

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS

Teodora Giacomazzi

Monitoramento de Buchas de Alta Tensão como Estratégia de
Prevenção de Falhas em Transformadores de Potência por meio
da Utilização de um Centro de Monitoramento de Ativos

FLORIANÓPOLIS

2024

TEODORA GIACOMAZZI

Monitoramento de Buchas de Alta Tensão como Estratégia de
Prevenção de Falhas em Transformadores de Potência por meio
da Utilização de um Centro de Monitoramento de Ativos

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica do Cen-
tro Tecnológico da Universidade Federal de
Santa Catarina para a obtenção do título de
Engenheiro Eletricista

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha
de Aquino, Dr.

Coorientador: Eng. Eletric. Anderson Ysaac
Beltrame

Florianópolis, 20 de agosto de 2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Giacomazzi, Teodora

Monitoramento de Buchas de Alta Tensão como Estratégia de Prevenção de Falhas em Transformadores de Potência por meio da Utilização de um Centro de Monitoramento de Ativos / Teodora Giacomazzi ; orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, coorientador, Anderson Ysaac Beltrame, 2024.
90 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Transformadores de potência.
3. Buchas capacitavas. 4. Monitoramento on-line. I.
Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II. Beltrame, Anderson
Ysaac. III. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

TEODORA GIACOMAZZI

Monitoramento de Buchas de Alta Tensão como Estratégia de Prevenção de Falhas em Transformadores de Potência por meio da Utilização de um Centro de Monitoramento de Ativos

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de "Bacharel em Engenharia Elétrica" e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 20 de agosto de 2024.

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino,
Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Gabriel Santos Bolacell, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Agradecimentos

Primeiramente a Deus por me dar uma família maravilhosa, oportunidades incríveis e saúde para vencer todos os desafios.

Aos meus pais, Paulo e Alessandra Giacomazzi, e ao meu irmão, Pietro Giacomazzi, cujo amor, apoio constante e sacrifícios ao longo dos anos foram a base sólida que me permitiu construir este projeto. Agradeço por sempre estarem presentes e serem um exemplo de determinação na busca de seus objetivos.

Agradeço também ao meu namorado, Patrik Henrique da Silva, pelo seu amor, compreensão e apoio contínuo ao longo desta jornada acadêmica.

Ao meu supervisor de estágio e coorientador, Anderson Ysaac Beltrame, agradeço pelo suporte e confiança em minhas habilidades, além das valiosas oportunidades que proporcionou para meu crescimento pessoal, profissional e acadêmico.

E, por último, ao meu professor e orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino. Sua orientação e apoio foram essenciais para a realização deste trabalho. Sou grata pelas críticas construtivas e por seu conhecimento, que me incentivaram a superar os desafios e alcançar os resultados deste estudo.

A todos vocês, minha sincera gratidão por fazerem parte deste capítulo importante da minha vida e por contribuírem tanto para meu crescimento pessoal e acadêmico. Obrigada por investirem seu tempo e confiança em mim.

Resumo

Este estudo enfatiza a importância do monitoramento de buchas de alta tensão como estratégia preventiva para evitar falhas em transformadores elevadores de potência. O trabalho aborda o uso de um Centro de Monitoramento de Ativos (CMA) como uma ferramenta técnica avançada e um elemento na prevenção de falhas em transformadores, com benefícios para a confiabilidade e segurança operacional do sistema elétrico de potência. A detecção precoce de anomalias nas buchas resulta na economia de custos operacionais, além de uma significativa redução dos riscos de falhas graves com potencial para afetar o sistema elétrico. Ademais, o estudo demonstra que a implementação de um sistema integrado de monitoramento aumenta a disponibilidade dos equipamentos e prolonga sua vida útil. As conclusões recomendam a expansão de práticas de monitoramento contínuo dos componentes do sistema elétrico e o investimento em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias para fortalecer a resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN) diante dos desafios atuais e futuros.

Palavras-chave: Monitoramento, buchas, transformadores de potência, alta tensão, SIN, CMA.

Abstract

This study emphasizes the importance of monitoring high-voltage bushings as a preventive strategy to avoid failures in power transformers. The work addresses the use of an Asset Monitoring Center (CMA, from portuguese *Centro de Monitoramento de Ativos*) as an advanced technical tool and a key element in preventing transformer failures, with benefits for the reliability and operational safety of the electrical power system. Early detection of anomalies in bushings leads to cost savings in operations, as well as a significant reduction in the risks of severe failures that could impact the electrical system. Furthermore, the study demonstrates that implementing an integrated monitoring system increases equipment availability and extends its lifespan. The conclusions recommend expanding continuous of monitoring practices for electrical system components and investing in research and development of new technologies to strengthen the resilience of the Brazilian Interconnected Power System (BIPS) in the face of current and future challenges.

Keywords: Monitoring, bushings, power transformers, high voltage, BIPS, CMA.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Geração de uma onda senoidal.	28
Figura 2 – Corrente produzida pelo gerador.	28
Figura 3 – Componentes básicos de um transformador monofásico de dois enrolamentos.	29
Figura 4 – Características construtivas de um transformador de potência.	31
Figura 5 – Diagrama de um transformador monofásico real.	31
Figura 6 – Núcleo envolvido.	33
Figura 7 – Núcleo envolvente.	34
Figura 8 – Distribuição de campo elétrico.	40
Figura 9 – Distribuição de campo elétrico em buchas não-capacitivas e capacitivas.	40
Figura 10 – Bucha não-capacitiva.	41
Figura 11 – Corte da bucha não-capacitiva.	42
Figura 12 – Distribuição de tensão das buchas não-capacitiva.	42
Figura 13 – Vista esquemática do núcleo capacitivo.	43
Figura 14 – Ilustração bucha capacitiva.	44
Figura 15 – Forma construtiva de uma bucha capacitiva, vista superior.	44
Figura 16 – Circuito equivalente de uma bucha capacitiva energizada.	45
Figura 17 – Bucha com isolamento à papel impregnado com óleo.	46
Figura 18 – Bucha com isolamento à papel impregnado com resina.	48
Figura 19 – Distribuição dos modos de falha em buchas capacitivas.	50
Figura 20 – Monitoramento e posicionamento do risco do ativo.	55
Figura 21 – Alarmes de engenharia acionados.	56
Figura 22 – Gráfico de risco.	56
Figura 23 – Sala do CMA.	57
Figura 24 – Comparações entre as capacitâncias e entre as tangentes delta.	58
Figura 25 – Princípio do método de monitoramento da capacitância.	59
Figura 26 – Princípio do método de somatório das correntes.	60
Figura 27 – Correntes de fuga e somatória de três buchas em um sistema trifásico.	61
Figura 28 – Corrente de fuga e tangente delta.	62
Figura 29 – Comportamento da tangente delta em função da temperatura devido ao aumento da umidade.	63
Figura 30 – Capacitância em série das buchas.	64
Figura 31 – Ocorrência de descargas parciais.	65
Figura 32 – Rompimento do dielétrico em cavidades.	66
Figura 33 – Diagrama de blocos de interligação do BM.	67
Figura 34 – TAP da bucha.	68

Figura 35 – Módulo de medição BM-MM.	68
Figura 36 – Módulo de interface BM-IHM.	69
Figura 37 – Posição da bucha reserva (caso 1).	73
Figura 38 – Vista do condutor interno de AT (caso 1).	73
Figura 39 – Desconexão da bucha original (caso 1).	74
Figura 40 – Bucha original retirada (caso 1).	74
Figura 41 – Montagem da bucha reserva (caso 1).	75
Figura 42 – Conexão da bucha na linha de 230 kV (caso 1).	75
Figura 43 – Tela de monitoramento do CMA da SIG (caso 2).	77
Figura 44 – Evolução da capacitância (caso 2).	78
Figura 45 – Evolução da tangente delta (caso 2).	78
Figura 46 – Desmontagem da SIG (caso 2).	79
Figura 47 – Desmontagem da SIG para acesso à bucha (caso 2).	80
Figura 48 – Posicionamento da bucha reserva para realização de ensaios (caso 2).	80
Figura 49 – Gráfico da capacitância após substituição da bucha (caso 2).	81
Figura 50 – Gráfico da tangente delta após substituição da bucha (caso 2).	81
Figura 51 – Evolução da capacitância (caso 3).	82
Figura 52 – Evolução da tangente delta (caso 3).	83
Figura 53 – Evolução do ângulo de corrente de fuga (caso 3).	83

Lista de tabelas

Tabela 1 – Critérios utilizados para classificação dos modos de falha em buchas capacitivas tipo OIP.	51
Tabela 2 – Modos de falhas na pesquisa do CIGRÉ Brasil em buchas caracterizados com risco alto, após aplicação da ferramenta FMECA.	52
Tabela 3 – Identificação do transformador e da bucha (caso 1).	71
Tabela 4 – Laudo da análise do óleo isolante (caso 1).	72
Tabela 5 – Identificação do transformador e da bucha (caso 2).	76
Tabela 6 – Laudo da análise em óleo isolante (caso 2).	79
Tabela 7 – Identificação do transformador e das buchas (caso 3).	82
Tabela 8 – Laudo da análise em óleo isolante (caso 3)	83

Lista de abreviaturas e siglas

AT	Alta Tensão
BIPS	<i>Brazilian Interconnected Power System</i>
BM	<i>Bushing Monitor</i>
BT	Baixa Tensão
CMA	Centro de Monitoramento de Ativos
CIGRÉ	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
FMEA	<i>Failure Modes and Effects Analysis</i>
FMECA	<i>Failure Modes, Effects and Criticality Analysis</i>
FTA	<i>Fault Tree Analysis</i>
MCC	Manutenção Centrada na Confiabilidade
OIP	<i>Oil-Impregnated Paper</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RIP	<i>Resin-Impregnated Paper</i>
SIG	Subestação Isolada à Gás
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TGC	Total de Gases Combustíveis
TP	Transformador de Potencial

Lista de símbolos

C_2H_2	Acetileno
A	Ampere
B	Campo Magnético
C_1	Capacitância
L	Comprimento da solenoide
μ_0	Constante de Permeabilidade Magnética no Vácuo
i	Corrente
I_1	Corrente no Enrolamento Primário
I_2	Corrente no Enrolamento Secundário
I_{fuga}	Corrente de Fuga
CO_2	Dióxido de Carbono
C_2H_6	Etano
C_2H_4	Etileno
f	Frequência
F	Força Eletromagnética
ε	Força Eletromotriz Induzida
H	Henry
Hz	Hertz
SF_6	Hexafluoreto de Enxofre
H_2	Hidrogênio
kV	Kilovolt
MVA	Mega Volt Ampere
MW	Megawatt

CH_4	Metano
m	Metro
mA	Miliampere
CO	Monóxido de Carbono
nC	Nanocoulomb
N	Newtons
N_2	Nitrogênio
N_1	Número de Espiras no Enrolamento Primário
N_2	Número de Espiras no Enrolamento Secundário
O_2	Oxigênio
PPM	Partes Por Milhão
pC	Picocoulomb
pF	Picofaraday
R	Raio
s	Segundos
T	Tesla
V	Tensão
V_1	Tensão no Enrolamento Primário
V_2	Tensão no Enrolamento Secundário
$\Delta\Phi$	Variação do Fluxo Magnético
Δt	Variação de Tempo
V	Volt
Wb	Weber

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Objetivo	22
1.1.1	Objetivo geral	22
1.1.2	Objetivos específicos	22
1.1.3	Estrutura do texto	23
2	TRANSFORMADORES ELÉTRICOS	25
2.1	Fundamentação Teórica	25
2.1.1	Eletromagnetismo: a conexão entre eletricidade e magnetismo	26
2.1.2	Corrente alternada	27
2.2	Princípio de funcionamento do transformador	28
2.3	Transformadores de potência	29
2.3.1	Classificação	30
2.3.1.1	Quanto à função	30
2.3.1.2	Quanto ao número de fases	30
2.3.1.2.1	Transformadores monofásicos	30
2.3.1.2.2	Transformadores trifásicos	31
2.3.1.3	Autotransformadores x transformadores	32
2.3.2	Componentes principais de transformadores	32
2.3.2.1	Núcleo	33
2.3.2.2	Enrolamento	33
2.3.2.3	Comutadores de Derivação	35
2.3.2.4	Sistemas de refrigeração	35
2.3.2.5	Sistemas de proteção e controle	36
2.3.2.6	Sistema isolante	37
2.3.2.7	Bucha	37
3	BUCHAS DE TRANSFORMADORES	39
3.1	Princípio de funcionamento	39
3.2	Tipos de buchas	39
3.2.1	Buchas não-capacitivas	41
3.2.2	Buchas capacitivas	43
3.2.2.1	Buchas capacitivas com Papel Impregnado com Óleo - OIP	46
3.2.2.2	Buchas capacitivas com Papel Impregnado com Resina - RIP	47
3.3	Modos de falha	48

3.3.1	Pesquisa CIGRÉ Brasil: Modos de Falha em buchas capacitivas tipo OIP	49
4	MONITORAMENTO DE COMPONENTES DO SISTEMA ELÉTRICO	53
4.1	Sistema Interligado Nacional - SIN	53
4.2	Centro de Monitoramento de Ativos - CMA	54
4.2.1	Princípio de Funcionamento	55
4.2.2	Ambiente de Trabalho	57
4.3	Monitoramento <i>on-line</i> de buchas capacitivas de transformadores	57
4.3.1	Tecnologias de monitoramento <i>on-line</i>	58
4.3.1.1	Método da dupla referência	58
4.3.1.2	Método de monitoramento da capacitância	59
4.3.1.3	Método de soma das correntes	60
4.3.2	Parâmetros de monitoramento de bucha	62
4.3.2.1	Tangente delta	62
4.3.2.2	Capacitância	63
4.3.2.2.1	Determinação da tangente delta e da capacitância de isolamento	64
4.3.2.3	Descarga parcial	65
4.3.3	Topologia do monitoramento <i>on-line</i> de buchas capacitivas	67
5	ANÁLISE DE FALHAS EVITADAS: ESTUDOS DE CASO	71
5.1	Caso 1 - Bucha de transformador 13,8/230 kV - 170 MVA	71
5.1.1	Atuação do monitoramento local	72
5.1.2	Substituição da bucha	73
5.1.3	Resultado	74
5.2	Caso 2 - Bucha de transformador 16/525 kV - 305 MVA	76
5.2.1	Informações do evento disponibilizadas no CMA	77
5.2.2	Substituição da bucha	79
5.2.3	Resultado	80
5.3	Caso 3 - Bucha de transformador 19/525 kV - 248 MVA	81
5.3.1	Informações do evento disponibilizadas no CMA	82
5.3.2	Resultado	83
6	CONCLUSÃO	85
	REFERÊNCIAS	87

1 Introdução

Desde a antiga Grécia, fenômenos elétricos e magnéticos eram conhecidos, porém considerados distintos. Essa visão mudou em 1873, quando James Clerk Maxwell publicou um estudo que integrou o conhecimento existente e formulou as Equações de Maxwell. Essas equações demonstram que os campos elétricos e magnéticos são, na verdade, manifestações de um único campo eletromagnético (MAXWELL, 1873; GAMOW, 1988).

Na época, muitos pesquisadores duvidavam da possibilidade de gerar uma corrente elétrica a partir de um campo magnético, apesar das evidências de que o processo inverso era viável. Michael Faraday, conhecido como o pai da indução eletromagnética, foi o pioneiro a gerar corrente elétrica por meio de um campo magnético em 1831. Faraday descobriu que, ao mover um ímã dentro de uma bobina de cobre, era possível registrar uma leitura no galvanômetro. Essa descoberta inicial levou-o a realizar uma série de experimentos para explorar o fenômeno (ERREDE, 2007; CURI, 2007; WILLIAMS, 1963).

Com o avanço dos conhecimentos sobre a indução eletromagnética, surgiu a necessidade de aprimorar a eficiência na transmissão de energia elétrica. Antes da invenção dos transformadores de potência, a energia elétrica era distribuída em corrente contínua (CC) a baixa tensão, o que forçava todos os equipamentos a operarem no mesmo nível de tensão. Essa limitação resultava em significativa perda de energia ao longo dos sistemas de distribuição, restringindo o uso da eletricidade pelos consumidores e exigindo circuitos de distribuição de pequenas dimensões para limitar essas perdas.

A introdução dos transformadores de potência possibilitou a distribuição em corrente alternada (CA), permitindo que a tensão fosse aumentada para alimentar equipamentos de maior potência. Além da flexibilidade para produzir equipamentos que operassem em diferentes tensões, o uso da CA reduziu as perdas no suprimento de energia, possibilitando a transmissão de eletricidade para localidades mais distantes das centrais de geração (HERMAN, 2011; HALACSY e FUCHS, 1961).

No entanto, os transformadores de potência, a exemplo dos demais equipamentos dos sistemas elétricos, estão sujeitos a diversos tipos de falhas que podem comprometer seu desempenho e segurança. Uma das principais causas de falhas tem origem nas buchas de alta tensão, dispositivos isolantes responsáveis por conectar os enrolamentos do transformador às linhas de transmissão. Essas buchas devem suportar altos níveis de tensão e corrente, além de resistir às condições ambientais e aos esforços mecânicos.

As consequências das falhas nas buchas de alta tensão podem ser graves. Dependendo da severidade da falha, podem ocorrer danos irreparáveis ao transformador, resultando em longos períodos de indisponibilidade ou até mesmo na necessidade de

substituição do equipamento. Além disso, tais falhas podem comprometer a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica, causando distúrbios, oscilações, quedas ou interrupções no sistema. Esses eventos podem gerar prejuízos econômicos, sociais e ambientais para os operadores do setor elétrico e para a sociedade em geral (RYAN, 2001; GARZON, 2002).

Neste contexto, este trabalho tem como objetivo explorar e analisar a importância do monitoramento de buchas de alta tensão por meio da implementação de um Centro de Monitoramento de Ativos (CMA). Um CMA é uma estrutura centralizada que utiliza tecnologias avançadas para coletar, analisar e interpretar dados em tempo real sobre o desempenho e a condição de equipamentos do sistema elétrico. Ao compreender a dinâmica desses sistemas de monitoramento contínuo, busca-se contribuir para o aprimoramento da gestão eficaz da infraestrutura elétrica, promovendo a confiabilidade e a sustentabilidade do fornecimento de energia em grande escala (TANG, 2011).

1.1 Objetivo

Nas seções 1.1.1 e 1.1.2, serão abordados, respectivamente, os objetivos gerais e específicos deste trabalho. Em seguida, na seção 1.1.3, será descrita a estrutura do texto.

1.1.1 Objetivo geral

O objetivo do trabalho é estudar o desempenho das buchas de alta tensão utilizadas em transformadores de potência de uma empresa de geração de energia elétrica, por meio das ferramentas disponíveis em um CMA.

O estudo compreende conhecer e entender as diferentes metodologias disponíveis para monitoramento deste tipo de componente e avaliar sua eficácia e a aplicabilidade em cenários reais da indústria, onde o objetivo final é possibilitar a detecção precoce de anomalias e evitar ou mitigar danos decorrentes de falhas em buchas de alta tensão.

1.1.2 Objetivos específicos

Considerando o desenvolvimento do trabalho e o objetivo geral apresentado, destacam-se os seguintes objetivos específicos:

- Analisar as funcionalidades do CMA, com foco na coleta de dados em tempo real e nas interfaces de visualização;
- Investigar as falhas típicas em buchas de alta tensão;
- Comparar métodos de detecção de anomalias em buchas;

- Estudar formas de prevenção de falhas em buchas de alta tensão e seu impacto;
- Elaborar conclusões sobre os métodos estudados e fornecer recomendações práticas para implementação deste tipo de monitoramento.

1.1.3 Estrutura do texto

O texto está organizado em seis capítulos, conforme descrito a seguir.

O primeiro capítulo explora a importância dos transformadores de potência no sistema elétrico, com ênfase nas buchas de alta tensão.

No segundo capítulo, são detalhadas as principais características construtivas dos transformadores de potência, incluindo suas classificações e principais componentes.

O terceiro capítulo foca nas buchas capacitivas, componentes projetados com múltiplas camadas de material isolante e condutor. Essa estrutura complexa permite a distribuição uniforme da tensão elétrica, o que minimiza o estresse sobre o isolante e, conseqüentemente, aumenta a durabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico. Este capítulo oferece uma análise detalhada das buchas capacitivas, abordando suas características construtivas e examinando os principais modos de falha associados a esse componente essencial.

No quarto capítulo, é apresentado um panorama geral sobre o funcionamento do CMA e as principais tecnologias de monitoramento *on-line* disponíveis no mercado.

O quinto capítulo aborda três estudos de caso relacionados a falhas em buchas de transformadores de potência.

Por fim, o sexto capítulo apresenta as conclusões do estudo.

2 Transformadores Elétricos

A seguir, serão apresentadas as características dos transformadores elétricos. Na seção 2.1, será fornecida uma fundamentação teórica sobre o tema, incluindo uma análise da conexão entre eletricidade e magnetismo. Na seção 2.2, serão descritas as informações referentes ao princípio de funcionamento dos transformadores. Por fim, na seção 2.3, serão detalhadas as diversas classificações do equipamento e seus principais componentes.

2.1 Fundamentação Teórica

A história da descoberta do eletromagnetismo remonta ao início do século XIX, representando um marco no desenvolvimento da física. Em 1820, o físico dinamarquês Hans Christian Ørsted conduziu um experimento onde uma bússola foi influenciada pela passagem de corrente elétrica em um fio condutor em sua proximidade. Este fenômeno indicou uma interconexão entre eletricidade e magnetismo, uma vez que a corrente elétrica gerava um campo magnético, resultando na alteração da orientação da bússola. Esses resultados inauguraram a introdução do termo "eletromagnetismo" no meio científico, consolidando uma nova compreensão da relação entre esses fenômenos (MUSSOI, 2006).

Após essa descoberta, André-Marie Ampère, cientista francês, contribuiu com a formulação da Lei de Ampère ainda em 1820, descrevendo a interação magnética entre correntes elétricas. Seus estudos subsequentes ajudaram a compreender como correntes elétricas geram campos magnéticos.

Algum tempo após esses eventos, o cientista inglês Michael Faraday dedicou-se ao estudo do campo magnético, suas linhas de indução e outras características singulares. Em seus estudos, Faraday chegou à conclusão de que a variação do campo magnético é capaz de gerar corrente elétrica, um *insight* fundamental para o avanço na geração de energia elétrica, uma vez que, até então, essa geração era limitada ao uso de pilhas.

É interessante observar que, embora Faraday não fosse formado em física, ele verbalizou sua descoberta em uma fórmula que afirmava que a corrente elétrica induzida em um circuito fechado por um campo magnético é proporcional ao número de linhas do fluxo que atravessa a área envolvida do circuito, por unidade de tempo. Essa verbalização proporcionou a base para que Franz Ernest Neumann desenvolvesse a atual Lei de Faraday-Neumann-Lenz, expressa pela Equação 2.1, onde ε corresponde à força eletromotriz induzida, em volts (V), $\Delta\Phi$ à variação de fluxo magnético no campo, em Weber (Wb), e

Δt ao tempo, em segundos (s).

$$\varepsilon = \frac{\Delta\Phi}{\Delta t} \quad (2.1)$$

Acompanhando a formulação da Lei de Faraday, surge a Lei de Lenz, expressa na forma negativa da Lei de Faraday. Essa lei afirma que, para cada campo magnético induzido, há outro indutor de sinal oposto que repelirá ou atrairá o campo magnético indutor. Esse conjunto de descobertas e formulações marcou um avanço na compreensão das interações entre campos magnéticos e correntes elétricas, contribuindo para o desenvolvimento da teoria e da prática da eletricidade e do magnetismo (MUSSOI, 2006).

2.1.1 Eletromagnetismo: a conexão entre eletricidade e magnetismo

O eletromagnetismo, segundo a teoria de Maxwell, é a interligação fundamental entre eletricidade e magnetismo. Essa relação foi descoberta ao perceber que uma corrente elétrica é capaz de gerar campos magnéticos, exercendo forças sobre partículas de materiais ferromagnéticos. A força eletromagnética em um condutor reto é expressa matematicamente pela Equação 2.2, onde F representa a força eletromagnética, em Newtons (N), B o campo magnético, em Tesla (T), i a corrente em Ampere (A), l é o comprimento do condutor, em metros (m) e θ é o ângulo entre a direção da corrente e a direção do campo magnético.

$$F = Bil \cdot \text{sen}(\theta) \quad (2.2)$$

A Equação 2.2 possibilita o cálculo de diversas variáveis, mas sua aplicação é restrita a condutores retos. Para casos mais complexos e de maior interesse, como aqueles envolvendo bobinas, a lei de Biot-Savart é empregada para determinar o campo magnético utilizando a regra da mão direita.

Na representação de um condutor reto, observamos que as linhas de indução formam uma circunferência ao redor do fio, enquanto o vetor campo magnético se posiciona tangencialmente a essas linhas. O cálculo do vetor campo magnético é dado pela Equação 2.3, sendo que μ_0 é a constante de permeabilidade magnética no vácuo, em Henry por metro (H/m), e R é o raio no qual é medido o campo, em metros (m).

$$B = \frac{\mu_0 i}{2\pi R} \quad (2.3)$$

No caso de um condutor em formato de bobina, a Equação 2.4 é utilizada para expressar o campo magnético, incorporando o número de voltas da bobina, representado

por N .

$$B = N \cdot \frac{\mu_0 i}{2R} \quad (2.4)$$

Ao analisar um solenoide, suas linhas de indução comportam-se como as de um ímã em forma de barra e seu campo magnético pode ser calculado pela Equação 2.5, onde L representa o comprimento da solenoide, em metros (m).

$$B = \mu_0 i \cdot \frac{N}{L} \quad (2.5)$$

2.1.2 Corrente alternada

Em contraste com a CC, na qual os elétrons movem-se de maneira contínua em um único sentido, a CA é um tipo de corrente elétrica que se caracteriza pela reversão periódica do sentido do fluxo de elétrons, oscilando para frente e para trás em um ciclo repetitivo, frequentemente representado por uma forma de onda senoidal.

A geração da CA ocorre por meio de um dispositivo chamado gerador elétrico, que converte energia mecânica em energia elétrica, cujo princípio fundamental por trás da sua geração é a indução eletromagnética.

O processo inicia-se com a rotação de uma bobina condutora dentro de um campo magnético, ou vice-versa. Essa rotação pode ser realizada mecânica ou magneticamente. Quando a bobina se move dentro do campo magnético, ocorre um fenômeno conhecido como indução eletromagnética.

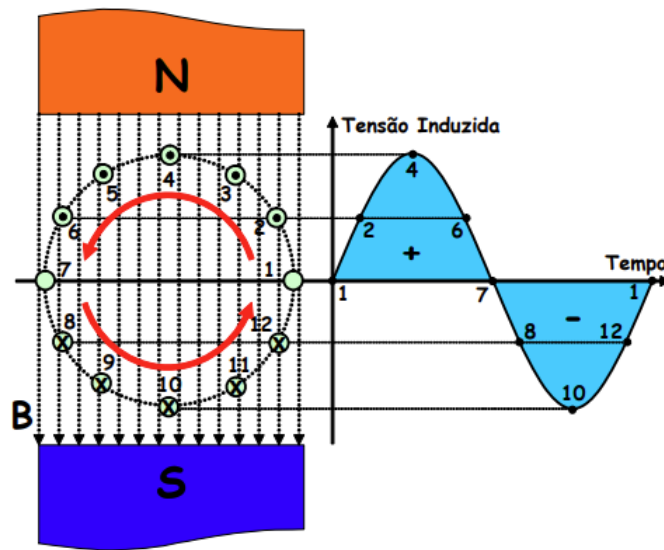
De acordo com a Lei de Faraday, a variação do fluxo magnético através de uma bobina gera uma corrente elétrica. Em um gerador de CA, a bobina é girada de modo a criar um movimento oscilante, resultando em uma corrente que inverte sua direção conforme a bobina gira (HALLIDAY, RESNICK e KRANE, 1984).

Para aprimorar a geração de corrente em larga escala, usam-se turbinas movidas por diversas fontes de energia mecânica, como a energia hidrelétrica, térmica, eólica ou mesmo por motores a combustão. Essas turbinas acionam o gerador, proporcionando o movimento rotativo necessário para essa geração.

A principal peculiaridade da corrente alternada reside na capacidade de variar sua polaridade ao longo do tempo, resultado da inversão periódica da tensão por uma fonte de alimentação ou gerador. A frequência dessas inversões, medida em Hertz (Hz), determina o número de ciclos completos por segundo.

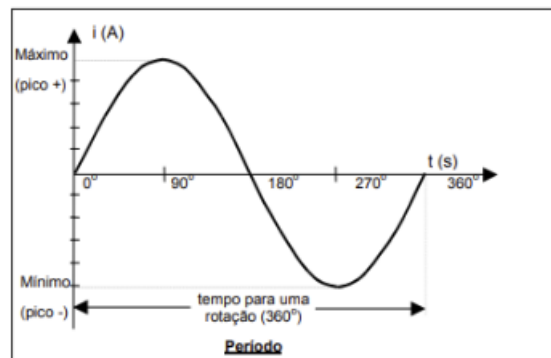
A CA é empregada em sistemas de energia elétrica devido às suas vantagens na transmissão de longas distâncias e na facilidade de transformação de tensão, por meio de transformadores. Além disso, muitos dispositivos eletrônicos fazem uso desse tipo

Figura 1 – Geração de uma onda senoidal.



Fonte: MUSSOI, 2006.

Figura 2 – Corrente produzida pelo gerador.



Fonte: MUSSOI, 2006.

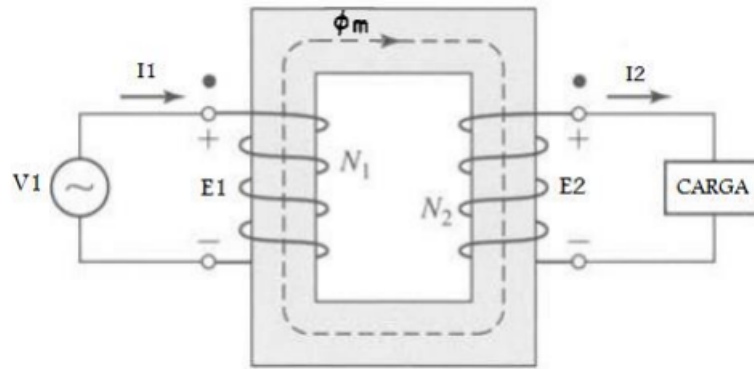
de corrente em algum estágio do processo de energia, embora alguns possam operar diretamente com corrente contínua.

2.2 Princípio de funcionamento do transformador

Um transformador elétrico opera com base nos princípios fundamentais da indução eletromagnética. Consiste em duas bobinas condutoras, conhecidas como enrolamentos primário e secundário, que são enroladas em torno de um núcleo de material ferromagnético. Quando uma CA é aplicada ao enrolamento primário, um campo magnético variável se estabelece no núcleo do transformador.

De acordo com a Lei de Faraday da indução eletromagnética, a variação do fluxo magnético através do enrolamento primário induz uma tensão no enrolamento secundário,

Figura 3 – Componentes básicos de um transformador monofásico de dois enrolamentos.



Fonte: ANTUNES e BRITO, 2010.

em função do acoplamento magnético existente. Esta tensão induzida é proporcional ao número de espiras no enrolamento secundário em relação ao enrolamento primário, conforme determinado pela relação de espiras do transformador. Essa relação de espiras define a relação de transformação do transformador, determinando se ele vai elevar ou reduzir a tensão, conforme apresentado na Equação 2.6, onde V_1 representa a tensão no enrolamento primário e V_2 a tensão no enrolamento secundário, I_1 a corrente no enrolamento primário e I_2 no secundário e, por fim, N_1 é o número de espiras no enrolamento primário e N_2 o número de espiras no secundário.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.6)$$

Os transformadores são cruciais para os sistemas de potência, bem como em aplicações industriais e comerciais que requerem ajuste dos níveis de tensão e corrente elétrica. Tais equipamentos apresentam diferentes estruturas e características específicas, projetadas para atender a diversas necessidades e desempenhar papéis distintos, como transformadores abaixadores e elevadores de tensão.

2.3 Transformadores de potência

O transformador de potência é responsável por transformar os níveis de tensão e corrente em um sistema de corrente alternada a uma mesma frequência, com o objetivo de transmitir potência em sistemas de energia elétrica (ANTUNES e BRITO, 2010).

2.3.1 Classificação

Na seção 2.3.1.1, serão definidos os transformadores de potência de acordo com sua função. Em seguida, na seção 2.3.1.2, será realizada a classificação com base no número de fases. Por fim, na seção 2.3.1.3, será apresentada uma análise comparativa entre transformadores e autotransformadores.

2.3.1.1 Quanto à função

Os transformadores são equipamentos complexos, conforme ilustrado na Figura 4, dependendo da interação de diversos componentes para o seu perfeito funcionamento. São frequentemente classificados em termos de sua função específica no sistema elétrico. Entre essas classificações, destacam-se:

- Transformadores Elevadores: aumentam os níveis de tensão para a transmissão eficiente de energia a longas distâncias;
- Transformadores Abaixadores: reduzem os níveis de tensão para a distribuição apropriada em áreas residenciais e industriais;
- Transformadores de Distribuição: responsáveis pela redução adicional da tensão para níveis adequados a aplicações residenciais e comerciais;
- Transformadores de Instrumentos: dispositivos projetados para medir e proteger sistemas elétricos, fornecendo uma maneira segura de monitorar e controlar as tensões e correntes em circuitos de alta tensão.

2.3.1.2 Quanto ao número de fases

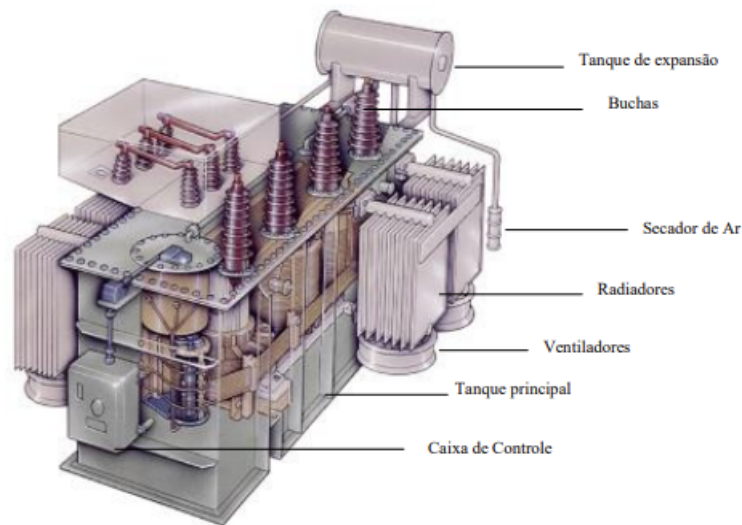
Nesta seção, será realizada a classificação dos transformadores com base no número de fases. Na seção 2.3.1.2.1 serão apresentados os transformadores monofásicos, enquanto na seção 2.3.1.2.2 serão apresentados os transformadores trifásicos.

2.3.1.2.1 Transformadores monofásicos

Projetado para trabalhar com uma única fase de CA em seus enrolamentos, seus componentes fundamentais incluem o enrolamento primário, conectado à fonte de alimentação, o núcleo, geralmente constituído de ferro para direcionar o fluxo magnético, e o enrolamento secundário, conectado à carga que receberá a energia transformada, conforme apresentado na Figura 5.

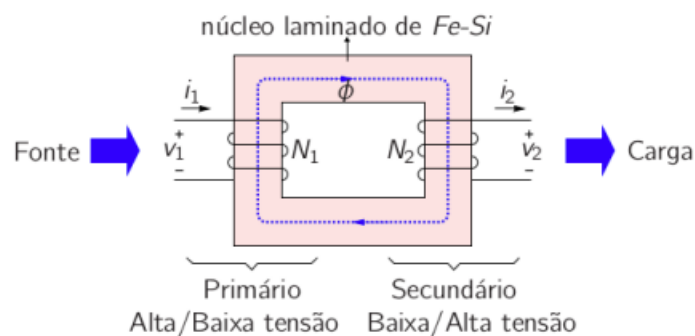
O funcionamento inicia-se com a aplicação de CA ao enrolamento primário, gerando um campo magnético variável no núcleo. Por meio da indução eletromagnética de Faraday,

Figura 4 – Características construtivas de um transformador de potência.



Fonte: ANTUNES e BRITO, 2010

Figura 5 – Diagrama de um transformador monofásico real.



Fonte: MIYAMOTO.

esse campo induz uma corrente alternada proporcional no enrolamento secundário. A relação entre o número de espiras nos enrolamentos determina a transformação da tensão, permitindo a adaptação dos níveis de tensão conforme a demanda do sistema elétrico.

2.3.1.2.2 Transformadores trifásicos

Ao contrário dos transformadores monofásicos, esses dispositivos operam com três fases de CA. No âmago desses equipamentos estão os enrolamentos primários e secundários que, em conjunto com o núcleo, formam os elementos essenciais para o funcionamento do dispositivo.

O princípio de funcionamento dos transformadores trifásicos é similar ao dos monofásicos, sendo baseado na aplicação simultânea de corrente em três fases distintas. Esse processo gera campos magnéticos variáveis nos enrolamentos primários, os quais, por indução, resultam na geração de CA nos enrolamentos secundários, correspondendo às três fases.

A relação de transformação, determinada pelo número de espiras nos enrolamentos, regula a alteração da tensão no lado secundário em relação ao lado primário. Essa capacidade de ajustar os níveis de tensão torna os transformadores fundamentais para a transmissão eficiente de energia em sistemas elétricos complexos.

2.3.1.3 Autotransformadores x transformadores

Enquanto os transformadores tradicionais utilizam dois ou mais enrolamentos eletricamente isolados para transferir energia entre circuitos, os autotransformadores empregam um único enrolamento que serve simultaneamente como primário e secundário. Isso resulta em uma construção mais compacta e econômica para os autotransformadores, tornando-os uma escolha atrativa em situações onde a diferença de tensão não é muito grande e onde o custo e o espaço são fatores críticos.

No entanto, os autotransformadores não oferecem o mesmo nível de isolamento que os transformadores convencionais, o que pode representar um risco maior em aplicações de alta tensão. Os transformadores, por sua vez, proporcionam isolamento total entre os circuitos, o que aumenta a segurança e a proteção contra falhas. A eficiência de ambos os tipos de dispositivos é geralmente alta, mas a escolha entre eles deve ser feita com base nas necessidades específicas de aplicação, considerando aspectos como segurança, custo e espaço.

2.3.2 Componentes principais de transformadores

Para a análise das falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência, é preciso caracterizar os principais componentes constituintes dos transformadores a fim de melhor compreender seu funcionamento e causas de possíveis anomalias.

Os principais componentes e sistemas constituintes dos transformadores são: enrolamento e núcleo (parte ativa), buchas, comutadores de derivação, sistemas de refrigeração, sistemas de proteção e controle, tanque, sistema isolante e demais acessórios (SOUZA, 2008).

A seguir, esses componentes serão detalhados com o objetivo de fornecer uma compreensão mais completa de seu funcionamento e de seu impacto na operação dos transformadores.

2.3.2.1 Núcleo

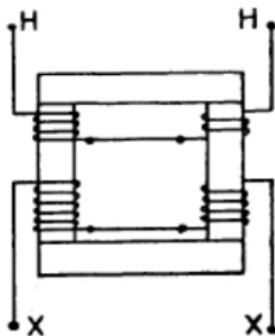
Os enrolamentos de um transformador geram um fluxo magnético quando percorridos por corrente elétrica, e o núcleo atua como o caminho para esse fluxo, caracterizando-se como um dos principais componentes do transformador de potência (MARTIGNONI, 1991).

Os núcleos dos transformadores podem ser classificados em dois tipos principais: envolventes e envolvidos. No tipo envolvente, os enrolamentos são dispostos ao redor do núcleo, mas não o cobrem completamente. Já no tipo envolvido, os enrolamentos não apenas cercam o núcleo, como também entram em contato direto com ele (MARTIGNONI, 1991).

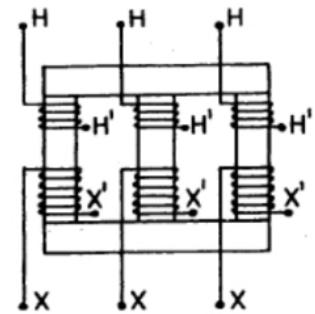
O núcleo envolvido possui a forma indicada nas Figuras 6a e 6b. O núcleo envolvente, por sua vez, adquire as formas indicadas nas Figuras 7a e 7b.

Figura 6 – Núcleo envolvido.

(a) Transformador monofásico.



(b) Transformador trifásico.



Fonte: MARTIGNONI, 1991

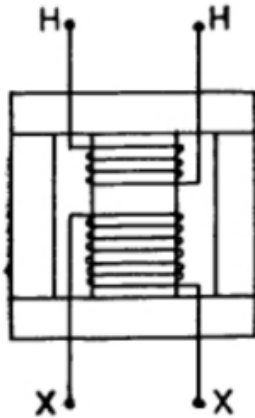
Os núcleos dos transformadores são constituídos por chapas de ferro-silício, chapas cortadas e montadas, resultando em entreferros nas junções, o que aumenta a necessidade de uma corrente magnetizante maior para gerar o fluxo magnético. A utilização de chapas ou lâminas para formar o núcleo visa reduzir os efeitos das correntes parasitas, conhecidas como correntes de Foucault, que causam perdas e aquecimentos indesejados (BECHARA, 2010). Embora seria ideal construir o núcleo de uma única peça para minimizar esses entreferros, a construção prática exige a divisão do núcleo em partes, como colunas e travessas, para acomodar os enrolamentos de forma adequada (MARTIGNONI, 1991).

2.3.2.2 Enrolamento

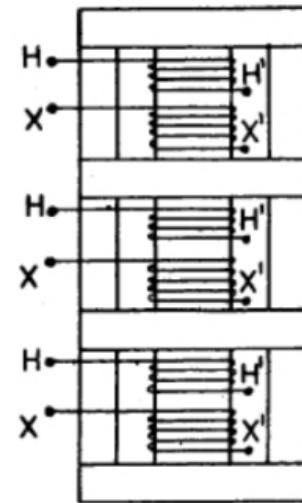
Os enrolamentos dos transformadores de potência podem ser classificados em diferentes tipos, cada um com características específicas que atendem a necessidades

Figura 7 – Núcleo envolvente.

(a) Transformador monofásico.



(b) Transformador trifásico.



Fonte: MARTIGNONI, 1991

operacionais distintas. Entre os principais tipos de enrolamentos estão o tipo em camadas, o tipo helicoidal e o tipo em disco (ALVES e NOGUEIRA, 2009).

O enrolamento tipo helicoidal é uma configuração em que as bobinas são dispostas em uma espiral ao redor do núcleo do transformador. Este tipo de enrolamento é frequentemente utilizado no primário de transformadores elevadores, que são comuns em usinas de geração de energia. A principal característica do enrolamento helicoidal é sua capacidade de lidar com baixas tensões e altas correntes. A disposição helicoidal das bobinas permite um gerenciamento eficaz do fluxo magnético e garante uma distribuição uniforme da corrente elétrica. Esta configuração oferece uma boa relação entre a resistência elétrica e a capacidade de suportar grandes correntes.

Por outro lado, o enrolamento tipo disco é caracterizado por bobinas dispostas em camadas planas ou discos, empilhados ao longo do núcleo do transformador. Este tipo de enrolamento é geralmente empregado em transformadores que operam em alta tensão e baixa corrente, como os usados em sistemas de transmissão e subtransmissão. A construção em disco proporciona uma maior rigidez dielétrica e uma melhor separação entre as camadas de enrolamento, o que é crucial para suportar altas tensões.

O enrolamento tipo camadas, por sua vez, é uma configuração onde as bobinas são dispostas em várias camadas sobrepostas, formando uma estrutura contínua ao longo do núcleo do transformador. Este tipo de enrolamento é frequentemente utilizado no enrolamento terciário dos transformadores. A disposição em camadas permite uma distribuição eficiente da corrente e facilita o gerenciamento térmico do transformador.

2.3.2.3 Comutadores de Derivação

Os comutadores de derivação são projetados para permitir a regulação do nível de tensão por meio da adição ou subtração do número de espiras que compõem o enrolamento do transformador. Esses dispositivos são classificados em dois tipos principais: comutadores de derivação sem carga e comutadores de derivação sob carga (BECHARA, 2010).

Os comutadores de derivação sem carga são geralmente instalados em transformadores que operam em condições onde o ajuste da relação de transformação para controle de tensão não é necessário. É o caso dos transformadores elevadores de usinas, onde a necessidade de ajuste de tensão é suprida pelo ajuste de excitação das unidades geradoras. Esses comutadores só podem ser ajustados quando o transformador está desenergizado, ou seja, quando não está em operação. A principal vantagem desse tipo de comutador é a simplicidade e o custo reduzido, mas a desvantagem é a necessidade de interromper a operação do transformador para realizar ajustes.

Por outro lado, os comutadores de derivação sob carga permitem a regulação da tensão sem a necessidade de desenergizar o transformador. Isso significa que os ajustes podem ser feitos enquanto o transformador está em operação, o que é crucial para sistemas que requerem ajustes dinâmicos de tensão. É o caso dos transformadores empregados nos sistemas de transmissão e distribuição. A operação do comutador sob carga pode causar faiscamentos devido à comutação, o que gera gases que podem alterar as propriedades do óleo isolante do transformador. Para mitigar esses efeitos, os comutadores sob carga são frequentemente instalados em tanques próprios e isolados do tanque principal do transformador. O sistema de comutação sob carga é composto por um acionamento motorizado, uma chave de carga e uma chave seletora, que permitem ajustes precisos e eficientes enquanto o transformador continua a operar (ALVES e NOGUEIRA, 2009).

2.3.2.4 Sistemas de refrigeração

O óleo utilizado em transformadores de potência desempenha uma função dupla: além de proporcionar isolamento elétrico, ele também é essencial para a refrigeração do equipamento. Em transformadores de menor porte, como os de distribuição, a superfície do tanque é frequentemente suficiente para a troca de calor com o ambiente, tornando desnecessários acessórios adicionais para refrigeração. No entanto, para transformadores maiores, que operam em condições mais exigentes, são necessários sistemas de refrigeração mais avançados para garantir um desempenho eficiente e seguro.

Transformadores de transmissão, por exemplo, geralmente estão equipados com acessórios projetados para melhorar a dissipação de calor e manter a temperatura de operação dentro dos limites seguros. Os principais componentes do sistema de refrigeração desses transformadores incluem radiadores, bombas de circulação de óleo e ventiladores.

Os radiadores são dispositivos que facilitam a troca de calor entre o óleo do transformador e o ambiente externo. Eles são projetados para aumentar a área de superfície através da qual o calor é dissipado, permitindo que o óleo quente seja resfriado antes de retornar ao núcleo do transformador.

As bombas de circulação de óleo promovem a circulação forçada do óleo através dos radiadores e do transformador. A circulação ativa do óleo ajuda a distribuir uniformemente o calor e melhora a eficiência do processo de resfriamento. Os ventiladores, por sua vez, são utilizados para forçar a passagem de ar através dos radiadores e são ativados em resposta ao aumento da temperatura do óleo, o que promove uma dissipação mais eficiente do calor.

O sistema de controle de temperatura dos transformadores é frequentemente estruturado em várias fases. Em um estágio inicial, a temperatura é controlada apenas pela convecção natural do óleo, que circula devido às diferenças de densidade causadas pelo aquecimento. À medida que a temperatura do transformador aumenta e atinge níveis pré-definidos, o sistema ativa automaticamente os ventiladores e as bombas para proporcionar uma circulação forçada de óleo, melhorando ainda mais a eficiência do resfriamento.

2.3.2.5 Sistemas de proteção e controle

Os sistemas de proteção são responsáveis por prevenir avarias internas e falhas externas. A proteção dos transformadores é realizada por meio de relés que monitoram continuamente as grandezas operacionais do equipamento e atuam quando os valores ultrapassam os limites pré-definidos de operação normal (ALVES e NOGUEIRA, 2009).

Os relés de proteção são instalados em painéis situados em salas de comando de subestações, onde estão protegidos das condições climáticas adversas. Estes relés recebem sinais de corrente e tensão por meio de transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP), que estão localizados no pátio da subestação e próximos ao transformador. Esses dispositivos permitem que os relés monitorem as condições operacionais do transformador com precisão, detectando qualquer anomalia que possa indicar uma falha iminente. Destaca-se que transformadores de grande porte possuem TCs instalados em suas buchas.

Além dos relés de proteção externos, os transformadores estão equipados com dispositivos de proteção próprios que atuam para isolar o equipamento em caso de falha interna. Esses dispositivos incluem, por exemplo, o relé detector de gás Buchholz, que identifica a presença de gases gerados por reações químicas dentro do transformador; o relé indicador de temperatura do óleo e dos enrolamentos, que monitora as temperaturas críticas; e a válvula de alívio de pressão, que libera o excesso de pressão interna para evitar danos (PENA, 2003).

2.3.2.6 Sistema isolante

Os materiais utilizados como meios isolantes em transformadores são essencialmente o papel e o óleo mineral. O papel é empregado na isolação entre as espiras dos enrolamentos, ou seja, os condutores são revestidos com papel para evitar curtos-circuitos entre eles. Este papel, frequentemente impregnado com óleo, proporciona uma barreira dielétrica que impede a ocorrência de falhas elétricas internas. O óleo mineral, por sua vez atua como isolante entre a parte ativa do transformador e o tanque (ALVES e NOGUEIRA, 2009).

A vida útil dos isolantes sólidos, como o papel e do óleo mineral, é fortemente influenciada pela temperatura. O aumento da temperatura provoca degradação nos materiais isolantes, que podem levar ao rompimento dielétrico e, conseqüentemente, ao desligamento do transformador devido à atuação dos sistemas de proteção. Além da temperatura, outros fatores como a presença de oxigênio, umidade e as descargas parciais associadas à comutação sob carga também contribuem para a degradação dos meios isolantes. Essas condições podem acelerar o envelhecimento dos materiais e comprometer a eficiência e segurança do transformador.

2.3.2.7 Bucha

As buchas de transformadores de potência atuam como interfaces entre o transformador e os sistemas elétricos externos, facilitando a passagem das correntes elétricas enquanto fornecem isolamento e proteção contra descargas elétricas e condições ambientais adversas.

No próximo capítulo, serão explorados em detalhes os diferentes tipos de buchas de transformadores de potência, seu princípio de funcionamento e outras características relevantes sobre o tema.

3 Buchas de transformadores

Nas seções 3.1 e 3.2, serão abordados o princípio de funcionamento e os diferentes tipos de buchas, respectivamente. Em seguida, a seção 3.3 apresentará uma análise dos principais modos de falha que podem ocorrer em buchas capacitivas do tipo OIP.

3.1 Princípio de funcionamento

A norma ABNT NBR-5034 define bucha como sendo "peça ou estrutura de material isolante que assegura a passagem isolada de um condutor através de uma parede não isolante".

As buchas são componentes responsáveis por conectar os enrolamentos do transformador e assim possibilitar o escoamento da energia elétrica produzida ou transmitida e distribuída no SIN. Esses dispositivos são projetados com materiais isolantes de alta resistência, como porcelana, vidro temperado ou polímeros, capazes de suportar altas tensões elétricas sem comprometer o isolamento.

Internamente, as buchas possuem um condutor sólido ou tubular envolto por camadas múltiplas de isolamento, projetadas para suportar gradientes de tensão e viabilizar o isolamento elétrico necessário para a travessia do condutor, responsável por interligar o enrolamento do transformador a um sistema externo.

Além do isolamento sólido, as buchas são equipadas com sistemas de vedação responsável por manter, para determinados tipos de buchas, o isolamento líquido estanque, evitando vazamento de óleo para o meio externo e ingresso de umidade do ambiente externo para o interior da bucha, sendo crucial para manter o desempenho do isolamento ao longo do tempo (FRONTIN, 2013).

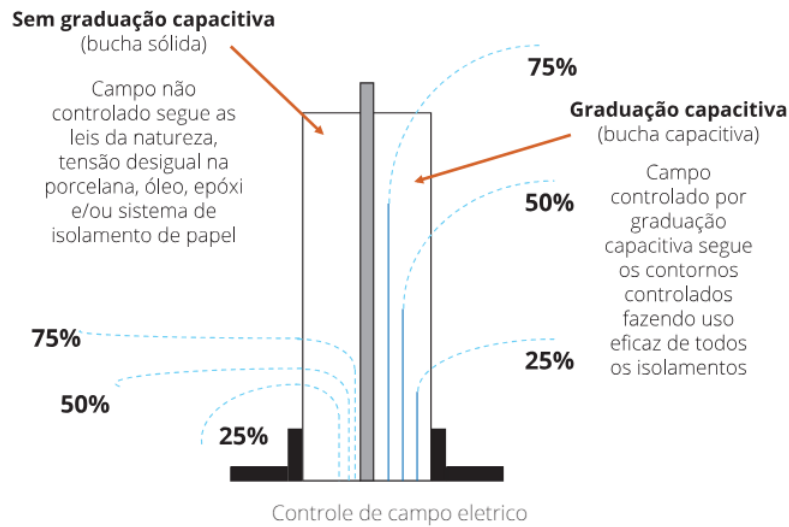
Existem diferentes tipos de bucha, cada uma projetada para otimizar o desempenho elétrico de acordo com as necessidades específicas do transformador e da subestação.

3.2 Tipos de buchas

O projeto de uma bucha de alta tensão é influenciado por diversos fatores, como a tensão nominal, o material isolante e a distribuição do campo elétrico. As Figuras 8 e 9 fornecem uma representação visual da distribuição do campo elétrico nas buchas dos tipos não-capacitivas e capacitivas (FRONTIN, 2013).

Buchas capacitivas são projetadas para distribuir o campo elétrico de maneira

Figura 8 – Distribuição de campo elétrico.

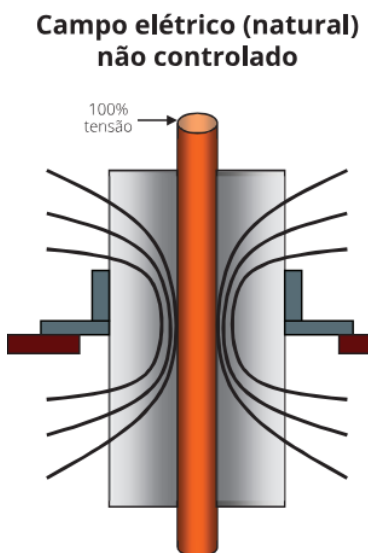


Fonte: FRONTIN, 2013.

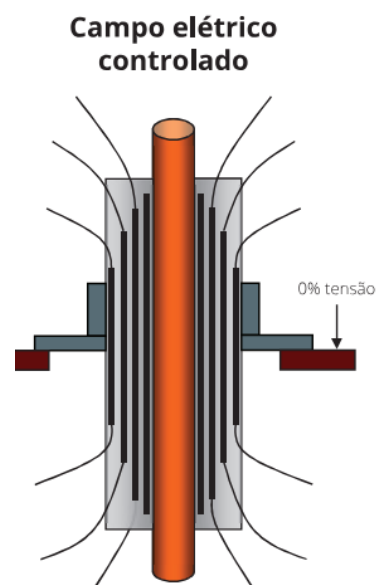
uniforme ao longo da estrutura, funcionando como capacitores. Elas utilizam condutores e materiais dielétricos internos que controlam e suavizam o campo elétrico, evitando concentrações que poderiam comprometer o isolamento, o que reduz o gradiente de tensão e garante um alto nível de isolamento, conforme ilustrado no lado direito da Figura 8.

Figura 9 – Distribuição de campo elétrico em buchas não-capacitivas e capacitivas.

(a) Campo elétrico não controlado.



(b) Campo elétrico controlado.



Fonte: FRONTIN, 2013.

Em contraste, buchas não-capacitivas apresentam uma distribuição do campo elétrico menos uniforme. Sua geometria simples não é otimizada para distribuir o campo

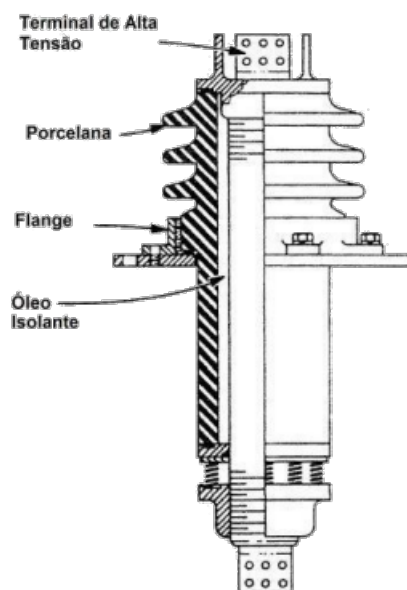
elétrico, que pode se concentrar em áreas específicas devido ao isolamento sólido ao redor do condutor central, conforme observado no lado esquerdo da Figura 9 (ALVES e MELO, 2007; FRONTIN, 2013).

3.2.1 Buchas não-capacitivas

Estas buchas se destacam pela simplicidade construtiva, geralmente consistindo em um condutor envolvido por materiais isolantes como porcelana, silicone ou vidro. Tal componente é normalmente utilizado em instalações com níveis de tensão nominais de até 52 kV e correntes máximas de 8 kA (FRONTIN, 2013).

A sua limitação em termos de níveis de tensão decorre da falta de controle sobre as superfícies do campo elétrico gerado pela tensão do condutor. Como resultado, as buchas não-capacitivas tendem a ter um diâmetro maior em comparação com as buchas capacitivas de igual nível de tensão, uma medida adotada para reduzir o risco de ruptura do dielétrico em áreas mais suscetíveis. As Figuras 10 e 11 oferecem uma representação visual da estrutura e dos componentes desse tipo de buchas (HEREDIA, 2008).

Figura 10 – Bucha não-capacitiva.

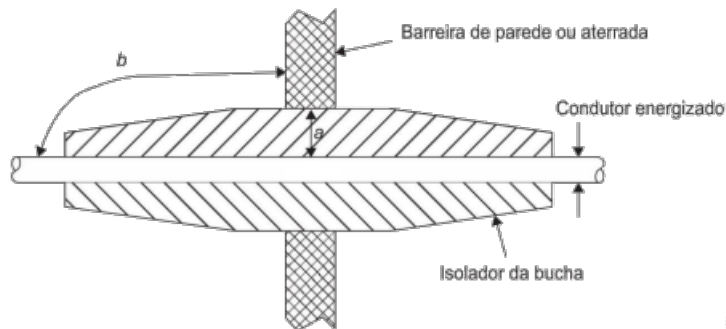


Fonte: HEREDIA, 2008.

Na Figura 11, destacam-se duas dimensões significativas da estrutura da bucha: "a", determinada pela tensão elétrica no condutor, pela geometria do condutor e pelas propriedades do material isolante; e "b", determinada pelo meio externo circundante à bucha (RYAN, 2001).

O aumento da tensão nestas buchas pode resultar em concentrações mais elevadas de campo elétrico e, conseqüentemente, em maiores chances de descargas parciais internas

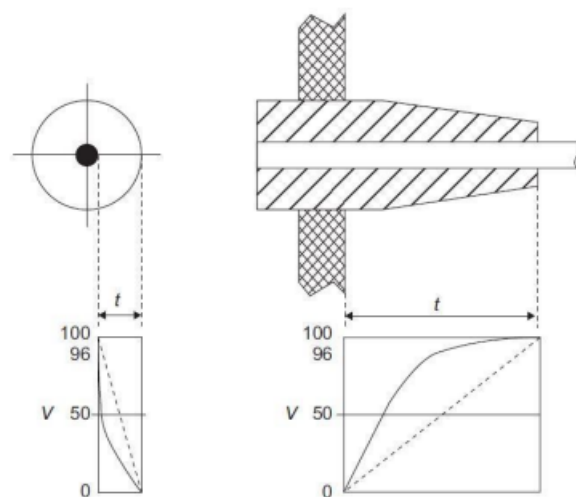
Figura 11 – Corte da bucha não-capacitiva.



Fonte: SILVA, 2007.

e na superfície externa. Construir buchas desse tipo para níveis de tensão superiores a 52 kV torna-se impraticável (FRONTIN, 2013).

Figura 12 – Distribuição de tensão das buchas não-capacitiva.



Fonte: SILVA, 2007.

A Figura 12 mostra a distribuição de tensão nas buchas não-capacitivas, evidenciando vistas frontal e lateral da bucha isolante e destacando o perfil de distribuição de potencial sobre ela.

Ao analisar as Figuras 8, 9 e 12, observa-se a não-linearidade na distribuição do campo elétrico ao longo da superfície da bucha, tanto radial quanto axialmente, devido às propriedades dos materiais isolantes sólidos que as compõem. Em operação normal, a impedância desses materiais varia com a magnitude e a frequência da tensão aplicada, o que resulta em uma resposta não proporcional à magnitude da tensão. Essa não-linearidade pode influenciar a distribuição do campo elétrico ao redor da bucha, impactando sua capacidade de suportar tensões elevadas de forma estável. Por conta disso, buchas não

capacitivas são geralmente recomendadas apenas para tensões de até 52 kV, conforme mencionado anteriormente.

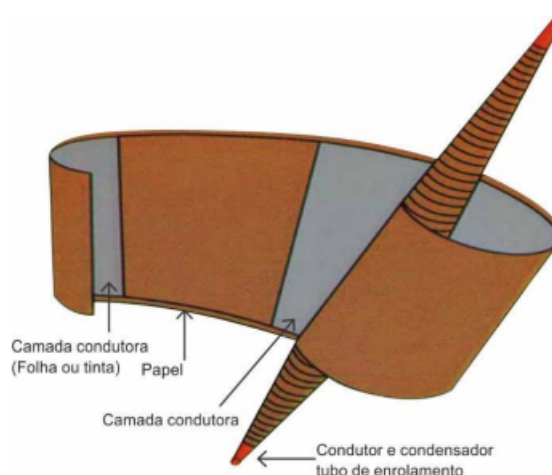
3.2.2 Buchas capacitivas

A evolução tecnológica mais significativa nas buchas capacitivas envolveu o desenvolvimento de métodos para controlar o campo elétrico gerado pelo condutor central, possibilitando sua utilização em sistemas com tensões elevadas (HEREIDA, 2008; H. HARLOW, 2004).

Em aplicações com tensões superiores a 52 kV, a utilização de buchas capacitivas torna-se necessária devido à exigência de redução das dimensões radiais, e consequentemente, da abertura na parede aterrada onde serão instaladas (FRONTIN, 2013).

As buchas capacitivas apresentam um processo construtivo mais complexo se comparadas às buchas não-capacitivas. Sua construção envolve o uso de materiais isolantes e lâminas condutoras ou semicondutoras de espessura fina, dispostas em camadas alternadas ao redor do condutor central. O enrolamento alternado de folhas condutoras ou semicondutoras com uma camada de material isolante forma capacitores concêntricos. As Figuras 13, 14 e 15 proporcionam uma visualização da construção de uma bucha capacitiva (HEREIDA, 2008; RYAN, 2001).

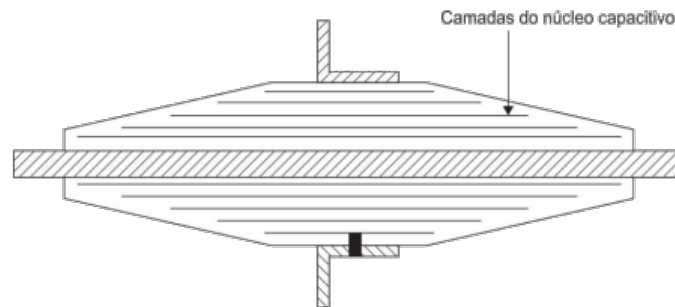
Figura 13 – Vista esquemática do núcleo capacitivo.



Fonte: SILVA, 2007.

A Figura 13 apresenta, de forma esquemática, a construção das buchas capacitivas, ilustrando as camadas condutoras, isolantes e a formação do capacitor. Em seguida, na Figura 14, é apresentada a configuração das buchas capacitivas em relação às camadas do núcleo capacitivo.

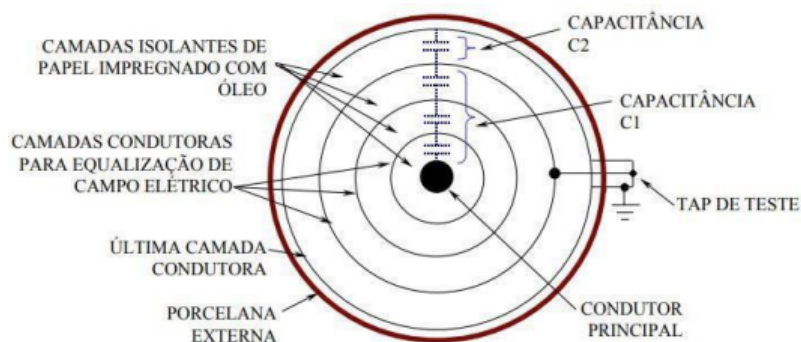
Figura 14 – Ilustração bucha capacitiva.



Fonte: SILVA, 2007.

Os diâmetros e comprimentos das camadas são escolhidos de acordo com as capacitâncias parciais, dividindo a tensão entre o condutor central e o potencial de terra proporcionalmente entre as camadas capacitivas. Isso resulta em uma melhor distribuição do campo elétrico axial e controle do campo radial, respeitando os limites de tensão do material isolante (HEREIDA, 2008; RYAN, 2013).

Figura 15 – Forma construtiva de uma bucha capacitiva, vista superior.



Fonte: SILVA, 2007.

A Figura 15 oferece uma vista superior de uma bucha capacitiva, destacando suas camadas e a formação dos capacitores. A camada condutora mais interna pode ser eletricamente conectada ao condutor principal, proporcionando um aumento no raio e uma redução no campo elétrico nessa região. Isso também contribui para diminuir os campos elétricos intensos que podem ser gerados por rugosidades no condutor principal.

Por outro lado, a camada condutora mais externa está ligada à flange da bucha, que por sua vez é conectada à terra. Enquanto isso, as camadas condutoras intermediárias permanecem isoladas, com um potencial flutuante. Quando aplicadas em ambientes externos, todas essas camadas são encapsuladas em um invólucro impermeável, geralmente feito de porcelana, para proteção contra intempéries.

A conexão da última camada condutora, ou de uma das últimas camadas, ao terra é

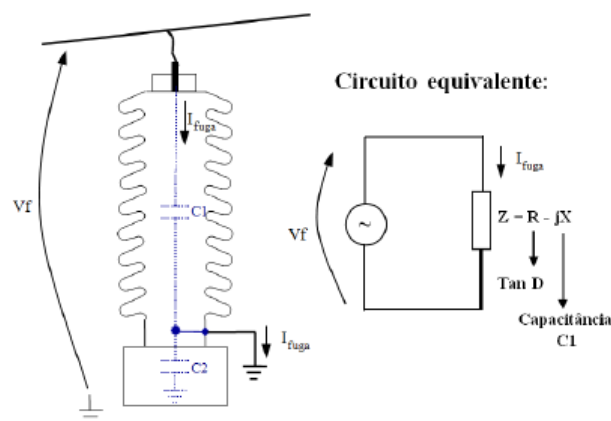
normalmente feita por meio de uma ligação removível próxima à base da bucha, conhecida como tap capacitivo ou tap de teste, conforme ilustrado na Figura 15. A partir do tap capacitivo é possível realizar medições e ensaios elétricos da bucha, como capacitância, tangente delta, corrente de fuga e também de descargas parciais. Tais possibilidades serão exploradas na subseção 4.3.2.

Vale ressaltar que o tap capacitivo é acessível no lado externo da bucha, localizado próximo ao flange, e deve ser curto-circuitado e solidamente aterrado sempre que a bucha estiver energizada.

Cada bucha opera eletricamente como vários capacitores conectados em série, formando um divisor de tensão capacitivo. Como resultado, a diferença de potencial total entre o condutor principal e a terra é distribuída entre os diversos capacitores, contribuindo para uma distribuição uniforme do campo elétrico ao longo da bucha.

Quando uma bucha capacitiva é submetida à tensão de operação, ocorre uma corrente de fuga através de sua isolamento. Essa corrente, denominada corrente de fuga, é majoritariamente influenciada pela capacitância da bucha, enquanto as perdas dielétricas, expressas pelo fator de dissipação (ou tangente delta), também contribuem, mas em uma escala relativamente menor. Destaca-se que a tangente delta é uma medida importante da eficiência da isolamento, representando a relação entre a corrente de perda (ou corrente resistiva) e a corrente capacitiva em um dielétrico. Um valor baixo de tangente delta indica que a bucha está em bom estado, com baixas perdas dielétricas, enquanto um valor elevado pode ser um indicativo de deterioração ou problemas na isolamento. A definição completa de tangente delta é apresentada na seção 4.3.2.1. A Figura 16 ilustra essa dinâmica, representando o equivalente elétrico obtido a partir da configuração apresentada na Figura 15, já com a bucha energizada.

Figura 16 – Circuito equivalente de uma bucha capacitiva energizada.



Fonte: SILVA, 2007.

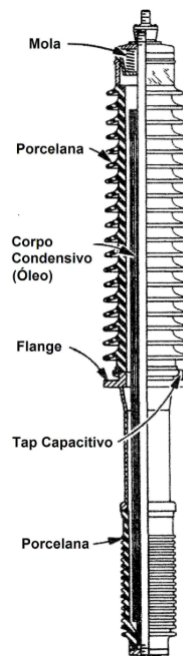
Um aspecto fundamental do monitoramento *on-line* de buchas capacitivas é a

possibilidade de detecção precoce de alterações na integridade da isolamento da bucha. Essa detecção pode indicar o desenvolvimento de condições potencialmente prejudiciais que podem levar à falha dielétrica do equipamento. Portanto, é essencial identificar, enquanto a bucha está em operação, possíveis variações na capacitância e na tangente delta da isolamento, refletindo-se como mudanças na impedância "Z" da bucha.

3.2.2.1 Buchas capacitivas com Papel Impregnado com Óleo - OIP

A construção típica de buchas com Papel Impregnado com Óleo (OIP, do inglês *Oil-Impregnated Paper*), que será o foco de estudo deste trabalho, envolve camadas de papel especialmente tratado para resistir a condições severas de operação, como umidade, poluição atmosférica e exposição a contaminantes. Essas camadas são enroladas em conjunto com folhas metálicas concêntricas e subsequentemente impregnadas com óleo após secagem a vácuo. Esse processo é utilizado para garantir baixa umidade e alto nível de impregnação, fundamentais para a suportabilidade dielétrica da bucha, conforme pode ser visto na Figura 17 (EASLEY e STOCKUM, 1983). Essas buchas são projetadas para suportar condições ambientais adversas, altas cargas elétricas e picos de corrente que podem ocorrer durante o funcionamento normal ou em situações de falha transitória no sistema elétrico.

Figura 17 – Bucha com isolamento à papel impregnado com óleo.



Fonte: EASLEY e STOCKUM, 1983.

A impregnação com óleo mineral melhora a estabilidade dielétrica ao longo do tempo e proporciona uma boa dissipação de calor, crucial para evitar o superaquecimento

durante operações contínuas. Além disso, o óleo contribui para a redução das descargas parciais, fenômeno que pode comprometer a integridade do isolamento em altas tensões.

Durante o processo de fabricação, é essencial realizar ensaios para detectar e corrigir defeitos, assegurando que a bucha esteja livre de substâncias gasosas internas que poderiam comprometer seu desempenho. Alguns dos ensaios mais importantes incluem:

- Ensaio de Fator de Potência e Tangente Delta: avalia as propriedades dielétricas do papel e do sistema isolante da bucha, verificando a qualidade da impregnação com óleo e detectando qualquer presença de umidade que possa comprometer o isolamento;
- Ensaio de Descargas Parciais: detecta a presença de descargas parciais dentro do sistema isolante da bucha, que podem ser indicativas de falhas potenciais. É crucial para garantir a integridade do isolamento e a longevidade da bucha em serviço;
- Ensaio de Resistência de Isolamento: verifica a resistência do isolamento entre os condutores e o solo, garantindo que não haja caminhos de corrente indesejáveis que possam causar falhas elétricas;
- Ensaio de Impulso Elétrico: testa a capacidade da bucha de suportar picos de tensão transitórios que podem ocorrer durante operações normais ou em situações de falha;
- Ensaio de Rigidez Dielétrica: avalia a capacidade do isolamento em suportar uma tensão elétrica específica sem falhar.

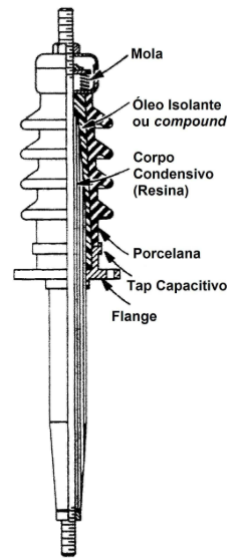
Esses ensaios asseguram que as buchas OIP atendam aos padrões de desempenho e segurança necessários para aplicações em sistemas de alta tensão, garantindo uma operação confiável e duradoura.

3.2.2.2 Buchas capacitivas com Papel Impregnado com Resina - RIP

A bucha com Papel Impregnado com Resina (RIP, do inglês *Resin-Impregnated Paper*), definida pela norma NBR-5034, apresenta uma construção visando altos níveis de desempenho em sistemas de alta tensão. Essas buchas são caracterizadas por um núcleo formado de papel e folhas metálicas concêntricas a um condutor central. Após secagem em autoclave e tratamento térmico, a resina epóxi é impregnada para garantir completa cobertura do núcleo, essencial para evitar fissuras devido a esforços mecânicos. A sua isolação para o meio externo é feita com um invólucro de porcelana e o espaço intermediário entre o corpo condensivo e a mesma é preenchido com material isolante, geralmente óleo isolante, conforme apresentado na Figura 18 (EASLEY e STOCKUM, 1983).

Desenvolvida inicialmente na década de 60 para aplicações em equipamentos de manobra e isolamento de barramentos, as buchas RIP evoluíram para suportar tensões

Figura 18 – Bucha com isolamento à papel impregnado com resina.



Fonte: EASLEY e STOCKUM, 1983.

de até 800 kV. Além disso, se destacam por suas baixas perdas dielétricas e excelente desempenho em descargas parciais comparável ao das buchas OIP. O espaçamento entre camadas é maior que em outras buchas, o que as torna adequadas para operar com campos radiais maiores.

3.3 Modos de falha

Esta seção se dedica à investigação dos principais modos de falha que podem ocorrer nas buchas capacitivas do tipo OIP, baseado em um estudo realizado pelo Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (CIGRÉ, do francês *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) (CIGRÉ, 1983).

Ao identificar e analisar esses modos, busca-se não apenas elucidar suas causas subjacentes, mas também fornecer *insights* para o desenvolvimento de estratégias de manutenção preventiva e para o contínuo aprimoramento dos materiais e tecnologias utilizados.

A análise abrangerá aspectos como a degradação do óleo isolante, falhas no material isolante, ocorrência de descargas parciais e influências externas, todos fatores críticos que impactam diretamente a vida útil e o desempenho das buchas capacitivas em transformadores de potência.

3.3.1 Pesquisa CIGRÉ Brasil: Modos de Falha em buchas capacitivas tipo OIP

Conforme definido pela NBR-5462, os modos de falha são combinações de efeitos que resultam na ocorrência de uma falha. Esses modos descrevem os mecanismos ou partes que podem falhar em um sistema, sendo cruciais para estratégias eficazes de manutenção. A engenharia de manutenção utiliza diversas ferramentas analíticas para estimar parâmetros de confiabilidade de sistemas complexos, como a Análise da Árvore de Falhas (FTA, do inglês *Fault Tree Analysis*), Análise de Pareto e, especialmente, a Análise dos Modos de Falha e seus Efeitos (FMEA, do inglês *Failure Modes and Effects Analysis*) (VACCARO, 1997).

A FMEA é um método estruturado para identificar falhas potenciais, e os modos ou causas dessas falhas em equipamentos. Seu objetivo principal é prever, avaliar e prevenir falhas antes que ocorram. Esta metodologia baseia-se na aplicação de um *checklist*, usualmente em formato de formulário, e utiliza um raciocínio dedutivo para responder três perguntas chave (SIQUEIRA, 2005):

- Probabilidade de Ocorrência da Falha: qual é a probabilidade de que a falha ocorra?
- Efeitos da Falha: quais seriam os efeitos dessa falha no sistema?
- Probabilidade de Detecção: qual a probabilidade de que essa falha seja detectada antes de causar danos?

Os resultados da FMEA permitem classificar os modos de falha identificados, priorizando aqueles que têm maior impacto no sistema ou equipamento. Essa classificação é fundamental para tomar decisões quanto à implementação de técnicas de manutenção preventiva ou monitoramento específico. Quando adicionado um critério de classificação, o método é conhecido como Análise dos Modos de Falha, Efeitos e Criticidade (FMECA, do inglês *Failures Modes, Effects and Criticality Analysis*) (SIQUEIRA, 2005).

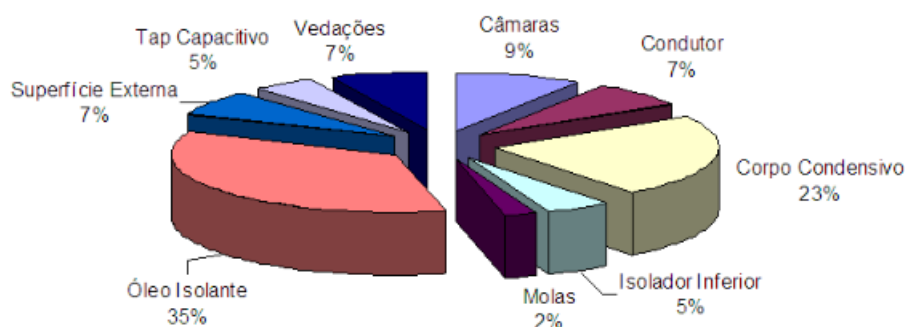
No contexto específico das buchas capacitivas tipo OIP, uma pesquisa realizada pelo CIGRÉ Brasil compilou informações de concessionárias e fabricantes, resultando em uma ampla lista de modos de falha. A metodologia FMECA foi aplicada para classificar esses modos de falha com base em critérios de gravidade, detectabilidade e frequência de ocorrência, conforme será apresentado na seção 3.3.1.1 a seguir.

A pesquisa conduzida pelo Grupo de Trabalho Conjunto (B3.01) dos Comitês de Estudo CE-B3 (Subestações), CE-B5 (Proteção e Automação) e CE-A2 (Transformadores) do CIGRÉ Brasil, descreve a aplicação da metodologia Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC) a transformadores de força imersos em líquidos isolantes. O estudo teve como objetivo principal avaliar a eficácia desta abordagem em equipamentos de grande

porte, servindo como referência para a análise de outros componentes elétricos (SIQUEIRA, 2007).

Os resultados compilados incluíram dados de concessionárias e fabricantes, resultando em uma lista abrangente de modos de falha específicos para buchas capacitivas OIP. A Figura 19 ilustra a distribuição desses modos de falha por sistema, destacando os principais pontos críticos identificados.

Figura 19 – Distribuição dos modos de falha em buchas capacitivas.



Fonte: SIQUEIRA, 2007.

Utilizando a FMECA, foram estabelecidos critérios qualitativos para classificação dos modos de falha quanto à gravidade, detectabilidade e frequência de ocorrência. A Tabela 1 apresenta os critérios utilizados neste processo de classificação (HEREDIA, 2008).

Após a aplicação dos critérios estabelecidos, a Tabela 2 mostra o resultado dos modos de falha caracterizados como risco "alto".

A análise revelou que os modos de falha relacionados ao sistema de isolamento, corpo condensivo e óleo isolante foram identificados como de risco elevado. É importante ressaltar que essas falhas frequentemente não são detectáveis por inspeção visual e podem evoluir rapidamente para condições críticas, demandando investimentos significativos para melhorar a confiabilidade das buchas capacitivas OIP.

Tabela 1 – Critérios utilizados para classificação dos modos de falha em buchas capacitivas tipo OIP.

CRITICIDADE (C)	
Peso	Descrição
5	Possível ocorrência com propagação de fogo, ou até mesmo explosão, independente do outro modo de falha associado.
4	Possível ocorrência com propagação de fogo, ou até mesmo explosão, associado a ocorrência de outro modo de falha.
3	Perde confiabilidade, requer intervenção da manutenção imediata, porém dificilmente haverá ocorrência com propagação de fogo.
2	Perde confiabilidade, requer intervenção da manutenção programada.
1	Não requer ou independe da ação da manutenção.
DETECTABILIDADE (D)	
Peso	Descrição
5	Não detectável ou somente em inspeções em fábricas ou laboratório específico
3	Realização de ensaios de rotina ou análises de amostras de óleo isolante.
1	Inspeção visual.
EVOLUÇÃO (E)	
Peso	Descrição
5	A possibilidade de evolução para uma falha é alta.
3	A possibilidade de evolução para uma falha é média.
1	A possibilidade de evolução para uma falha é baixa.
RISCO (CxDxE)	
Peso	Descrição
1 a 15	Baixo
16 a 59	Moderado
60 a 125	Alto

Fonte: HEREDIA, 2008.

Tabela 2 – Modos de falhas na pesquisa do CIGRÉ Brasil em buchas caracterizados com risco alto, após aplicação da ferramenta FMECA.

MODOS DE FALHA	C	D	E	SISTEMA
Umidade no corpo condensivo.	5	3	5	Corpo Condensivo
Baixa impregnação de óleo no corpo condensivo.	5	3	5	Corpo Condensivo
Degradação do laminado do corpo condensivo.	5	3	5	Corpo Condensivo
Curto-circuito entre as camadas capacitivas do corpo condensivo.	5	3	5	Corpo Condensivo
Existência de bolhas de ar no corpo condensivo.	5	3	5	Corpo Condensivo
Contaminação por partículas metálicas no óleo isolante.	5	3	5	Óleo isolante
Excesso de borras no óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Degradação por eletrólise no óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Sobreaquecimento do óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Excesso de umidade no óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Excesso de substâncias ácidas no óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Excesso de gases combustíveis no óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Excesso de bolhas no óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Excesso de carbonização do óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Degradação por hidrólise do óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Degradação por oxidação do óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Degradação por pirólise do óleo isolante das buchas.	5	3	5	Óleo isolante
Degradação de graxa-x no corpo condensivo.	5	3	5	Corpo condensivo
Migração de tinta gráfica no núcleo da bucha capacitiva.	5	3	5	Corpo condensivo
Sobreaquecimento do dielétrico do corpo condensivo.	5	3	5	Corpo condensivo
Dobras no papel do corpo condensivo.	5	3	5	Corpo condensivo
Sobreaquecimento do corpo condensivo.	5	3	5	Corpo condensivo

Fonte: HEREDIA, 2008.

4 Monitoramento de Componentes do Sistema Elétrico

A seguir, serão abordados aspectos relacionados ao monitoramento contínuo de componentes críticos do sistema elétrico, com o objetivo de destacar os benefícios potenciais da implementação de centros de monitoramento. Na seção 4.1, será apresentado o SIN, detalhando suas principais características e o papel central do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na gestão do sistema nacional.

Na seção 4.2, será descrito o CMA utilizado como referência para este estudo. Por fim, na seção 4.3, serão discutidas as principais tecnologias de monitoramento *on-line* de buchas capacitivas em transformadores de potência, incluindo os parâmetros utilizados para o monitoramento contínuo.

4.1 Sistema Interligado Nacional - SIN

O SIN representa uma infraestrutura elétrica abrangente que se estende por todas as regiões do país integrando os setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Essa abrangente rede conecta usinas geradoras, subestações de transmissão e centros de distribuição, proporcionando intercâmbios de energia elétrica entre os diversos estados do Brasil.

Dentre as características que definem a importância e complexidade do SIN, destacam-se (ONS, 2024):

- **Interconexão Estratégica:** o SIN sobressai-se por sua habilidade de interligar diversas instalações de geração e regiões geoeletricas. Essa interconexão estratégica possibilita o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia em diferentes áreas geográficas, contribuindo para a segurança elétrica e energética do sistema;
- **Coordenação Integrada de Planejamento e Operação:** o gerenciamento do SIN ocorre de forma integrada, envolvendo o planejamento e a operação coordenada de diversas instalações elétricas. Essa abordagem integrada, conduzida pelo ONS, é essencial para garantir a estabilidade, confiabilidade e segurança do sistema elétrico;
- **Diversidade de Fontes de Geração:** o SIN contempla uma ampla diversidade de fontes de geração, incluindo usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas, solares e outras. Essa variedade contribui significativamente para a segurança energética e a sustentabilidade do sistema, além de promover a utilização de fontes renováveis;

- **Transmissão em Alta Tensão para Eficiência Energética:** a transmissão de eletricidade no SIN ocorre por meio de linhas de alta tensão, minimizando as perdas de energia durante o transporte e possibilitando a transmissão eficaz por longas distâncias. Esse aspecto é crucial para garantir a eficiência energética do sistema.

O papel central desempenhado pelo ONS na operação do SIN destaca-se como um componente vital para a gestão eficiente do sistema elétrico nacional. O monitoramento contínuo do fluxo de potência do perfil de tensão, da demanda, da geração, e de outros parâmetros da operação do sistema, é fundamental para que o ONS possa tomar decisões ágeis no despacho de geração e controle de tensão, assegurando o pleno funcionamento do SIN.

Por outro lado, cabe aos agentes de geração, transmissão e distribuição, acompanhar e zelar por seus ativos. Nesse contexto, sistemas de monitoramento contínuo de componentes do sistema elétrico podem contribuir para a gestão da segurança elétrica do sistema, conforme será abordado nas seções seguintes.

4.2 Centro de Monitoramento de Ativos - CMA

O CMA destaca-se como um centro dedicado à supervisão e gestão de ativos de geração e transmissão de energia elétrica, incluindo transformadores, reatores de potência e subestações isoladas a gás, de uma empresa proeminente no setor de energia elétrica brasileiro. Valendo-se de tecnologias avançadas, o CMA realiza a coleta de dados em tempo real, análises detalhadas e, quando necessário, implementa medidas proativas para assegurar a segurança e a eficiência operacional dos ativos monitorados. Embora o foco deste estudo seja o CMA de uma empresa específica, é importante notar que centros de monitoramento de ativos existem em outras empresas do setor elétrico.

Suas principais funções incluem:

- **Coleta de Dados em Tempo Real:** utiliza sensores, dispositivos de monitoramento e outras tecnologias para coletar dados operacionais dos ativos monitorados de forma contínua;
- **Análise de Dados:** aplica algoritmos e ferramentas analíticas para interpretar os dados coletados, indicando padrões, tendências e potenciais problemas ou oportunidades de otimização;
- **Alertas e Notificações:** gera alertas automáticos para antecipar equipes de manutenção sobre possíveis anomalias em curso que poderiam resultar em falhas no equipamento, o que permite uma resposta proativa, possibilitando a retirada do equipamento de operação antes que a falha ocorra.

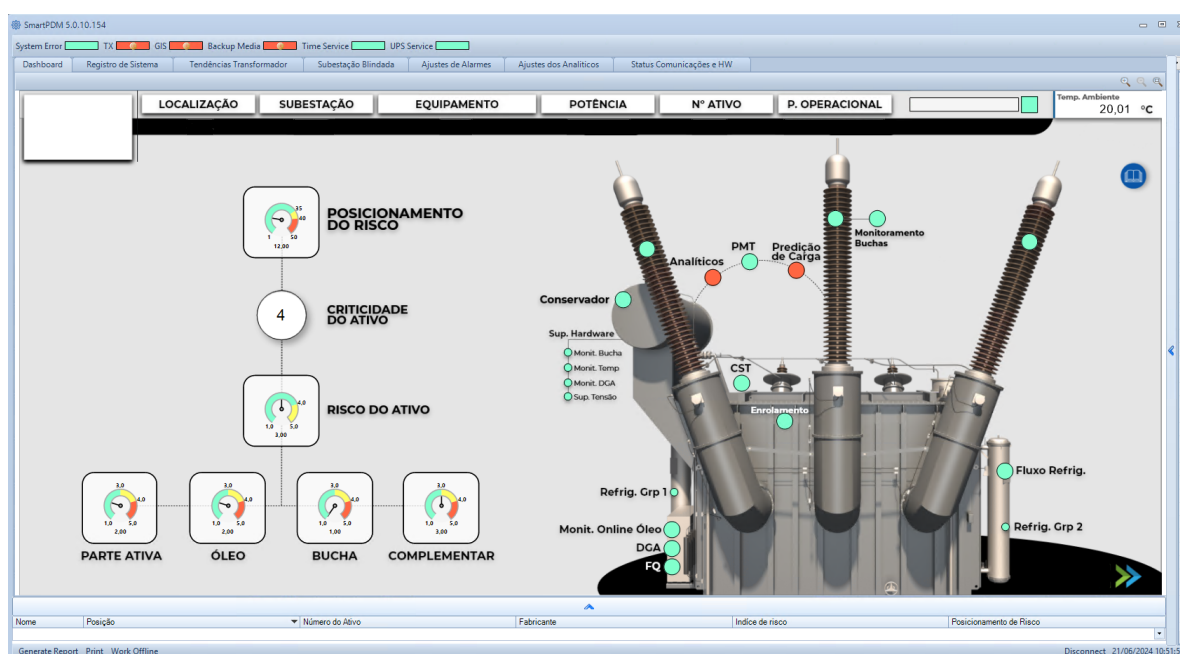
A aplicação de um centro de monitoramento de ativos é valiosa em setores como indústria, infraestrutura crítica, energia e outros, nos quais a eficiência operacional e a confiabilidade dos ativos desempenham papéis cruciais para o sucesso das operações.

4.2.1 Princípio de Funcionamento

Os dados operacionais e informações dos sistemas de monitoramento instalados em campo são coletados de forma remota e processados por um software dedicado, equipado com algoritmos desenvolvidos para analisar os dados operacionais dos ativos. A partir dessas análises, o sistema identifica potenciais modos de falha, gerando alarmes de engenharia e diagnósticos correspondentes, conforme ilustrado nas Figuras 20 e 21. A integração dessas informações resulta na atribuição de um indicador de risco para cada ativo, que é determinado através da avaliação de quatro pontos principais: parte ativa, óleo, bucha e outros parâmetros do transformador. O maior valor entre esses pontos é considerado como o risco do ativo.

O fator de criticidade do ativo, por sua vez, é ajustado com base em quatro aspectos: meio ambiente, saúde e segurança, financeiro e operacional. Para cada um desses, os riscos são avaliados individualmente para cada ativo e, posteriormente, é gerado um gráfico de *score* de criticidade, tanto para cada ativo isoladamente quanto para toda a instalação.

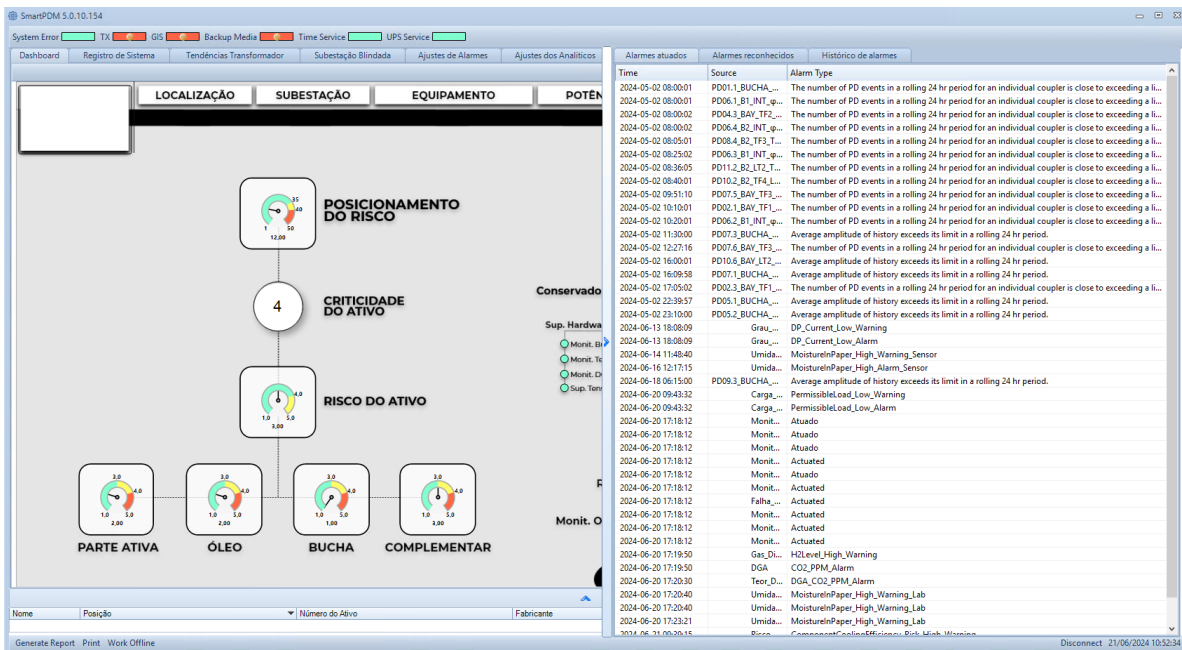
Figura 20 – Monitoramento e posicionamento do risco do ativo.



Fonte: O autor.

A avaliação de risco e criticidade é visualizada por meio de uma matriz de risco, apresentada na Figura 22, que ilustra a condição operacional atual versus o impacto potencial em caso de falha de cada ativo monitorado. Esses dados são fundamentais para

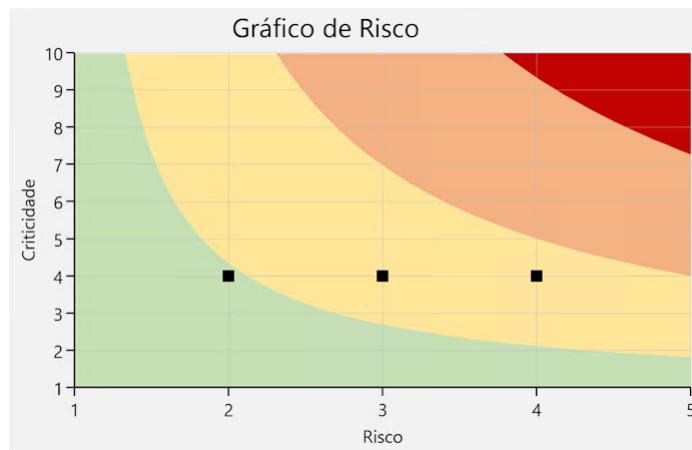
Figura 21 – Alarmes de engenharia acionados.



Fonte: O autor.

orientar a implementação de medidas corretivas necessárias para realinhar o ativo aos níveis aceitáveis de risco.

Figura 22 – Gráfico de risco.



Fonte: O autor.

O posicionamento de risco dos ativos considera aspectos técnicos, critérios relacionados à segurança, meio ambiente e impacto financeiro. Este último aspecto é particularmente significativo, pois baseia-se na avaliação do impacto econômico que a indisponibilidade de cada ativo pode ter sobre as operações da empresa.

Esse sistema integrado de monitoramento fortalece a gestão proativa dos ativos, contribuindo para a sustentabilidade operacional e financeira das operações, assegurando

uma resposta eficiente às demandas do ambiente industrial contemporâneo.

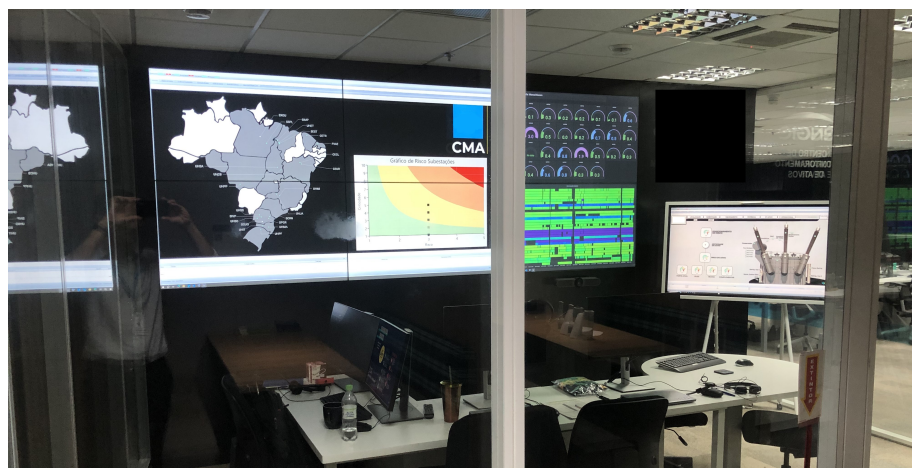
4.2.2 Ambiente de Trabalho

O CMA examinado neste trabalho está localizado em Florianópolis/SC. O ambiente é equipado com estações de engenharia, uma sala de reunião dedicada à gestão de crises e um conjunto de telas que exibem indicadores de desempenho relacionados ao estado operacional dos ativos, processos de manutenção e a classificação de risco da frota monitorada.

É importante destacar que as operações e ferramentas do CMA podem ser executadas e acessadas remotamente através de notebooks configurados com as devidas ferramentas de autenticação da empresa.

Na Figura 23, são apresentadas imagens do ambiente operacional do CMA.

Figura 23 – Sala do CMA.



Fonte: O autor.

4.3 Monitoramento *on-line* de buchas capacitivas de transformadores

Considerando os aspectos discutidos no capítulo 3 sobre buchas capacitivas de transformadores de potência, há diversos motivos que justificam a implementação de sistemas de monitoramento *on-line* para avaliar a vida útil desses componentes, em especial, em transformadores de maior relevância para a operação do sistema elétrico.

Conforme será abordado nas próximas subseções, a adoção de sistemas de monitoramento *on-line* para buchas capacitivas é fundamental. Esses sistemas permitem uma avaliação contínua do estado de saúde das buchas, detectando precocemente sinais de degradação e permitindo intervenções programadas e estratégicas. Isso reduz o risco de falhas não planejadas, maximizando a disponibilidade operacional dos transformadores.

4.3.1 Tecnologias de monitoramento *on-line*

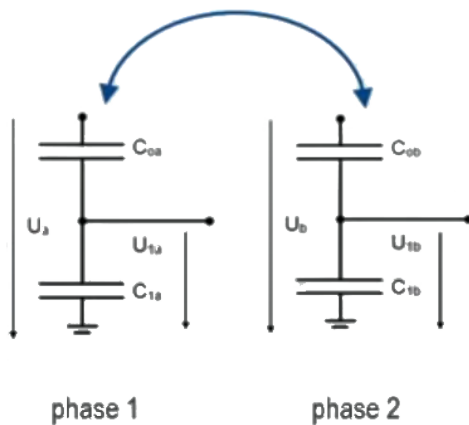
Existem três tecnologias predominantes utilizadas para realizar o monitoramento *on-line* de buchas capacitivas, que serão descritas a seguir.

4.3.1.1 Método da dupla referência

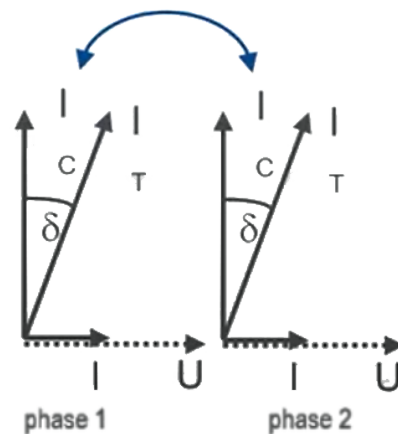
O método da dupla referência se baseia na premissa de que as três buchas do transformador operam em um sistema trifásico equilibrado, a uma temperatura uniforme. Isso implica que, independentemente das variações de temperatura ambiente, as três buchas possuem temperaturas semelhantes, e conseqüentemente, o impacto na medição da capacitância e da tangente delta é similar, conforme apresentado na Figura 24. Esse é o princípio da compensação de temperatura.

Figura 24 – Comparações entre as capacitâncias e entre as tangentes delta.

(a) Comparação entre capacitâncias.



(b) Comparação entre tangentes delta.



Fonte: GRUBER, 2020.

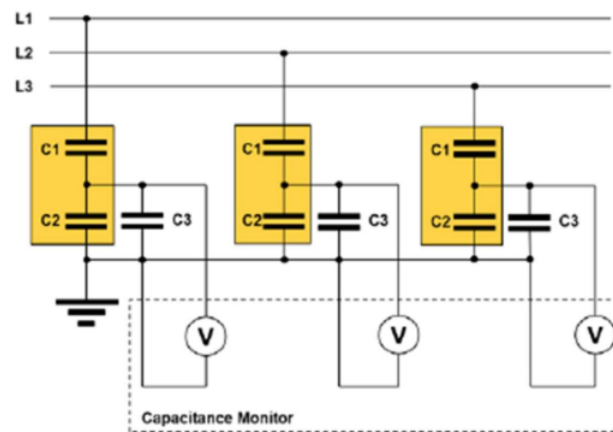
Para obter o valor da capacitância e fator de potência, o método compara as tensões medidas no tap capacitivo das buchas com as tensões de referência medidas na alta tensão dos transformadores de potência. Esse processo permite distinguir se as variações observadas na magnitude ou no ângulo das tensões medidas no tap capacitivo estão relacionadas a mudanças na capacitância ou na tangente delta das buchas, ou se são causadas por mudanças na rede elétrica externa.

Portanto, para garantir um monitoramento preciso das condições das buchas, é essencial comparar os parâmetros das três buchas, além de compará-las com a referência do sistema trifásico. Essa abordagem ajuda a identificar com precisão se uma alteração nas propriedades elétricas das buchas é devido a mudanças internas nas buchas ou a fatores externos, proporcionando assim um método confiável para monitoramento contínuo.

4.3.1.2 Método de monitoramento da capacitância

O monitoramento da capacitância emerge como um dos métodos mais fáceis para o monitoramento *on-line* de buchas capacitivas. Este método é voltado para a detecção de falhas parciais, que possam ocorrer entre uma ou mais camadas capacitivas. Para implementá-lo, um capacitor secundário, denominado C_3 , é inserido entre a derivação da bucha e o terra (USHAKOV, 2022), conforme ilustrado na Figura 25.

Figura 25 – Princípio do método de monitoramento da capacitância.



Fonte: USHAKOV, 2022.

No arranjo mencionado, a capacitância principal C_1 e a capacitância de medição C_3 formam um divisor capacitivo. Sob condições de estabilidade da rede de alta ou média tensão, qualquer incremento na tensão medida em C_3 pode indicar a presença de uma falha parcial. Em resumo, um aumento permanente na tensão secundária (em C_3) de 5 a 10% já pode ser interpretado como um sinal de uma ruptura parcial (USHAKOV, 2022).

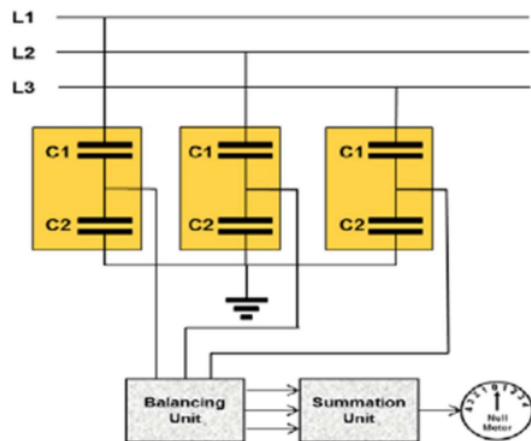
Um dos desafios associados ao método de monitoramento por capacitância é sua limitação em detectar exclusivamente falhas parciais. Além disso, em níveis de tensão mais elevados (420 kV e superiores), o número de camadas capacitivas das buchas pode variar de 60 a 100, dependendo do fabricante e do nível de tensão. Se houver degradação de uma camada, o aumento na tensão secundária pode variar entre 1 e 1,6% (PURKAIT; SAHA, 2018).

Detectar falhas parciais entre apenas duas camadas torna-se particularmente desafiador quando há flutuações na rede de alta tensão que excedem 2%. Para mitigar essa limitação, uma abordagem alternativa envolve a comparação direta entre a tensão secundária e a tensão primária. Esta abordagem geralmente requer acesso à medição da tensão primária através de transformadores de potencial. Entretanto, essa solução tende a tornar o sistema mais complexo em relação à simples medição da tensão secundária em C_3 (YANG; ZHU, 2021).

4.3.1.3 Método de soma das correntes

O método de soma de correntes é amplamente empregado no monitoramento de buchas capacitivas. Este método opera com o princípio de que, idealmente, as correntes somadas das fases devem ser nulas sob condições ideais. Isso requer que as tensões sejam idênticas em magnitude, as defasagens entre as fases sejam de 120 graus, e que todas as buchas sejam do mesmo tipo e operem na mesma temperatura (USHAKOV, 2022).

Figura 26 – Princípio do método de somatório das correntes.



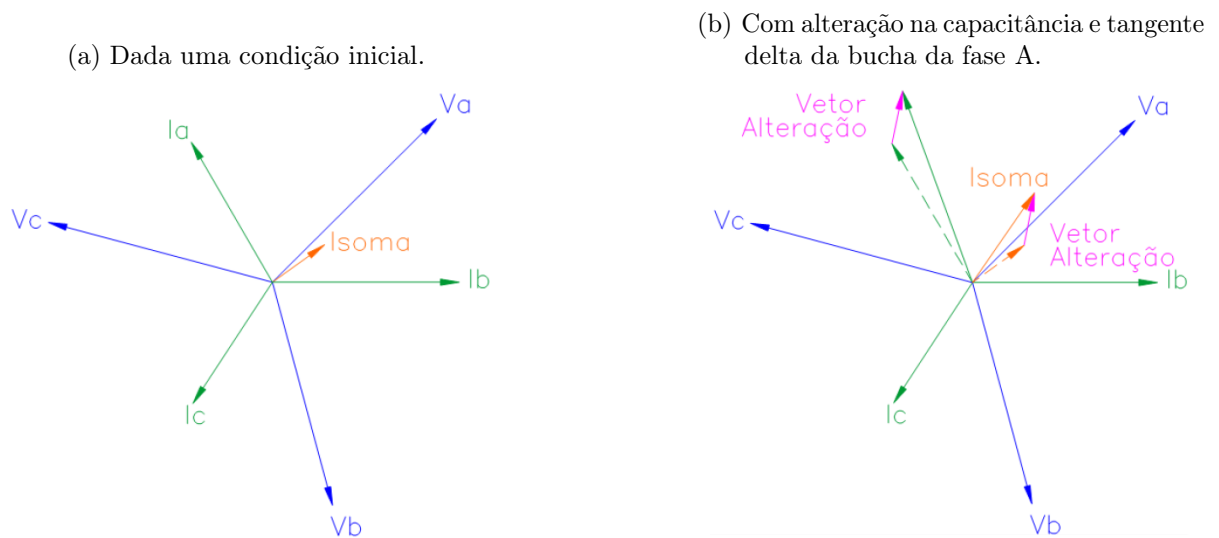
Fonte: USHAKOV, 2022.

No contexto dessa tecnologia, a corrente de fuga (I_{fuga}) atravessa a capacitância (C_1) de cada bucha em direção ao terra, passando pelo tap capacitivo. Essa corrente é sensível à tensão fase-terra e à impedância da isolação. Portanto, variações na impedância, como alterações na capacitância ou na tangente delta, resultam em mudanças correspondentes na magnitude ou no ângulo da corrente de fuga, respectivamente. Detectar até mesmo pequenas variações, como um aumento de 0,3% na tangente delta, pode ser crucial para diferenciar buchas em boas condições de uma que está no limite aceitável. No entanto, devido à sua sensibilidade limitada, mudanças tão pequenas na tangente delta resultam em alterações praticamente imperceptíveis na corrente de fuga individual de cada bucha, tornando o monitoramento direto inviável.

Para superar essa limitação, um método eficaz envolve a soma vetorial das correntes de fuga das três buchas em um sistema trifásico. Nesse arranjo, as correntes estão defasadas em aproximadamente 120° entre si e possuem magnitude semelhante, devido às capacitâncias similares das buchas e às tensões fase-terra equilibradas. A soma vetorial resulta em um valor muito menor do que qualquer corrente individual, facilitando a detecção de variações significativas, conforme ilustrado na Figura 27.

Se houver uma alteração na capacitância ou na tangente delta da bucha da fase A, por exemplo, isso afetará diretamente o vetor soma das correntes, deslocando-o de sua

Figura 27 – Correntes de fuga e somatória de três buchas em um sistema trifásico.



Fonte: TREETECH, 2012.

posição inicial. Essa mudança é mais perceptível no somatório das correntes do que nas correntes individuais, devido à sua menor magnitude relativa. A partir dessa observação, é possível identificar qual bucha específica está apresentando sinais de degradação na impedância.

Por exemplo, variações na tangente delta da bucha da fase A refletirão em mudanças nos ângulos entre as correntes AB e CA no vetor. Da mesma forma, problemas nas buchas das fases B ou C afetarão outros conjuntos de ângulos. Essas alterações indicam a presença de um problema e permitem determinar sua localização específica no sistema de buchas do transformador. Além da tangente delta, variações na capacitância podem indicar a fase onde ocorre a degradação, através da análise da variação na magnitude da corrente de fuga.

O processo de monitoramento requer uma referência inicial das correntes para cada sistema trifásico. Essa referência é estabelecida para permitir comparações posteriores, determinando mudanças na capacitância e na tangente delta ao longo do tempo. Ao invés de medir os valores absolutos, o foco está nas variações em relação aos valores iniciais conhecidos, garantindo que as condições operacionais normais sejam mantidas

Além disso, é necessário considerar que as correntes de fuga e o somatório das correntes são influenciados pelas alterações na impedância das buchas e por flutuações nas tensões fase-terra. Para mitigar esse efeito, são aplicados tratamentos estatísticos e matemáticos do próprio equipamento às medições, assegurando que apenas mudanças significativas na impedância sejam detectadas.

Para garantir a segurança do sistema, os adaptadores de conexão aos taps das

buchas são equipados com dispositivos limitadores de tensão. Esses dispositivos entram em ação caso ocorra uma falha no circuito de medição, mantendo a tensão no tap da bucha abaixo dos limites críticos que poderiam comprometer sua integridade dielétrica. Essa abordagem assegura a operação segura e confiável do sistema de monitoramento de buchas de transformadores de potência.

4.3.2 Parâmetros de monitoramento de bucha

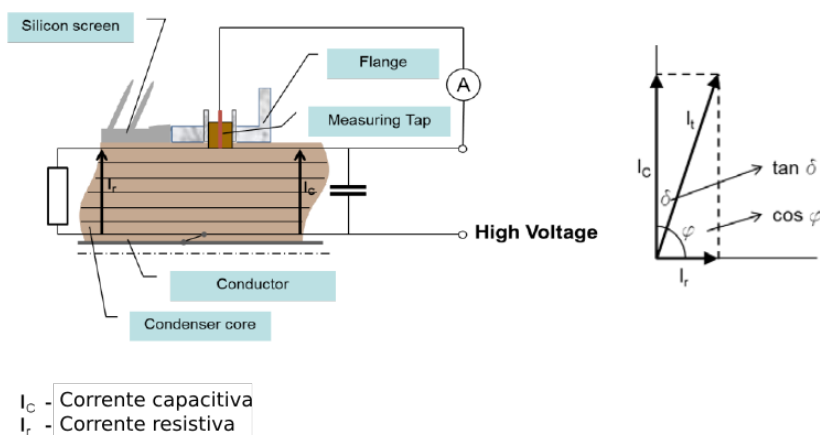
Os principais parâmetros usados para monitoramento *on-line* de buchas, a partir do somatório das correntes de fuga, são a tangente delta e a capacitância principal. A seguir, cada parâmetro será discutido com relação ao melhor uso para avaliação da condição de saúde da bucha capacitiva.

4.3.2.1 Tangente delta

A tangente delta é uma característica do material de isolamento que reflete o estado e a saúde do próprio isolamento. Ela representa a relação entre a corrente capacitiva e a corrente resistiva, cuja soma resulta na corrente de fuga total.

A corrente capacitiva é determinada pelo projeto da camada capacitiva e possui um valor predefinido. Por outro lado, a corrente resistiva é influenciada pela resistividade do material de isolamento e serve como indicador direto da qualidade do sistema de isolamento (PURKAIT; SAHA, 2018). Cada material de isolamento saudável, sólido ou líquido, possui características próprias de corrente resistiva. Aumentos na corrente resistiva podem indicar degradação no sistema de isolamento, resultando em mudanças nos ângulos delta (δ) e teta (θ), conforme mostrado na Figura 28.

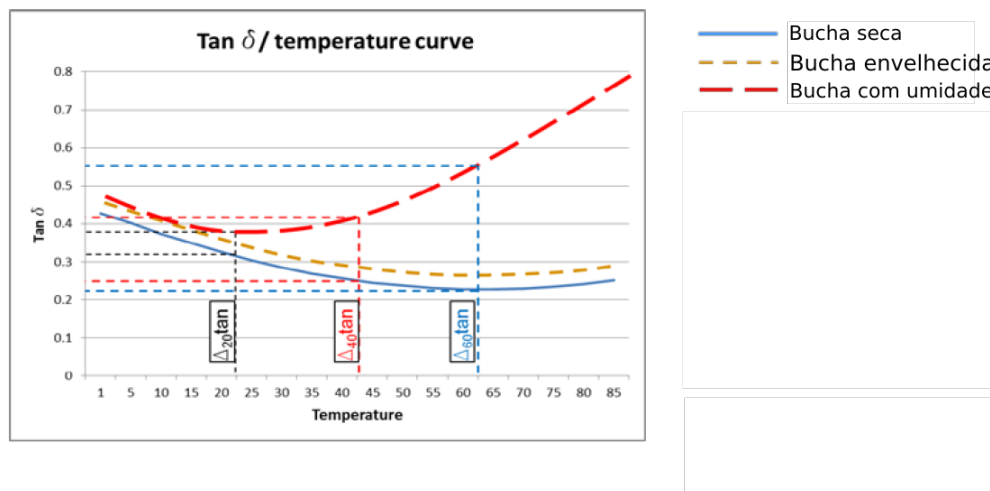
Figura 28 – Corrente de fuga e tangente delta.



Fonte: LINN, 2017. Adaptado pelo autor.

A determinação *on-line* e precisa da tangente delta é essencial para detectar variações em estágio inicial. O ingresso ou geração de umidade no interior da bucha é um exemplo disso.

Figura 29 – Comportamento da tangente delta em função da temperatura devido ao aumento da umidade.



Fonte: LINN, 2017. Adaptado pelo autor.

A Figura 29 ilustra o comportamento do sistema de isolamento à medida que aumenta o teor de umidade. É crucial que o monitoramento da tangente delta seja preciso, dada a variação deste parâmetro entre isolamentos úmidos e secos a 20°C. Com os métodos de monitoramento *on-line* atuais, alcançar essa precisão é um desafio (LINN, 2017).

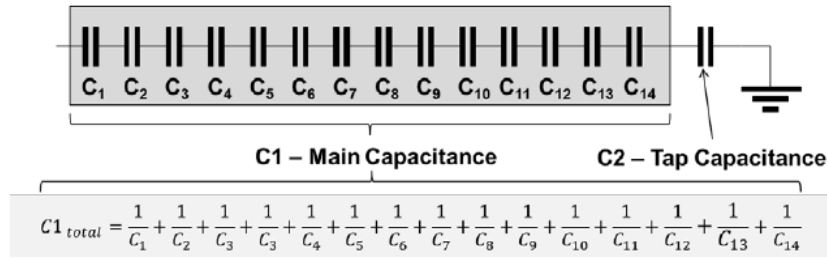
Uma vantagem do monitoramento *on-line* da tangente delta é a capacidade de observar variações nas buchas em diferentes temperaturas, influenciadas pela carga do transformador. A temperatura das buchas varia conforme a carga do transformador, o que afeta diretamente a tangente delta. Como evidenciado na Figura 29, o gradiente da tangente delta para buchas úmidas é substancialmente maior em temperaturas elevadas em comparação com buchas secas.

4.3.2.2 Capacitância

Quando duas ou mais camadas dos filmes de controle do campo elétrico estão em curto-circuito, a capacitância aumenta. Se apenas duas camadas estiverem em curto, a capacitância aumentará proporcionalmente ao número total de camadas.

O monitoramento contínuo da capacitância em buchas requer a medição da magnitude a partir do divisor capacitivo apresentado na Figura 15.

Figura 30 – Capacitância em série das buchas.



Fonte: LINN, 2017.

4.3.2.2.1 Determinação da tangente delta e da capacitância de isolamento

O monitoramento utilizado pelo CMA que é objeto de estudo neste trabalho emprega o método de somatório das correntes. Dessa forma, não estão disponíveis medições diretas da capacitância e da tangente delta, apenas uma estimativa obtida a partir da medição das correntes de fuga.

A partir disso, temos que a determinação da capacitância C_1 e da tangente delta da bucha é realizada através de um sistema de medição baseado no método da somatória das correntes.

Assim, parte-se do pressuposto de que a corrente que atravessa a bucha no sentido axial é determinada pela divisão da tensão aplicada na bucha pela sua impedância. Portanto, a capacitância pode ser calculada pela Equação 4.1 a seguir, onde I representa a corrente que circula pelo sistema de monitoramento da bucha, aproximadamente equivalente à corrente que circula pela isolação da bucha, V é a tensão aplicada à bucha, f é a frequência do sistema e C_1 é a capacitância entre o condutor principal e o tap capacitivo.

$$C_1 = \frac{|I|}{2 * \pi * f * |V|} \quad (4.1)$$

Posteriormente, conhecendo os valores de I e V , é possível calcular o fator de potência associado à impedância da bucha (FP%), conforme apresentado na Equação 4.2, onde ϕ é a diferença de fase entre I e V :

$$FP\% = \cos(\phi) * 100 \quad (4.2)$$

O cálculo da tangente delta, ou fator de dissipação, será realizado pela relação trigonométrica entre os ângulos δ e θ , exibidos na Figura 28. A Equação 4.3 demonstra o

cálculo do ângulo δ

$$\delta = 90^\circ - \theta \quad (4.3)$$

A partir da Equação 4.4 teremos então o cálculo da tangente delta:

$$\tan\delta = \tan(90^\circ - \theta) \quad (4.4)$$

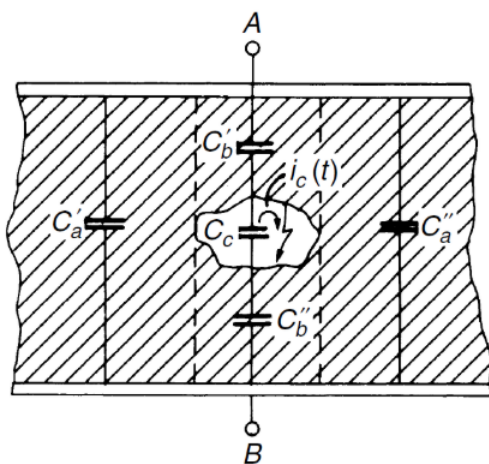
4.3.2.3 Descarga parcial

Segundo a norma IEC 60270, as descargas parciais são descargas elétricas localizadas que curto-circuitam apenas parcialmente o isolante entre condutores e que podem ou não ocorrer nas adjacências de um condutor. Além disso, as descargas parciais são, em geral, consequência das concentrações locais de tensão elétrica no isolante ou em sua superfície, aparecendo geralmente como impulsos, de duração muito inferior a $1 \mu s$.

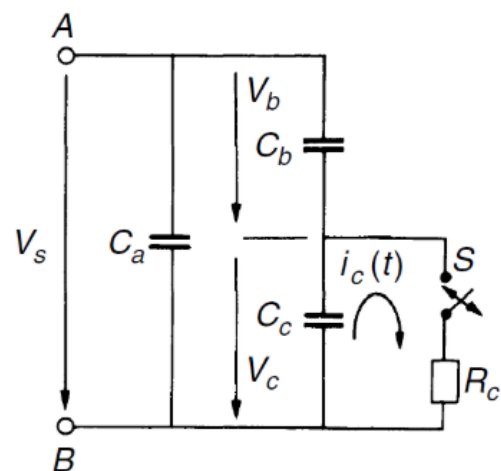
O circuito apresentado na Figura 31 ilustra a ocorrência de descargas parciais em uma cavidade presente no meio isolante. Nesse circuito clássico, conhecido como ABC, a cavidade é representada pela capacitância C_C . As regiões entre os eletrodos e a cavidade são representadas por C_B e, por fim, as regiões que não sofrem influência da cavidade por C_A . Além disso, R_C representa a resistência do arco elétrico que ocorre durante o processo de descarga parcial, influenciando a dissipação de energia na cavidade.

Figura 31 – Ocorrência de descargas parciais.

(a) Representação do sistema de isolamento.



(b) Circuito equivalente.

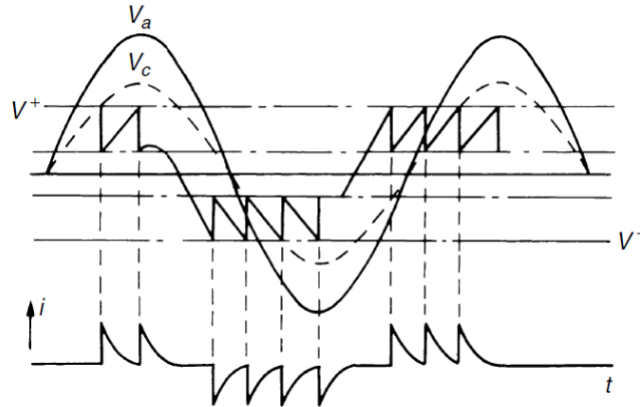


Fonte: KUFFEL, 2000.

Durante a aplicação de uma tensão alternada nesse circuito, observa-se o comportamento apresentado na Figura 32. A curva tracejada representa a tensão na cavidade

caso o rompimento do dielétrico não ocorra. Porém, é observado que ao atingir o limite da rigidez dielétrica na cavidade dado por V^+ ou V^- , a capacitância da cavidade descarrega através de R_C , originando a corrente de descarga i (KUFFEL, 2000).

Figura 32 – Rompimento do dielétrico em cavidades.



Fonte: KUFFEL, 2000.

Todos os defeitos das buchas podem ser detectados por descargas parciais, exceto umidade. Portanto, as medições desse parâmetro são muito importantes para testes de rotina e reteste, tanto em fábrica quanto no local. No entanto, a detecção de descargas parciais relacionadas às buchas em condições *on-line* apresenta desafios significativos. Entre esses desafios estão a dificuldade de isolar os sinais de descarga parcial dos ruídos elétricos presentes no ambiente, a necessidade de equipamentos sensíveis e especializados para capturar e analisar sinais de baixa amplitude, e a complexidade em interpretar os dados obtidos, especialmente em ambientes operacionais onde múltiplos equipamentos podem interferir nas medições.

O método atualmente utilizado para o monitoramento *on-line* de descargas parciais em buchas segue o princípio da norma IEC 60270, onde a capacitância da bucha atua como capacitor de acoplamento. Esse princípio é predominantemente empregado para monitorar transformadores, mas também pode ser aplicado em alguns casos para buchas.

A magnitude das descargas parciais indicativas de falhas incipientes nas buchas varia de 5 pC a 100 pC. Valores mais altos podem ocorrer em problemas de contato, porém os valores típicos geralmente ficam abaixo de 50 pC. Dentro do transformador, é provável que as descargas parciais nas buchas sejam mascaradas por sinais externos mais elevados. Além disso, devido à alta capacitância do objeto de teste e ao ruído de fundo típico no local, a sensibilidade do monitoramento usando a bucha como capacitor de acoplamento é bastante limitada (LINN).

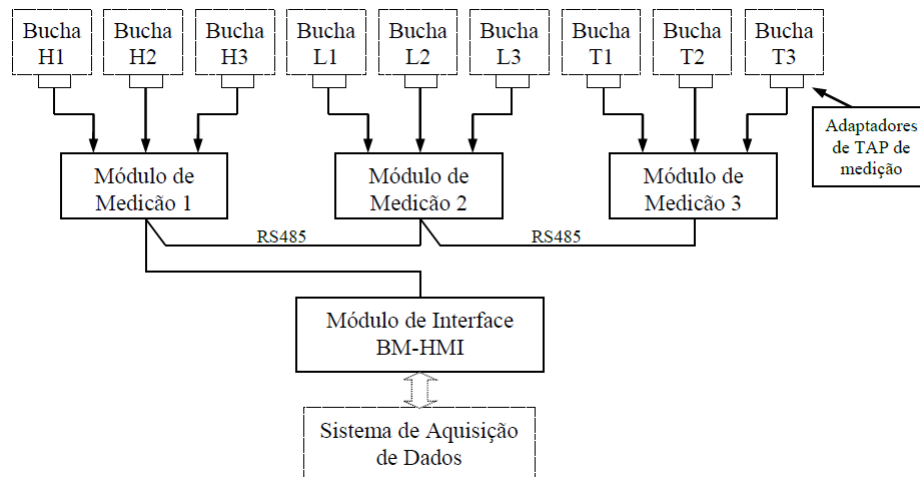
Além disso, caso um sinal de descarga parcial seja detectado, determinar sua

origem (se na linha aérea, conectores de linha, transformador, canal de alta corrente ou na própria bucha) é desafiador sem medidas adicionais, que podem requerer a parada do transformador.

4.3.3 Topologia do monitoramento *on-line* de buchas capacitivas

O sistema de monitoramento de bucha (BM, do inglês *Bushing Monitor*) utilizado pelo CMA que é o objeto deste trabalho é fornecido pela fabricante TREETECH, representando uma solução para o monitoramento contínuo de 234 buchas capacitivas de um agente do SIN. A Figura 33 exemplifica o diagrama de blocos do sistema e seus principais componentes.

Figura 33 – Diagrama de blocos de interligação do BM.



Fonte: TREETECH, 2012.

A composição deste sistema é apresentada a seguir.

- Adaptador de Tap: estabelece a conexão elétrica ao tap da bucha, garantindo sua integridade mecânica e proteção contra intempéries e incorpora dispositivos de proteção contra sobretensões, sobrecorrentes transitórias e evita ações acidentais de abertura do circuito de medição, conforme as Figuras 34a e 34b;
- Módulo de Medição BM-MM: recebe e processa as correntes de fuga de três buchas de um conjunto trifásico. Além de realizar medições, executa um primeiro nível de processamento matemático e estatístico das informações. Os dados são transmitidos ao Módulo de Interface (BM-IHM) por meio de porta de comunicação serial RS485, conforme Figura 35;

Figura 34 – TAP da bucha.

(a) Adaptador de TAP da bucha.



(b) Adaptador de TAP instalados.



Figura 35 – Módulo de medição BM-MM.



- Módulo de Interface BM-IHM: centraliza as informações provenientes do(s) módulo(s) de medição BM-MM, exibindo os valores atuais de capacitância e tangente delta de cada bucha nos visores frontais. Este módulo também oferece saídas analógicas (mA), contatos de alarme e portas de comunicação serial RS485 e RS232 para integração flexível com sistemas de monitoramento do usuário, conforme apresentado na Figura 36.

As sinalizações de alarmes de capacitância e tangente delta são disponibilizados através de relés programáveis do BM-IHM, onde seguem para indicação no supervisório da usina. São parametrizados alarmes de capacitância alta, muito alta e tangente delta alta, muito alta, bem como alarmes de corrente de fuga baixa, alta e muito alta.

Os valores iniciais de capacitância e tangente delta de cada bucha, parametrizados no instrumento e que servem como referência, são extraídos do último ensaio realizado e dos dados de placa. Os alarmes são parametrizados conforme normatização e procedimento do fabricante TREETECH, conforme apresentado a seguir:

Figura 36 – Módulo de interface BM-IHM.



- Capacitância Alta: 3% de acréscimo do valor inicial de capacitância;
- Capacitância Muito Alta: 5% de acréscimo do valor inicial de capacitância;
- Tangente Delta Alta: 100% de acréscimo do valor inicial de tangente delta;
- Tangente Delta Muito Alta: 200% de acréscimo do valor inicial de tangente delta;
- Corrente de Fuga Baixa: 2/3 do valor de referência da corrente do valor inicial de corrente de fuga;
- Corrente de Fuga Alta: 15% de acréscimo do valor inicial de corrente de fuga;
- Corrente de Fuga Muito Alta: 25% de acréscimo do valor inicial de corrente de fuga.

No próximo capítulo, são apresentados estudos de caso sobre três falhas em transformadores de potência que foram identificadas e evitadas graças ao sistema de monitoramento de buchas capacitivas.

5 Análise de Falhas Evitadas: Estudos de Caso

Neste capítulo, são apresentados os resultados de análises de falhas evitadas em buchas de transformadores de um agente do setor elétrico brasileiro, na forma de estudos de caso, enfatizando as medidas preventivas adotadas e os benefícios dessas ações.

Na seção 5.1, será realizada a análise do Caso 1, que se refere a uma bucha de um transformador de 13,8/230 kV e 170 MVA, localizado em uma usina hidrelétrica na região Centro-Oeste do Brasil. O Caso 2, que aborda a bucha de um transformador de 16/525 kV e 305 MVA situado em uma usina hidrelétrica na região Sul do Brasil, é discutido na seção 5.2. Por fim, a seção 5.3 apresenta a análise do Caso 3, que trata de uma bucha de um transformador de 19/525 kV e 248 MVA, também localizado na região Sul do país.

É importante destacar que o CMA estava completamente implementado apenas nos eventos correspondentes aos Casos 2 e 3, apesar de os equipamentos de monitoramento local estarem disponíveis para todos os três eventos. Dessa forma, o Caso 1 atua como um incentivo para o aprimoramento do CMA e de suas ferramentas de análise de engenharia, com o objetivo de detectar anomalias antes que o centro de operação seja alertado.

5.1 Caso 1 - Bucha de transformador 13,8/230 kV - 170 MVA

O transformador cuja bucha será analisada nesta subestação encontra-se instalado em uma usina hidrelétrica na região Centro-Oeste do Brasil. A usina entrou em operação comercial em 2002, possui três unidades geradoras com três turbinas verticais do tipo francis de 150 MW cada, que totalizam 450 MW de capacidade instalada. A Tabela 3 contém as características do transformador e da bucha, objeto deste estudo.

Tabela 3 – Identificação do transformador e da bucha (caso 1).

PARÂMETROS	
Fabricante	SIEMENS
Tensão AT	230 kV
Tensão BT	13,8 kV
Potência	170 MVA
Fabricante da Bucha	ABB
Tipo de Bucha	Capacitiva
Modelo da Bucha	WTxf 245

5.1.1 Atuação do monitoramento local

No dia 11 de dezembro de 2017, o alarme de tangente delta alta da bucha da fase B foi acionado. Em resposta ao alarme, o setor de operação da usina acionou a equipe de manutenção para investigar a situação.

No dia 20 de dezembro de 2017, após análise preliminar e avaliação das condições operacionais, foi decidido retirar o transformador elevador de operação para realizar uma investigação mais aprofundada. No dia seguinte, a equipe de manutenção deslocou-se para a usina e, após as devidas liberações operacionais, conduziu ensaios elétricos de tangente delta do isolamento nas buchas AT. Além disso, foram coletadas amostras de óleo mineral para análise cromatográfica e medição de água dissolvida. Essa abordagem visava verificar a consistência do alarme e determinar se a elevação dos valores de tangente delta era um reflexo real da condição da bucha ou se resultava de uma falha no sistema de monitoramento.

Os resultados dos ensaios indicaram que as buchas das fases A e C apresentavam valores dentro dos padrões esperados, enquanto a bucha da fase B mostrou alterações significativas:

- Capacitância Inicial (valor de placa): 345 pF;
- Capacitância Medida: 367,4 pF (6,5% de acréscimo);
- Tangente Delta Inicial (valor de ensaio): 0,469%;
- Tangente Delta Medida: 19,32% (4020% de acréscimo).

Os laudos do óleo mineral, realizados em 21 de dezembro de 2017, também revelaram níveis elevados de gás combustível e umidade, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Laudo da análise do óleo isolante (caso 1).

Gás [ppm]	Gases dissolvidos (ppm)									
	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	TGC
Laudo Fase A	6	10591	49517	9	339	1511	0	0	0	354
Laudo Fase B	1133	3220	27839	437	289	9207	0	60	0	1919
Laudo Fase C	14	33875	85734	2	141	667	0	0	0	157

Portanto, considerando que o Total de Gases Combustíveis (TGC) no óleo coletado da bucha da fase B atingiu 1919 ppm e com base nos resultados de capacitância e tangente delta obtidos nos ensaios, foi recomendada a substituição da bucha.

5.1.2 Substituição da bucha

Primeiramente, a bucha reserva foi retirada do almoxarifado e posicionada em um cavalete para procedimentos de limpeza e ensaios elétricos, conforme apresentado na Figura 37, obtendo-se resultados satisfatórios.

Figura 37 – Posição da bucha reserva (caso 1).



Para a remoção da bucha instalada, as válvulas de isolamento do relé de gás foram fechadas e 250 litros de óleo do tanque foram drenados e enviados para o conservador, conforme apresentado na Figura 38. O condutor do enrolamento do terminal da bucha foi desconectado e a bucha foi removida, conforme ilustrado nas Figuras 39 e 40.

Figura 38 – Vista do condutor interno de AT (caso 1).



Após esses procedimentos, a bucha reserva foi posicionada, fixada e conectada ao enrolamento de saída do transformador, conforme Figura 41. Na sequência, o nível de óleo

Figura 39 – Desconexão da bucha original (caso 1).



Figura 40 – Bucha original retirada (caso 1).



foi normalizado e os terminais de AT das buchas foram religados ao ponto de conexão com a linha de 230 kV, conforme Figura 42.

Em seguida, nova parametrização foi inserida no BM com base nos dados de placa e nos ensaios realizados na bucha instalada, colocando o sistema em modo de aprendizado.

5.1.3 Resultado

O transformador elevador foi energizado no dia 23 de dezembro de 2017, permitindo a sincronização da unidade geradora com o sistema elétrico. Durante o período de 12 a 14 dias subsequente, o sistema local de monitoramento das buchas permaneceu em modo de aprendizado, acumulando dados e ajustando suas configurações para um monitoramento mais preciso. Após esse intervalo, o sistema retomou o monitoramento ativo dos parâmetros de capacitância e tangente delta das buchas AT.

Os alarmes de corrente de fuga alta e muito alta foram configurados após o período de aprendizado do sistema como medidas preventivas. Esses alarmes visam monitorar a

Figura 41 – Montagem da bucha reserva (caso 1).



Figura 42 – Conexão da bucha na linha de 230 kV (caso 1).



condição da isolação das buchas dos transformadores e detectar qualquer deterioração que possa preceder falhas graves.

- Alarme de Corrente de Fuga Alta: 19,7 mA, atuando em conjunto com o alarme de Capacitância Alta;
- Alarme de Corrente de Fuga Muito Alta: 21,5 mA, atuando em conjunto com o alarme de Capacitância Muito Alta.

A bucha original foi enviada para reparo na isolação e/ou dissecção, com o objetivo de identificar as causas do problema ocorrido e avaliar a necessidade de intervenções em outras buchas da usina.

O monitoramento contínuo da capacitância e da tangente delta em equipamentos elétricos de uma usina é essencial para detectar a degradação dos materiais isolantes antes que falhas ocorram. Esse tipo de monitoramento permite antecipar a necessidade de manutenção, reduzindo o risco de falhas inesperadas e minimizando o tempo de inatividade. A eficácia dessa abordagem evidenciou a importância do desenvolvimento do CMA, que centraliza a análise de dados e possibilita intervenções mais rápidas e precisas, assegurando maior confiabilidade e eficiência na operação dos equipamentos.

5.2 Caso 2 - Bucha de transformador 16/525 kV - 305 MVA

O transformador cuja bucha será analisada nesta subseção encontra-se instalado em uma usina hidrelétrica da região Sul do Brasil, que entrou em operação no ano de 2000. A usina tem uma capacidade instalada de 1450 MW distribuídos em cinco unidades geradoras equipadas com turbinas verticais de 190 MW cada. Na Tabela 5 são apresentadas características básicas do transformador elevador e da bucha sob investigação.

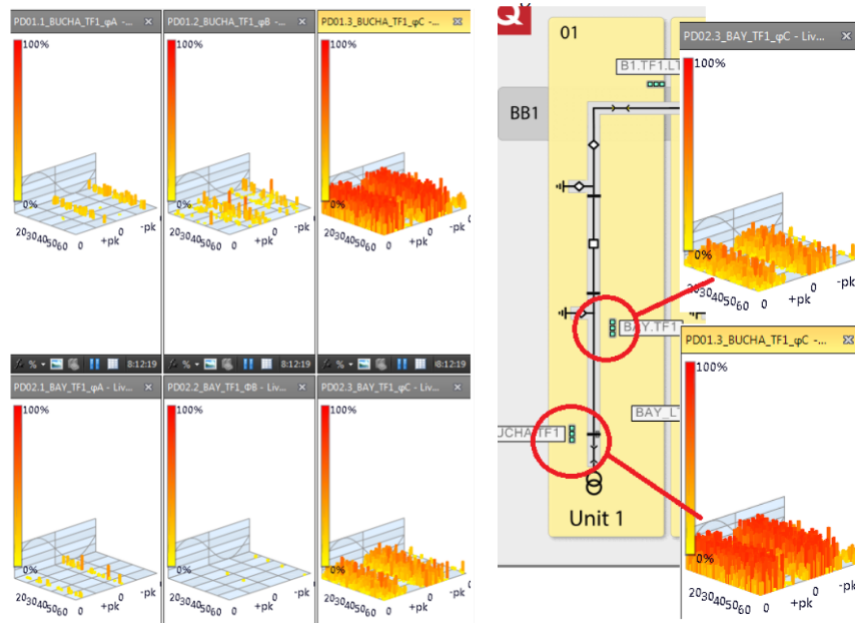
Tabela 5 – Identificação do transformador e da bucha (caso 2).

PARÂMETROS	
Fabricante	ALSTOM
Tensão AT	525 kV
Tensão BT	13,8 kV
Potência	305 MVA
Fabricante da Bucha	ABB
Tipo de Bucha	Capacitiva
Modelo da Bucha	GOEK1675-1300-2500-0.6

5.2.1 Informações do evento disponibilizadas no CMA

A partir da segunda metade de julho de 2019, o sistema de monitoramento de descargas parciais da Subestação Isolada a Gás (SIG) detectou descargas parciais na bucha da fase C do transformador elevador. Essas informações foram disponibilizadas às equipes de engenharia por meio do CMA, como ilustrado na Figura 43.

Figura 43 – Tela de monitoramento do CMA da SIG (caso 2).



Adicionalmente, dias depois, foram observadas elevações nos valores de tangente delta e capacitância da bucha da fase C.

Em 03 de setembro de 2019, o primeiro estágio de alarme de tangente delta foi acionado, levando à mobilização da equipe de manutenção da empresa. A equipe iniciou o monitoramento diário do equipamento em operação por meio das telas do CMA, acompanhando de perto a evolução das grandezas monitoradas. As Figuras 44 e 45 mostram a evolução da capacitância e da tangente delta, respectivamente.

Vale ressaltar que os alarmes acionados no CMA são alarmes de engenharia, e não de operação. Isso significa que esses alarmes são configurados para atuar antes que problemas maiores se manifestem e acionem alarmes de operação. Os alarmes de engenharia têm o objetivo de identificar anomalias em estágio inicial, permitindo intervenções preventivas para evitar falhas significativas e garantir a integridade e a continuidade das operações do equipamento.

Conforme discutido na seção 4.3.2.2, a capacitância dos transformadores tende a permanecer estável com variações mínimas durante o funcionamento normal. Portanto, quaisquer desvios significativos podem sinalizar potenciais problemas operacionais. Em relação à tangente delta, foi observada uma variação notável na bucha da fase C, em

Figura 44 – Evolução da capacitância (caso 2).

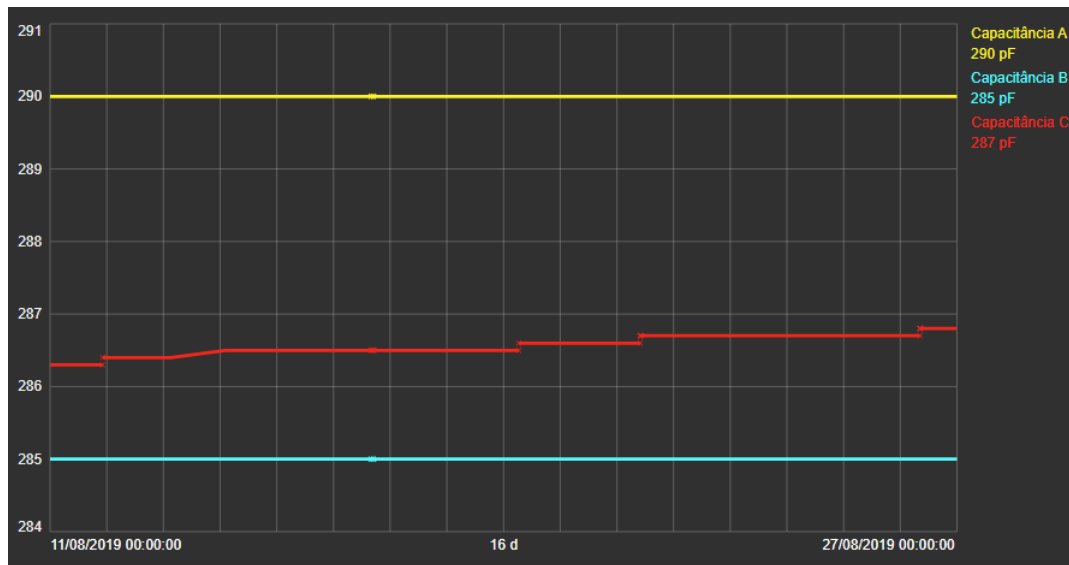
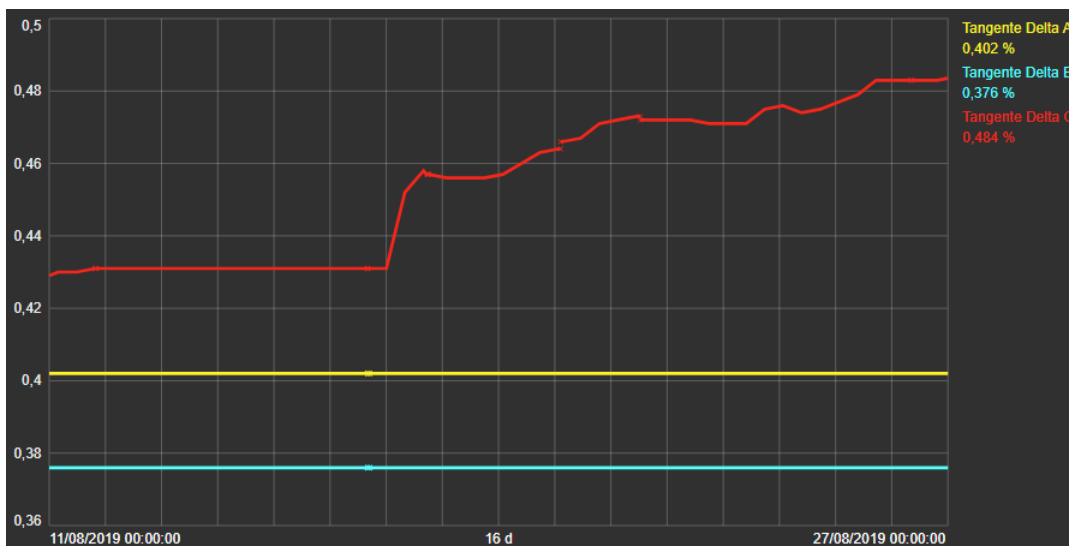


Figura 45 – Evolução da tangente delta (caso 2).



comparação com as outras fases.

Com base nessa análise, decidiu-se retirar o transformador de operação para realizar ensaios elétricos de tangente delta na bucha de AT, além de coletar amostras de óleo mineral isolante para análise cromatográfica e avaliação do teor de umidade.

Os ensaios revelaram o seguinte:

- Medições em 60 Hz não apontaram alterações significativas que indicassem potenciais problemas na bucha;
- Medições com ensaio de fator de potência com variação de frequência (15 - 400 Hz) indicaram contaminação do óleo da bucha e valores reprovando seu retorno à operação.

A Tabela 6 a seguir apresenta os valores do ensaio de cromatografia gasosa da bucha sob suspeita.

Tabela 6 – Laudo da análise em óleo isolante (caso 2).

Gás [ppm]	Gases dissolvidos (ppm)									
	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	TGC
Laudo 26/08/2017	21	7972	145666	6	49	265	0	0	0	76
Laudo 25/09/2019	4663	3058	103626	553	40	263	6	179	12	5453

A análise cromatográfica confirmou a degradação do isolamento elétrico da bucha, que havia sido detectada pelo sistema de monitoramento *on-line*. Esses resultados indicam que a bucha estava comprometida e não deveria ser reativada para operação.

5.2.2 Substituição da bucha

Após a identificação das falhas no equipamento em questão, foi determinada a necessidade de substituição da bucha da fase C do transformador. Nas Figuras 46, 47 e 48 o procedimento de substituição é ilustrado.

Como o setor de 525 kV é uma SIG, primeiramente, procedeu-se com a drenagem do gás SF6 da seção da tubulação da SIG até a bucha, seguida pela desmontagem da conexão e do barramento entre a parede da subestação e a bucha.

Figura 46 – Desmontagem da SIG (caso 2).



Em seguida, foram realizados ensaios de tangente delta e capacitância na bucha instalada no transformador, corroborando as alterações observadas nas medições, as quais estavam alinhadas com os registros do monitoramento contínuo.

Posteriormente, a bucha reserva foi posicionada para proceder com a limpeza e os ensaios elétricos, que apresentaram resultados satisfatórios. Após os ensaios, foi realizada a desmontagem, retirada e substituição da bucha.

No dia seguinte, iniciou-se o processo de enchimento do transformador, além da montagem das conexões das tubulações e barramentos da SIG de 525 kV.

Figura 47 – Desmontagem da SIG para acesso à bucha (caso 2).



Figura 48 – Posicionamento da bucha reserva para realização de ensaios (caso 2).



Para finalizar, foram coletadas amostras de óleo para análise e aplicada uma nova parametrização ao monitor de buchas, com base nos dados e ensaios da bucha recém-instalada.

5.2.3 Resultado

O transformador foi energizado no dia 28 de setembro de 2019, com sincronização da unidade geradora ao SIN. O BM foi configurado no modo de aprendizado, permanecendo nessa condição de 12 a 14 dias. Após esse período, iniciaram-se as medições e avaliações das grandezas elétricas da bucha.

As Figuras 49 e 50 mostram os gráficos de capacitância e tangente delta obtidos através da interface do CMA após a substituição da bucha.

Esses gráficos são essenciais para monitorar a performance da bucha após a intervenção, possibilitando a verificação da sua condição operacional e assegurando a confiabilidade

Figura 49 – Gráfico da capacitância após substituição da bucha (caso 2).

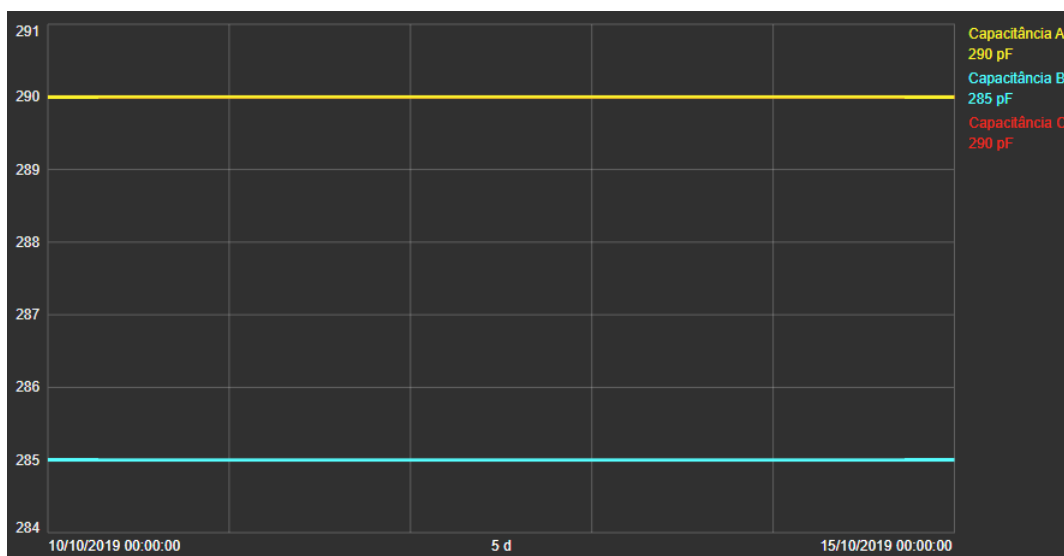
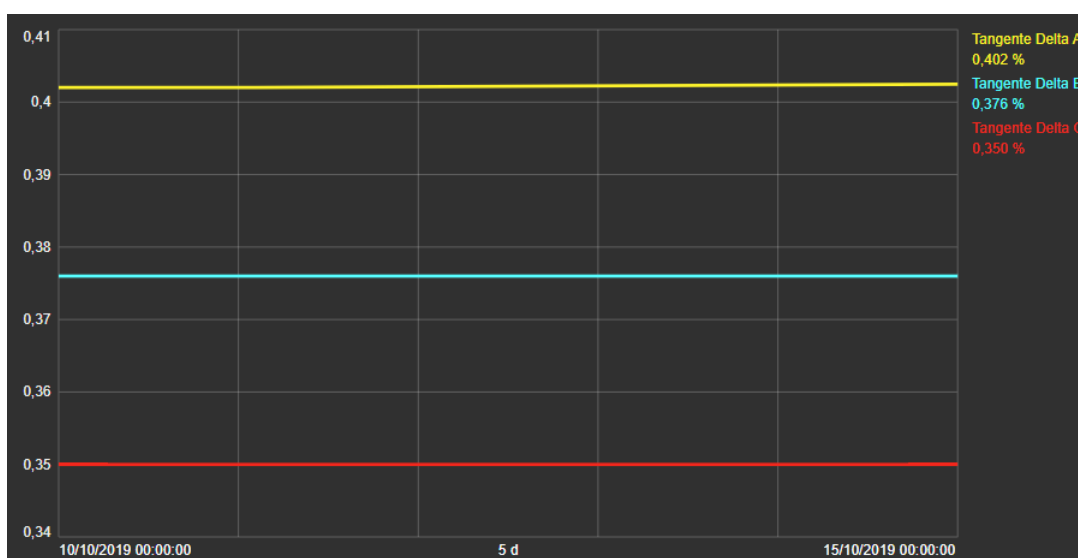


Figura 50 – Gráfico da tangente delta após substituição da bucha (caso 2).



do transformador no sistema elétrico.

Com base nas informações fornecidas pelo CMA, foi possível detectar a anomalia com maior agilidade. Essa rápida identificação acelerou o processo de análise, possibilitando uma parada programada do transformador e minimizando o risco de falhas graves.

5.3 Caso 3 - Bucha de transformador 19/525 kV - 248 MVA

Em operação desde 1980, a usina hidrelétrica a ser estudada está localizada na região Sul do Brasil e possui uma capacidade de 1420 MW, distribuída entre quatro unidades geradoras, com uma capacidade de 355 MW cada. Na Tabela 7 são apresentadas especificidades do transformador e das buchas.

Tabela 7 – Identificação do transformador e das buchas (caso 3).

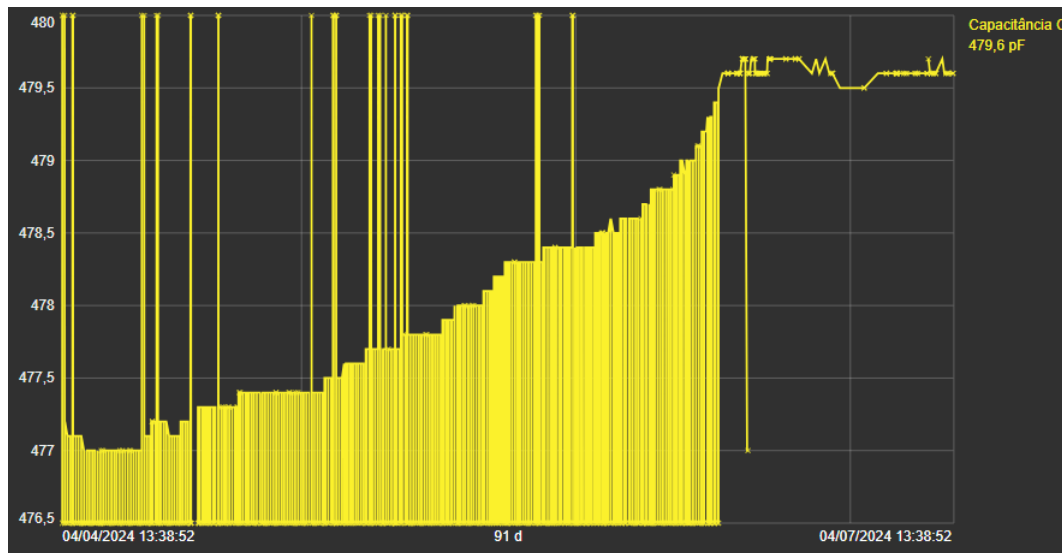
PARÂMETROS	
Fabricante	WEG
Tensão AT	525 kV
Tensão BT	19 kV
Potência	248 MVA
Fabricante da Bucha	ABB
Tipo de Bucha	Capacitiva
Modelo da Bucha	GOEK1675/2500 A

5.3.1 Informações do evento disponibilizadas no CMA

No dia 31 de maio de 2024, um alarme de tangente delta alta na fase C do transformador elevador foi acionado e sinalizado pelo CMA. Isso levou à imediata intervenção da equipe de manutenção da empresa e ao início de um monitoramento contínuo do equipamento.

As Figuras 51, 52 e 53 mostram a evolução da capacitância, da tangente delta e do ângulo AB e CA da corrente de fuga do equipamento, respectivamente, entre 04 de abril e 04 de julho de 2024, conforme registrado nas telas de interface do CMA.

Figura 51 – Evolução da capacitância (caso 3).



Os dados indicavam um aumento significativo (de 215%) na tangente delta desde o início das medições, sugerindo possíveis degradações no isolamento da bucha. Esse aumento substancial na tangente delta é um indicador crítico de deterioração no isolamento, exigindo uma análise mais detalhada.

Antes de qualquer intervenção, a equipe de manutenção conduziu testes adicionais, incluindo análises do óleo isolante da bucha. Os resultados, apresentados na Tabela

Figura 52 – Evolução da tangente delta (caso 3).

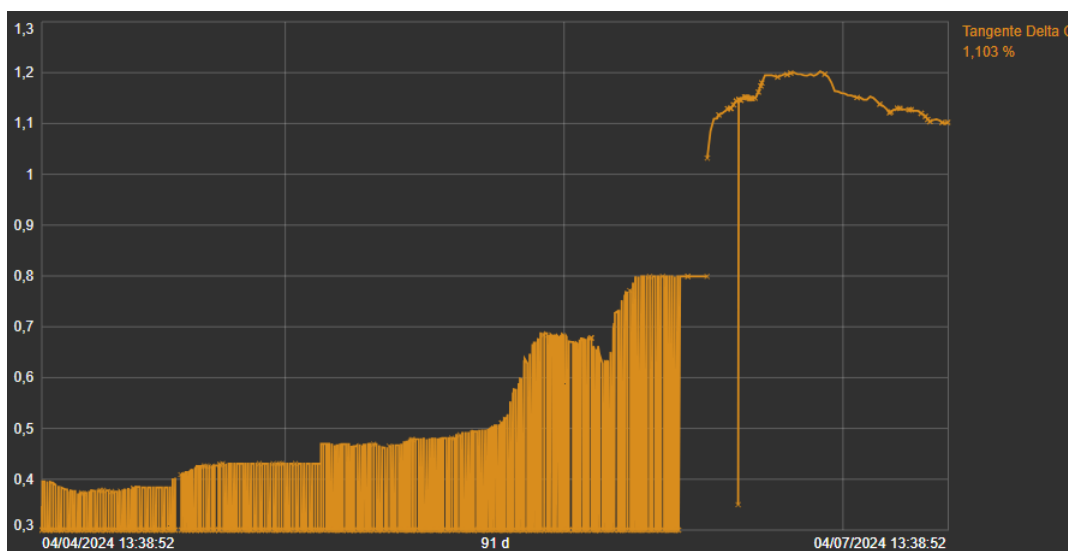
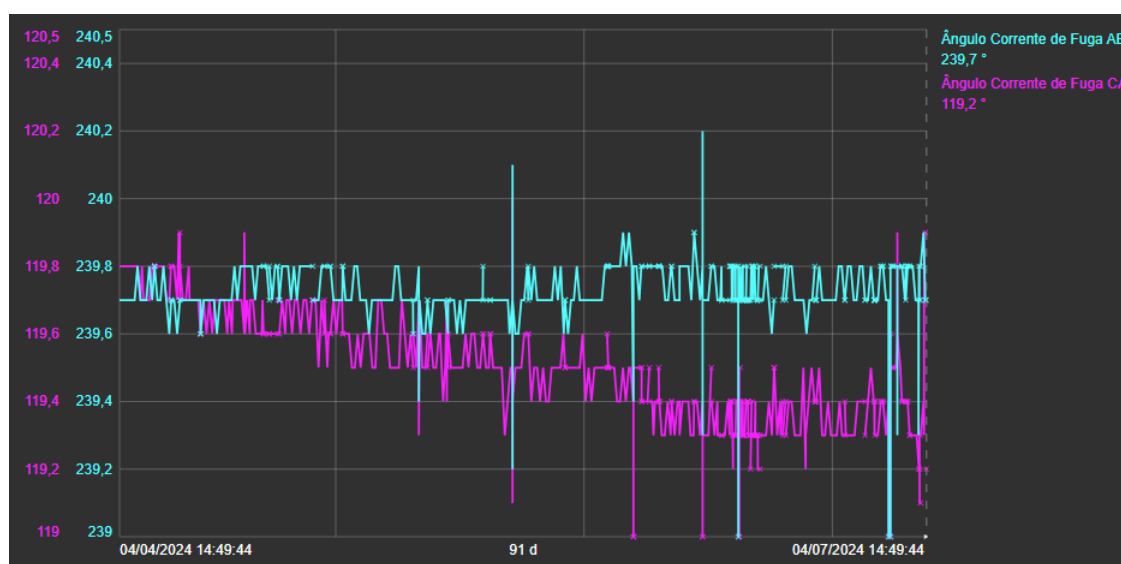


Figura 53 – Evolução do ângulo de corrente de fuga (caso 3).



8, mostraram uma presença crescente de gases combustíveis no óleo, evidenciando a degradação do equipamento.

Tabela 8 – Laudo da análise em óleo isolante (caso 3)

Gás [ppm]	Gases dissolvidos (ppm)									
	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	TGC
Laudo 14/06/2024	2587	1284	21824	140	146	237	0	11	0	26299
Laudo 01/07/2024	3419	1046	25188	176	186	302	0	13	0	30330

5.3.2 Resultado

Após análises detalhadas e discussões técnicas, a equipe de manutenção optou por uma substituição programada da bucha durante uma parada de manutenção já prevista.

A estabilização recente dos valores da tangente delta, conforme monitorado pelo CMA, permitiu que a intervenção fosse agendada de forma planejada, evitando a necessidade de uma ação emergencial.

Importante destacar que o caso continua sob acompanhamento rigoroso. A desenergização do transformador foi programada para a substituição da bucha, assegurando uma abordagem controlada e minimizando o impacto no funcionamento do sistema.

6 Conclusão

Este estudo demonstrou a importância do monitoramento de buchas de alta tensão como uma estratégia preventiva no contexto do SIN. A utilização do CMA revelou-se uma ferramenta importante para as equipes de engenharia e um elemento fundamental para a gestão da manutenção de equipamentos relevantes do sistema elétrico, proporcionando potenciais ganhos de confiabilidade e segurança operacional. Ao longo deste estudo, foi possível constatar que a detecção precoce de anomalias nas buchas proporciona a economia de custos operacionais e, principalmente, a mitigação de riscos de falhas que poderiam afetar o sistema elétrico nacional.

No Caso 1, onde ainda não contávamos com o CMA completamente implementado, a detecção de falhas e a gestão de manutenção dependiam principalmente da atuação do monitoramento local. Com a implementação do CMA nos Casos 2 e 3, a situação mudou consideravelmente. A introdução do monitoramento *on-line* permitiu a coleta e análise contínua dos parâmetros das buchas dos transformadores de potência, como capacitância, tangente delta e corrente de fuga. Essa capacidade de monitoramento em tempo real transformou a abordagem para a gestão de manutenção, possibilitando a detecção precoce de anomalias e a realização de intervenções programadas e controladas.

Os dados coletados e analisados pelo CMA demonstraram um aumento significativo na capacidade de identificar e mitigar riscos antes que se tornem problemas críticos. A detecção antecipada de anomalias e a análise detalhada das condições operacionais permitiram uma gestão mais eficaz, reduzindo o risco de falhas catastróficas e promovendo a continuidade da operação com maior segurança.

Para trabalhos futuros, recomenda-se a expansão da análise para incluir uma variedade mais ampla de eventos e equipamentos dentro da empresa, como sistemas de monitoramento de temperatura. Essa abordagem permitiria uma visão mais abrangente do desempenho e das condições operacionais dos diferentes componentes críticos do sistema elétrico. Além disso, a comparação dos dados de desempenho e dos eventos registrados com os de outras empresas do setor brasileiro pode fornecer *insights* valiosos sobre práticas e tecnologias emergentes. Esse *benchmarking* pode revelar oportunidades para melhorias adicionais, identificar tendências comuns e promover a adoção de melhores práticas na gestão e manutenção de equipamentos elétricos, contribuindo assim para a evolução contínua e a inovação no setor.

Referências

- ANGLHUBER, M.; KRÜGER, M. Dielectric analysis af high voltage power transformers. *OMICRON electronics*.
- ANTUNES, H. A.; BRITO, M. Comissionamento de transformadores de força: Do projeto à entrada em operação. *Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória*, 2010.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas. *Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV*. 2014. NBR 5034:2014.
- BARBOSA, M. et al. Princípio de funcionamento dos transformadores elétricos. *Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia*, 2014.
- BECHARA, R. *Análise de falhas de transformadores de potência*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2010.
- BIANCHI, P. R. Caracterização de envelhecimento de transformadores de potência: análise comparativa. 2000.
- BOTELHO, M. P. G. Estratégias de monitoramento em tempo real de buchas condensivas. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. [S.l.]: AMGH editora, 2013.
- Conselho Internacional de Grandes Redes Elétricas (CIGRE). *Green Book on <Guide for Transformer Maintenance>*. 2011.
- Conselho Internacional de Grandes Redes Elétricas (CIGRE). *Green Book on <Guia de manutenção para transformadores de potência>*. 2013.
- CURI, E. I. M. *Metodologia de projeto de alocação de absorvedores dinâmicos para a redução de ruído emitido por transformadores de potência*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2007.
- EASLEY, J.; STOCKUM, F. *Bushings, IEEE tutorial on transformers*. [S.l.], 1983.
- ERREDE, S. A brief history of the development of classical electrodynamics. *Loomis Laboratory of Physics*, p. 10–18, 2007.
- FREITAS, A. M. M.; SILVA, A.; DIAS, R. Sistema de monitoramento on-line em buchas capacitivas de transformadores elevadores. 2021.
- FRONTIN, S. O. *Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Novas Tecnologias*. [S.l.]: Brasília: Goya, 2013.
- GAMOW, G. *The great physicists from Galileo to Einstein*. [S.l.]: Courier Corporation, 1988.
- GARZON, R. D. *High voltage circuit breakers: design and applications*. [S.l.]: CRC Press, 2002.

- GROUP, C. W. et al. An international survey on failures in large power transformers. *Electra*, n. 88, 1983.
- GRUBER, T. *MSENSE® digital Event 2020 | How can I detect high-voltage bushing errors in good time?* 2020. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=hHWbxPVgVPk&t=1658s>>. Acesso em: 09 de julho de 2024.
- GUIMARÃES, J. M. C. et al. Desenvolvimento de um sensor de descargas parciais e uma metodologia para priorização de investimento em sensores. Universidade Federal de Itajubá, 2022.
- HALACSY, A. A.; FUCHS, G. H. von. Transformer invented 75 years ago. *Electrical Engineering*, v. 80, n. 6, p. 404–407, 1961.
- HALLIDAY, D.; RESNICK, R.; KRANE, K. S. *Física 3*. [S.l.]: LTC, 1984. v. 3.
- HEREDIA, L. A. *Caracterização, manutenção e monitoramento on-line de buchas condensivas para transformadores de potência*. 2008.
- HERMAN, S. L. *Alternating Current Fundamentals*. [S.l.]: Cengage Learning, 2011.
- International Electrotechnical Commission. *Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V*. 2017. Iec 60137:2017.
- International Electrotechnical Commission. *Técnicas de ensaios elétricos de alta-tensão - Medição de descargas parciais*. 2017. Iec 60270:2017.
- JESZENSZKY, S. History of transformers. *IEEE Power Engineering Review*, IEEE, 1996.
- JORDÃO, R. G. *Transformadores*. [S.l.]: Editora Blucher, 2002.
- JÚNIOR, R. C. d. L. *Análise de falhas e defeitos nos transformadores de potência e seus dispositivos*. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2014.
- KOSOW, I. L. *Máquinas elétricas e transformadores*. [S.l.]: Editora Globo, 1985.
- KUFFEL, J.; KUFFEL, P. *High voltage engineering fundamentals*. [S.l.]: Elsevier, 2000.
- LAU, M. Y. et al. On line monitoring systems for bushings. *Doble Engineering Company*, 2004.
- LINN, T. A new approach to transformer bushing monitoring. *Qualitrol*, 2017.
- MACHADO, ; ALVEZ, M.; SANTOS, D. Comparação de efetividade de ensaios off-line x monitoração on-line de buchas para detecção de defeitos - experiência de campo. *SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2015.
- MARTIGNONI, A. *Transformadores. 8ª*. [S.l.]: Edição, Editora Globo, São Paulo-SP, Brasil, 1991.
- MAXWELL, J. C. *A treatise on electricity and magnetism*. [S.l.]: Clarendon press, 1873. v. 1.
- MIYAMOTO, H. K. Et720 - sistemas de energia elétrica i.

- MUSSOI, F. L. R. Sinais senoidais: tensão e corrente alternadas. *Professor do Centro Federal de Educação Tecnológica de Santa Catarina.*, 2006.
- NOGUEIRA, D. d. S.; ALVES, D. P. Transformadores de potência-teoria e aplicação tópicos essenciais. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.
- ONS. *O que é o SIN*. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 10 de agosto de 2024.
- PANSINI, A. J. *Electrical transformers and power equipment*. [S.l.]: The Fairmont Press, Inc., 1999.
- PAULINO, M.; ALMEIDA, A. Avaliação de buchas de alta tensão com variação de frequência.
- PENA, M. C. M. et al. Falhas em transformadores de potência: Uma contribuição para análise, definições, causas e soluções. Universidade Federal de Itajubá, 2003.
- PURKAIT, P.; SAHA, T. K. *Transformer ageing: monitoring and estimation techniques*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2017.
- RAMBO, M. et al. Monitoramento em tempo real de buchas capacitivas de transformadores. *SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2007.
- RYAN, H. M. *High voltage engineering and testing*. [S.l.]: Iet, 2001.
- SILVA, L. N. A. d. Monitoramento e diagnóstico de buchas de alta tensão. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- SILVA, P. R. C. da. Avaliação de buchas de transformadores utilizando métodos sem malha. *Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - CEFET-MG*, Belo Horizonte, 2021.
- SIQUEIRA, I. P. d. *Manutenção centrada na confiabilidade: manual de implementação*. [S.l.]: Qualitymark, 2005.
- SIQUEIRA, I. P. d. *Transformadores de força imersos em líquido isolante: Guia de manutenção centrada na confiabilidade*. [S.l.]: CIGRÉ Brasil, 2007.
- SOARES, P. A. P. Máquinas elétricas e transformadores. 1998.
- SOUZA, D. C. P. Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência do sistema elétrico da celg, nos últimos 28 anos: um estudo de caso. 2008.
- TANG, W. H.; WU, Q. H. *Condition monitoring and assessment of power transformers using computational intelligence*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2011.
- TREETECH. Monitoramento on-line de buchas condensivas. 2012.
- USHAKOV, V. Y. et al. *Transformer Condition Control: Advanced and Traditional Technologies*. [S.l.]: Springer, 2022.
- VACCARO, G. L. R. Modelagem e análise da confiabilidade de sistemas. 1997.
- WEEDY, B. M. et al. *Electric power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2012.

WILLIAMS, L. P. Faraday's discovery of electromagnetic induction. *Contemporary Physics*, Taylor & Francis, v. 5, n. 1, p. 28–37, 1963.

WINDERS, J. Transformers: Basics maintenance and diagnostics. *US Department of the Interior Bureau of Reclamation*, 2005.

YANG, B.; ZHU, F. *Power transformer design practices*. [S.l.]: CRC Press, 2021.