



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALEX ANTONIO COSTA

**AVALIAÇÃO DO ÍNDICE DE SAÚDE DE  
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA: UMA  
FERRAMENTA DE APOIO À GESTÃO DE ATIVOS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção  
do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

**Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Março de 2023

Itajubá – MG – Brasil

# **AGRADECIMENTOS**

Aos meus orientadores, os professores Armando Martins Leite da Silva e João Guilherme de Carvalho Costa, pela parceria, pelas orientações e por estarem sempre disponíveis e proativos para que o trabalho fluísse de maneira harmônica e contínua.

Aos professores Fernando Aparecido de Assis – Universidade Federal de São João del-Rei – e José Maria de Carvalho Filho – UNIFEI – por dedicarem sua atenção para analisar o trabalho, por participarem da banca e por enriquecerem o trabalho com seus questionamentos e observações.

Aos engenheiros da CEMIG Distribuição S/A, Bruno Ferrarezi, por promover as condições para a realização desta pesquisa, e Cássio Bruno de Araújo, por compartilhar sua expertise em gestão de ativos.

*Aos meus queridos pais, Manoel Pereira da Costa e  
Aparecida Batista Costa, aos meus amados filhos, Alex,  
Lucas e Pedro, à minha linda namorada e companheira,  
Maria Marques, ao meu irmão, Diego e às minhas ama-  
das irmãs, Alessandra, Lene e Angélica.*

# RESUMO

O envelhecimento dos equipamentos instalados no sistema elétrico de potência é uma realidade mundial. No Brasil, grandes instalações elétricas, como usinas, linhas de transmissão e subestações foram construídas nas décadas de 1960 e 1970. Portanto, equipamentos que ainda não foram substituídos estão em funcionamento há mais de 50 anos. A ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica define a remuneração das empresas que atuam no setor elétrico através de critérios que incluem, entre outros, o desempenho via indicadores de qualidade no fornecimento de energia elétrica e o valor investido pelas empresas, assumindo para os transformadores de potência instalados em subestações de distribuição uma taxa de depreciação tal que o equipamento é considerado totalmente depreciado em 35 anos.

A necessidade de substituir equipamentos envelhecidos concorre com outras exigências impostas às distribuidoras de energia elétrica, como expandir o sistema para atender ao crescimento da demanda e retornar dividendo ao investidor. Neste contexto, as empresas do setor elétrico têm buscado aprimorar a gestão dos seus ativos, através de normas e metodologias que permitem uma análise detalhada dos critérios técnicos, econômicos e estratégicos.

Esta dissertação apresenta o “índice de saúde” (*health index*) como métrica relevante na gestão de ativos, capaz de hierarquizar as necessidades de investimento na renovação do parque de transformação das empresas. O trabalho proposto detalha a criação deste índice para transformadores de potência de subestações, descrevendo os dados necessários para diagnosticar as condições dos componentes internos (enrolamento, núcleo, óleo e isolamento sólida), buchas de alta tensão e comutador em carga (OLTC – *on-load tap changer*), bem como apresenta todas as equações matemáticas que permitem o seu cálculo.

A proposta é aplicada em uma empresa distribuidora de energia elétrica brasileira, que adotou o “índice de saúde” segundo os critérios apresentados nesta dissertação para classificar os seus 681 transformadores de potência, instalados em 354 subestações. A classificação é uma das ferramentas de gestão de ativos adotadas pela empresa para fornecer justificativa técnica e econômica do plano de investimento para o ciclo 2023-2027 apresentado à ANEEL.

## **Palavras-chave**

Distribuição de energia elétrica, gestão de ativos, índice de saúde, transformador de potência.

# ABSTRACT

The aging of equipment installed in the Electric Power System is a worldwide reality. In Brazil, large electrical installations such as power plants, transmission lines and substations were built in the 1960s and 1970s. Therefore, equipment that has not yet been replaced has been in operation for over 50 years. The Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) establishes the remuneration of companies that operate in the electricity sector through criteria that include, among others, quality performance indicators for the supply of electricity and the amount invested by companies, assuming for the power transformer installed in distribution substations a depreciation rate such that the equipment is considered fully obsolete in 35 years.

The need to replace aging equipment competes with other demands on electricity distributors, such as the need to expand the system to meet the load growth and to return dividends to investors. In this context, companies in the electricity sector have sought to improve the management of their assets, through norms and methods that allow a detailed analysis of technical, economic and strategic criteria.

This dissertation presents the *health index* as a relevant metric in asset management, capable of prioritizing investment needs in the renewal of companies' power transformer installations. The proposed work details the creation of this index for substation power transformers, describing the necessary data to diagnose the conditions of the internal components (winding, core, oil and solid insulation), high voltage bushings and on-load tap changer (OLTC), as well as it presents all the mathematical equations that allow its calculation.

The proposal is applied in a Brazilian electricity distribution company, which adopted the *health index* according to the criteria presented in this dissertation to classify its 681 power transformers, installed in 354 substations. The classification is one of the asset management tools adopted by the company to provide technical and economic justification for the investment plan for the 2023-2027 cycle presented to ANEEL.

## **Keywords**

Power distribution, asset management, health index, power transformer.

# SUMÁRIO

Lista de Figuras .....	viii
Lista de Tabelas .....	x
Lista de Abreviaturas e Símbolos .....	xi
CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO .....	1
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS E RELEVÂNCIA DO TEMA .....	1
1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO .....	4
CAPÍTULO 2: TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA .....	5
2.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	5
2.2. COMPONENTES DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA .....	5
2.2.1. Núcleo .....	7
2.2.2. Enrolamentos .....	8
2.2.3. Sistema Isolante .....	9
2.2.4. Sistema de Refrigeração .....	11
2.2.5. Buchas .....	12
2.2.6. Comutador de Derivação em Carga (CDC) .....	15
2.3. ENVELHECIMENTO .....	28
2.4. TÉCNICAS DE MANUTENÇÃO .....	32
2.4.1. Manutenção Corretiva .....	32
2.4.2. Manutenção Preventiva .....	32
2.4.3. Manutenção Preditiva .....	36
2.5. CONCLUSÕES .....	44
CAPÍTULO 3: O ÍNDICE DE SAÚDE NA GESTÃO DE ATIVOS .....	45
3.1. INTRODUÇÃO .....	45

3.2. GESTÃO DE ATIVOS .....	45
3.3. ÍNDICE DE SAÚDE.....	48
3.3.1. Definições e Estrutura de Avaliação .....	48
3.3.2. Entrada de Dados.....	49
3.3.3. Metodologia e Algoritmo .....	50
3.3.4. Saída .....	51
3.3.5. Implementando um HI.....	52
3.4. CONCLUSÕES .....	54
CAPÍTULO 4: APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE SAÚDE EM UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA .....	55
4.1. INTRODUÇÃO.....	55
4.2. O PARQUE DE TRANSFORMADORES .....	55
4.3. A IMPLANTAÇÃO DO ÍNDICE DE SAÚDE.....	57
4.4. ENTRADA DE DADOS E EQUACIONAMENTO MATEMÁTICO .....	58
4.4.1. Componentes do interior do tanque principal do transformador.....	59
4.4.2. Componente: Buchas condensivas .....	62
4.4.3. Componente: Comutador de Derivação em Carga (CDC).....	63
4.5. Análise dos Resultados Obtidos .....	65
4.6. CONCLUSÕES .....	69
CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES .....	71
REFERÊNCIAS .....	74

# Lista de Figuras

Figura 1.1 – Modelo representativo dos parâmetros que compõem o HI de transformadores de potência .....	3
Figura 2.1 – Componentes externos do transformador de potência .....	6
Figura 2.2 – Componentes do transformador de potência .....	6
Figura 2.3 – Núcleo de um transformador de potência trifásico .....	7
Figura 2.4 – Vista superior de uma coluna do núcleo .....	7
Figura 2.5 – Esquema do núcleo tipo core de transformador trifásico .....	8
Figura 2.6 – Cabo trançado para minimizar perdas por correntes parasitas.....	8
Figura 2.7 – Enrolamento em disco .....	9
Figura 2.8 – Ilustração da circulação do óleo através dos radiadores.....	11
Figura 2.9 – Sistema de refrigeração do tipo ONAN (à esquerda) e ONAF (à direita) .....	12
Figura 2.10 – Bucha não condensiva .....	12
Figura 2.11 – Representação de bucha condensiva .....	13
Figura 2.12 – Representação de bucha condensiva tipo OIP .....	14
Figura 2.13 – Bucha condensiva – corte transversal .....	15
Figura 2.14 – Bucha condensiva – corte longitudinal .....	15
Figura 2.15 – Representação elétrica do isolamento de bucha condensiva .....	15
Figura 2.16 – CDC ABB tipo chave comutadora .....	16
Figura 2.17 – CDC ABB tipo chave seletora .....	17
Figura 2.18 (a) – Comutação do tap 4 para o tap 5 – Condição inicial .....	17
Figura 2.18 (b) – Comutação do tap 4 para o tap 5 – Passo 1/6 .....	18
Figura 2.18 (c) – Comutação do tap 4 para o tap 5 – Passo 2/6 .....	18
Figura 2.18 (d) – Comutação do tap 4 para o tap 5 – Passo 3/6 .....	19
Figura 2.18 (e) – Comutação do tap 4 para o tap 5 – Passo 4/6 .....	19
Figura 2.18 (f) – Comutação do tap 4 para o tap 5 – Passo 5/6 .....	20
Figura 2.18 (g) – Comutação do tap 4 para o tap 5 – Passo 6/6 .....	20
Figura 2.19 – CDC com chave comutadora separada da chave seletora de taps .....	21



Figura 2.20 (a) – Comutação do tap 7 para o tap 6 – Condição inicial .....	22
Figura 2.20 (b) – Comutação do tap 7 para o tap 6 – Passo 1/8 .....	22
Figura 2.20 (c) – Comutação do tap 7 para o tap 6 – Passo 2/8 .....	23
Figura 2.20 (d) – Comutação do tap 7 para o tap 6 – Passo 3/8 .....	24
Figura 2.20 (e) – Comutação do tap 7 para o tap 6 – Passo 4/8 .....	24
Figura 2.20 (f) – Comutação do tap 7 para o tap 6 – Passo 5/8 .....	25
Figura 2.20 (g) – Comutação do tap 7 para o tap 6 – Passo 6/8 .....	25
Figura 2.20 (h) – Comutação do tap 7 para o tap 6 – Passo 7/8 .....	26
Figura 2.20 (i) – Comutação do tap 7 para o tap 6 – Passo 8/8 .....	26
Figura 2.21 – CDC MR com extinção a óleo .....	27
Figura 2.22 – CDC MR com extinção a vácuo .....	27
Figura 2.23 – Ensaio realizados em transformadores com 40% de sobrecarga e diferen- tes temperaturas ambientes .....	30
Figura 2.24 – Medição de uma das resistências de transição de CDC .....	34
Figura 2.25 – Medição das dimensões de um contato fixo de CDC .....	35
Figura 2.26 – Medição das dimensões de contato móvel de CDC .....	35
Figura 2.27 – Registro de anomalia térmica detectada em inspeção termográfica .....	37
Figura 2.28 – Comparação dos limites de hidrocarbonetos recomendados .....	40
Figura 2.29 – Formação de gases no óleo isolante em função da temperatura .....	41
Figura 2.30 – Sistema de monitoramento de gases dissolvidos no óleo .....	43
Figura 3.1 – Curva da banheira .....	46
Figura 3.2 – Estruturação do índice de saúde .....	49
Figura 4.1 – Quantidade dos transformadores por idade .....	56
Figura 4.2 – Quantidade dos transformadores por tensão primária .....	56
Figura 4.3 – Quantidade dos transformadores por potência nominal .....	57
Figura 4.4 – Histograma da quantidade de transformadores por idade .....	66
Figura 4.5 – Índice de saúde dos transformadores por idade .....	66
Figura 4.6 – Transformadores que serão substituídos no ciclo 2023-2027.....	68

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Classificação Térmica dos Materiais Isolantes .....	10
Tabela 2.2 – Características Gerais para Avaliação do Óleo Mineral Isolante .....	10
Tabela 2.3 – Taxa de Envelhecimento do Papel Isolante Termoestabilizado em Função da Temperatura .....	29
Tabela 2.4 – Normas Recomendadas para Determinação de Qualidade do Óleo .....	38
Tabela 2.5 – Interpretação dos Resultados de DGA segundo a NBR 7274/2011 .....	42
Tabela 3.1 – Escala do Índice de Saúde Linear e Logarítmica .....	53
Tabela 3.2 – Pontuações Somadas em Escala Linear e Logarítmica .....	53
Tabela 4.1 – Fator da Análise DGA do Tanque Principal .....	60
Tabela 4.2 – Fator da Análise DGA do CDC .....	64
Tabela 4.3 – Comparação Entre Transformadores com e sem Regulação .....	67

## Lista de Abreviaturas e Símbolos

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	alta tensão
BSI	<i>British Standards Institution</i>
BT	baixa tensão
CDC	comutador de derivação em carga
CIGRE	Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRE)
FMEA	<i>failure modes and effects analysis</i>
HI	<i>health index</i>
IAM	<i>Institute of Asset Management</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MBC	manutenção baseada na confiabilidade
MCPSE	manual de controle patrimonial do setor elétrico
MT	média tensão
O&M	operação e manutenção
OIP	<i>oil impregnated paper</i>
OLTC	<i>on-load tap changer</i>
OM	ordem de manutenção
PAS	<i>publicly available specification</i>
RCM	<i>reliability centered maintenance</i>
RIP	<i>resin impregnated paper</i>
SEP	sistema elétrico de potência

# CAPÍTULO 1:

## INTRODUÇÃO

### 1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS E RELEVÂNCIA DO TEMA

O ENVELHECIMENTO dos equipamentos instalados nos sistemas elétricos de potência é uma preocupação global. No Brasil, as grandes usinas hidrelétricas começaram a ser construídas na segunda metade do século 20. Em 1962, foi criada a Eletrobras, empresa estatal que impulsionou a expansão do sistema elétrico nacional, promovendo a construção de usinas, subestações e linhas de transmissão que ainda estão em operação. Portanto, muitos equipamentos que fornecem energia elétrica aos brasileiros nos dias de hoje estão em funcionamento há mais de 50 anos, e essa característica se repete na maioria dos países.

O grande número de trabalhos acadêmicos desenvolvidos pelo mundo sobre envelhecimento de equipamentos mostra que este tema preocupa a academia e empresas [1]-[15]. A referência [1] apresenta vários modelos matemáticos descritos na literatura técnica que têm sido usados com sucesso para representar o envelhecimento de equipamentos, como as distribuições Weibull, normal, lognormal, processos não homogêneos de Poisson (NHPP), processos de Markov e outros.

O transformador de potência se destaca como o principal equipamento em uma subestação de energia elétrica [2]-[5] e possui papel fundamental no sistema elétrico de potência, realizando o acoplamento entre os diversos níveis de tensão utilizados nos sistemas de geração, transmissão e distribuição, sendo este último o segmento que engloba a parcela do sistema em tensão inferior a 230 kV.

A princípio, pode-se pensar que a simples substituição dos equipamentos envelhecidos por equipamentos novos, realizada pelas empresas do setor, resolveria o problema do envelhecimento. Entretanto, esta não é uma tarefa simples. Inicialmente, deve-se notar que a substituição não é realizada por outro equipamento igual, já que ocorreu uma grande atualização tec-

nológica nas últimas décadas e os equipamentos disponíveis no mercado são bastante diferentes daqueles que foram instalados há 40 ou 50 anos. Isto provoca a necessidade de obras em toda a subestação, para adaptar equipamentos com dimensões e sistemas de comando e controle muito diferentes dos equipamentos antigos. Desde disjuntores, cuja extinção era a óleo e atualmente é a gás SF<sub>6</sub>, até os sistemas de comunicação, medição e os relés de proteção que eram analógicos e hoje são digitais, ligados por fibra ótica ou outra tecnologia que não existia quando as subestações foram construídas. E quando se trata da substituição dos transformadores de potência, há desafios adicionais, pois se trata do “coração” das subestações e substituir este equipamento sem interromper o fornecimento de energia requer muito planejamento e, em alguns casos, complexas soluções de engenharia e elevado investimento financeiro.

Como se não bastasse renovar as instalações antigas, as empresas distribuidoras precisam, ao mesmo tempo, manter um robusto projeto de construção de novas linhas, subestações e redes de distribuição para atender o aumento da demanda da sociedade por energia elétrica. A expansão dos sistemas de transmissão e distribuição demanda altíssimo investimento financeiro e exige superar outros obstáculos, como a dificuldade em obter autorização para a passagem de novas linhas de transmissão e de distribuição em propriedades particulares rurais e urbanas, o conflito com áreas de proteção ambiental e o adensamento urbano nas grandes cidades, que provocam demorados processos judiciais.

Além de tudo isso, as concessionárias de geração, transmissão e distribuição, também precisam melhorar os seus resultados financeiros e o desempenho nos índices de qualidade no fornecimento de energia, que são condicionantes impostos e monitorados pela agência reguladora para manter a concessão. Neste cenário, fica claro que a gestão destas empresas precisa ser muito eficiente, pois disto depende a sua sobrevivência, e a gestão de ativos é uma das partes importantes neste processo.

Em [5], apresentam-se as principais técnicas de gestão de ativos para transformadores de potência, descrevendo vantagens e desvantagens da manutenção corretiva, da manutenção preventiva por tempo e por condição e da manutenção baseada na confiabilidade (*reliability centered maintenance* – RCM). Diversos estudos têm sido publicados sobre manutenção em transformadores de potência [2], [4]-[9], [15] e [16]. Entre as técnicas de gestão de ativos mais comuns para transformadores estão a adoção de planos de manutenção, inspeção térmica, análise periódica do líquido isolante e monitoramento *online* através de sensores para diversos parâmetros (temperatura, descarga parcial, gases dissolvidos no óleo e outros). A reali-

zação destes monitoramentos, inspeções e manutenções gera grande quantidade de dados, que podem ser analisados separadamente ou agrupados em um índice para avaliar a condição geral do transformador, denominado “índice de saúde”.

O índice de saúde (em inglês: *health index* – HI) é uma ferramenta prática muito útil para representar a integridade geral de um ativo complexo [2]. Em [4], são apresentadas e comparadas 12 propostas de composição e formulação de HI para transformadores de potência. Em dezembro de 2021, o grupo de trabalho B3.48 do CIGRE publicou a nota técnica TB-858 [17], que descreve uma metodologia para a criação de HI para equipamentos de subestação.

Um modelo representativo dos parâmetros normalmente usados para compor o HI de transformadores de potência é apresentado na Figura 1.1.

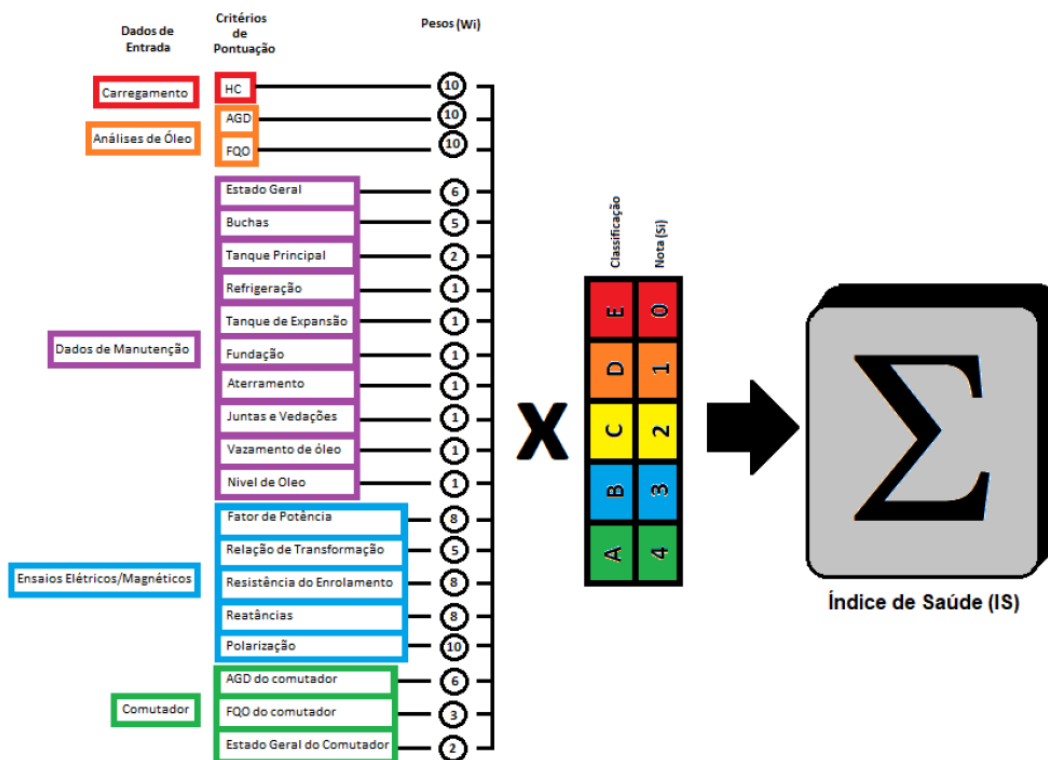


Figura 1.1 – Modelo representativo dos parâmetros que compõem o HI de transformadores de potência [7].

Neste trabalho é discutida a aplicação do índice de saúde em uma empresa distribuidora de energia elétrica, que, entre outras motivações, necessitava identificar entre 681 transformadores de potência, instalados em 354 subestações, quais deveriam ser substituídos no próximo ciclo tarifário. Foram então avaliados 195 transformadores que estavam em funcionamento há

mais de 35 anos (portanto, ativos considerados envelhecidos pelas regras da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), e os outros 486 transformadores da empresa que ainda não haviam completado este tempo de operação, mas que poderiam estar em piores condições de saúde, o que justificaria antecipar a sua substituição. Para auxiliar a tomada de decisão, o “índice de saúde” foi utilizado como ferramenta na gestão de ativos.

## **1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO**

Este trabalho apresenta-se organizado em cinco capítulos, sendo este introdutório e os demais descritos a seguir.

O Capítulo 2 descreve os principais componentes do transformador de potência (núcleo, enrolamentos, sistema isolante, sistema de refrigeração, buchas e Comutador de Derivação em Carga – CDC). Descreve-se o processo de envelhecimento e apresentam-se técnicas de manutenção aplicadas aos transformadores para monitorar sua condição geral e prolongar a sua vida útil: Manutenção Corretiva, Manutenção Preventiva e Manutenção Preditiva, detalhando etapas como Inspeção Visual, Inspeção Termográfica, Análises físico-químicas realizadas no óleo, Análise de gases dissolvidos no óleo e Monitoramento on-line.

O Capítulo 3 mostra um histórico sobre o conceito de Gestão de Ativos e a relevância desta metodologia, atualmente, para as empresas do setor elétrico. Apresenta-se o índice de saúde como uma importante ferramenta para a Gestão de Ativos, descrevendo a sua estruturação (Entrada de dados, Algoritmo ou Equacionamento Matemático e Saída), e detalham-se orientações necessárias para a implantação do Índice de Saúde.

O Capítulo 4 discute a experiência real da aplicação do índice de saúde em uma distribuidora brasileira de energia elétrica, descrevendo dados do parque de transformadores desta empresa, as etapas de implantação do índice de saúde, os subcomponentes que foram considerados (Tanque principal, Buchas e Comutador de Derivação em carga – CDC), as equações utilizadas, fatores de ponderação e de agravamento e os resultados alcançados com esta ferramenta.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões oriundas deste trabalho e sugestões para pesquisas futuras, com o intuito de colaborar com a melhoria na gestão de transformadores de potência.

# **CAPÍTULO 2:**

## **TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA**

### **2.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS**

**O**S TRANSFORMADORES de potência são os equipamentos instalados em subestações de alta tensão que têm o maior valor individual, representando grande parcela do investimento total. Para quem trabalha no sistema elétrico de potência (SEP), é fundamental conhecer o sistema construtivo deste equipamento, seus componentes principais, o processo de envelhecimento e as ações para monitorar a sua condição e prolongar a sua vida útil. Estes temas são abordados neste capítulo, visando estabelecer os conceitos básicos para desenvolver um indicador que permita inferir a saúde de um transformador de potência.

### **2.2. COMPONENTES DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA**

Transformadores de potência são equipamentos estáticos com dois ou mais enrolamentos, cuja função é transmitir energia elétrica de um circuito a outro, transformando tensão e corrente alternadas, na mesma frequência, através de indução magnética [18]. São constituídos de vários componentes, conforme mostrado nas figuras 2.1 e 2.2.





Legenda:

- 1) Buchas;
- 2) Tanque principal;
- 3) Tanque de expansão (conservador) de óleo;
- 4) Radiadores;
- 5) Moto ventiladores;
- 6) Relé Buchholz ou relé de gás;
- 7) Dispositivo de alívio de pressão;
- 8) Indicador de nível de óleo;
- 9) Secador de ar;
- 10) Armário de controle principal;
- 11) Armário de controle do comutador.

Figura 2.1 – Componentes externos do transformador de potência [19].

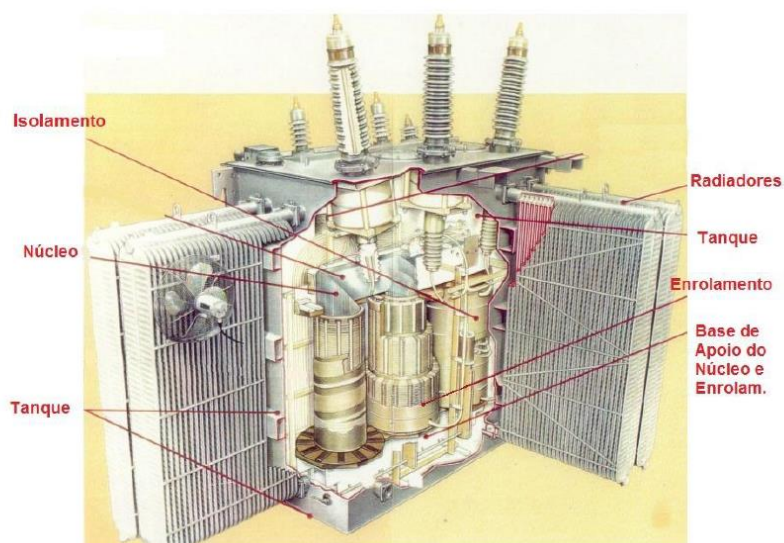


Figura 2.2 – Componentes do transformador de potência [20].

### 2.2.1. Núcleo

A Figura 2.3 apresenta o núcleo magnético de um transformador de potência sendo montado em fábrica. Os materiais ferromagnéticos utilizados na confecção de núcleos de transformadores são ligas de aço-silício, com baixíssimo teor de carbono, em torno de 0,003%. O aço é de grão orientado, que possui forte direcionalidade magnética. A direção mais favorável para a circulação do fluxo magnético é na direção do processo de laminação da chapa. Estima-se um aumento no valor da componente de magnetização da corrente de excitação em até 20 vezes, para aplicação de fluxos magnéticos de mesma intensidade em outras direções [20].

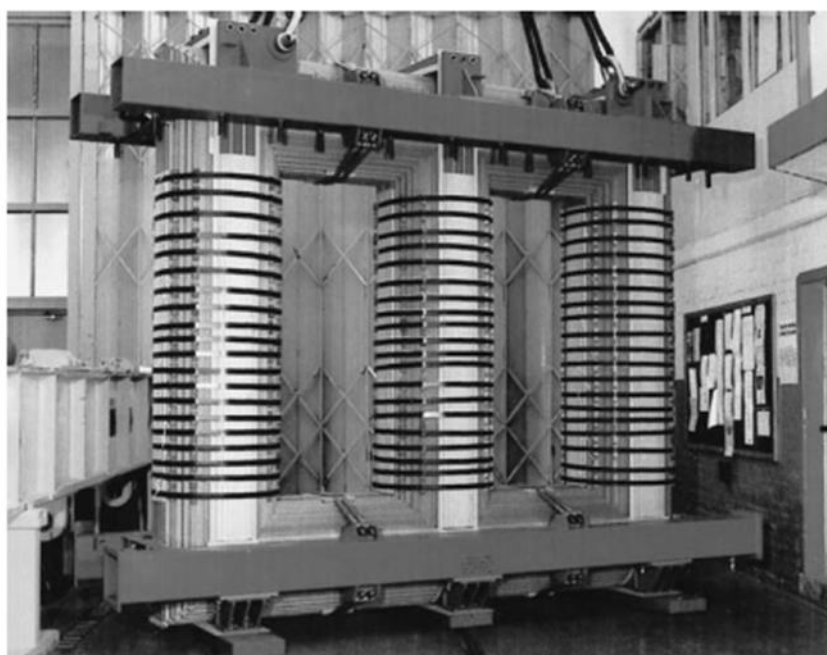


Figura 2.3 – Núcleo de um transformador de potência trifásico [21].

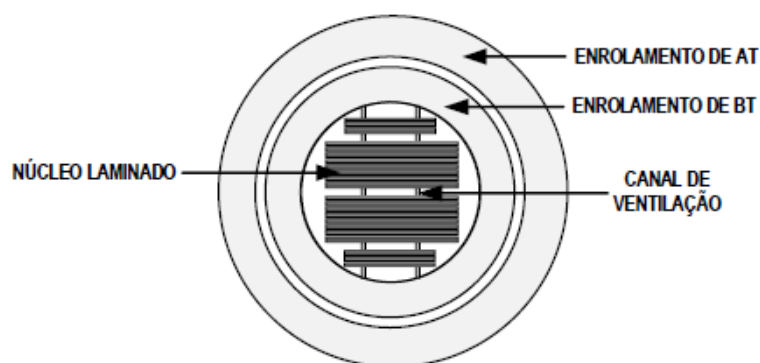


Figura 2.4 – Vista superior de uma coluna do núcleo [21].

O desempenho magnético do transformador depende da qualidade do processo de fabricação do núcleo. Atualmente, as chapas do núcleo são coladas através um composto de resina epóxi, para evitar vibrações que poderiam ser percebidas através de ruídos na parte interna do equipamento e são montadas formando canais de ventilação para dissipar o calor resultante das correntes parasitas e das perdas por histerese, conforme identificado na Figura 2.4.

A configuração normalmente usada em transformadores de subestações é de núcleo envolvido (tipo Core), com as bobinas dos enrolamentos de Alta Tensão (AT) e Baixa Tensão (BT), dispostas coaxialmente, formando duas camadas cilíndricas em torno das colunas do núcleo, sendo os enrolamentos de BT, geralmente, a camada mais interna, como ilustra a Figura 2.5.

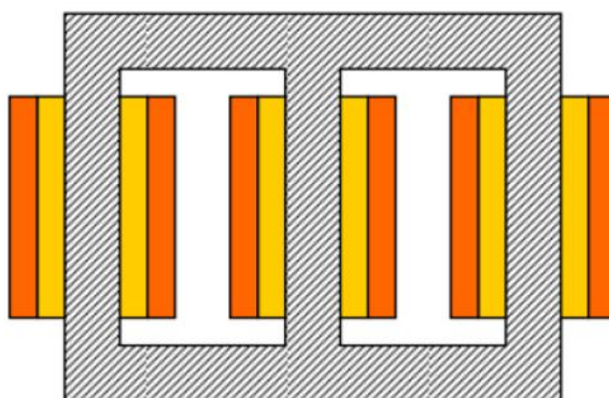


Figura 2.5 – Esquema do núcleo tipo core de transformador trifásico – enrolamento BT em cor amarela e enrolamento AT em cor laranja [22].

### 2.2.2. Enrolamentos

Os enrolamentos de transformadores de potência são constituídos de cobre eletrolítico trefilado, com cantos arredondados, formados por vários condutores planos transpostos continuamente para minimizar as perdas por correntes parasitas, conforme mostrado na Figura 2.6.

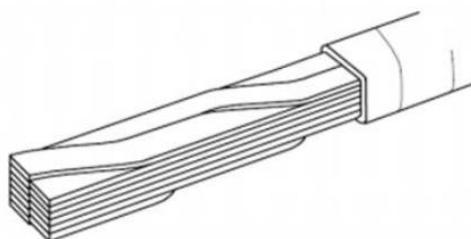


Figura 2.6 – Cabo transposto para minimizar perdas por correntes parasitas [20].

Transformadores de potência com classe superior a 25 kV normalmente utilizam enrolamentos do tipo disco, com um ou vários condutores isolados enrolados em uma série de discos paralelos, conectados interna ou externamente, conforme mostrado na Figura 2.7.

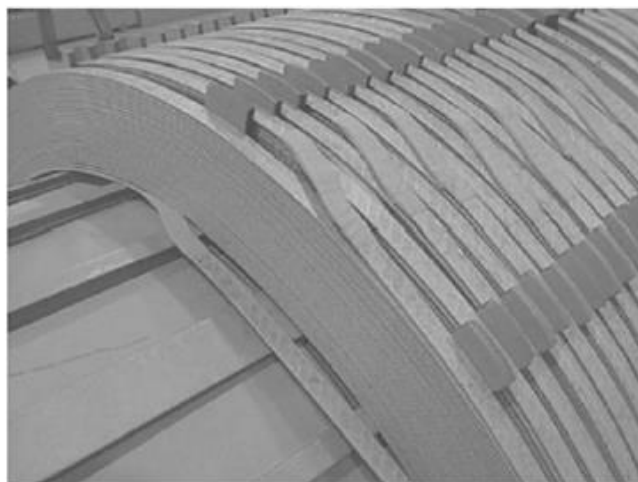


Figura 2.7 – Enrolamento em disco [21].

### 2.2.3. Sistema Isolante

O isolamento entre espiras, e entre condutores e núcleo, é feito através de camadas de papel termicamente estabilizado (Kraft) ou outros materiais, de acordo com a classe térmica e elevações de temperatura dos enrolamentos projetadas para o transformador, definidas respectivamente pelas Normas NBR IEC 60085<sup>1</sup> e NBR 5356-2<sup>2</sup>, e apresentadas na Tabela 2.1.

Os transformadores de potência mais utilizados em subestações são das classes A e B, imersos em óleo mineral isolante. Por isso, o sistema de isolamento elétrico é normalmente descrito de isolante líquido (óleo) e isolante sólido (papel). Há transformadores que usam óleo sintético (óleo de silicone) e outros que usam óleo vegetal, mas, a maioria utiliza o óleo mineral, derivado de petróleo, que se caracteriza pelo baixo ponto de fulgor (aproximadamente 145°C), boa rigidez dielétrica, baixo fator de dissipação dielétrica, boa estabilidade química e baixa viscosidade.

A Tabela 2.2 apresenta algumas das características do óleo mineral isolante.

<sup>1</sup> Isolação elétrica – Avaliação e designação térmicas, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR IEC 60085 (2017)

<sup>2</sup> Transformadores de potência – Parte 2: Aquecimento, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 5356-2, (2007).

TABELA 2.1 – CLASSIFICAÇÃO TÉRMICA DOS MATERIAIS ISOLANTES [20]

Classe de temp.	Temp. limite (°C)	Elevação de temp. (°C)	$T_{HS} \neq T_{médio}$ (°C)	Descrição dos componentes
Y	90	45	5	Materiais fibrosos, à base de celulose ou seda, não imersos em fluido isolante.
A	105	60	5	Materiais fibrosos, à base de celulose ou seda, impregnados com fluido isolante.
E	120	75	5	Fibras orgânicas sintéticas
B	130	80	10	Materiais à base de poliéster e polimídicos aglutinados com materiais orgânicos ou impregnados.
F	155	100	15	Materiais à base de mica, amianto ou fibra de vidro, aglutinados com materiais sintético, silicones, poliésteres ou epóxis.
H	180	125	15	Materiais à base de mica ou fibra de vidro, aglutinados tipicamente com silicones de alta estabilidade térmica.
C	Acima de 180			Mica, vidro, cerâmica e quartzo sem aglutinantes.

Nota:  $T_{HS}$  é a Temperatura do *Hot Spot*, o ponto mais quente do transformador.

TABELA 2.2 – CARACTERÍSTICAS GERAIS PARA AVALIAÇÃO DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE [20]

Características do óleo	Norma	Unidade	Valores Exigidos
Tensão interfacial a 25°C	NBR 6234	mN/m	Mínimo 40
Teor de água	NBR 5755	mg/kg	Máximo 25
Rigidez dielétrica	NBR 6869	kV	Mínimo 30
Fator de potência dielétrica <sup>B</sup> 100°C	ASTM D 924	%	Máximo 0,9
Fator de potência dielétrica 90°C	IEC 247	%	Máximo 0,7

Além de ser o isolante líquido, o óleo também possui a função primordial de refrigerar os enrolamentos e o núcleo, que se aquecem devido à resistência ôhmica dos enrolamentos, à histerese no núcleo e às correntes parasitas (efeito Foucault). O controle da temperatura é funda-

mental para manter as características dos materiais que compõem o sistema de isolamento elétrica, por isso, é projetado um sistema de refrigeração eficiente.

#### 2.2.4. Sistema de Refrigeração

Os radiadores são os principais dispositivos que atuam na transferência do calor interno do transformador para o meio externo. O aumento da temperatura de um fluido provoca o aumento do seu volume e, conseqüentemente, a redução da sua densidade.

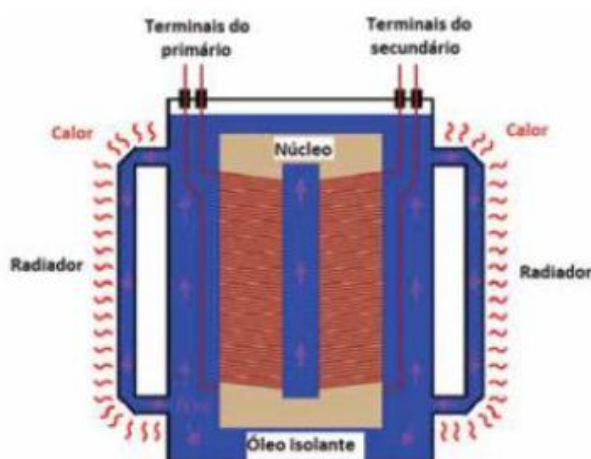


Figura 2.8 – Ilustração da circulação do óleo através dos radiadores [19].

Dentro do transformador, este efeito (convecção) faz com que as porções mais quentes do óleo ocupem posição mais alta dentro do tanque, o que provoca a circulação do óleo através dos radiadores. Externamente, ocorre a convecção do ar que envolve os radiadores, resultando na transferência do calor interno do transformador para o ambiente externo, conforme ilustrado na Figura 2.8.

A refrigeração pode ocorrer de forma natural, como descrita, ou forçada, através de ventiladores instalados no lado externo do transformador para acelerar a convecção do ar nos radiadores, aumentando a potência nominal do transformador em até 67%. A convecção interna do óleo também pode ser forçada por bombas de óleo, instaladas no interior do transformador. Assim, os transformadores imersos em óleo possuem os seguintes sistemas de resfriamento:

- Óleo Natural e Ar Natural – ONAN (*Oil Natural, Air Natural*);
- Óleo Natural e Ar Forçado – ONAF (*Oil Natural, Air Forced*);
- Óleo Forçado e Ar Forçado – OFAF (*Oil Forced, Air Forced*).

Os sistemas de refrigeração ONAN e ONAF são ilustrados na Figura 2.9.

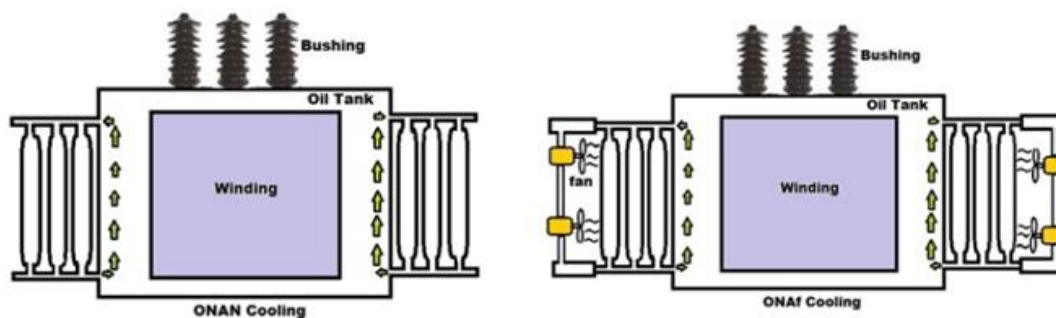


Figura 2.9 – Sistema de refrigeração do tipo ONAN (à esquerda) e ONAF (à direita) [22].

### 2.2.5. Buchas

As buchas são os componentes responsáveis pela conexão entre os cabos ou barramentos (externos ao transformador) com o enrolamento interno do transformador, mantendo a isolamento elétrica e a estanqueidade, no caso de transformadores imersos em óleo. As buchas de classe de tensão até 27 kV são do tipo sólidas (não capacitivas ou não condensivas). Estas buchas são formadas por material isolante, normalmente porcelana, que reveste um condutor, como mostrado na Figura 2.10.



Figura 2.10 – Bucha não condensiva [19].

Para classes de tensão superior a 69 kV são usadas buchas condensivas (capacitivas), que possuem o seu corpo condensivo formado pela superposição intercalada de camadas de papel impregnado em óleo (em inglês: *Oil Impregnated Paper* - OIP) ou papel impregnado em resina (em inglês: *Resin Impregnated Paper* - RIP), e folhas metálicas cilíndricas, concêntricas e geralmente de alumínio, sendo o isolador externo (invólucro) em porcelana ou em resina.

Esse tipo de bucha normalmente possui um terminal externo para acesso à parte interna do isolamento (chamado *tap* de teste ou *tap* capacitivo), localizado entre a última camada do isolamento e o isolador externo (invólucro). O *tap* capacitivo é utilizado para a realização de testes elétricos como descargas parciais, capacitância e fator de potência de isolamento – tangente delta, que visam aferir o estado da bucha. No *tap* capacitivo podem ser instalados sensores de monitoramento on-line, para controle permanente da condição da bucha.

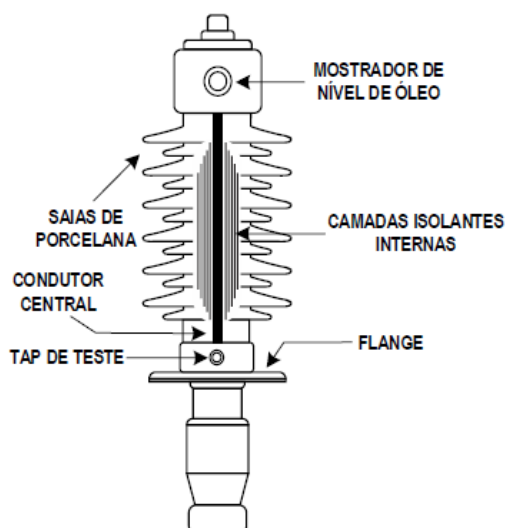


Figura 2.11 – Representação de bucha condensiva [21].

Para classes de tensão entre 27 e 69 kV, alguns fabricantes optam por buchas não condensivas, enquanto outros adotam buchas do tipo condensiva. As figuras 2.11 a 2.14 mostram a estrutura e aspectos construtivos de uma bucha condensiva.



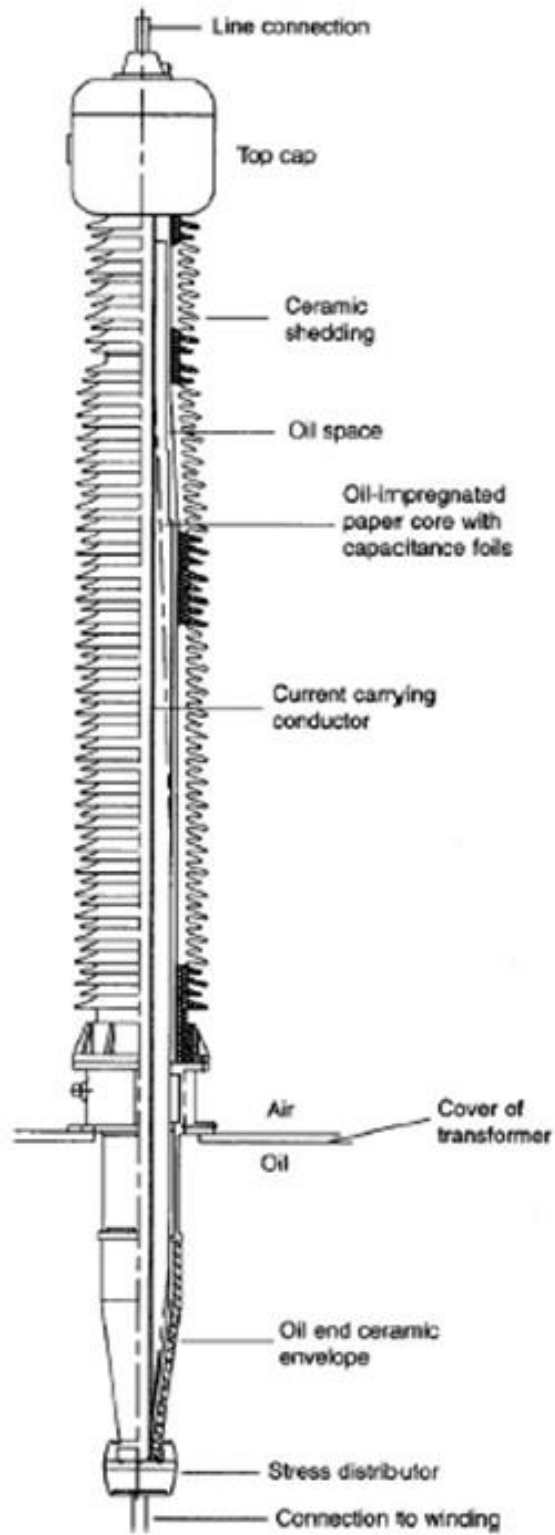


Figura 2.12 – Representação de bucha condensativa tipo OIP [21].

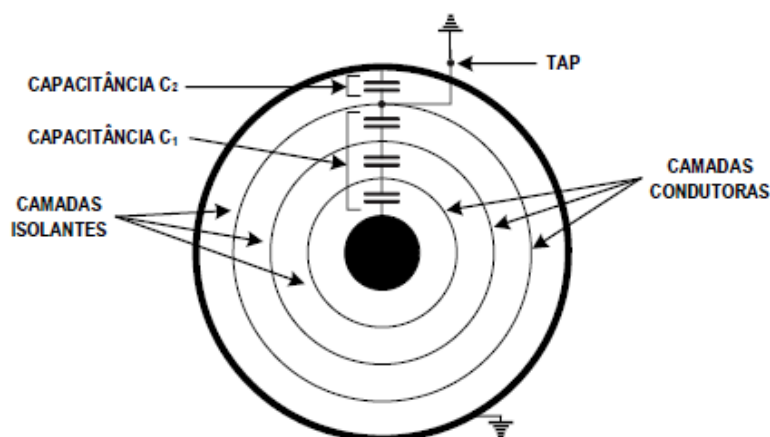


Figura 2.13 – Bucha condensiva – corte transversal [21].

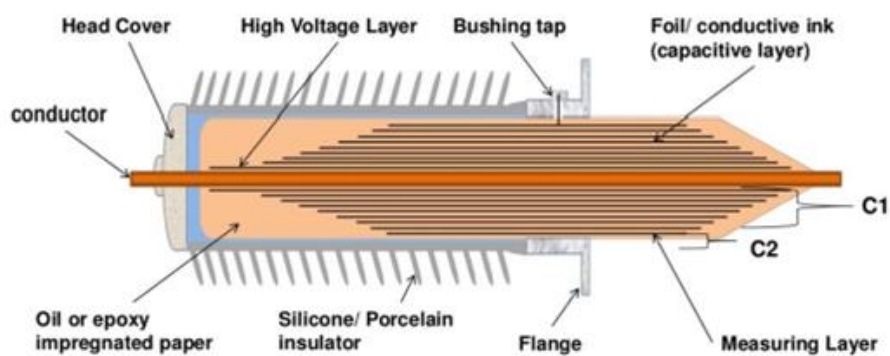


Figura 2.14 – Bucha condensiva – corte longitudinal [23].

A representação elétrica do isolamento de uma bucha condensiva é mostrada na Figura 2.15.

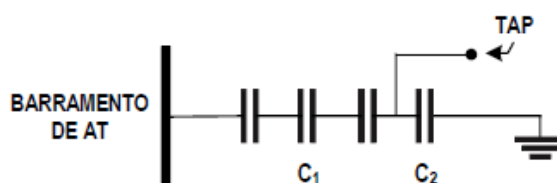


Figura 2.15 – Representação elétrica do isolamento de bucha condensiva.

## 2.2.6. Comutador de Derivação em Carga (CDC)

Devido à variação da carga, ao longo de um dia, é necessário um sistema de regulação que mantenha a tensão dentro de valores pré-estabelecidos. A regulação acontece através da alteração do número de espiras dos enrolamentos, por dispositivos chamados de Comutador de Derivação em Carga – CDC (em inglês: *on-load tap changer* – OLTC). Portanto, o CDC é um

componente do transformador de potência, cuja função é alterar a relação de transformação com o transformador em operação. Através de um relé de controle, a tensão de saída do transformador é comparada a uma tensão de referência e, caso necessário, um sinal é enviado ao CDC, para elevar ou reduzir o número de *taps*, conseqüentemente, regulando o valor da tensão para limites pré-estabelecidos.

Os fabricantes líderes no mercado mundial são a empresa alemã MR – Maschinenfabrik Reihhausen e a suíça ABB – Asea Brown Boveri. Independentemente do sistema adotado pelo fabricante, a comutação em carga normalmente é realizada em um compartimento separado do tanque principal do transformador, visando impedir a contaminação do óleo do transformador. Em geral, a comutação em carga é realizada por intermédio de uma impedância, na forma de reatância ou de resistência. A impedância de transição limita a corrente que resulta da abertura de contatos com carga.

Além de haver vários fabricantes, cada qual com seu próprio sistema de funcionamento, uma única empresa produz diversos modelos de CDC. A ABB, por exemplo, fabrica CDC do tipo chave comutadora (que consiste na chave de carga – interruptora – separada do seletor de derivações) e CDC do tipo chave seletora (que consiste de uma unidade combinada de chave carga – interruptora – e seletor de derivações), conforme mostrado nas figuras 2.16 e 2.17.

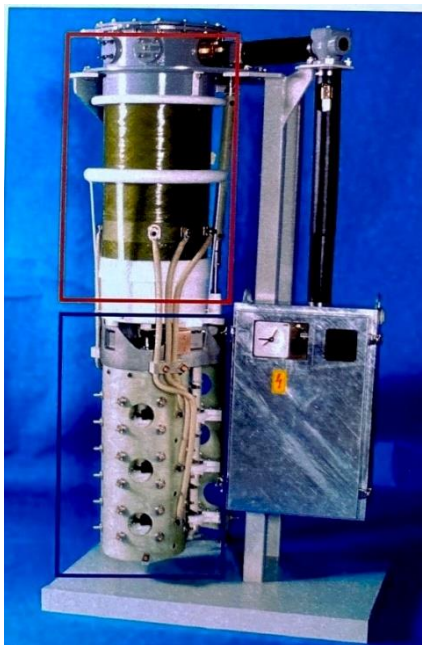


Figura 2.16 – CDC ABB tipo chave comutadora [24].

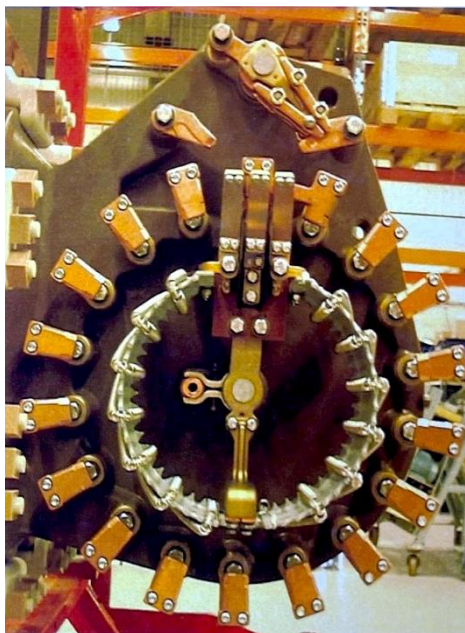


Figura 2.17 – CDC ABB tipo chave seletora [24].

As figuras 2.18 de (a) até (g) [24] mostram a sequência de eventos durante a comutação do *tap* 4 para o *tap* 5, em transformador com CDC ABB tipo chave seletora com extinção a óleo.

Inicialmente, estando o CDC no *tap* 4, a corrente circula da entrada do enrolamento do transformador, passando pelo *tap* 4 e saindo no terminal no centro da imagem (caminho indicado pela cor vermelha).

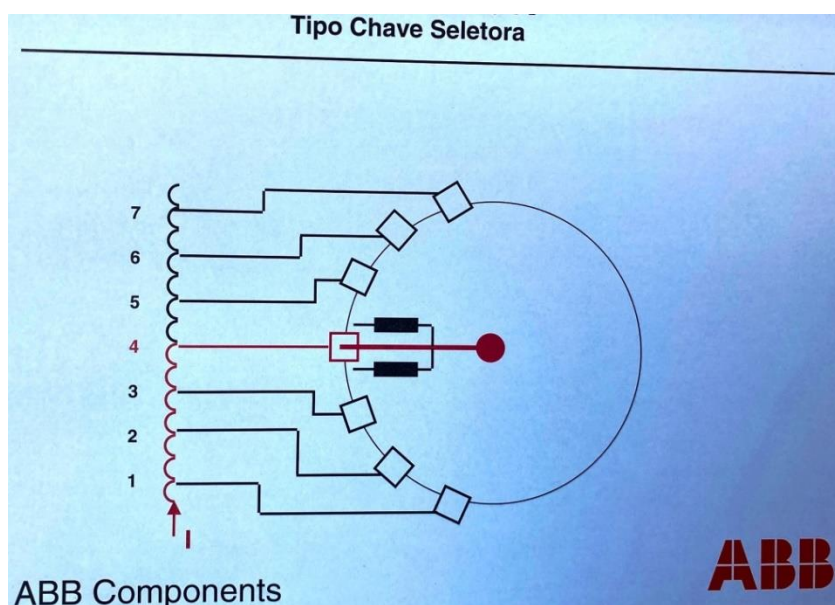


Figura 2.18 (a) – Comutação do *tap* 4 para o *tap* 5 – Condição inicial.

No início da mudança de *tap*, quando é interrompida a conexão entre o contato móvel e o contato fixo, ocorre um arco elétrico devido à abertura do circuito com carga. Neste momento ocorre a queima do óleo. O arco elétrico será extinto quando sua impedância tornar-se superior ao valor da resistência de transição.

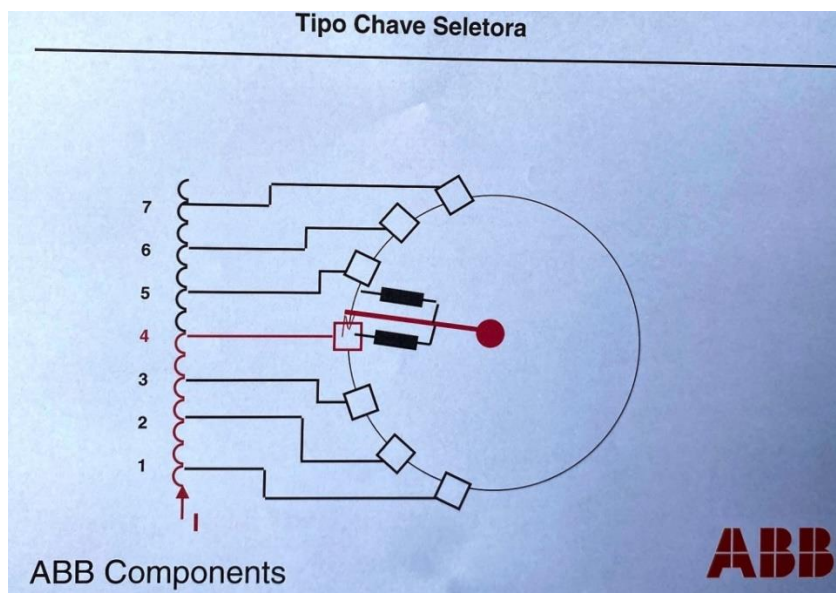


Figura 2.18 (b) – Comutação do *tap* 4 para o *tap* 5 – Passo 1/6.

Após a extinção do arco elétrico, a corrente de carga passa a circular por uma das resistências de transição. Conseqüentemente, cessa a queima do óleo.

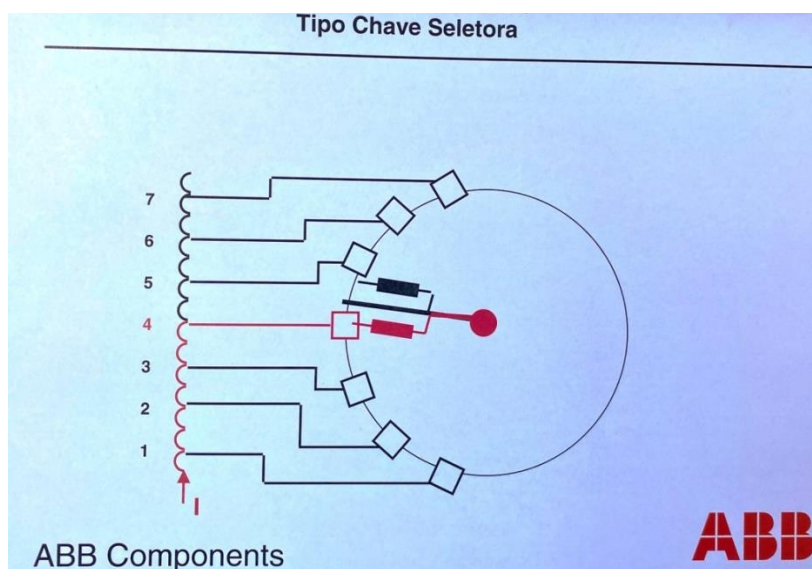


Figura 2.18 (c) – Comutação do *tap* 4 para o *tap* 5 – Passo 2/6.

A segunda resistência de transição atinge o contato fixo referente ao *tap* 5 e a corrente circula por ambas as resistências de transição, dividindo-se entre os *taps* 4 e 5.

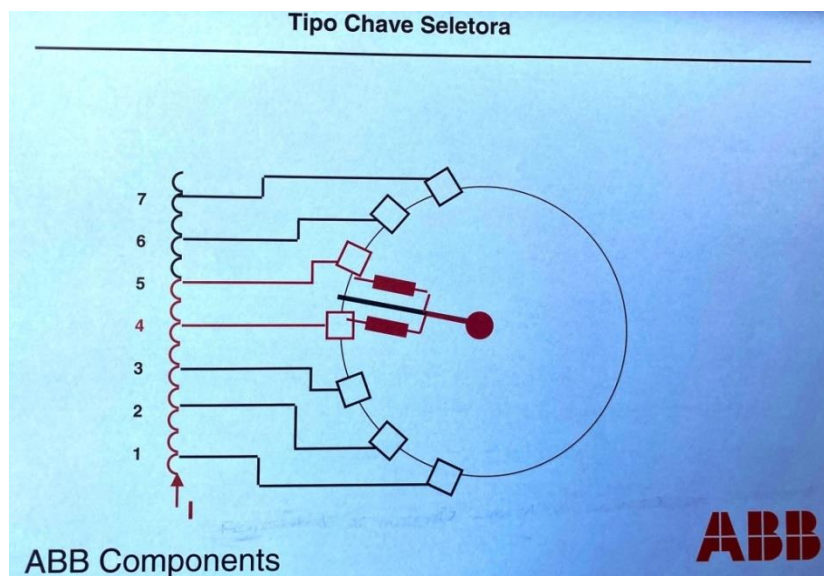


Figura 2.18 (d) – Comutação do *tap* 4 para o *tap* 5 – Passo 3/6.

A conexão entre a primeira resistência de transição e o contato fixo do *tap* 4 é interrompida, ocorre arco elétrico devido à abertura de um dos caminhos de circulação da corrente. O arco elétrico é extinto no início da sua formação porque a sua impedância, somada ao valor de uma das resistências de transição, é maior que a impedância total do outro caminho, formado apenas por uma das resistências de transição.

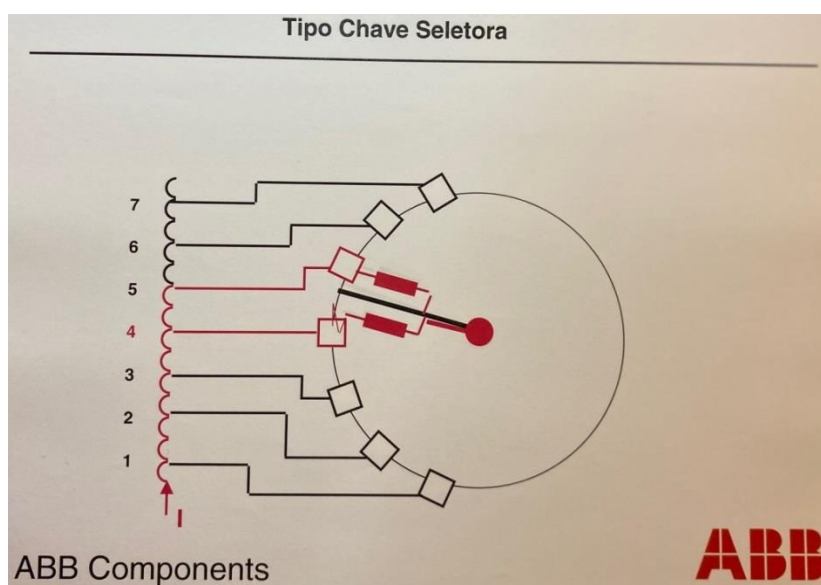


Figura 2.18 (e) – Comutação do *tap* 4 para o *tap* 5 – Passo 4/6.

Assim que o contato móvel se conecta ao contato fixo referente ao *tap* 5, a corrente passa a circular somente por ele, pois sua impedância é menor do que a resistência de transição, que continua conectada ao contato fixo do *tap* 5.

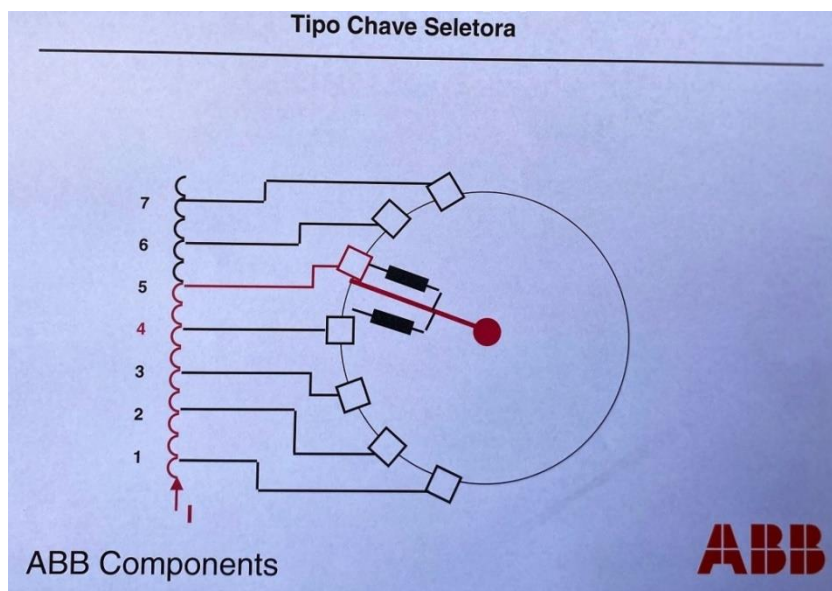


Figura 2.18 (f) – Comutação do *tap* 4 para o *tap* 5 – Passo 5/6.

A alimentação do motor do CDC só é interrompida quando o contato móvel está conectado ao contato fixo do *tap* 5. A corrente circula da entrada do enrolamento do transformador, passando pelo *tap* 5 e saindo no terminal no centro da imagem (caminho indicado em vermelho).

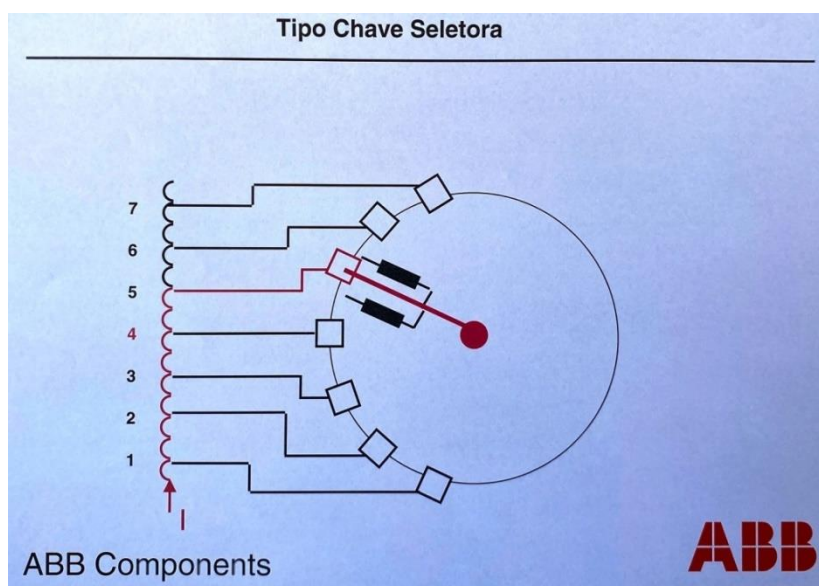


Figura 2.18 (g) – Comutação do *tap* 4 para o *tap* 5 – Passo 6/6.

Outro tipo de CDC utiliza a chave de carga – interruptora – separada do seletor de derivações de *tap*. A Figura 2.19 apresenta este tipo de CDC, destacando na cor vermelha a chave comutadora (onde ocorre o arco) e na cor azul a chave seletora (onde a seleção dos *taps* ocorre sem carga).

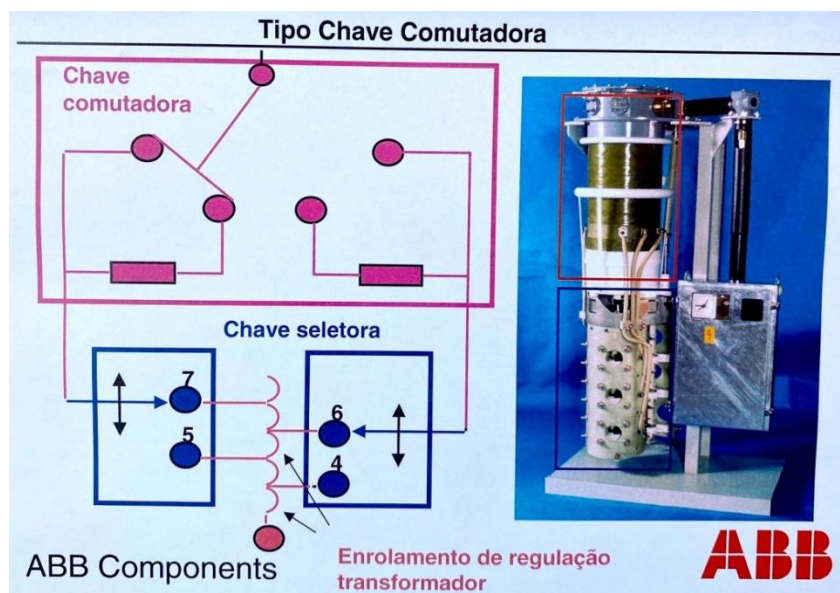


Figura 2.19 – CDC com chave comutadora separada da chave seletora de *taps* [24].

Neste tipo de CDC, a chave seletora faz a pré-seleção do próximo *tap* que será utilizado, sendo selecionado sempre o próximo *tap* na sequência que foi operada (elevar ou abaixar o número de *taps*). Por exemplo, se o último comando foi para elevar o número de *taps* de 6 para 7, a chave seletora deixa pré-selecionado o *tap* 8, considerando que este que será o próximo a ser utilizado.

As figuras 2.20 de (a) até (i) [24] mostram a sequência de eventos durante a comutação do *tap* 7 para o *tap* 6, em um transformador com CDC ABB do tipo chave comutadora com extinção a óleo. Nesta sequência, percebe-se que a última comutação havia sido do *tap* 6 para o 7, porque o *tap* 8 está pré-selecionado para a próxima comutação, porém, o comando foi para voltar do *tap* 7 para o 6. Assim, a primeira etapa ocorrerá na chave seletora, com a mudança na seleção dos *taps* que estavam pré-selecionados.

Inicialmente, estando o CDC no *tap* 7, a corrente circula da entrada do enrolamento do transformador, passando pelo *tap* 7, pelo contato fixo da esquerda e saindo pelo terminal ligado ao contato móvel (caminho indicado pela cor vermelha).



Nota-se que está pré-selecionado para a próxima operação o *tap* 8. Isso mostra que o último comando foi para elevar o número de *tapes* de 6 para 7. Porém, o próximo comando será no sentido oposto, determinando voltar para o *tap* 6.

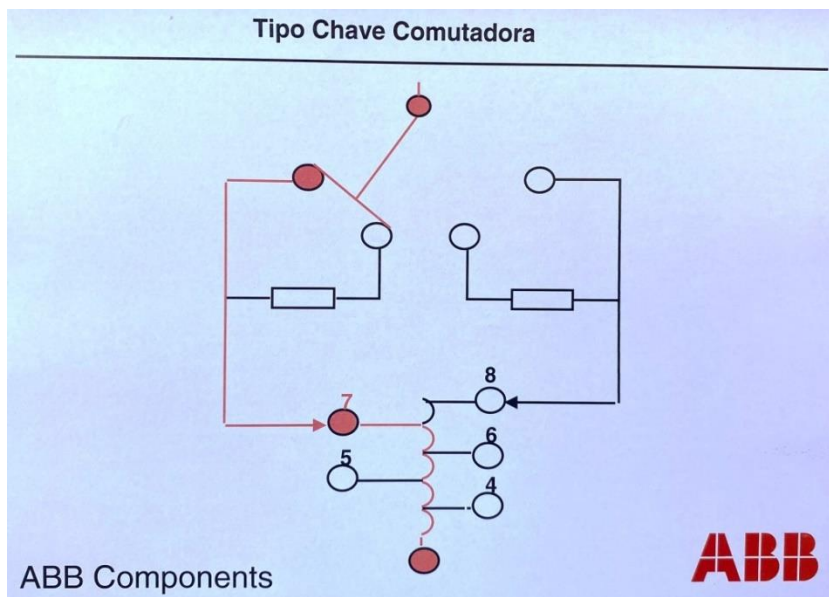


Figura 2.20 (a) – Comutação do *tap* 7 para o *tap* 6 – Condição inicial.

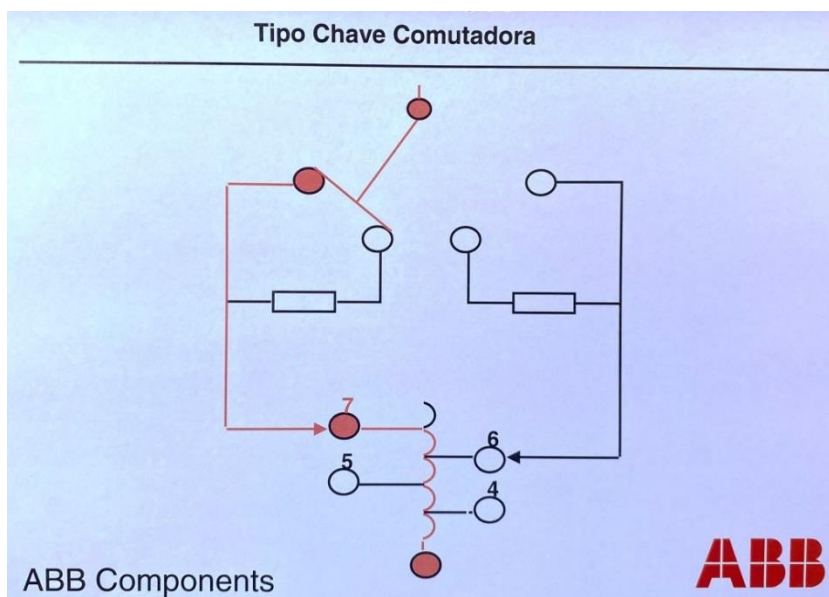


Figura 2.20 (b) – Comutação do *tap* 7 para o *tap* 6 – Passo 1/8.

A alteração ocorre primeiro na chave seletora, alterando a seleção do *tap* 8 para o *tap* 6. Esta mudança de *tap* ocorre sem interromper o circuito de carga, por isso, não ocorre arco elétrico e nem a queima do óleo. A corrente continua circulando da entrada do enrolamento do trans-

formador, passando pelo *tap* 7, pelo contato fixo da esquerda e saindo pelo terminal ligado ao contato móvel (caminho indicado pela cor vermelha).

Na chave comutadora o contato móvel começa a se movimentar, interrompendo a conexão com o contato fixo da esquerda, gerando arco elétrico e consequente queima do óleo.

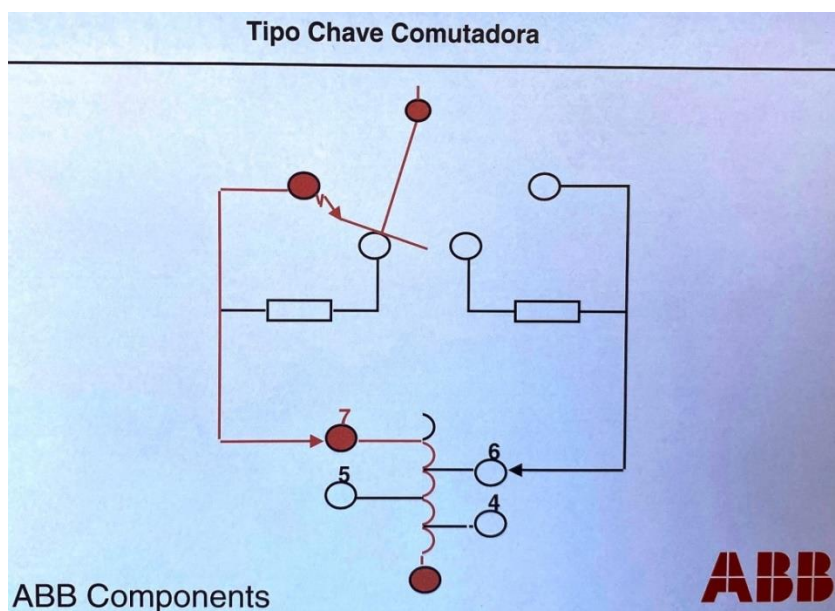


Figura 2.20 (c) – Comutação do *tap* 7 para o *tap* 6 – Passo 2/8.

O arco elétrico é extinto quando sua impedância torna-se superior ao valor da resistência de transição. A corrente, então, passa a circular da entrada do enrolamento do transformador, passando pelo *tap* 7, pela resistência de transição da esquerda e saindo pelo terminal ligado ao contato móvel (caminho indicado pela cor vermelha).

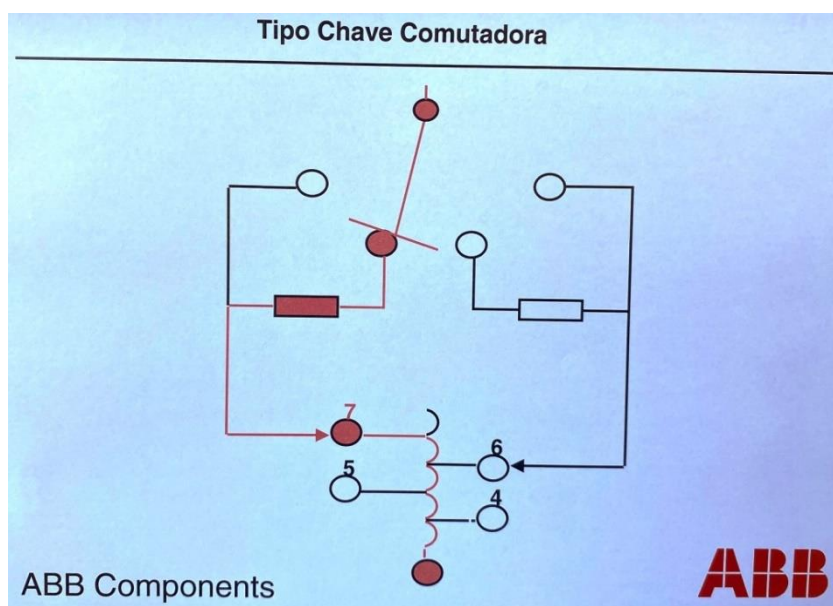


Figura 2.20 (d) – Comutação do *tap* 7 para o *tap* 6 – Passo 3/8.

Quando o contato móvel se conecta à resistência de transição da direita é criado um segundo caminho para a corrente elétrica, que se divide entre os *taps* 7 e 6, passando pelas duas resistências de transição (caminho indicado pela cor vermelha).

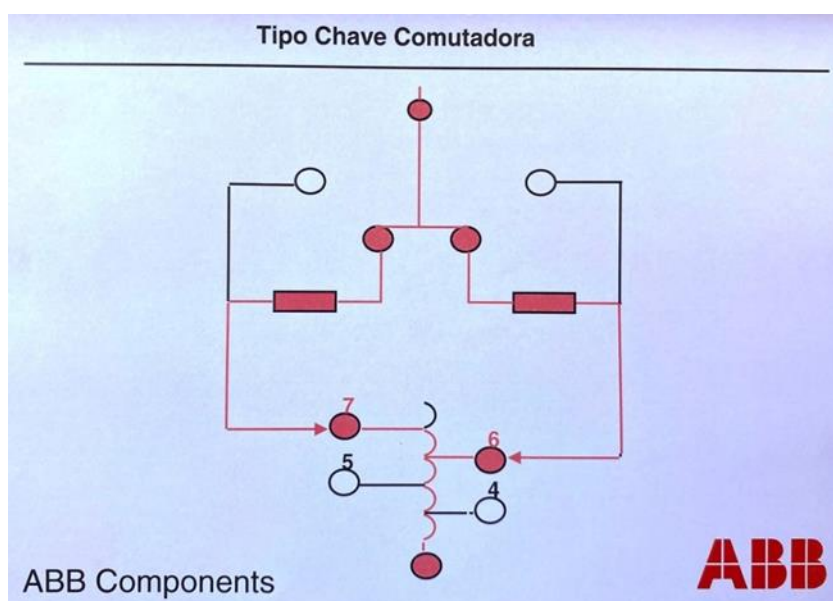


Figura 2.20 (e) – Comutação do *tap* 7 para o *tap* 6 – Passo 4/8.

Nesta etapa, interrompe-se a conexão entre o contato móvel e a resistência de transição da esquerda. Ocorre um arco elétrico devido à abertura de um dos caminhos de circulação da corrente. O arco é extinto quando sua impedância torna-se superior ao valor da resistência de transição.

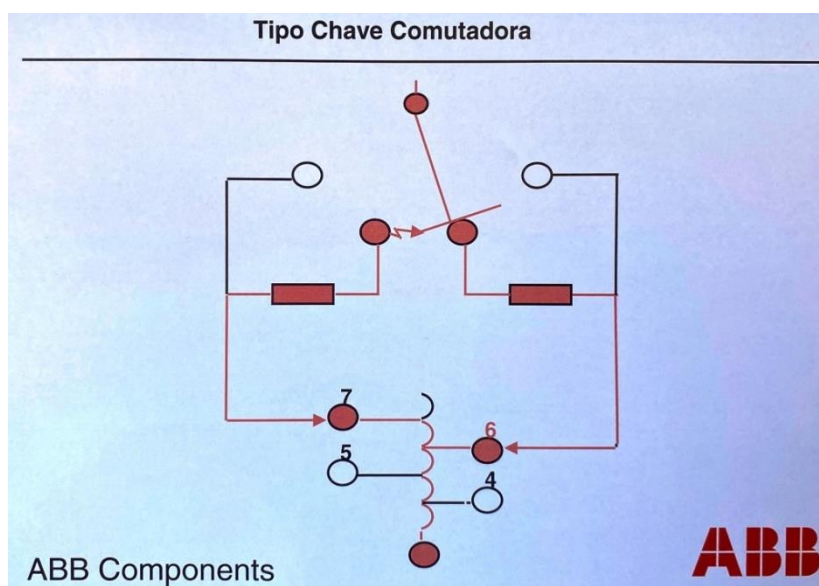


Figura 2.20 (f) – Comutação do *tap* 7 para o *tap* 6 – Passo 5/8.

Após a extinção do arco elétrico, volta a existir somente um caminho para a corrente elétrica, que passa a circular da entrada do enrolamento do transformador, passando pelo *tap* 6, pela resistência de transição da direita e saindo pelo terminal ligado ao contato móvel (caminho indicado pela cor vermelha).

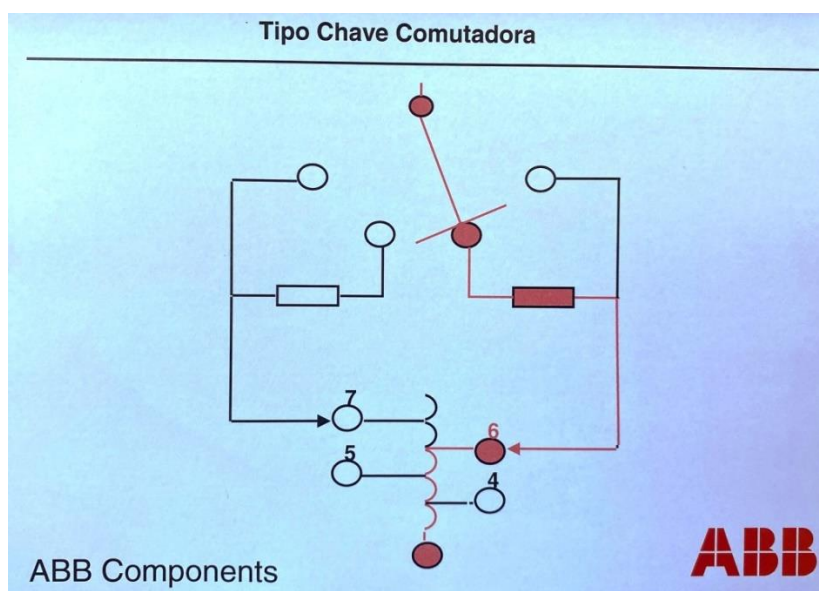


Figura 2.20 (g) – Comutação do *tap* 7 para o *tap* 6 – Passo 6/8.

Na chave comutadora, a última etapa acontece quando o contato móvel se conecta ao contato fixo referente ao *tap* 6. A corrente passa a circular da entrada do enrolamento do transformador, passando pelo *tap* 6, pelo contato fixo da direita e saindo pelo terminal ligado ao contato móvel (caminho indicado pela cor vermelha).

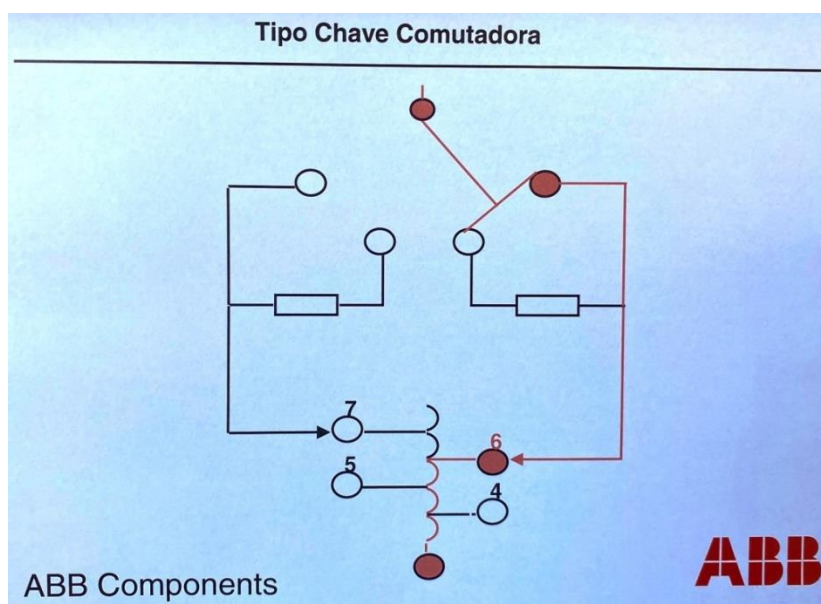


Figura 2.20 (h) – Comutação do *tap* 7 para o *tap* 6 – Passo 7/8.

A etapa final acontece na chave seletora, que altera a seleção do *tap* 7 para o *tap* 5. Esta mudança ocorre sem interromper o circuito de carga, por isso, não ocorre arco elétrico e nem a queima do óleo. O *tap* 5 fica pré-selecionado para a próxima operação.

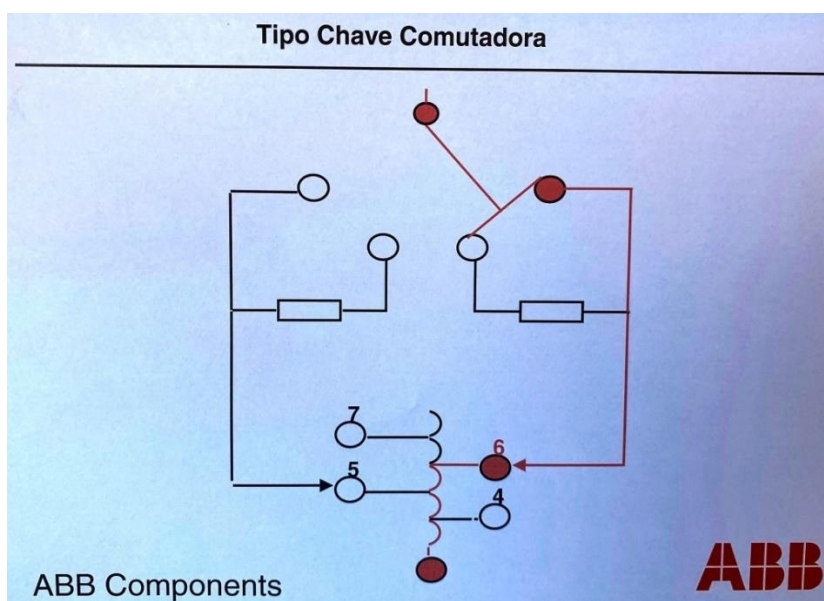


Figura 2.20 (i) – Comutação do *tap* 7 para o *tap* 6 – Passo 8/8.

Em CDC com extinção a vácuo não ocorre queima de óleo, pois a abertura dos contatos ocorre dentro de uma cápsula, com vácuo no seu interior. Nestes casos, o CDC também fica imerso em óleo, mas o óleo mantém contato apenas com a face externa das referidas cápsulas a vácuo. Mesmo nestes modelos, o óleo do CDC é separado do óleo do tanque principal do

transformador, para permitir manutenção no CDC sem interferir no óleo do tanque principal. As figuras 2.21 e 2.22 apresentam CDC fabricados pela empresa MR, com extinção a óleo e a vácuo, respectivamente.

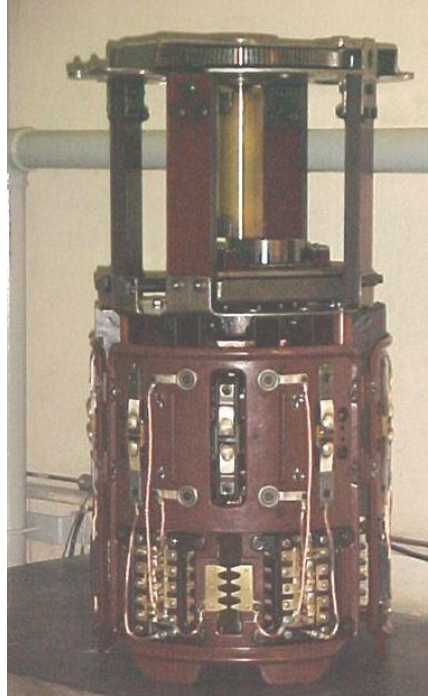


Figura 2.21 – CDC MR com extinção a óleo.



Figura 2.22 – CDC MR com extinção a vácuo.

As informações apresentadas nesta seção demonstram a complexidade dos principais componentes de um transformador de potência. A próxima seção apresenta os mecanismos que provocam o seu envelhecimento, reduzindo a sua vida útil.

### **2.3. ENVELHECIMENTO**

Não existe um único e simples critério de final de vida que possa ser usado para quantificar a vida remanescente de um transformador [6], contudo a degradação do isolamento sólido pode ser considerada a principal razão para o fim da vida de um transformador [25]. Conforme apresentado na Tabela 2.1, vários materiais diferentes são usados como isolantes sólidos em transformadores de potência de subestações, sendo mais comum o papel termicamente estabilizado (Kraft), que é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante [6].

O processo de degradação da celulose é cumulativo porque se trata da redução do número total de anéis de glicose na fibra de celulose, provocando a diminuição da rigidez mecânica do papel [25]. Uma vez ocorrida a degradação, as cadeias de anéis de glicose não retornam ao estágio anterior e permanecem suscetíveis a repetir a degradação. No papel novo, o número total de anéis de glicose na fibra de celulose tende a um valor entre 1000 e 1400 e ao final da vida útil o papel possui fibras com aproximadamente 200 unidades [6]. Um ensaio de laboratório denominado grau de polimerização é capaz de definir o número de anéis de glicose em uma amostra do papel isolante. Porém, depois que o transformador foi construído, a realização deste ensaio é inviável, porque necessita retirar um pedaço do papel isolante, o que danifica o isolamento e torna este ensaio destrutivo.

À medida que o papel isolante se degrada devido à quebra das cadeias poliméricas da celulose provocada pela reação química com ácidos e componentes do óleo, são gerados no óleo derivados de 2-furfuraldeído (2-FAL), chamados de compostos furânicos [5]. Estes compostos dissolvem-se no óleo isolante e podem ser detectados com precisão. Porém, a correlação entre a concentração de compostos furânicos com o grau de polimerização do papel varia de um transformador para outro e depende da umidade, temperatura de operação, tipo de óleo, tipo do papel e do projeto do transformador [5]. Portanto, é necessário cautela para o uso deste parâmetro como indicador de degradação do papel isolante quando se tratar de um grupo com transformadores construídos por diversos fabricantes e seguindo diferentes projetos.

Diante da impossibilidade de realizar a medição direta do grau de polimerização usando uma amostra do papel isolante, são realizadas análises de gases dissolvidos no óleo para correlacionar a formação de determinados gases com a degradação do papel isolante.

Além de ser cumulativo, o processo de degradação do papel isolante é predominantemente térmico. O cálculo adotado pela ABNT [6], seguindo padrões internacionais, para orientar os fabricantes de transformadores de potência no dimensionamento do carregamento deste equipamento é baseado na Teoria de Arrhenius e define uma taxa de consumo da vida útil “V” para o papel termoestabilizado conforme apresentado mostrado em (2.1).

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_h+273}\right)} \quad (2.1)$$

onde:  $\theta_h$  é a temperatura do ponto mais quente, expressa em graus Celsius ( $^{\circ}\text{C}$ ).

Como observado em (2.1), a taxa de consumo da vida útil do papel isolante é muito sensível ao valor da temperatura do ponto mais quente, pois esta taxa dobra a cada  $6^{\circ}\text{C}$  de elevação da mesma, como pode ser visto na Tabela 2.3.

TABELA 2.3 – TAXA DE ENVELHECIMENTO DO PAPEL ISOLANTE TERMOESTABILIZADO EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA [7]

$\theta_h$ ( $^{\circ}\text{C}$ )	V
80	0,036
86	0,073
92	0,145
98	0,282
104	0,536
110	1,0
116	1,83
122	3,29
128	5,8
134	10,1
140	17,2

A WEG, fabricante de transformadores, publicou um trabalho com o objetivo de identificar a elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em função da temperatura ambiente em transformadores de potência submetidos a sobrecarga [8]. O trabalho comprovou os dados apresentados na Tabela 2.3 e na norma IEC 60076-7.



A temperatura no ponto mais quente do enrolamento (*hot-spot*) é a soma da temperatura ambiente, da elevação da temperatura do óleo em função da temperatura ambiente e da elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em função da temperatura do óleo [26].

$$T_{hs} = T_a + \Delta T_o + \Delta T_e \quad (2.2)$$

onde:

- $T_{hs}$  é a temperatura final no ponto mais quente do enrolamento;
- $T_a$  é a temperatura ambiente;
- $\Delta T_o$  é a elevação da temperatura de topo do óleo em função da temperatura ambiente;
- $\Delta T_e$  é a elevação da temperatura do enrolamento em função da temperatura do óleo.

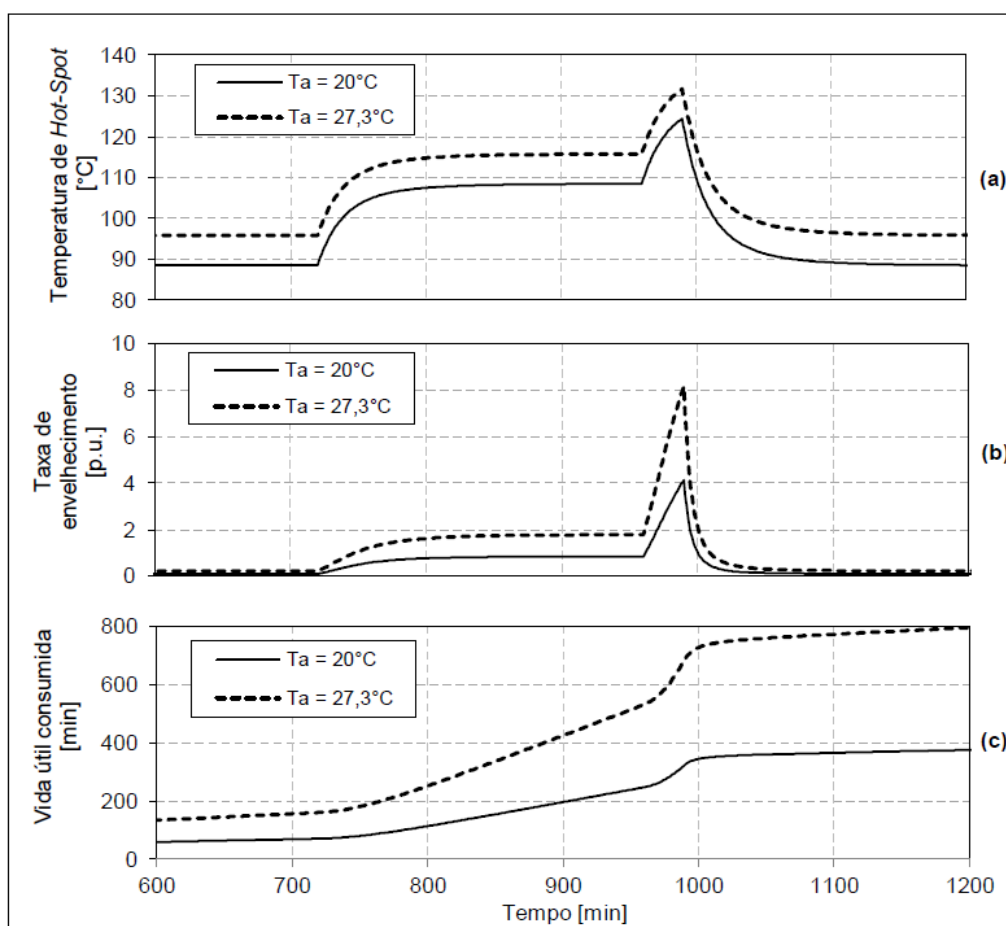


Figura 2.23 – Ensaio realizados em transformadores com 40% de sobrecarga e diferentes temperaturas ambientes: (a) evolução do ponto mais quente, (b) taxa de envelhecimento e (c) consumo de vida útil [8].

Para a realização do ensaio de elevação de temperatura de transformadores em sobrecarga, cujos resultados estão apresentados na Figura 2.23, foi usado o ciclo de sobrecarga definido pelo Operador Nacional do Sistema, que consiste em um ciclo total de 24 horas, iniciando com 100% do carregamento nominal, elevando a carga para 120% do carregamento nominal por 4 horas e, em seguida, elevando para 140% por meia hora, depois voltando para 100% do carregamento nominal, até completar 24 horas de ensaio. Os ensaios foram repetidos em temperaturas ambientes de 20°C e 27°C. Percebe-se no gráfico da Figura 2.23 (a) que a temperatura de *hot-spot* acompanha a elevação da carga, aumentando quando a carga é elevada para 120%, tem o pico quando a carga chega em 140% e diminui quando a carga é reduzida para 100% do carregamento nominal. A temperatura de *hot-spot* fica 7°C maior quando a temperatura ambiente passa de 20°C para 27°C, enquanto isso, o gráfico da Figura 2.23 (b) mostra que a taxa de envelhecimento dobra, nesta mesma condição, passando de 4 para 8 p.u., o que mostra a influência direta da temperatura ambiente sobre a temperatura de *hot-spot*. Assim, transformadores que operam em regiões com temperatura ambiente maior, são sujeitos a envelhecimento mais acelerado. Além disso, o gráfico da Figura 2.23 (c) mostra que a vida útil consumida não diminui após a redução da carga, confirmando que o envelhecimento é predominantemente térmico e cumulativo, ou seja, a vida útil consumida não retorna.

Além do envelhecimento natural (provocado pela ação química de componentes do óleo sobre as fibras do papel e acelerada pelo efeito da temperatura), o transformador também sofre perda de vida útil devido aos impactos provenientes de curtos-circuitos, descargas atmosféricas, surtos de tensão, cargas e outras ocorrências do SEP. A redução da vida útil dos transformadores devido a estas ocorrências tem sido objeto de estudos [1], [3], [5], [27] e [28], contudo, a entrada em operação de muitas usinas fotovoltaicas de médio e grande porte, e a massiva conexão de geração distribuída ao SEP, mostram que precisam ser feitos estudos sobre a redução da vida útil dos transformadores de potência devido aos impactos dessas fontes, visto que as condições até agora não monitoradas pelas empresas concessionárias podem provocar danos aos transformadores.

Para os efeitos conhecidos que provocam redução da vida útil dos transformadores, foram desenvolvidas técnicas de manutenção que visam monitorar e melhorar as condições destes equipamentos. Algumas destas técnicas de manutenção são apresentadas na próxima seção.

## 2.4. TÉCNICAS DE MANUTENÇÃO

As principais técnicas de manutenção em transformadores de potência são apresentadas em [25], que descreve vantagens e desvantagens da manutenção corretiva, da manutenção preventiva por tempo ou por condição e da manutenção baseada na confiabilidade (MBC) (em inglês, *reliability centered maintenance* – RCM), estratégia que busca reduzir custos de manutenção preservando a operação do sistema. Para implementar a MBC, é necessário identificar os modos de falha do equipamento, utilizando a técnica de análise de modos e efeitos da falha (em inglês: *failure modes and effects analysis* – FMEA). Para cada modo de falha identificado, são definidas a probabilidade e a consequência do evento.

O risco de cada falha é calculado multiplicando-se a probabilidade pela consequência [25]. Na MBC, para os modos de falha com alto risco, são definidos planos de manutenção preventiva, por tempo ou por condição. Para os modos de falha com baixo risco não são definidas manutenções preventivas, somente manutenção corretiva, i.e., quando a falha ocorrer.

Basicamente, existem três tipos de manutenção: corretiva, preventiva e preditiva, comentadas a seguir.

### 2.4.1. Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva é realizada na pior situação: após a falha do equipamento, que, na maioria das vezes, provocou o desligamento de clientes, grandes transtornos operacionais, prejuízos financeiros e, em algumas ocasiões, danos ambientais devido ao derramamento de óleo mineral isolante. A manutenção corretiva tem o objetivo de identificar e corrigir a causa da falha, retornando o transformador à sua condição normal de operação. Muitas vezes não é possível recuperar o equipamento que falhou, seja por obsolescência do mesmo e à consequente falta de peças de reposição ou porque o custo total do reparo fica tão alto que se aproxima do valor de um equipamento novo. Nestes casos, em que a manutenção se torna inviável, é realizado um novo investimento para promover a substituição do equipamento.

### 2.4.2. Manutenção Preventiva

Para as empresas transmissoras de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) determina requisitos mínimos de manutenção para os transformadores de potência e

estabelece planos de manutenção preventiva em um intervalo máximo de 72 meses e manutenção preditiva, através de ensaios físico-químicos para monitoramento da qualidade do óleo a cada 24 meses e análise de gases dissolvidos no óleo do transformador a cada 6 meses [29].

Para as empresas distribuidoras, a ANEEL não determina os requisitos mínimos de manutenção dos transformadores de potência das subestações, contudo, devido ao alto valor e importância estratégica deste ativo, as próprias empresas distribuidoras definem os seus planos de manutenção que, em muitos casos, são parecidos com aqueles definidos para as transmissoras.

A manutenção preventiva é planejada para ser realizada por intervalo de tempo definido (por exemplo, a cada 72 meses) ou por condição, quando os parâmetros monitorados apresentam resultados que indicam a parada do transformador para a realização de ensaios mais completos. Com o transformador desligado, são realizados testes nos seus dispositivos de proteção física e ensaios elétricos para acompanhar as condições gerais e de isolamento das buchas, do núcleo, dos enrolamentos e do CDC.

Os testes nas proteções físicas do transformador consistem em inspeção visual detalhada e, visando verificar a integridade dos circuitos elétricos das proteções e dos disjuntores de Alta Tensão (AT) e de Média Tensão (MT), é realizada a atuação forçada dos dispositivos:

- Relé detector de gás tipo Buchholz, instalado entre o tanque principal e o tanque de expansão;
- Relé de fluxo de óleo do CDC;
- Válvula de sobrepresão do tanque principal e do CDC;
- Indicador de nível de óleo do tanque principal e do CDC;
- Termômetros do óleo e do enrolamento – aferição e acionamento do sistema de ventilação forçada.

Os ensaios elétricos normalmente realizados durante manutenção preventiva são:

- Resistência ôhmica dos enrolamentos: visa detectar a integridade dos enrolamentos e das suas conexões com as buchas;
- Medição da relação de transformação: além de confirmar a integridade dos enrolamentos, este ensaio detecta falhas no CDC, dado que a medição é repetida com o comutador em todas as suas posições;

- Resistência de isolamento: realizado através da aplicação de corrente contínua nos enrolamentos, busca detectar falhas no isolamento sólido;
- Fator de potência de isolamento dos enrolamentos: realizado através da aplicação de corrente alternada, busca identificar possíveis falhas no isolamento sólido e no isolamento entre espiras;
- Fator de potência de isolamento das buchas: realizado nas buchas condensivas, procura detectar princípio de falhas no sistema de isolamento das buchas;
- Capacitância das buchas condensivas: medem-se as capacitâncias C1 e C2 das buchas condensivas, apresentadas nas figuras 2.13 a 2.15.

Em transformadores reguladores, a manutenção preventiva no CDC é realizada juntamente com a manutenção preventiva do transformador, visando reduzir a quantidade de desligamentos do transformador. A manutenção preventiva do CDC, além dos ensaios elétricos acima citados, consiste na substituição do óleo do comutador (em casos de CDC com extinção a óleo), na limpeza de todos os componentes, medição dos contatos móveis e fixos (visando identificar o nível de desgaste dos contatos) e medição da resistência ôhmica das resistências de transição. É realizada a substituição dos contatos móveis e fixos quando o desgaste destes contatos atinge valores estabelecidos pelo fabricante, ou quando for atingido um número de comutações em carga que o fabricante recomenda a substituição preventiva dos contatos e das resistências de transição. A Figura 2.24 apresenta a medição da resistência ôhmica em uma das resistências de transição e as figuras 2.25 e 2.26 apresentam a medição das dimensões dos contatos fixo e móvel de CDC, durante manutenção preventiva.



Figura 2.24 – Medição de uma das resistências de transição de CDC [30].

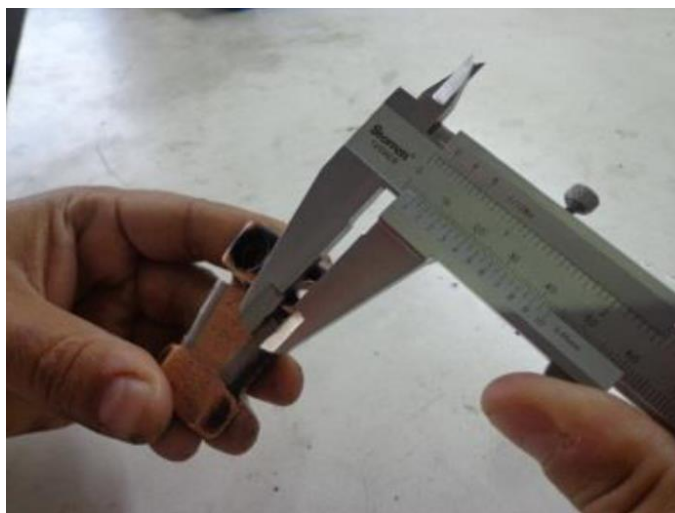


Figura 2.25 – Medição das dimensões de um contato fixo de CDC [31].

A realização de manutenção preventiva provoca uma série de desafios e custo elevado, sobretudo quando a carga alimentada pelo transformador não pode ser transferida através de manobras na própria subestação ou na rede de distribuição. Neste caso, uma subestação móvel ou arranjo temporário, com transformador reserva, precisa ser providenciado para manter o fornecimento de energia. Buscando aumentar o intervalo entre manutenções preventivas, sem perder o controle sobre este ativo tão importante, sensores têm sido instalados nos transformadores de potência para fornecer, em tempo real, o monitoramento de parâmetros essenciais como temperatura, gases dissolvidos no óleo e outros. Assim, quando ocorre alteração em algum dos parâmetros monitorados, uma manutenção preventiva por condição é realizada apenas para verificação mais aprofundada do parâmetro suspeito ou uma manutenção preventiva completa é antecipada.



Figura 2.26 – Medição das dimensões de contato móvel de CDC [31].

### 2.4.3. Manutenção Preditiva

A manutenção preditiva é realizada com o transformador em operação. O aumento da eficiência das ações que compõem a manutenção preditiva e menor custo dessa técnica de manutenção, quando comparado com os prejuízos associados às manutenções corretivas e ao custo total das manutenções preventivas, faz com que essa técnica de manutenção seja amplamente utilizada pelas empresas concessionárias. As ações de manutenção mais executadas de forma preditiva nos transformadores de potência de subestações são:

- Inspeção visual;
- Inspeção termográfica;
- Análises físico-químicas do óleo;
- Análise de gases dissolvidos no óleo;
- Monitoramento on-line.

#### *Inspeção Visual*

A mais barata e uma das mais importantes ações de manutenção, consiste na observação visual e auditiva realizada periodicamente por um técnico, buscando identificar possíveis anomalias. Entre outros, são observados os seguintes itens:

- Nível de óleo;
- Temperatura do óleo e do enrolamento;
- Funcionamento dos ventiladores que formam o sistema de ventilação forçada;
- Sinais de vazamento de óleo;
- Trincas em porcelanas;
- Fluxo do óleo nos radiadores;
- Integridade do aterramento;
- Oxidação;
- Entrada de água nos alojamentos de fiação e relés auxiliares;
- Correto funcionamento das resistências de aquecimentos dos alojamentos de fiação;
- Formação de ninhos de pássaros ou vespeiros;
- Ruído anormal;
- Condições dos cabos de controle.

As observações são anotadas e alimentam o banco de dados de manutenção. Observações graves dispõem ações imediatas das equipes de operação e manutenção (O&M).

### *Inspeção Termográfica*

É realizada com um aparelho termovisor (ou câmera termográfica) que capta a radiação térmica do transformador e de seus componentes através de lentes especiais e usa a informação de emissividade para a formação de imagens térmicas e a medição da temperatura. Por se tratar de uma técnica não destrutiva, não invasiva, de baixo custo e alta eficiência na detecção de anomalias térmicas que podem evoluir e causar a falha do transformador, a inspeção termográfica é uma das ações de manutenção preditiva mais utilizada pelas concessionárias de energia elétrica em todo o mundo.

A inspeção termográfica pode detectar sobreaquecimento interno no transformador, mas os registros de anomalias térmicas mais comuns são nas conexões e nas buchas, como mostra a Figura 2.27, que apresenta à direita a foto de uma conexão em bucha de transformador e à esquerda a imagem termográfica da mesma conexão, com destaque no retângulo indicado pela seta verde para a temperatura medida de 101,2 °C.



Figura 2.27 – Registro de anomalia térmica detectada em inspeção termográfica [32].

### *Análise da Qualidade do Óleo*

Conforme mencionado na Seção 2.4, para as transmissoras, a ANEEL determina que, no máximo a cada 24 meses, sejam coletadas amostras do óleo isolante do tanque principal dos transformadores para a realização de análises físico-químicas visando definir a qualidade do



óleo. Para as empresas distribuidoras esta periodicidade é definida pelas próprias empresas. A qualidade do óleo é definida através de ensaios realizados em laboratório, como:

- Rigidez dielétrica;
- Tensão interfacial;
- Teor de água;
- Fator de dissipação;
- Acidez;
- Coloração.

Os limites adotados pela ABNT para os ensaios físico-químicos realizados no óleo isolante dos transformadores de potência estão apresentados na Tabela 2.2.

Para atender aos critérios de isolamento elétrica, é necessário que o óleo tenha rigidez dielétrica elevada e baixo fator de dissipação. Para atender aos critérios de transferência térmica e refrigeração, é necessário que o óleo tenha viscosidade e um ponto de fluidez suficientemente baixo. E para atender aos critérios de extinção de arcos, também se exige que o óleo tenha um ponto de fulgor e uma rigidez dielétrica elevada, assim como uma baixa viscosidade [7].

Algumas normas recomendadas para determinação da qualidade do óleo pelo IEEE, IEC e ABNT estão apresentadas na Tabela 2.4.

TABELA 2.4 – NORMAS RECOMENDADAS PARA DETERMINAÇÃO DA QUALIDADE DO ÓLEO [7]

	IEEE	IEC	ABNT
<b>Rigidez Dielétrica</b>	D877, D1816	EC60156	NBR 6869
<b>Tensão Interfacial</b>	D971	ISO 6295	NBR 6234
<b>Teor de água</b>	D1533	IEC 60814	NBR 10710
<b>Fator de Dissipação</b>	D924	IEC247	NBR 12133
<b>Acidez</b>	D644, D974	EC62021	NBR 14248
<b>Coloração</b>	D1500	ISO 2049	NBR 14483

### ***Análise de gases dissolvidos no óleo***

Conforme citado na Seção 2.3, diante da inviabilidade de executar o ensaio do grau de polimerização em uma amostra do papel isolante de um transformador que está em operação, a forma mais utilizada para monitorar as condições do papel isolante é através da análise de gases dissolvidos (em inglês: *dissolved gas analysis* – DGA), que busca correlacionar a formação de determinados gases no óleo com a degradação do papel.

Além de monitorar as condições do papel isolante por meio do ensaio DGA, é possível diagnosticar falhas internas como centelhamento de baixa energia, descarga parcial, curto-circuito, sobrecarga severa e superaquecimento em conexões internas ou no sistema de isolamento. Periodicamente amostras de óleo são retiradas com o transformador em operação, sem necessidade de desligamento, e são enviadas para o laboratório, onde as amostras passam por análise cromatográfica para identificar os gases dissolvidos no óleo.

Todos os transformadores imersos em óleo geram gases em temperaturas normais de operação, contudo, a concentração destes gases se altera quando ocorre uma falha interna como arco elétrico, descargas parciais ou superaquecimento. Quando ocorre curto-circuito interno no transformador, a queima do óleo produz gases como hidrogênio (H<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) e etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>). A degradação da celulose pelos componentes do óleo produz metano (CH<sub>4</sub>), hidrogênio (H<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) [5]. O acompanhamento da concentração destes gases, monitorando a evolução individual ou razões entre eles, permite identificar falhas internas, mesmo que incipientes.

A norma IEC 60599 fornece uma lista de falhas detectáveis por DGA e várias normas internacionais estabelecem limites aceitáveis para os diferentes gases encontrados no óleo de transformadores, conforme exemplo mostrado na Figura 2.28.

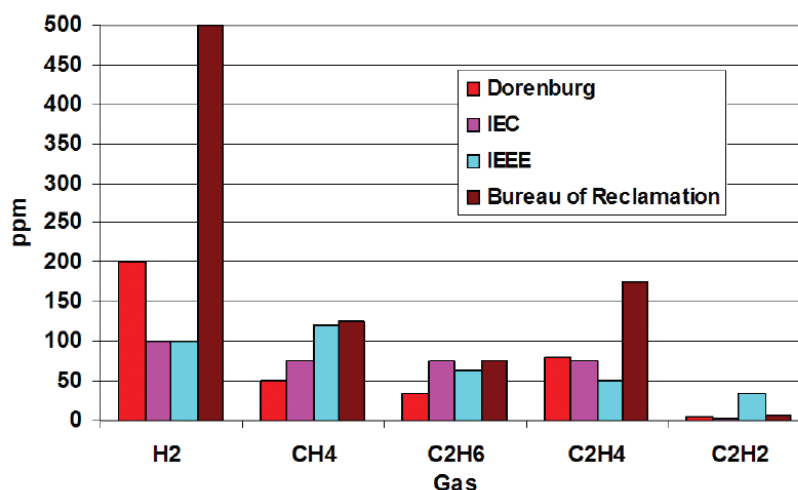


Figura 2.28 – Comparação dos limites de hidrocarbonetos recomendados. [2]

A taxa de liberação de energia define os gases que são produzidos. O óleo utilizado é constituído por moléculas de hidrocarbonetos que contêm os grupos químicos CH<sub>3</sub>, CH<sub>2</sub> e CH. A ocorrência de defeitos internos leva à fragmentação de algumas ligações C-H e C-C, que se combinam originando moléculas de gás como o hidrogênio ( $H + H \rightarrow H_2$ ), metano ( $CH_3 + H \rightarrow CH_4$ ), etano ( $CH_3 + CH_3 \rightarrow C_2H_6$ ), etileno ( $CH_2 + CH_2 \rightarrow C_2H_4$ ) e o acetileno ( $CH + CH \rightarrow C_2H_2$ ) [32]. Para a formação destas moléculas são necessárias quantidades de energia diferentes para formação das ligações químicas, como ilustrado na Figura 2.29. Para temperaturas inferiores a 500°C o gás predominante é o metano, observando-se pequenas concentrações de hidrogênio e etano.

Para temperaturas superiores a 1000 °C o óleo contém todos os gases mencionados anteriormente, sendo que a concentração de metano e etano vão diminuindo enquanto que a aumenta a concentração de hidrogênio, etileno e acetileno com o aumento da temperatura. Para temperaturas elevadas os gases predominantes são o acetileno e o hidrogênio [32].

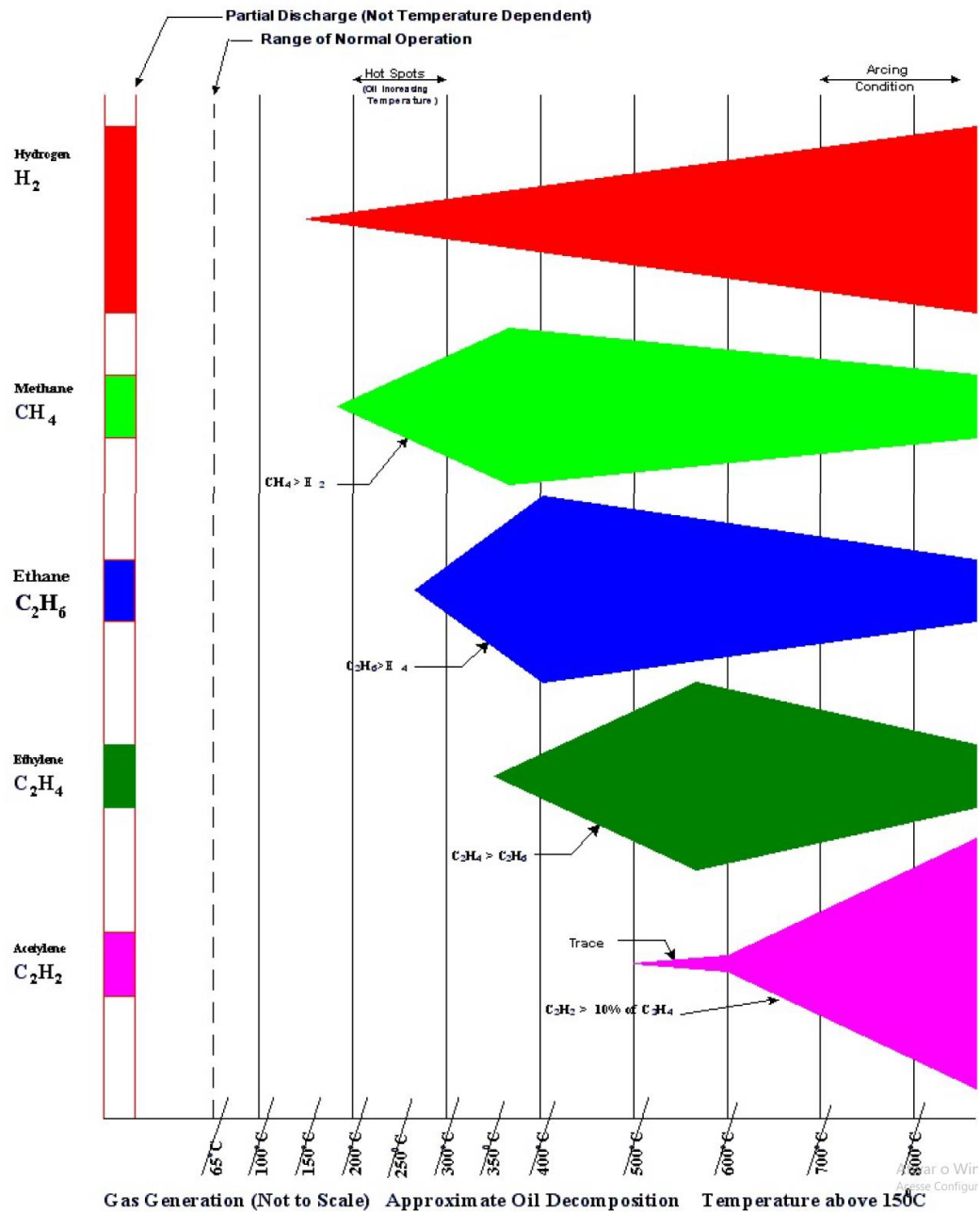


Figura 2.29 – Formação de gases no óleo isolante em função da temperatura. [22]

Considerando os diferentes gases produzidos em função da temperatura e associando a energia liberada pelos prováveis defeitos internos, foram propostos diversos estudos para interpretar os resultados de DGA visando identificar a falha, como método de Dorenburg, Triângulo de Duval, método dos gases chaves e outros, sendo a maioria baseada na razão entre dois gases diferentes, como:  $C_2H_2/C_2H_4$ ,  $CH_4/H_2$  e  $C_2H_4/C_2H_6$  [2]. A Tabela 2.5 apresenta a recomendação da ABNT sobre a interpretação dos resultados obtidos em ensaio de DGA.

TABELA 2.5 – INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS DE DGA  
SEGUNDO A NBR 7274/2011 [33]

Diagnóstico	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$
Descargas Parciais	NS	< 0,1	< 0,2
Centelhamento	0 – 0,6	0,1 - 1	< 1,0
Descargas de Baixa Energia	< 1,0	0,1 – 0,5	< 1,0
Descargas de Alta Energia	0,6 – 2,5	0,1 – 1,0	< 2,0
Sobreaquecimento, $t < 300\text{ }^\circ\text{C}$	< 0,01	> 1,0	< 1,0
Sobreaquecimento, $300\text{ }^\circ\text{C}$ , $t$ , $700\text{ }^\circ\text{C}$	< 0,1	> 1,0	1 – 4
Sobreaquecimento, $t > 700\text{ }^\circ\text{C}$	< 0,2*	> 1,0	> 4,0

Como pôde ser observado, a possibilidade de monitorar e de identificar diversas falhas internas explica os motivos pelos quais o ensaio DGA é reconhecido como o principal ensaio de avaliação das condições de um transformador de potência, recebendo elevado peso na avaliação da saúde deste equipamento.

### *Monitoramento On-line*

Transformadores antigos e subestações sem infraestrutura de comunicação são fatores limitadores para o monitoramento on-line. Porém, à medida que novos transformadores são incorporados ao SEP e novas subestações são construídas com infraestrutura adequada de comunicação, o monitoramento on-line já nasce como parte do projeto e isto tem impulsionado muito o desenvolvimento de novos sistemas de monitoramento.

O sistema é composto basicamente de sensores instalados no transformador, conectados a equipamentos de comunicação que transmitem a informação para uma central de monitoramento. Alguns sistemas de monitoramento atualmente disponíveis no mercado são:

- Monitoramento da concentração de gases no óleo – ainda limitado a alguns gases e com precisão relativa, não dispensa a realização periódica do ensaio DGA, mas alerta em tempo real sobre a formação abrupta de alguns gases, o que pode levar a tomada de decisão e rápida intervenção no transformador, impedindo a evolução de uma falha que poderia levar ao desligamento de consumidores e até a perda total do transformador. Um sensor deste tipo, fabricado pela GE, é mostrado na Figura 2.30;

- Monitoramento do teor de água no óleo – importante para reduzir a degradação do papel isolante;
- Monitoramento das buchas condensivas – sensores conectados ao tap capacitivo das buchas;
- Monitoramento da temperatura do óleo e do enrolamento.



Figura 2.30 – Sistema de monitoramento de gases dissolvidos no óleo [32].

Certamente o monitoramento on-line dos transformadores de potência é a ação de manutenção preditiva mais pesquisada e desenvolvida atualmente. Praticamente todos os fabricantes de transformadores e outras empresas ligadas ao setor elétrico estão desenvolvendo sistemas que sejam capazes de monitorar parâmetros relevantes para diagnosticar a condição de um transformador em tempo real.

## 2.5. CONCLUSÕES

Para conhecer, com relativa profundidade, um equipamento complexo é necessário conhecer os seus componentes. Por isto, este capítulo apresentou o sistema construtivo dos transformadores de potência, descrevendo o funcionamento dos componentes mais importantes, como o núcleo, os enrolamentos, o sistema de refrigeração, as buchas e o CDC.

Além de conhecer o funcionamento de um transformador para avaliar a sua condição, é necessário entender os seus mecanismos de envelhecimento e as condições de operação que podem reduzir a sua vida útil. Este tema também foi descrito neste capítulo, sendo destacado que a entrada em operação de usinas fotovoltaicas de médio e grande porte e a massiva conexão de geração distribuída impõe aos transformadores de potência condições de trabalho que não são completamente conhecidas, e que podem causar danos a estes equipamentos, sobretudo por cargas e efeitos harmônicos. Por isso, o incentivo de estudos nesta linha de pesquisa é vital para o SEP.

Para monitorar e atenuar os efeitos que provocam a redução da vida útil dos transformadores adotam-se técnicas de manutenção. Este capítulo também apresentou as principais técnicas utilizadas, detalhando as suas ações. Os registros destas manutenções são usados para avaliar as condições de cada equipamento e podem ser utilizadas, também, para calcular o índice de saúde do transformador.

Conclui-se, então, que os conceitos descritos neste capítulo formam o conjunto básico de informações necessárias para desenvolver um indicador que permita inferir a saúde geral de um transformador de potência. O índice de saúde é o tema abordado no próximo capítulo.

# CAPÍTULO 3:

## O ÍNDICE DE SAÚDE NA GESTÃO DE ATIVOS

### 3.1. INTRODUÇÃO

A REALIZAÇÃO dos monitoramentos, inspeções, ensaios, manutenções corretivas, preventivas e preditivas, citadas no capítulo anterior, gera grande quantidade de dados, que podem ser analisados separadamente ou agrupados em um índice para medir a saúde do transformador, o índice de saúde (em inglês: *health index* – HI). O HI não representa uma maneira exata de cálculo da saúde do ativo, mas sim uma forma de quantificá-la para que possa ser facilmente comparada com a saúde de outros ativos do mesmo parque [7].

O monitoramento da condição de equipamentos instalados no SEP pode ser realizado por várias ferramentas, sendo que o HI se destaca, sobretudo, na priorização de investimentos, visando à substituição de ativos que apresentem piores condições de saúde.

Este capítulo mostra a gestão de ativos como uma metodologia fundamental para as empresas, principalmente do setor elétrico devido às suas especificidades, e apresenta as etapas necessárias para implantar o HI como importante ferramenta para auxiliar a gestão de ativos, especialmente os transformadores de potência de subestações.

### 3.2. GESTÃO DE ATIVOS

O padrão usual de taxa de falha dos equipamentos elétricos é conhecido como “curva da banheira”, ilustrado na Figura 3.1, e apresenta três regiões distintas: depuração (início da vida), operação normal (vida útil) e desgaste (envelhecimento) [1]. Na fase de depuração, a taxa de falha é relativamente alta devido a possíveis problemas de fabricação, montagem ou instalação, mas decresce à medida que esses problemas são resolvidos. Na fase de operação normal (vida útil) a taxa de falha é constante, com a realização de manutenções capazes de retornar



componentes para a condição normal de operação. Finalmente, na fase de desgaste, a taxa de falha tem comportamento crescente devido ao fim de vida útil do equipamento.

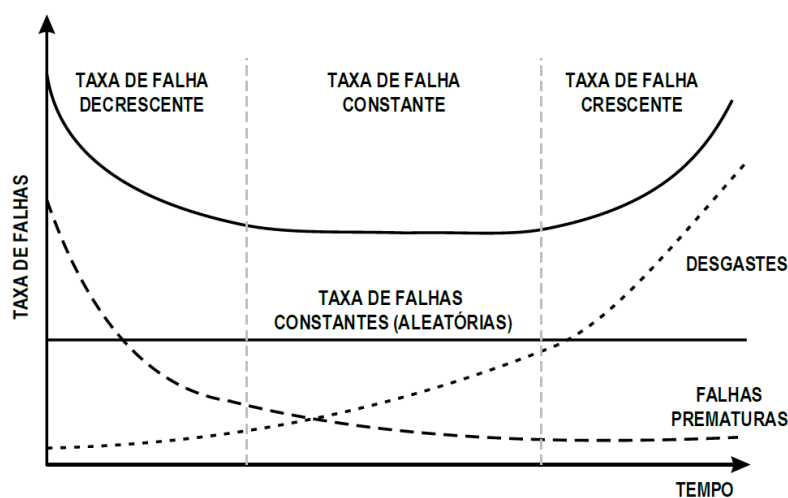


Figura 3.1 – Curva da banheira. [21]

Grandes instalações do SEP foram construídas a partir dos anos 1960, quando a intenção era ter infraestrutura, incluindo os equipamentos, com duração de 40 anos [17]. Muitos equipamentos atualmente instalados nas usinas e subestações e várias linhas de transmissão, ainda em uso, estão em operação há mais de 50 anos. Estes equipamentos estão na fase de envelhecimento, com taxa de falha crescente, o que motiva estudos sobre envelhecimento de equipamentos em todo o mundo e obriga as empresas concessionárias do setor elétrico a buscar formas de aperfeiçoar a gestão dos seus ativos.

O termo “gestão de ativos” é usado desde a década de 1970; em 1977 o Ministério da Indústria britânico publicou um guia denominado: "O custo do ciclo de vida no gerenciamento de ativos"; porém, este termo ganhou notoriedade no início dos anos 2000. Em 2002, o *Institute of Asset Management* (IAM), do Reino Unido, realizou um seminário que contou com a participação de representantes de agências reguladoras e de empresas de infraestrutura, como distribuidoras de energia elétrica e gás. O principal benefício do seminário foi identificar a necessidade de estabelecer um padrão comum para a gestão de ativos. A partir deste encontro, o IAM preparou a especificação e propôs ao *British Standards Institution* (BSI) uma *Publicly Available Specification* (PAS), publicada em 2004 – PAS 55:2004 (Especificações para Gestão Otimizada de Ativos Físicos de Infraestrutura), após ser revisada em um painel que contou com a participação de 23 organizações do Reino Unido. Em 2008, o IAM revisou a PAS 55, com a participação de 49 organizações, de 15 setores da indústria, de 10 países. No mesmo

ano, o BSI publicou a PAS 55:2008 (Gestão Otimizada de Ativos Físicos). Para se ter ideia do impacto deste documento, todas as empresas de distribuição de energia do Reino Unido foram certificadas pela PAS 55 até o final de 2008 para assegurar um compromisso de longo prazo sobre a estratégia e políticas da gestão de ativos.

Em 2014, a *International Organization for Standardization* (ISO), publicou a norma ISO 55.000, baseada na PAS 55:2008. No Brasil, a ABNT publicou a NBR ISO 55.000 (Gestão de Ativos) que define a gestão de ativos como o conjunto de ações coordenadas através das quais uma organização gerencia seus ativos durante todo o ciclo de vida (da aquisição até o descarte), considerando o desempenho, os riscos e as despesas as quais estão sujeitos [34].

A gestão de ativos vem preencher a necessidade de uma metodologia para tomada de decisões, que consiste em uma ponte entre diferentes áreas das empresas: financeira, gestão, técnica e controle de risco. Procurando o equilíbrio dos custos, riscos e desempenhos associados, os profissionais que trabalham com gestão de ativos devem participar de todas as fases do ciclo de vida do ativo, desde a decisão sobre a necessidade de adquirir o ativo, passando pelo planejamento, operação e manutenção até a substituição e descarte. O que se pretende com a Gestão de Ativos vai além da finalidade da engenharia de manutenção tradicional que é manter, restaurar e aumentar a disponibilidade dos ativos. O objetivo é aumentar a segurança de um sistema e reduzir os custos necessários, visando obter um desempenho benéfico para a organização e as partes interessadas, planejando as atividades para atingir este objetivo, sendo a manutenção apenas uma dessas atividades [35].

No Brasil, para calcular a remuneração das empresas distribuidoras, a ANEEL utiliza metodologia que considera o desempenho da empresa, a qualidade da energia fornecida e o valor do capital investido. Neste cálculo, a agência utiliza conceitos definidos pela ABNT para o projeto e a fabricação dos equipamentos elétricos, com base na “curva da banheira”, ilustrada na Figura 3.1, e define que as taxas de depreciação dos equipamentos são constantes na fase de operação normal, seguindo o mesmo padrão esperado para a taxa de falha. Através do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, a ANEEL define que a vida útil dos transformadores de potência das subestações é de 35 anos, com taxa de depreciação de constante 2,86% ao ano. Cabe às empresas concessionárias definir políticas de manutenção e ferramentas de gestão de ativos que garantam a disponibilidade do equipamento durante este período. Uma das ferramentas usadas na gestão de ativos é o índice de saúde, apresentado na próxima Seção.

### 3.3. ÍNDICE DE SAÚDE

#### 3.3.1. Definições e Estrutura de Avaliação

O índice de saúde (HI) e as metodologias baseadas nas condições reais de operação e manutenção dos equipamentos estão sendo amplamente adotados por concessionárias em todo o mundo. Isso ocorre porque as atividades globais de engenharia estão sujeitas a um ambiente muito mais criterioso e há grande pressão para reduzir custos, enquanto se mantém ou melhora o desempenho do sistema. Como resultado, há uma maior necessidade de fornecer justificativa técnica e econômica para decisões de engenharia e planos de gastos [4].

Desde o início dos anos 2000, diversos autores escreveram sobre HI, especialmente para transformadores de potência; uma coletânea de publicações é apresentada em [36]. São encontradas várias definições de HI, que diferem um pouco entre si, mas mantêm o mesmo conceito. Algumas destas definições estão abaixo destacadas:

- O HI é uma ferramenta prática muito útil para representar a condição geral de um ativo complexo, que combina o resultado de observações operacionais, inspeções e testes de campo e de laboratório [2];
- O HI é comumente conhecido como uma ferramenta prática que combina o resultado de observações operacionais, inspeções de campo e testes no local e em laboratório. Após o processo de coleta e análise dos dados, os dados são convertidos em um índice objetivo e quantitativo que fornece uma estimativa da saúde geral do ativo [4];
- O HI é uma ferramenta prática para avaliar a condição técnica geral do transformador e, dessa forma, auxiliar nas tomadas de decisões uma vez que permite comparar a condição técnica geral de todos os transformadores de potência da concessionária da energia [36].

O objetivo do HI é a representação da condição de um ativo individual, permitindo uma comparação mais eficaz entre os ativos que compõem um parque de equipamentos, para obter uma visão geral dos ativos. Consequentemente, as decisões de manutenção e substituição podem ser baseadas em um indicador comum [37]. O índice permite decisões sobre manutenção ou substituição futura, priorizada, em uma frota de unidades [4].

A proposta mais completa para montagem de HI foi apresentada em dezembro/2021 pelo grupo de trabalho B3.48 do CIGRE, que publicou a Nota Técnica TB-858 [17], descrevendo uma

metodologia detalhada para a criação de HI para equipamentos de subestação, que destaca a necessidade de identificar todos os modos de falha através da técnica FMEA, definir indicador de condição para os modos de falha críticos e considerá-los como entrada de dados para o cálculo do HI. Para transformadores de potência, é proposto que a identificação dos modos de falha deve levar em consideração, entre outros documentos, as especificações exigidas na compra do equipamento e o projeto utilizado pelo fabricante. As empresas que utilizam o conceito de manutenção MBC já possuem grande parte destes dados levantados e, consequentemente, terão maior facilidade em implantar a metodologia de HI seguindo essas orientações.

O HI é estruturado em três etapas: entrada de dados, algoritmo (equacionamento matemático) e saída, conforme ilustrado na Figura 3.2.

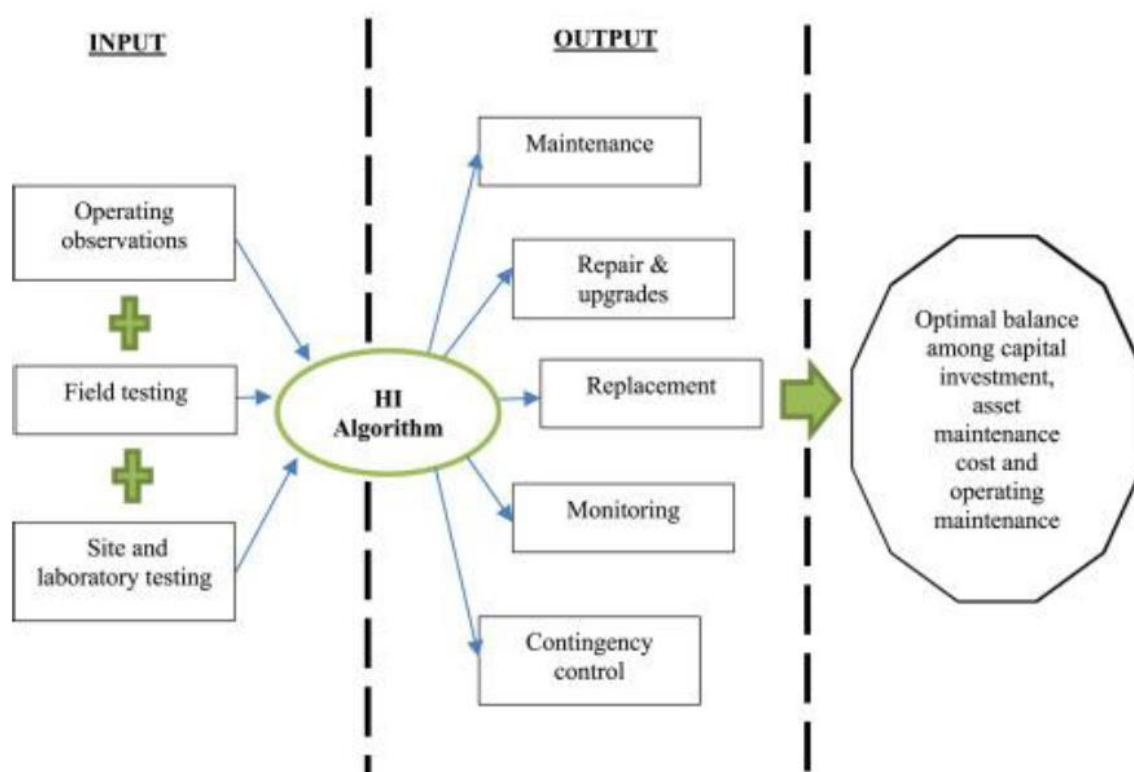


Figura 3.2 – Estruturação do índice de saúde [4].

### 3.3.2. Entrada de Dados

O desafio sobre a disponibilidade dos dados é um tema bastante discutido. Os dados de entrada devem ser facilmente acessíveis. A vantagem do índice de saúde para comparar ativos entre si ou ao longo do tempo desaparece se as mesmas informações de monitoramento de condição não estiverem disponíveis para todos os ativos [37].

Há divergência entre os autores pesquisados sobre os dados que devem ser utilizados e os parâmetros que devem ser monitorados na composição de um HI para transformador de potência. A variedade de propostas foi investigada por [4], que comparou o trabalho de 12 autores e verificou que o número de parâmetros considerados no cálculo do HI variou de 3 a 27.

Os parâmetros que se repetiram entre todos os autores foram os resultados de análises realizadas em amostras do óleo isolante. O ensaio DGA é normalmente considerado como uma entrada importante para a formulação de HI porque é um método estabelecido para detectar defeitos em transformadores, como arco voltaico, descarga parcial, faíscas de baixa energia, sobrecarga severa e superaquecimento [4].

A divergência entre os parâmetros para compor o HI fica evidente quando se compara, por exemplo [2] com [5]. Enquanto [2] afirma que para avaliar a condição geral de um transformador de potência é necessário incluir o máximo de dados disponíveis e adequados para uma avaliação realista, [5] afirma que analisar as amostras de óleo do transformador é mais vantajoso do que testar outros componentes (como relação de espiras, resistência do enrolamento, etc.). Esta última afirmação encontra respaldo em publicações analisadas por [4] que mostram um trabalho que utilizou somente parâmetros derivados de amostras do óleo e apresentou resultado de 96,7% de similaridade com os obtidos por uma consultoria experiente em gestão de ativos e avaliação de saúde. A maioria das pesquisas sugere que, em geral, a saúde de um transformador é altamente afetada pela condição de seu óleo isolante [4].

### **3.3.3. Metodologia e Algoritmo**

O método de cálculo do índice de saúde influencia no seu resultado. Diferentes abordagens podem levar a resultados diferentes com os mesmos dados de entrada. Afirmar qual método dá os melhores resultados é difícil e depende de cada caso individual. No entanto, o método deve ser entendido pelo usuário, para que resultados inesperados possam ser explicados, compreendidos e questionados [37].

Técnicas de *Machine Learning* para calcular o HI de transformadores de potência são discutidas em [9]. Abordagens que utilizam lógica *fuzzy*, redes bayesianas e redes neurais artificiais no cálculo do HI são apresentadas em diversas publicações, mas a abordagem mais comum é a ponderação das informações de monitoramento por fator de peso [37]. Os algoritmos matemáticos abrangem o método de pontuação e classificação, o método de nível, o método de peso de matrizes/entropia (EWHI) e o modelo de avaliação de fatores de vários recursos [4].

As análises de testes laboratoriais de gases dissolvidos, óleo e outros ensaios são usados para calcular o valor de HI com base em fórmulas desenvolvidas por especialistas na área de gestão de ativos, exemplos de tais fórmulas podem ser encontrados em [2].

A pontuação para determinados parâmetros normalmente adota os limites de recomendações de padrão IEC e IEEE. Porém o fator de ponderação, quando usado, é atribuído pelo julgamento subjetivo do autor ou especialista da empresa que decide implantar o HI em sua gestão.

A referência [2] apresenta proposta de calcular um fator para cada parâmetro. A soma da pontuação, multiplicada pelo peso dos componentes de um parâmetro, é dividida pela soma dos pesos de todos os componentes daquele parâmetro. Esta determinação do fator é calculada para equilibrar todos os componentes para cada parâmetro. Portanto, a primeira etapa envolve a determinação do fator de índice de saúde (HIF - *HI factor*) para cada parâmetro. O HIF é então utilizado no cálculo final do HI juntamente com o fator de ponderação.

Para a equação final do HI, o fator de ponderação recomendado por [2] é de 60% para parâmetros referentes ao transformador e 40% para aqueles referentes ao comutador de derivação em carga. Essa recomendação é baseada em relatório de pesquisa CIGRE que mostrou que, em grandes transformadores de potência, 40% das falhas são devidas ao CDC [2]. Porém, o autor incentiva que o usuário use outro fator de ponderação, caso tenha dados específicos do seu parque de transformadores.

### **3.3.4. Saída**

As pontuações do índice de saúde podem ser transformadas em uma expressão linguística como: muito bom, bom, moderado, ruim e muito ruim. Isso torna a interpretação mais fácil para o tomador de decisão, mas o índice de saúde se tornará impreciso e as tendências de condição ao longo do tempo não podem mais ser observadas [37].

O objetivo do HI é calcular a saúde individual dos equipamentos e comparar este índice com outros equipamentos que formam o parque de ativos. Portanto, normalmente, a saída é uma lista de ativos priorizada ou classificada em faixas. Em [4], são apresentadas faixas, como de 1 a 10, onde 1 mostra uma boa condição do transformador, enquanto 10 se refere à má condição. Pode-se também usar a faixa 100–0, em que 100 indica transformador bom, enquanto 0 indica transformador ruim. Outros exemplos de faixa são: 1 (excelente) a 4 (ruim); 1 (excelente) a 5 (insatisfatório); 0 (muito ruim) a 1 (muito bom), e; 0 (excelente) a 4 (investigação adi-

cional). O fato de todos os ativos serem classificados dentro dos mesmos critérios minimiza os prejuízos da subjetividade dos pesos e dos fatores de ponderação citados anteriormente.

### **3.3.5. Implementando um HI**

Nesta seção são apresentadas as principais orientações para implantar o HI como ferramenta na gestão de transformadores de potência de subestação, destacadas da Nota Técnica TB-858 [17] e fruto da experiência real de implantação desta metodologia em uma distribuidora de energia elétrica do Brasil.

1. O primeiro passo é decidir o objetivo de implantação do HI: indicar a probabilidade de falha em serviço, priorizar tarefas de manutenção ou planejar substituições.
2. Decidir quais ativos serão avaliados.
3. Aplicar a técnica FMEA, definindo os modos de falha e analisando os efeitos dos modos de falha encontrados. Embora o desgaste e o envelhecimento sejam processos importantes que levam à falha, falhas de ativos de AT são predominantemente aleatórias quando vistas a partir da análise estatística de populações inteiras. A razão é que os ativos nesta categoria geralmente têm uma gama de diversos modos de falha que se relacionam tanto com o projeto quanto com eventos aleatórios do sistema. A segunda fonte de variabilidade é o impacto a partir de variáveis de operação como danos ambientais e níveis de carga [17].
4. Definir os parâmetros que irão compor o HI. Nesta etapa é essencial verificar a disponibilidade de dados, a frequência de atualização e os custos envolvidos. A falta de dados, a dificuldade ou custos de atualização podem inviabilizar que mesmo alguns parâmetros considerados relevantes sejam incluídos no cálculo do HI. Sempre que possível, considerar parâmetros relacionados aos modos de falha que apresentem maior risco, considerando que: “Risco de falha = probabilidade da falha × consequência desta falha” [17]. Além dos aspectos regulatórios, para calcular a consequência devem ser incluídos requisitos ambientais, como conter o óleo isolante em caso de vazamento.
5. Definir a escala de pontuação do HI, relacionando um valor numérico com a condição atual e probabilidade de falha, conforme exemplo proposto na Tabela 3.1. A escala logarítmica realça as condições extremas, mas a escolha sobre qual escala utilizar está bastante relacionada à quantidade de parâmetros que irão compor o índice. Podem ser definidos subcomponentes, como: Comutador em carga, Buchas e Tanque principal. Neste caso, pode ser calculado o índice de cada um destes componentes e, posteriormente, estes valores serem agregados para compor o HI do ativo.

TABELA 3.1 – ESCALA DO ÍNDICE DE SAÚDE LINEAR E LOGARÍTMICA [17]

Escala				Condição	Descrição
Linear	Log. base 3	Log. base 10			
A	1	1	1	Muito boa	Probabilidade muito baixa de falha. Condição próxima da original de fábrica.
B	2	3	10	Boa	Deterioração geral é consistente com o tempo em serviço. Baixa probabilidade de falha em um período longo.
C	3	10	100	Normal	Foi detectado defeito de baixo risco ou deterioração limitadora de vida. O desempenho pode ser afetado em longo prazo.
D	4	30	1.000	Ruim	Foi detectada deterioração progressiva, com alta probabilidade de falha em curto prazo. A unidade pode ficar em serviço, mas a confiabilidade está reduzida.
E	5	100	10.000	Crítica	Alta probabilidade de falha imediata. A unidade não deve permanecer em serviço.

6. Definir a fórmula de cálculo do HI do ativo, que pode ser a pontuação do pior parâmetro, a soma das pontuações de todos os parâmetros ou uma ponderação, atribuindo pesos para cada parâmetro. Cuidado especial deve ser tomado ao somar as pontuações de parâmetros para compor o HI do ativo, pois o senso de urgência pode ser perdido, conforme exemplo na Tabela 3.2, onde a condição crítica de um dos parâmetros do transformador 3 (Trf3) não foi expressa no valor do HI do ativo. Não é recomendado somar pontuações lineares.

TABELA 3.2 – PONTUAÇÕES SOMADAS EM ESCALA LINEAR E LOGARÍTMICA [17]

Uniform linear weighting				Logarithmic weighting			
Factor	Trf1	Trf2	Trf3	Factor	Trf1	Trf2	Trf3
DGA Main Tank Score	2	1	1	DGA Main Tank Score	3	1	1
Dielectric Score	1	1	1	Dielectric Score	1	1	1
Thermal Score	2	1	1	Thermal Score	3	1	1
Mechanical Score	3	4	1	Mechanical Score	10	30	1
Oil Score	1	1	1	Oil Score	1	1	1
DGA LTC Tank Score	3	1	5	DGA LTC Tank Score	10	1	100
Operational Score	2	3	3	Operational Score	3	10	10
Design/manufacturer Score	1	4	1	Design/manufacturer Score	1	30	1
Subject Matter Expert Score	3	1	2	Subject Matter Expert Score	10	1	3
<b>Sum</b>	<b>18</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>Sum</b>	<b>42</b>	<b>76</b>	<b>119</b>
<b>Sums are similar Sense of urgency is lost</b>				<b>The urgent score stands out</b>			

7. Coletar os dados e calcular o HI de cada ativo. Deve ser dedicada atenção especial aos dados ausentes ou desatualizados, pois geram valores de HI inconsistentes. Se não for possível obter um dado de um ativo, uma alternativa é marcar o HI desta unidade como



“Restrito”, para não levar a tomada de decisão errada. Também é essencial identificar informações sobre realocações, reformas e falhas passadas, relacionando essas informações com o ativo correto.

8. Elaborar a listagem completa de todos os ativos, classificando pelo pior resultado de HI.
9. Submeter a listagem completa à avaliação crítica de uma equipe de especialistas, buscando identificar eventual inconsistência ou falta de aderência à realidade.
10. Definir a forma de atualização dos dados individuais e da listagem completa.

A partir da classificação dos ativos em uma listagem de HI, podem ser tomadas ações conforme a política da empresa, dado que o HI é uma ferramenta do processo de gestão de ativos.

### **3.4. CONCLUSÕES**

Este capítulo apresentou o histórico sobre as normas que padronizaram a gestão de ativos, originalmente no setor de infraestrutura, e depois a expansão deste conceito para todas as empresas. A criação do índice de saúde como ferramenta para auxiliar na gestão de ativos também foi discutida, inclusive detalhando as principais etapas para sua implantação.

A necessidade de reduzir custos operacionais, enquanto se mantém ou melhora o desempenho do sistema e a maior exigência de fornecer justificativa técnica e econômica para decisões de engenharia e planos de investimentos, levaram à padronização de metodologia para a gestão de ativos, aplicada a vários setores da sociedade, sobretudo nos relacionados à infraestrutura, como o setor elétrico. A gestão de ativos, de forma planejada e estruturada, foi incorporada na política organizacional das concessionárias de energia elétrica e o índice de saúde passou a ser uma das ferramentas adotadas para fundamentar e justificar planos de investimento.

Conclui-se, portanto, que estão demonstradas as vantagens de estruturar a gestão de ativos nas empresas do setor elétrico, investir na formação e na especialização dos profissionais ligados a esta atividade e implantar ferramenta que monitore as condições gerais dos equipamentos principais, sendo que o índice de saúde se apresenta como uma ferramenta eficaz, sobretudo na priorização de investimento, visando à substituição de transformadores de subestações.

A experiência prática da implantação do índice de saúde como ferramenta auxiliar na gestão de ativos em uma distribuidora de energia elétrica brasileira é apresentada no Capítulo 4.

# **CAPÍTULO 4:**

## **APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE SAÚDE EM UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA**

### **4.1. INTRODUÇÃO**

**E**STE capítulo discute a aplicação do índice de saúde (HI) em uma distribuidora de energia elétrica brasileira, que, entre outras motivações, necessitava identificar quais transformadores de potência deveriam ser substituídos no próximo ciclo tarifário, considerando os 195 transformadores que estavam em funcionamento há mais de 35 anos (portanto, completamente depreciados pelas regras do MCPSE, citadas no capítulo anterior) e os outros 486 transformadores que ainda não haviam completado este tempo de operação, mas que poderiam estar em piores condições de saúde, o que justificaria antecipar a sua substituição.

Para auxiliar a tomada de decisão, a equipe de gestão de ativos da concessionária decidiu implantar a ferramenta “índice de saúde”, visando obter uma lista priorizada com um indicador que permitisse identificar e comparar o estado de saúde de todos os transformadores da empresa. O processo de implantação da ferramenta, a entrada de dados, os algoritmos e os resultados obtidos são discutidos neste capítulo.

### **4.2. O PARQUE DE TRANSFORMADORES**

As características de idade, classe de tensão primária e potência nominal dos 681 transformadores de potência, instalados nas 354 subestações de distribuição da companhia, estão representadas nas figuras 4.1 a 4.3.

Na Figura 4.1, nota-se que 71,4% dos transformadores ainda não completaram a vida útil prevista (35 anos), ou seja, 28,6% dos transformadores de potência estão em operação além do

período previsto. Por um lado, esta informação mostra que alguns projetos foram bem sucedidos e que parte dos equipamentos suporta trabalhar além do prazo esperado. Por outro lado, percebe-se a necessidade desta empresa de renovar os seus ativos. É importante ressaltar que nos últimos 5 anos, esta empresa vem executando um plano robusto de investimento e, para o próximo ciclo tarifário (2023 a 2027), foi encaminhado para a agência reguladora o maior plano de investimento da história da companhia, fundada há 70 anos. Inclusive, a elaboração da lista encaminhada para a ANEEL, relacionando quais transformadores de potência serão substituídos no ciclo 2023-2027, foi a principal motivação para implantar o índice de saúde na gestão de ativos.

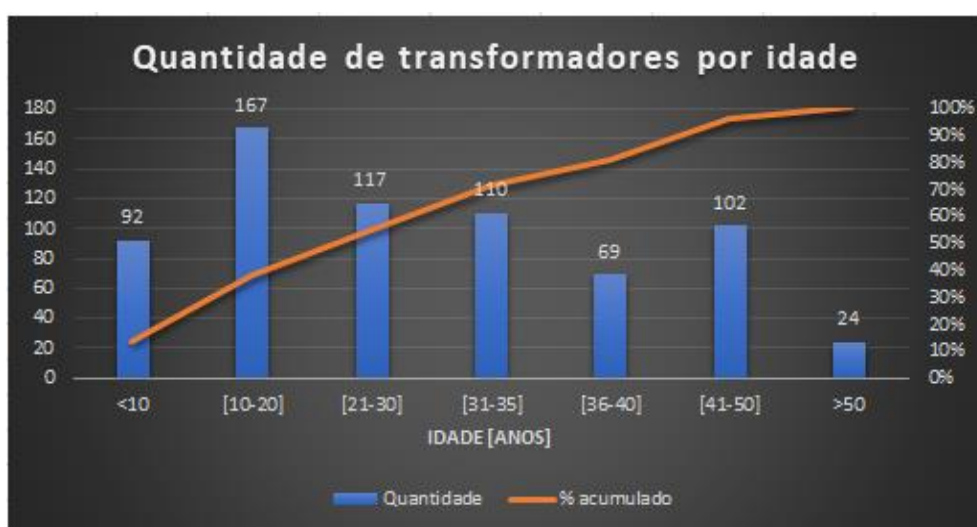


Figura 4.1 – Quantidade dos transformadores por idade.



Figura 4.2 – Quantidade dos transformadores por tensão primária.

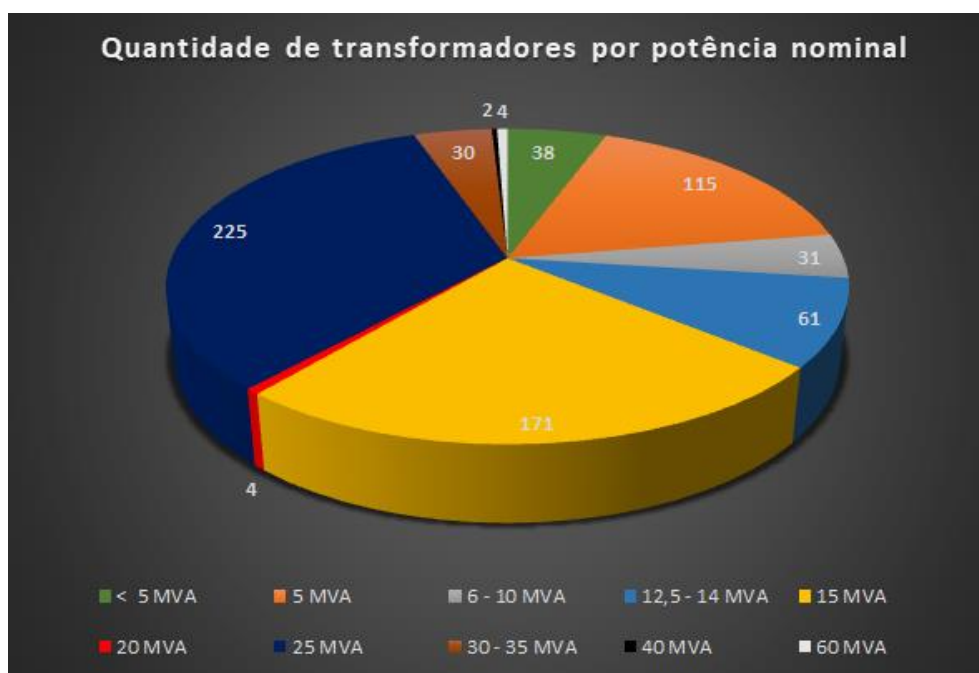


Figura 4.3 – Quantidade dos transformadores por potência nominal.

### 4.3. A IMPLANTAÇÃO DO ÍNDICE DE SAÚDE

Seguindo as etapas descritas no capítulo anterior, Seção 3.3, foi definido que o objetivo do HI seria criar uma lista para priorizar as substituições dos transformadores no próximo ciclo tarifário, avaliando as condições de todos os transformadores de potência instalados nas subestações de distribuição da empresa. A técnica FMEA já havia sido implantada pela empresa, em trabalho de manutenção anterior.

Foram definidos os parâmetros para compor o HI, considerando os três principais subcomponentes e, para cada subcomponente, foi definido um índice de saúde (chamado subíndice): tanque principal (subíndice:  $H_{\text{enr}}$ ), buchas (subíndice:  $H_{\text{buc}}$ ) e comutador de derivação em carga – CDC (subíndice:  $H_{\text{CDC}}$ ). Em seguida, estes três subíndices são agregados, através de ponderação, para formar o índice final do ativo (chamado de HI).

Os três subíndices seguem a mesma estrutura: cada um deles possui duas parcelas, que são somadas:

1. Uma parcela (subíndice intermediário, indicado pelo número 0 subscrito) que busca considerar o envelhecimento natural do componente, sendo formada por parâmetros relacionados à degradação ou desgaste ocasionado pelo uso normal.

2. Uma parcela que inclui um fator agravante ( $\alpha$ ), que pode variar numericamente entre 0 e 1 ( $0 \leq \alpha \leq 1$ ), de modo a considerar anomalias que podem acelerar o desgaste do componente, contribuindo para piorar o estado de saúde do ativo.

Adotada a classificação do tipo “quanto menor, melhor” e a escala linear de 0 a 5, onde 0 mostra a melhor condição de saúde, e 5 se refere à pior condição de saúde do transformador (condição crítica). A intenção de não utilizar a escala 0 a 1 foi para evitar confundir o HI com a probabilidade real de falha, dado que, conforme [7], o HI não representa uma maneira exata de cálculo da condição de um ativo, mas uma forma de quantificá-la para ser facilmente comparada com a saúde de outros ativos do mesmo parque. Entendeu-se que a faixa de 0 a 1 (ou 0 a 100) poderia levar a tomada de decisão intempestiva para transformadores com HI próximo de 100. Para adotar a escala de 0 a 5, os subíndices  $H_{\text{enr}}$ ,  $H_{\text{buc}}$  e  $H_{\text{CDC}}$  são multiplicados por 5.

As fórmulas definidas para calcular cada subíndice e o HI do ativo estão detalhadas em [38] e apresentadas a seguir:

$$H_{\text{enr}} = 5 \times [H_{\text{enr}0} + \alpha_{\text{enr}}(1 - H_{\text{enr}0})] \quad (4.1)$$

$$H_{\text{buc}} = 5 \times [H_{\text{buc}0} + \alpha_{\text{buc}}(1 - H_{\text{buc}0})] \quad (4.2)$$

$$H_{\text{CDC}} = 5 \times [H_{\text{CDC}0} + \alpha_{\text{CDC}}(1 - H_{\text{CDC}0})] \quad (4.3)$$

$$HI = 0,625 \times \text{Max}(H_{\text{enr}}, H_{\text{buc}}, H_{\text{cdc}}) + 0,375 \times \frac{H_{\text{enr}} + H_{\text{buc}} + H_{\text{cdc}}}{3} \quad (4.4)$$

Para transformadores sem CDC, admite-se  $H_{\text{CDC}} = 0$  e substitui-se 3 por 2 no denominador da segunda parcela da expressão (4.4). Os fatores de ponderação para o cálculo final do índice de saúde foram 0,625 para o pior dos três subíndices analisados ( $H_{\text{enr}}$ ,  $H_{\text{buc}}$  e  $H_{\text{CDC}}$ ) e 0,375 para a média destes subíndices. A intenção foi dar relevância à parcela do ativo que está em pior condição, sem deixar de levar em consideração a situação global do equipamento.

#### 4.4. ENTRADA DE DADOS E EQUACIONAMENTO MATEMÁTICO

Conforme citado no capítulo anterior, o ensaio DGA é normalmente considerado como uma entrada importante para a formulação de HI porque é um método estabelecido para detectar defeitos em transformadores, como arco voltaico, descarga parcial, faíscas de baixa energia, sobrecarga severa e superaquecimento [4]. Por este motivo, o ensaio DGA referente às amos-

tras de óleo retiradas do tanque principal do transformador é um parâmetro usado para calcular o subíndice  $H_{\text{enr}}$  e os resultados do ensaio DGA obtidos através das amostras de óleo retiradas do comutador em carga compõem o subíndice  $H_{\text{CDC}}$ .

De forma semelhante, a maioria das pesquisas sugere que, em geral, a saúde de um transformador é altamente afetada pela condição de seu óleo isolante [4]. A qualidade do óleo isolante é definida pelos ensaios físico-químicos relacionados na Tabela 2.2. Então, os resultados dos ensaios físico-químicos referentes às amostras de óleo retiradas do tanque principal do transformador é um parâmetro usado para calcular o subíndice  $H_{\text{enr}}$  e os resultados dos ensaios físico-químicos oriundos das amostras de óleo retiradas do comutador em carga compõem o subíndice  $H_{\text{CDC}}$ .

#### 4.4.1. Componentes do interior do tanque principal do transformador

O subíndice intermediário do interior do transformador ( $H_{\text{enr0}}$ ) é calculado por:

$$H_{\text{enr0}} = 0,8 \times (0,1 + 0,9 \times f_{\text{enr.ida}}) \quad (4.5)$$

O fator de idade do transformador ( $f_{\text{enr.ida}}$ ) é dependente de duas variáveis ( $t_{\text{enr}}$  e  $t_{\text{enr.base}}$ ) e calculado por:

$$f_{\text{enr.ida}} = 1 - e^{-3 \times (t_{\text{enr}}/t_{\text{enr.base}})^3} \quad (4.6)$$

onde  $t_{\text{enr}}$  representa a idade do transformador em anos, sendo considerada a data de entrada em operação. Para os casos em que esta data não é conhecida, utiliza-se a data de fabricação do equipamento.

A variável  $t_{\text{enr.base}}$  é calculada por:

$$t_{\text{enr.base}} = 35 + 10 \times \left( 1 - e^{\frac{15000}{273+110} - \frac{15000}{273+30+80 \times (P/P_{\text{adm}})^2}} \right) \quad (4.7)$$

onde  $t_{\text{enr.base}}$  representa o tempo de vida de referência em anos, calculado com base na teoria de Arrhenius, citada na Seção 2.3 e apresentada em (2.1). O objetivo é acompanhar o carregamento do transformador, considerando a redução do tempo de vida útil, no período de sobrecarga, devido ao sobreaquecimento. Como mostrado na Tabela 2.3, a taxa de consumo da vida útil dobra a cada 6°C de elevação da temperatura. O carregamento é monitorado através da leitura on-line dos TCs instalados nas buchas do transformador.

Para as subestações antigas, que não têm essa medição disponível, o monitoramento é realizado através dos religadores instalados nos circuitos alimentados pelo transformador. A soma das cargas dos religadores representa o carregamento total do transformador. Na equação matemática, este parâmetro depende das variáveis  $P$  e  $P_{adm}$ , onde  $P$  é a maior potência fornecida pelo transformador no período de apuração do índice, e  $P_{adm}$  é a potência admissível.

O fator de agravamento do interior do transformador ( $\alpha_{enr}$ ) é calculado conforme (4.8):

$$\alpha_{enr} = \max\left(f_{enr.DGA}, 0,5 \times f_{enr.fq}, 3 \times (P/P_{adm} - 1)\right) \quad (4.8)$$

onde:

- $f_{enr.DGA}$  resulta da análise dos gases dissolvidos no óleo do tanque principal do transformador. Segundo o plano de manutenção adotado pela concessionária, a amostragem é semestral para transformadores em condição normal de operação e reduzida para os equipamentos em regime de acompanhamento especial. O laboratório analisa a concentração individual dos gases citados na Seção 2.4, a evolução dos resultados e as razões entre os gases. Um diagnóstico da análise é fornecido pelo laboratório através dos códigos relacionados na Tabela 4.1.

TABELA 4.1 – FATOR DA ANÁLISE DGA DO TANQUE PRINCIPAL [38]

Diagnóstico DGA	Fator $f_{enr.DGA}$
17 a 19	0
24	0,4
25 e 27	0,8
26, 32 a 49, 55, 61, 62 e 64	1

- Segue abaixo a descrição dos códigos de Diagnóstico DGA apresentados na Tabela 4.1:
  - 17: Resultados normais;
  - 18: Os resultados apresentam taxa normal de evolução de gases, indicando condições satisfatórias de operação do equipamento;
  - 19: Os resultados apresentam taxa normal de evolução de gases para esta família de transformadores;
  - 20: Resultados normais para óleo de chave comutadora em carga;
  - 24: Resultados estáveis em relação às amostras anteriores;

- 25: Os resultados indicam evolução nas concentrações dos gases;
- 26: Os resultados indicam elevadas concentrações de gases;
- 27: A presença de acetileno indica anormalidade;
- 32: Os resultados indicam centelhamento de média intensidade no óleo, sem envolvimento do papel isolante;
- 34: Os resultados indicam centelhamento importante no óleo, sem envolvimento do papel isolante;
- 35: Os resultados indicam centelhamento importante no óleo, com envolvimento do papel isolante;
- 36: Os resultados indicam centelhamento muito importante no óleo, sem envolvimento do papel isolante;
- 37: Os resultados indicam centelhamento muito importante no óleo, com envolvimento do papel isolante;
- 38: Os resultados indicam degradação térmica de média intensidade do óleo, sem envolvimento do papel isolante;
- 39: Os resultados indicam degradação térmica de média intensidade do óleo, com envolvimento do papel isolante;
- 40: Os resultados indicam degradação térmica importante do óleo, sem envolvimento do papel isolante;
- 41: Os resultados indicam degradação térmica importante, envolvendo o óleo e o papel isolante;
- 42: Os resultados indicam degradação térmica muito importante do óleo, sem envolvimento do papel isolante;
- 43: Os resultados indicam degradação térmica muito importante, envolvendo o óleo e o papel isolante;
- 44: Os resultados indicam arco elétrico de média intensidade no óleo, sem envolvimento do papel isolante;
- 49: Os resultados indicam arco elétrico muito importante, envolvendo o óleo e o papel isolante;
- 55: Os resultados indicam arco elétrico;
- 61: Descargas parciais de média intensidade;
- 62: Os resultados indicam centelhamento importante;
- 64: Descargas parciais muito importantes (óleo).



- $f_{\text{enr.fq}}$ : resultado da análise da qualidade do óleo do tanque principal do transformador. Ensaios realizados no laboratório permitem diagnosticar a qualidade do óleo. A empresa mantém um programa interno chamado “Trocóleo” para substituição do óleo do tanque principal dos transformadores incluídos neste programa. Quando ensaios como tensão interfacial, rigidez dielétrica, acidez e teor de água (ppm) não apresentam resultados satisfatórios, o laboratório insere o transformador no programa “Trocóleo”. O parâmetro  $f_{\text{enr.fq}}$  é do tipo binário, com valor 0 para transformador fora do programa “Trocóleo” e 1 para equipamento incluído neste programa.

#### 4.4.2. Componente: Buchas condensivas

O subíndice intermediário que representa a condição das buchas condensivas de AT ( $H_{\text{buc0}}$ ) é calculado por:

$$H_{\text{buc0}} = 0,8 \times [f_{\text{buc.tipo}} \times (0,1 + 0,9 \times f_{\text{buc.ida}})] \quad (4.9)$$

onde  $f_{\text{buc.tipo}}$  representa o tipo da bucha. Conforme mostrado na Seção 2.2.5, o material de impregnação interfere diretamente na qualidade da bucha, sendo que as buchas impregnadas com resina (RIP) apresentam melhores condições dielétricas do que as unidades impregnadas em óleo (OIP). Três valores são possíveis para este parâmetro:

- 0: Quando a tensão primária é inferior a 69 kV e não há buchas condensivas;
- 0,5: Quando as buchas de alta tensão são do tipo RIP;
- 1: Quando as buchas de alta tensão são do tipo OIP.

O fator de idade das buchas ( $f_{\text{buc.ida}}$ ) representa a idade das buchas e é calculado por:

$$f_{\text{buc.ida}} = 1 - e^{-3 \times (t_{\text{buc}}/30)^4} \quad (4.10)$$

onde  $t_{\text{buc}}$  é o tempo que a bucha está em operação em anos. Quando não há informação no sistema sobre a realização de troca de buchas em um transformador, assume-se para este parâmetro o mesmo valor de  $t_{\text{enr}}$ , que indica a idade do transformador.

O fator de agravamento das buchas ( $\alpha_{\text{buc}}$ ) leva em consideração manutenções em atraso por entender que não se tem informações confiáveis sobre o estado da bucha, desde que as ordens de manutenção foram abertas. Seu cálculo é feito por:

$$\alpha_{\text{buc}} = (0,2 + 0,8 * f_{\text{buc.tipo}} \times f_{\text{buc.ida}}) \times (0,3 \times f_{\text{buc.om.abe}} + 0,7 \times f_{\text{buc.om.atr}}) \quad (4.11)$$

onde:

- $f_{\text{buc.tipo}}$  e  $f_{\text{buc.ida}}$  são as mesmas variáveis utilizadas no cálculo do subíndice intermediário  $H_{\text{buc0}}$ , definido em (4.9).
- $f_{\text{buc.om.abe}}$  representa a existência de ordem de manutenção (OM) aberta para realização de ensaios elétricos preventivos nas buchas, realizados juntamente com a manutenção preventiva realizada no transformador. Este parâmetro tem valor 0 quando não existe OM aberta e 1 quando existe OM aberta.
- $f_{\text{buc.om.atr}}$  representa a existência de OM, citada anteriormente, com prazo de execução vencido. Este parâmetro tem valor 0 quando não existe OM aberta ou quando a OM aberta ainda está dentro do prazo previsto para execução e tem valor 1 quando existe OM aberta e com prazo de execução vencido.

#### 4.4.3. Componente: Comutador de Derivação em Carga (CDC)

O subíndice intermediário que representa a condição do CDC ( $H_{\text{CDC0}}$ ) é calculado por:

$$H_{\text{CDC0}} = 0,8 \times [0,2 + 0,3 \times f_{\text{CDC.ida}} + 0,3 \times f_{\text{CDC.ext}} \times f_{\text{CDC.est}} + 0,2 \times \min(P/P_n, 1)] \quad (4.12)$$

sendo o fator de idade do CDC ( $f_{\text{cdc.ida}}$ ) calculado por.

$$f_{\text{CDC.ida}} = 1 - e^{-3 \times (t_{\text{CDC}}/35)^2} \quad (4.13)$$

onde:

- $f_{\text{CDC.ida}}$ : representa a idade do CDC, sendo  $t_{\text{CDC}}$  o tempo que o CDC está em operação em anos. Quando não há informação no sistema sobre a realização de substituição do CDC, assume-se para este parâmetro o mesmo valor de  $t_{\text{enr}}$ , que indica a idade do transformador;
- $f_{\text{CDC.ext}}$ : representa o meio de extinção do arco elétrico usado pelo fabricante do CDC. Os comutadores com extinção a óleo apresentam maior número de falhas do que aqueles com extinção a vácuo. Este parâmetro tem valor 0,33 para CDC com extinção a vácuo e 1 para CDC com extinção a óleo.

O fator de estresse do CDC ( $f_{\text{CDC.est}}$ ) é calculado por.

$$f_{\text{CDC.est}} = 1 - e^{-3 \cdot (n_{\text{op.m}}/1900)} \quad (4.14)$$

onde:

- $f_{\text{CDC.est}}$  representa o estresse do CDC causado por número excessivo de operações mensais, que aumenta o desgaste dos contatos e a probabilidade de falhas no mecanismo. A variável  $n_{\text{op.m}}$  indica o número de operações realizadas no mês;
- $P/P_n$  é a relação entre a maior potência fornecida pelo transformador no período de apuração do índice ( $P$ ) e a sua potência nominal ( $P_n$ ).

O fator de agravamento do CDC ( $\alpha_{\text{CDC}}$ ) é calculado conforme:

$$\alpha_{\text{CDC}} = \max(f_{\text{CDC.ext}} \times f_{\text{CDC.DGA}}, 0,5 \times f_{\text{CDC.ext}} \times f_{\text{CDC.fq}}, f_{\text{CDC.desg}}) \quad (4.15)$$

onde:

- $f_{\text{CDC.ext}}$ : é a mesma variável usada no cálculo do subíndice intermediário  $H_{\text{CDC0}}$ , em (4.12);
- $f_{\text{CDC.DGA}}$ : resultado da análise de gases dissolvidos no óleo do CDC. Diferentemente do que ocorre no tanque principal, no CDC é comum a formação de gases provenientes de queima do óleo isolante, em equipamentos com extinção a óleo. Conhecendo as diferenças entre estes dois casos, o laboratório também realiza a análise dos gases dissolvidos no óleo do CDC, adotando limites adequados para a concentração de gases. Um diagnóstico da análise é fornecido pelo laboratório através de códigos relacionados na Tabela 4.2.

TABELA 4.2 – FATOR DA ANÁLISE DGA DO CDC [38]

Diagnóstico DGA	Fator $f_{\text{CDC.DGA}}$
20	0
24	0,4
25	0,8
26	1

- Segue abaixo a descrição dos códigos de Diagnóstico DGA apresentados na Tabela 4.2:
  - 20: Resultados normais para óleo de chave comutadora em carga;
  - 24: Resultados estáveis em relação às amostras anteriores;
  - 25: Os resultados indicam evolução nas concentrações dos gases;
  - 26: Os resultados indicam elevadas concentrações de gases.

- $f_{\text{CDC.fq}}$  representa o resultado da análise da qualidade do óleo do CDC. Assim como citado para o tanque principal, a empresa mantém um programa interno chamado “Trocóleo” para substituição do óleo do CDC de equipamentos incluídos neste programa. Quando os ensaios não apresentam resultados satisfatórios, o laboratório insere o CDC no programa “Trocóleo”. Este parâmetro tem valor 0 para CDC fora do programa “Trocóleo” e 1 para CDC incluído neste programa.

O fator de desgaste do CDC ( $f_{\text{CDC.desg}}$ ) é calculado por:

$$f_{\text{cdc.desg}} = 1 - e^{-3 \times (n_{\text{op.ac}}/n_{\text{op.max}})} \quad (4.16)$$

onde  $f_{\text{CDC.desg}}$  é a relação entre o número de operações acumuladas desde a última manutenção no CDC e o número máximo de operações previstas para o tipo de extinção da CDC. A variável  $n_{\text{op.ac}}$  é o número de operações acumuladas desde a última manutenção e a variável  $n_{\text{op.max}}$  leva em consideração os limites de operação definidos pelos fabricantes de CDC, sendo: 100.000 operações para CDC com extinção a óleo e 300.000 operações para CDC com extinção a vácuo.

#### 4.5. Análise dos Resultados Obtidos

Inicialmente, constatou-se que as datas de entrada do equipamento em operação e as datas de substituição de buchas ou substituição de chave comutadora (CDC) não estavam disponíveis ou confiáveis no banco de dados central, levando, numa primeira classificação, vários ativos a valores inconsistentes de HI. Assim, antes de elaborar a listagem com a classificação final dos ativos, foi necessário levantar os dados faltantes e conferir a consistência daqueles que estavam disponíveis.

Após os cálculos do HI, obteve-se uma lista com informações sobre as condições de saúde dos 681 transformadores de potência analisados, o que permitiu classificá-los e definir para quais deles a substituição deveria ser priorizada. Os índices obtidos variaram de 0,3540 (transformador em melhor condição) até 4,4074 (transformador em pior condição). O índice de saúde médio foi 3,2164.

Analisando os dados obtidos, a primeira conclusão é que, apesar de fatores como sobrecarga e resultados das análises do óleo (DGA e Físico-Químico) possuem peso elevado no cálculo

do índice de saúde, o fator que mais impacta o HI é a idade dos equipamentos. Esta conclusão é demonstrada através das figuras 4.4 e 4.5.

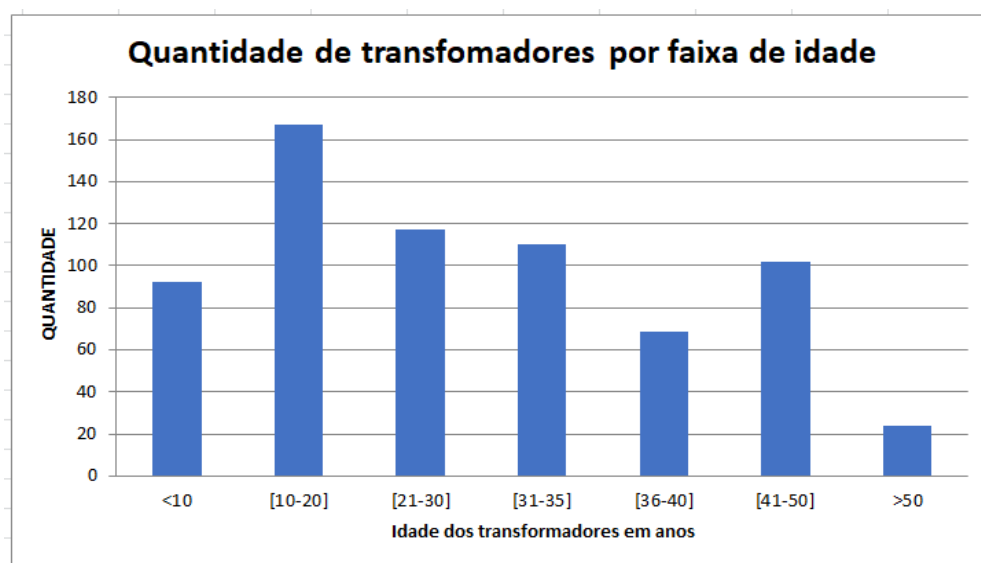


Figura 4.4 – Histograma da quantidade de transformadores por idade.

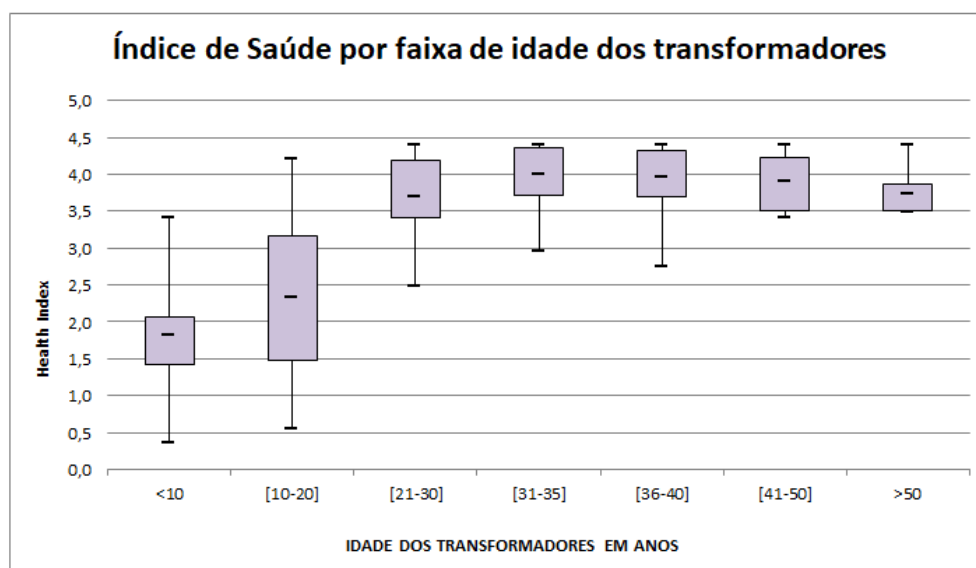


Figura 4.5 – Índice de saúde dos transformadores por idade.

A Figura 4.5 mostra que o melhor índice de saúde médio (1,8228) foi encontrado no grupo de equipamentos mais novos, com menos de 10 anos de fabricação. Além disso, 50% dos transformadores nesta faixa de idade possuem HI entre 1,4121 e 2,0707, o que representa o melhor resultado entre todas as faixas de idade avaliadas.

A segunda coluna da Figura 4.4 mostra que a maioria dos equipamentos da empresa está na classe de 10 a 20 anos de fabricação. Essa faixa possui a maior variação de HI, com valor

mínimo de 0,5416 e máximo de 4,2075. Apresenta também a maior variação de HI entre o primeiro e o terceiro quartil, com valores entre 1,4859 e 3,1693. Apesar disso, o índice de saúde médio da classe (2,3363) ainda é inferior à média (3,2164) de todos os transformadores da empresa.

A Figura 4.5 mostra que os piores índices de saúde foram observados em transformadores com idade acima de 20 anos, com todas as cinco faixas de idade apresentando resultados do primeiro quartil superiores à média geral.

A última coluna da Figura 4.4 mostra que os transformadores com mais de 50 anos de fabricação são minoria na empresa, apenas 24 unidades. Pesquisando o banco de dados, verifica-se que estes transformadores não possuem regulação, o que explica o fato destas unidades continuarem em operação, pois não ocorre o desgaste mecânico do acionamento do CDC.

Outra observação que pode ser verificada, analisando a lista completa de HI dos transformadores da empresa, é que apesar do índice de saúde dos transformadores ser composto por três subíndices, referentes a três subcomponentes: tanque principal (subíndice:  $H_{\text{enr}}$ ), buchas (subíndice:  $H_{\text{buc}}$ ) e comutador de derivação em carga – CDC (subíndice:  $H_{\text{CDC}}$ ), os transformadores sem regulação apresentaram praticamente o mesmo índice de saúde médio dos transformadores com regulação, conforme mostrado na Tabela 4.3.

TABELA 4.3 – COMPARAÇÃO ENTRE TRANSFORMADORES COM E SEM REGULAÇÃO

	Quantidade de equipamentos	Índice de Saúde Médio
Com regulação	401	3,1745
Sem regulação	280	3,2410

A fórmula de composição final do índice de saúde, apresentada em (4.4), adotou uma ponderação entre o pior dos três subíndices e a média destes subíndices, o que permitiu equalizar o resultado final, possibilitando agrupar numa mesma lista equipamentos com regulação e sem regulação. Observa-se, aqui, que foi adotada a orientação de [17], citada na Seção 3.3.2, que recomenda não somar pontuações lineares dos fatores que irão compor um índice de saúde.

A lista final com o índice de saúde de todos os 681 transformadores da empresa foi uma das ferramentas utilizadas para montar o plano de renovação de ativos, encaminhado para a agência reguladora para o ciclo 2023-2027.

A definição sobre a quantidade de transformadores substituídos em um ciclo tarifário depende do valor total de investimento autorizado pelo conselho de administração da empresa e da estratégia adotada. A partir dessas definições, é destinado o montante para cada um dos negócios da empresa, avaliada a necessidade de ampliação do sistema e a possibilidade de conciliar projetos de modernização de instalações com a substituição de transformadores que apresentam elevado risco de falha. Enfim, dentre as muitas variáveis analisadas, o HI dos transformadores é uma das ferramentas na construção do plano de investimento.

Para o ciclo 2023-2027, o conselho de administração da concessionária citada neste estudo aprovou o maior aporte de investimento de sua história: R\$ 45 bilhões, a ser distribuído entre os negócios de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No âmbito da distribuição, após estabelecer o valor destinado à ampliação e modernização do Sistema de Distribuição de Alta Tensão, foram definidos os projetos de construção de novas linhas de distribuição e subestações para atender a demanda por energia elétrica e os transformadores que deveriam ser substituídos por obsolescência ou por apresentarem piores índices de saúde, consequentemente, elevado risco de falha. Mesmo esta análise levou em consideração a possibilidade de conciliar a renovação de ativos com o atendimento à solicitação de novas ligações. Assim, foi definida a substituição de 157 transformadores, conforme mostrado na Figura 4.6.

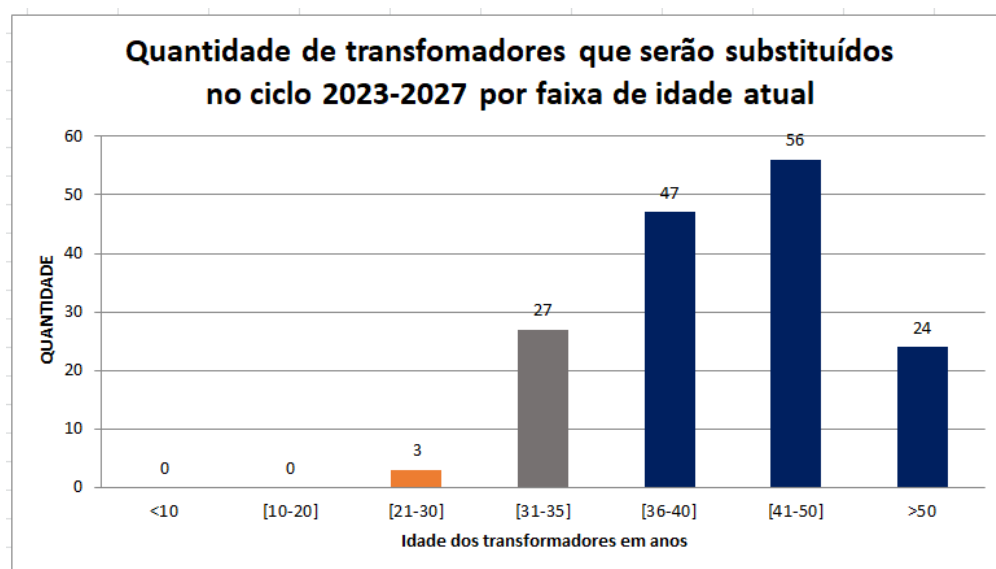


Figura 4.6 – Transformadores que serão substituídos no ciclo 2023-2027.

Conforme observado na Figura 4.6, todos os 24 transformadores que atualmente têm mais de 50 anos de idade serão substituídos neste ciclo que se inicia em 2023. Além deles, 56 transformadores que atualmente estão entre 41 e 50 anos de idade e mais 47 que estão entre 36 e

40 anos também serão substituídos. Todos estes 127 transformadores, destacados em cor azul escuro na Figura 4.6, já estão totalmente depreciados e não contribuem na base regulatória de remuneração da empresa distribuidora. Também serão substituídos outros 27 transformadores, destacados em cor cinza na Figura 4.6, que atualmente possuem entre 31 e 35 anos de idade e que estarão totalmente depreciados ao final do ciclo 2023-2027. Por fim, destacados em cor laranja na Figura 4.6, estão três unidades na faixa de 21 a 30 anos que apresentaram HI de 4,382104, 4,392834 e 4,39644, valores que estão entre os piores índices de todo o parque de transformadores da empresa distribuidora.

## 4.6. CONCLUSÕES

A lista final de transformadores substituídos no ciclo 2023-2027 contempla as 24 unidades que estão com mais de 50 anos de idade, para esta faixa o índice de saúde não foi o fator principal, pois apenas confirmou a expectativa de falha devido à obsolescência dos equipamentos. Porém, na faixa de 36 a 50 anos a empresa possui 171 transformadores e o HI contribuiu para selecionar, dentre estes, as 103 unidades que serão substituídas no próximo ciclo tarifário. Além disso, na faixa de 31 a 35 anos, a empresa possui 110 transformadores, que já estarão totalmente depreciados ao final do ciclo, e o índice de saúde também contribuiu para selecionar as 27 unidades que serão substituídas desta faixa de idade. Por fim, o HI foi além, permitiu identificar 03 transformadores que ainda não estarão totalmente depreciados ao final do próximo ciclo tarifário, mas que apresentam condições de saúde piores do que outras unidades mais velhas e, portanto, elevado risco de falha. Conciliando a informação obtida através do HI com a demanda por ampliação de carga nestas subestações, foi decidido substituir 03 transformadores que estão na faixa de 21 a 30 anos de idade. Analisando os dados obtidos com a implantação do índice de saúde, conclui-se que esta é, realmente, uma ferramenta prática, muito útil, para auxiliar e subsidiar justificativas técnicas e econômicas na gestão de ativos, sobretudo na tomada de decisão referente a investimentos na substituição de transformadores de potência de subestações.

Entre as observações registradas durante o trabalho desenvolvido, destaca-se a necessidade de manter atualizado um robusto *software* de gestão empresarial e estabelecer sistemática para atualização de dados de equipamentos, visto que o SEP é dinâmico, com constantes substituições de ativos, seja de forma programada, por ampliação de subestações existentes, ou devido a ocorrências do sistema que provocam falhas de equipamentos, além da entrada em operação



de novas subestações. É necessário contar sempre com bancos de dados que possibilitem a emissão rápida de relatórios, e de software de análise e integração de dados.

Ficou evidente que o parâmetro que mais impacta o índice de saúde é a idade dos equipamentos. Esta conclusão era esperada, uma vez que nos equipamentos mais novos ainda não estão presentes os efeitos do envelhecimento, sobretudo no sistema de isolamento e nas buchas, e nem o desgaste mecânico das peças móveis existentes no Comutador de Derivação em Carga.

Outro ponto importante a ser mencionado é o cuidado que deve ser tomado ao agregar os fatores que irão compor o índice de saúde, observando recomendações presentes na literatura, principalmente ao agregar itens com pontuações lineares ou logarítmicas, pois podem ser perdidos o senso de urgência e a uniformidade da representação dos ativos.

Por fim, destaca-se que mesmo após a implantação do índice de saúde, a experiência de profissionais especialistas em gestão de ativos continua sendo fundamental para prover as condições corretas para as tomadas de decisão.

## CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES

O TRANSFORMADOR de potência é o principal equipamento em uma subestação de energia elétrica, tanto pelo seu alto valor financeiro quanto pela função essencial que desempenha no SEP. Verificou-se, ao longo deste trabalho, que conhecer o sistema construtivo deste equipamento, o funcionamento dos seus componentes mais importantes, como núcleo, enrolamentos, sistema de refrigeração, buchas e comutador de derivação em carga, é essencial para fazer a gestão deste ativo complexo.

Constatou-se, também, que para avaliar as condições reais de um transformador de potência é necessário entender os seus mecanismos de envelhecimento e as condições de operação a que o equipamento está exposto. Ficou constatado que a taxa de envelhecimento do transformador de potência dobra a cada 6°C de elevação na temperatura do ponto mais quente do enrolamento e que, para monitorar e atenuar os efeitos que provocam a redução da vida útil dos transformadores, são adotadas técnicas de manutenção corretiva, preventiva e preditiva, compostas por ações específicas de manutenção, detalhadas neste trabalho. Verificou-se que os dados gerados pelas ações de manutenção podem ser avaliados individualmente ou agrupados num único índice, que infere o estado de saúde dos ativos.

Este trabalho também mostrou que a gestão de ativos vem preencher a necessidade de uma metodologia para tomada de decisões, consistindo em uma ponte entre diferentes áreas das empresas – como financeira, gestão e técnica – visando obter um desempenho benéfico para a organização e as partes interessadas.

Foi demonstrada a necessidade das empresas adotarem a gestão de ativos de forma planejada e estruturada, sobretudo as concessionárias de energia elétrica, devido às exigências do setor, como a necessidade de reduzir custos operacionais, enquanto se mantém ou melhora o desempenho do sistema elétrico e a maior exigência de fornecer justificativa técnica e econômica para as decisões de engenharia.

O índice de saúde proposto nesta dissertação contribuiu para selecionar, dentre os 171 transformadores da empresa na faixa de 36 a 50 anos, as 103 unidades que serão substituídas no próximo ciclo tarifário. Além disso, na faixa de 31 a 35 anos, a empresa possui 110 transformadores que já estarão totalmente depreciados ao final do ciclo. Nesta faixa, o índice de saúde contribuiu para selecionar as 27 unidades que serão substituídas. Além disso, o índice de saúde permitiu identificar 03 transformadores na faixa de 21 a 30 anos de idade, que ainda não estarão totalmente depreciados ao final do próximo ciclo tarifário, mas que apresentam condições de saúde piores do que outras unidades mais velhas e, portanto, elevado risco de falha. Conciliando a informação obtida através do HI com a demanda por ampliação de carga nestas subestações, foi decidido substituir estes 03 transformadores na faixa de 21 a 30 anos de idade. Conclui-se, portanto, que o índice de saúde é uma ferramenta prática muito útil para representar a condição geral do transformador de potência de subestações, permitindo uma comparação eficaz entre os ativos que compõem um parque de equipamentos e subsidiando justificativas técnicas e econômicas que auxiliam a gestão de ativos, sobretudo, na tomada de decisão referente a investimentos.

Conclui-se, também, que para implantar o índice de saúde é necessário manter atualizado um *software* de gestão empresarial e estabelecer sistemática para atualização dos dados de equipamentos, pois ocorrem constantes substituições de ativos, seja de forma programada, por ampliação de subestações existentes, ou devido a ocorrências do sistema que provocam falhas de equipamentos e que, apesar da sobrecarga e dos resultados das análises das amostras de óleo em ensaios de DGA e Físico-Químico serem fatores decisivos na avaliação da condição individual de um transformador, quando se avalia um parque com mais de 600 transformadores de potência, o parâmetro que mais impacta o índice de saúde é a idade dos equipamentos, uma vez que nos equipamentos mais novos ainda não estão presentes os efeitos do envelhecimento, sobretudo no sistema de isolamento e nas buchas, e nem o desgaste mecânico das peças móveis existentes no comutador de derivação em carga.

Por fim, destaca-se que mesmo com a implantação do índice de saúde, a experiência de profissionais experientes em gestão de ativos continua sendo fundamental para prover as condições corretas para as tomadas de decisão.

Com o intuito de colaborar com a melhoria na gestão dos transformadores de potência das subestações, propõe-se desenvolver estudos para avaliar os impactos nas suas condições de trabalho oriundos da entrada em operação de usinas fotovoltaicas de médio e grande porte e

da massiva conexão de geração distribuída nas redes de distribuição de energia. Características da carga, sobretensões momentâneas, efeitos harmônicos e outras alterações provocadas por estes novos equipamentos não estão completamente conhecidas e podem causar danos aos transformadores de potência das subestações. Por isso, o incentivo de estudos nesta linha de pesquisa é importante para as empresas que atuam no SEP e para as universidades. Além disso, em trabalhos futuros, os transformadores podem ser agrupados em diferentes grupos, por exemplo: transformadores com e sem regulação, agrupados por nível de carregamento, conforme a configuração da subestação, e outros *clusters* que melhor convier ao parque de transformadores analisado.

Durante a elaboração desta dissertação de mestrado, foi publicado o seguinte artigo:

A.A. Costa, A.M. Leite da Silva e J.G.C. Costa, “Power Transformers Health Index Assessment: An Asset Management Support Tool”, XIV Latin American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLATEE 2022, Rio de Janeiro, Brasil, 27 a 30 de novembro de 2022.

## REFERÊNCIAS

- [1] A.M. Leite da Silva, L.F. Araújo, J.G.C. Costa, “Reliability evaluation of generating systems considering aging processes,” *Electric Power Systems Research*, vol. 202 (2022) 107589, ISSN 0378-7796, doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107589.
- [2] A.N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. R. R. Service, W. Fan, “An approach to power transformer asset management using health index,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 25 (2009) pp. 20–34, doi.org/10.1109/MEI.2009.4802595.
- [3] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, K.G. Machado, L.L. Souza, R.A. González-Fernández, “Probabilistic method for optimizing the number and timing of substation spare transformers,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4 (2015), pp. 2004–2012, doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2349851.
- [4] A. Azmi, J. Jasni, N. Azis, M. Z. A. Ab Kadir, “Evolution of transformer health index in the form of mathematical equation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76 (2017), pp. 687-700, ISSN 1364-0321, doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.094.
- [5] A.E.B Abu-Elanien, M.M.A. Salama, “Asset management techniques for transformers,” *Electric Power Systems Research*, vol. 80, 4, (2010) pp. 456-464, ISSN 0378-7796, doi.org/10.1016/j.epsr.2009.10.008.
- [6] Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 5356.7 (2017).
- [7] D.G. Tinois da Silva, “Índice de saúde aprimorado para diagnóstico de transformadores de potência,” Tese de doutorado, Unesp Bauru, SP (2020).
- [8] L.F. Oliveira, L. Portillo, O. Iaronka, “Condições de sobrecarga e implicações da NBR 5356-7 durante o design review de transformadores,” XXIV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (2017).
- [9] A. Alqudsi, A. El-Hag, “Application of Machine Learning in Transformer Health Index Prediction,” *Energies*, 12, 2694 (2019). doi.org/10.3390/en12142694.

- 
- [10] L. F. Araújo, “Avaliação da confiabilidade de sistemas de geração considerando o envelhecimento de equipamentos”, Dissertação de mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro (2020).
- [11] A. P. Purnomoadi, “Asset Health Index and Risk Assessment Models for High Voltage Gas-Insulated Switchgear Operating in Tropical Environment”, Tese de doutorado, Delft University of Technology, Holanda (2020) doi.org/10.4233/uuid:d2a3bafb-f39d-49ba-a9c0-bb266a9f9ba5.
- [12] Z. Gao, J. McCalley and W. Meeker, "A transformer health assessment ranking method: Use of model based scoring expert system," 41st North American Power Symposium, Starkville, MS, USA (2009) pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS.2009.5483992.
- [13] A.A. Romero, E.E. Mombello and G. Rattá, "An overview on power transformer management: Individual Assets and Fleets," 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Montevideo, Uruguay (2012) pp. 1-7, doi: 10.1109/TDC-LA.2012.6319081.
- [14] R.A.N. Toledo, C. V. de Souza, G. M. de Resende, F. F. Matos, V. F. Mendes, S. R. da Silva, “Avaliação teórico-experimental de modelos térmicos para estudos de carregamento de transformadores de potência”, IV SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (2012).
- [15] I.C. Duran, L.S. Romero, A. Pavas, O.G. Duarte, “Comparison of maintenance scheme effects on power transformer reliability performance”. *Ingeniería e Investigación*, Bogotá, Colômbia (2015) vol. 35, pp. 73-81, doi: <http://dx.doi.org/10.15446/ing.investig.v35n1Sup.53435>
- [16] A.E.B. Abu-Elanien, M. M. A. Salama, M. Ibrahim, “Calculation of a health index for oil-immersed transformers rated under 69 kV using fuzzy logic,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 4 (2012) pp. 2029-2036, doi:10.1109/TPWRD.2012.2205165.
- [17] CIGRE Grupo de Trabalho B3.48, “Asset Health Indices for Equipment in Existing Substations,” Technical Brochure 858 (2021).
- [18] Transformadores de potência – Parte 1: Generalidades, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 5356-1, (2007).

- 
- [19] R.A.B. de LIMA, “Avaliação da condição e criticidade de transformadores e auto-transformadores isolados a óleo”, Trabalho de graduação, Unesp, Ilha Solteira, SP (2021).
- [20] R.A.N. Toledo, “Avaliação teórico-experimental de modelos térmicos para estudos de carregamento senoidal e não senoidal de transformadores de potência”, Dissertação de mestrado, UFMG, Belo Horizonte, MG (2011).
- [21] L.J.S. Damião, “Desenvolvimento de um sistema de monitoramento online de descargas parciais para transformadores de potência”, Dissertação de mestrado, UNIFEI, Itajubá, MG (2021).
- [22] V. M. A. Ribeiro, “Desenvolvimento e análise de indicadores de condição de transformadores de potência”, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal (2016).
- [23] C.B. de Araujo, L.V.M. Angeloni, F.S. da Silva, “Sistema para identificação e gestão de ativos de grande risco para a continuidade do sistema elétrico de alta tensão”, VI Encontro de gestão de ativos do setor elétrico – Prêmio nacional de gestão de ativos (2020).
- [24] ABB Asea Brown Boveri, “Treinamento em buchas e comutadores de derivações em carga”, São Paulo-SP (2006).
- [25] L.M. de Souza, “Inteligência computacional aplicada à modelagem térmica e avaliação da vida útil de transformadores de distribuição”, Tese de doutorado, UFMG, Belo Horizonte, MG (2011).
- [26] H.J.B. da Silva, “Contribuições no desenvolvimento de modelos de ciclo de vida para transformadores de potência de distribuição”, Dissertação de mestrado, Unesp, Bauru, SP (2019).
- [27] L.L. de Souza, “Metodologia probabilística para dimensionamento de reserva técnica de transformadores de subestações de distribuição de energia elétrica”, Dissertação de mestrado, UNIFEI, Itajubá, MG (2014).
- [28] K.G. Machado, “Otimização de estoques de transformadores em sistemas de potência via simulação Monte Carlo cronológica e técnicas metaheurísticas”, Tese de doutorado, UNIFEI, Itajubá, MG (2014).

- 
- [29] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Resolução normativa nº 906, Dezembro (2020).
- [30] Univercemig, “Treinamento de inspeção e manutenção de comutadoras sob carga tipo MIII – Fabricante MR”, CEMIG Sete Lagoas-MG (2022).
- [31] Univercemig, “TTTP-0242 Manutenção em comutadores de tap sob carga tipo UZ – Fabricante ABB”, CEMIG Sete Lagoas-MG (2015).
- [32] A.M.J. Ferreira, “Cálculo de índices de saúde, vida restante e probabilidade de falha de transformadores de potência AT/MT”, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal (2015).
- [33] Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 7274 (2012).
- [34] Gestão de ativos – Visão geral, princípios e terminologia, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR ISO 55000 (2014).
- [35] A.V.M. Mendes, “A importância da gestão de ativos para a competitividade das empresas de distribuição de energia elétrica”, Dissertação de mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Portugal, (2021).
- [36] D.L.P. Feil, “Substituição de transformadores de potência em subestações de energia: uma estratégia global”, Tese de doutorado, UFSM, Santa Maria, RS (2019).
- [37] J.H. Jürgensen, A. S. Godin, P. Hilber, “Health index as condition estimator for power system equipment: a critical discussion and case study”, Cired IET Journals vol. 1, October (2017) pp 202-205, doi: 10.1049/oap-cired.2017.1174 .
- [38] CEMIG, “Guia para Cálculo do Índice de Saúde de Transformadores de Alta Tensão”, CEMIG Distribuição, MG, Brasil, (2021).