	manual	nada	bucha	curto-circuito externo	dielétrico
274	1982		regulador	3	60	138	13,8	2010	aut.	nada	enrolamento	desconhecido	dielétrico
275	2010		regulador	3	33	138	13,8	2011	aut.	nada	lides	desconhecido	dielétrico