

RENAN AUGUSTO BALDAN DE LIMA

**AVALIAÇÃO DA CONDIÇÃO E CRITICIDADE DE
TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES ISOLADOS A
ÓLEO**

RENAN AUGUSTO BALDAN DE LIMA

**AVALIAÇÃO DA CONDIÇÃO E CRITICIDADE DE
TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES ISOLADOS A
ÓLEO**

Trabalho de graduação apresentado à Faculdade de Engenharia do Câmpus de Ilha Solteira - UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Prof. Dr. Dionísio Paschoareli Júnior
Orientador

Ilha Solteira

2021

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

L732a Lima, Renan Augusto Baldan de.
Avaliação da condição e criticidade de transformadores e autotransformadores isolados a óleo / Renan Augusto Baldan de Lima. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2021
64 f. : il.

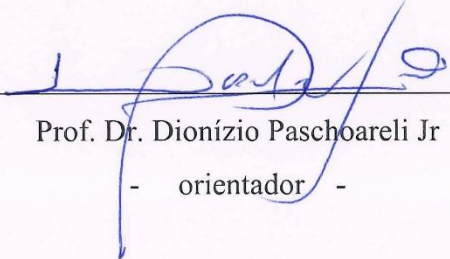
Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2021

Orientador: Dionísio Paschoareli Júnior
Inclui bibliografia

1. Transformadores. 2. Autotransformadores. 3. Óleo isolante. 4. Condição de operação. 5. Criticidade.

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO


Aos dezanove dias do mês de julho de dois mil e vinte e um, o discente **Renan Augusto Baldan de Lima**, matriculado sob o nº tendo como banca examinadora seu orientador, o *Prof. Dr. Dionizio Paschoareli Júnior*, o *Prof. Carlos Antonio Alves* e *Prof Jean Marcos de Souza Ribeiro*, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado "**AVALIAÇÃO DA CONDIÇÃO E CRITICIDADE DE TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES ISOLADOS A ÓLEO**" obtendo a nota nove (9,0) e conceito **APROVADO**.



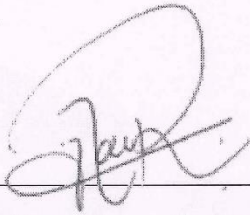
Prof. Dr. Dionízio Paschoareli Jr
- orientador -

Renan A. B. de Lima

Renan Augusto Badan Lima
- discente -



Prof. Dr. Carlos Antonio Alves
- Membro da Banca -



Prof. Dr. Jean Marcos de Souza Ribeiro
- Membro da Banca -

AGRADECIMENTOS

Dedico meus agradecimentos:

À minha família, em especial à minha mãe, Glenda, minha avó, Maria, e meu avô, Valdecir, pelo apoio, incentivo e carinho durante toda a graduação e durante toda a minha vida.

À minha namorada, Beatriz, por ser meu porto seguro, me incentivar, por fazer parte de bons momentos da minha graduação e por ouvir minhas reclamações a respeito da mesma durante alguns anos.

A todos os meus grandes amigos e companheiros de turma 2016/1 de Engenharia Elétrica, por todas as dificuldades que enfrentamos juntos nesse período e, principalmente, por todos os excelentes momentos compartilhados.

A todos os amigos e estudantes da Unesp – Ilha Solteira, que, de alguma forma, participaram da minha jornada universitária.

Aos colegas de empresa, por todo o apoio e suporte que me deram no período de estágio e na redação deste trabalho.

Aos meus professores, aos técnicos e funcionários da Unesp e a todos que, de alguma forma, contribuíram para a minha formação acadêmica. Em especial ao Prof. Dr. Dionísio Paschoareli Júnior, por todo ensinamento, incentivo, confiança e orientação.

RESUMO

A confiabilidade operativa dos equipamentos num sistema elétrico é uma condição que se torna cada vez mais necessária e imprescindível. Quando se deseja analisar a condição operativa dos transformadores e autotransformadores isolados a óleo, a análise do óleo mineral isolante é o principal método, devido à sua eficácia, baixo custo e à simplicidade da coleta. Sendo assim, o acompanhamento e a manutenção da qualidade do óleo isolante são etapas essenciais para assegurar uma maior vida útil aos equipamentos e o desempenho confiável do sistema. Este trabalho tem por objetivo estabelecer e fundamentar os critérios para qualificar a condição e a criticidade de transformadores e autotransformadores isolados a óleo. Além disso, pretende-se realizar um estudo prático dos ativos de transmissão de determinada empresa do setor elétrico brasileiro, visando contribuir com melhorias nas técnicas de manutenção, através do diagnóstico de defeitos, falhas e suas causas.

Palavras-chave: Transformadores. Autotransformadores. Óleo Isolante. Condição de Operação. Criticidade.

ABSTRACT

The operational reliability of equipment in an electrical system is a condition that is becoming increasingly necessary and indispensable. When it is desired to analyze the operating condition of transformers and oil-isolated autotransformers, the analysis of insulating mineral oil is the main method, due to its efficiency, low cost and simplicity of collection. Therefore, monitoring and maintaining the quality of the insulating oil are essential steps to ensure a longer service life for the equipment and the reliable performance of the system. This work aims to establish and substantiate the criteria to qualify the condition and criticality of transformers and oil-isolated autotransformers. In addition, it is intended to carry out a practical study of the transmission assets of a certain company in the Brazilian electric sector, aiming to contribute to improvements in maintenance techniques, through the diagnosis of defects, failures and their causes.

Keywords: Transformers. Autotransformers. Insulating Oil. Operational Condition. Criticality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Transformador ideal	16
Figura 2 - Autotransformador abaixador (a) e elevador (b)	17
Figura 3 - Esquema dos transformadores utilizados no sistema elétrico	18
Figura 4 - Ligação Estrela	20
Figura 5 - Ligação Triângulo	20
Figura 6 - Corte exibindo a parte ativa de um transformador	21
Figura 7 – Diferentes disposições do núcleo de transformadores	22
Figura 8 - Transformador de potência monofásico e seus principais acessórios	23
Figura 9 - Bucha não-condensiva	24
Figura 10 - Bucha condensiva	25
Figura 11 - Modelo de Comutador sob carga	26
Figura 12 - Ilustração do óleo mineral isolante em transformadores	27
Figura 13 - Representação coleta p/ análise físico-química (a) e cromatográfica (b)	33
Figura 14 - Níveis dos gases de acordo com a temperatura do óleo	39
Figura 15 – Procedimento qualificação da condição equipamentos (cromatografia)	42
Figura 16 - Triângulo de Duval	45
Figura 17 - Classificação dos ativos de acordo com a condição dos parâmetros físico-químicos do óleo isolante	49
Figura 18 - Matriz de Condição x Criticidade	50
Figura 19 - Classificação dos ativos de acordo com sua condição de operação	52
Figura 20 - Matriz de Condição x Criticidade	52
Figura 21 - Evolução da concentração de C ₂ H ₂ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ e CH ₄ dissolvidos	53
Figura 22 - Evolução da concentração de H ₂ e CO dissolvidos	53
Figura 23 - Evolução da concentração de CO ₂ , N ₂ e O ₂ dissolvidos	54
Figura 24 - Evolução da concentração C ₂ H ₂ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , CH ₄ e H ₂ dissolvidos	55
Figura 25 - Evolução da concentração de CO, CO ₂ , N ₂ e O ₂ dissolvidos	55
Figura 26 - Evolução da concentração C ₂ H ₂ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , CH ₄ e H ₂ dissolvidos	57
Figura 27 - Evolução da concentração de CO, CO ₂ , N ₂ e O ₂ dissolvidos	57
Figura 28 - Evolução da concentração C ₂ H ₂ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , CH ₄ e H ₂ dissolvidos	59
Figura 29 - Evolução da concentração de CO, CO ₂ , N ₂ e O ₂ dissolvidos	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Manutenção de Transformadores de Potência e Autotransformadores	31
Tabela 2 - Valores de referência dos parâmetros físico-químicos	35
Tabela 3 – Limites dos critérios físico-químicos	36
Tabela 4 - Ações Corretivas para a anormalidade dos parâmetros físico-químicos	36
Tabela 5 – 1º Limite de concentração de gases para o fluxograma	40
Tabela 6 – 2º Limite de concentração de gases para o fluxograma	41
Tabela 7 - Evolução máxima de gases entre amostras para o fluxograma	41
Tabela 8 - Limites para o total de gases combustíveis e isolamento celulósico	42
Tabela 9 - Diagnósticos para o Método de Doernenburg	43
Tabela 10 - Diagnósticos para o Método de Rogers	43
Tabela 11 - Primeira etapa do método da norma IEC 60599	44
Tabela 12 - Segunda etapa do método da norma IEC 60599	44
Tabela 13 - Informações dos transformadores estudados	48
Tabela 14 - Parâmetros físico-químicos anormais	50
Tabela 15 - Comparação entre valores obtidos e de referência	50
Tabela 16 - Concentração (ppm) de gases dissolvidos no óleo do transformador	54
Tabela 17 – Concentração (ppm) de gases dissolvidos no óleo do transformador	56
Tabela 18 - Concentração (ppm) de gases dissolvidos no óleo do transformador	58
Tabela 19 - Diagnóstico de falhas	58
Tabela 20 - Concentração (ppm) de gases dissolvidos no óleo do transformador	60
Tabela 21 - Diagnóstico de falhas	60
Tabela 22 - Panorama dos equipamentos classificados como "Atenção"	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRAMAN	Associação Brasileira de Manutenção e Gestão de Ativos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DGA	Dissolved gas analysis
FT	Função de Transmissão
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE SA	Institute of Electrical and Electronics Engineers Standards Association
Ppm	Partes por milhão
RAP	Receita Anual Permitida
REA	Resolução Autorizativa
SGA	Sistema de Gestão de Ativos
VBA	Visual Basic for Applications

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	CONCEITOS FUNDAMENTAIS SOBRE TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	15
2.1	Princípio de Funcionamento	15
2.2	Classificações de Transformadores de Potência	18
2.2.1	Quanto à sua utilização	18
2.2.2	Quanto ao número de fases	19
2.2.3	Quanto ao tipo de ligação	19
2.2.4	Quanto ao meio isolante	21
2.3	Aspectos Construtivos	21
2.3.1	Parte Ativa	21
2.3.2	Partes construtivas e acessórios	23
2.3.3	Sistema Isolante	27
3	GESTÃO DE ATIVOS	29
3.1	Determinação da Criticidade	31
3.2	Análise do óleo isolante	32
3.2.1	Análise dos parâmetros Físico-Químicos	34
3.2.2	Análise de Gases Dissolvidos (Cromatográfica)	37
4	DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES DE POTÊNCIA – ESTUDO DE CASO	47
4.1	Análise Físico-química	49
4.1.1	Equipamentos com óleo isolante em condições anormais de operação	50
4.2	Análise Cromatográfica	51
4.2.1	Equipamentos em condições críticas de operação	52
4.2.2	Equipamentos a se atentar para a condição de operação	60
5	CONCLUSÕES	62
	REFERÊNCIAS	63

1 INTRODUÇÃO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão federal que regula o setor elétrico brasileiro, através da Resolução Normativa nº 906, de 08 de dezembro de 2020, estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade das concessionárias de transmissão de energia elétrica (ANEEL, 2020).

A resolução define que a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica deve ser medida com base na disponibilidade e na capacidade operativa das instalações de transmissão. Caso ocorra indisponibilidade de função de transmissão (FT), aplicam-se as penalidades previstas na Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004 (ANEEL, 2020). Logo, havendo necessidade de desligamento que acarrete em indisponibilidade de uma FT, a receita anual permitida (RAP) da transmissora será afetada, reduzindo sua remuneração anual para a instalação afetada. Para o cenário em que a concessionária atue de forma eficiente durante o período apurado, poderá receber um valor adicional a sua RAP, ainda conforme Res. nº 906/2020 (ANEEL, 2020). Tendo em vista este cenário regulatório, é interessante que as concessionárias de energia pratiquem ações visando a redução da indisponibilidade de suas instalações.

Os transformadores e autotransformadores de potência são caracterizados como os principais equipamentos de uma subestação elétrica. Sua utilização justifica-se pela necessidade de reduzir as perdas por efeito joule e assim, conseqüentemente, o custo das linhas de transmissão. Isso porque as usinas geradoras e os grandes centros consumidores de energia estão em geral muito afastados. (MARQUES, 2014).

Quando se remete a tais equipamentos, a confiabilidade do sistema está sempre em questão pois, mediante a ocorrência de falha, além de acarretar em penalidades à transmissora, o sistema a sua jusante será afetado drasticamente, caso não haja a possibilidade de manobrar cargas ou contar com novos alimentadores.

Por conseguinte, a fim de aumentar a confiabilidade operativa dos transformadores e autotransformadores isolados a óleo, o que é uma condição imprescindível para reduzir as ocorrências de indisponibilidade, pretende-se, no presente trabalho, estabelecer e fundamentar os critérios para qualificar a condição e a criticidade de transformadores e autotransformadores isolados a óleo. Em adição,

pretende-se, também, realizar um estudo prático dos ativos de transmissão de determinada empresa do setor elétrico brasileiro, visando contribuir com melhorias nas técnicas de manutenção, através do diagnóstico de defeitos, falhas e suas causas.

2 CONCEITOS FUNDAMENTAIS SOBRE TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Os transformadores de potência são um dos principais equipamentos de subestações. De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), conforme normativa NBR 5356-1, são equipamentos estáticos com dois ou mais enrolamentos, cuja função é transmitir energia elétrica de um circuito a outro, transformando tensão e corrente alternadas, na mesma frequência, através de indução magnética (ABNT, 2007).

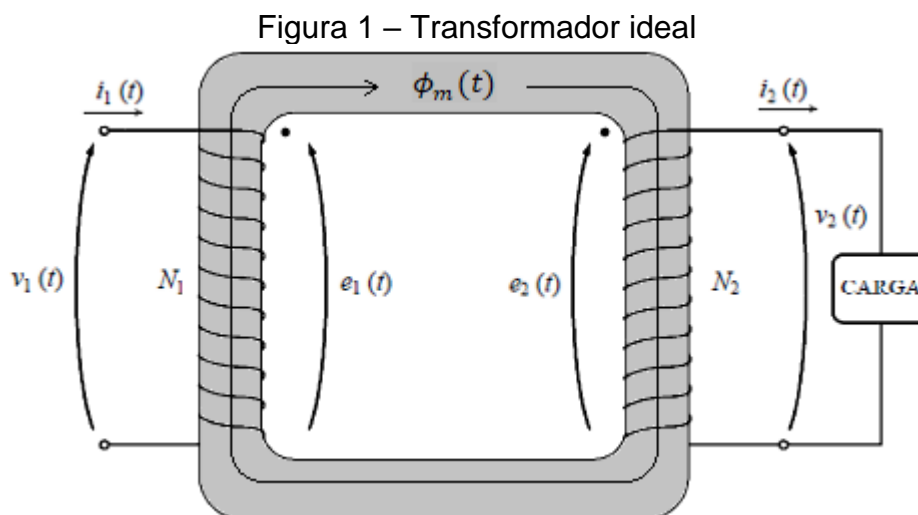
Tratam-se de equipamentos fundamentais tanto técnica quanto economicamente, pois possibilitam que se opere com a tensão mais conveniente para cada circuito. Os autotransformadores, por sua vez, são transformadores nos quais pelo menos dois enrolamentos têm uma parte em comum (ABNT, 2007).

2.1 Princípio de Funcionamento

Basicamente, um transformador consiste em dois ou mais enrolamentos condutivos conectados através de fluxo magnético. Seu funcionamento baseia-se em duas leis fundamentais: a lei de Biot-Savart, que afirma que a corrente elétrica produz campo magnético, e as leis de Lenz e da indução de Faraday-Neumann-Lenz. De acordo com tais leis gerais, um campo magnético variável no interior de um circuito induz tensão elétrica nos terminais deste circuito. A magnitude da tensão induzida é diretamente proporcional à taxa de variação do fluxo magnético no tempo (FROTIN, 2013).

Ou seja, quando a corrente elétrica do enrolamento primário de um transformador é alterada, altera-se também o fluxo magnético nesse enrolamento e no enrolamento secundário. Como resultado desse fluxo magnético na bobina, há a indução de uma tensão elétrica na mesma. Logo, por consequência da indução magnética, a presença de corrente alternada em um enrolamento faz com que surja corrente alternada no outro enrolamento, mediante a presença de carga (circuito fechado). A magnitude de corrente e tensão nos enrolamentos difere de acordo com o número de espiras (FROTIN, 2013).

Na Figura 1 é ilustrado um transformador ideal: que não apresenta perdas de qualquer natureza, que apresenta coeficiente de acoplamento entre as bobinas unitário e permeabilidade magnética do núcleo infinita.



Fonte: Adaptado de CHAPMAN (2005).

Conforme indicado na Figura 1, tem-se que o produto da corrente i_1 com o número de voltas N_1 , no enrolamento primário, fornece a força magneto-motriz, que produz fluxo magnético ϕ no interior do núcleo. Como o material do núcleo possui alta permeabilidade magnética, significativamente superior à do ar a sua volta, o fluxo é totalmente capturado.

Uma força eletromotriz, proporcional à taxa de variação do fluxo e ao número de voltas N_2 desse enrolamento ao redor do núcleo, é induzida no enrolamento secundário, no qual flui corrente i_2 . Assumindo que o fluxo varia senoidalmente no interior do núcleo, as tensões e_1 e e_2 induzidas são equivalentes às tensões terminais v_1 e v_2 , respectivamente. Pela Lei de Faraday, tem-se:

$$v_1 = e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (1)$$

Da mesma forma:

$$v_2 = e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2)$$

Uma vez que o fluxo ϕ foi considerado senoidal, é possível converter as tensões para a forma fasorial, dividindo-se as duas equações, de forma que:

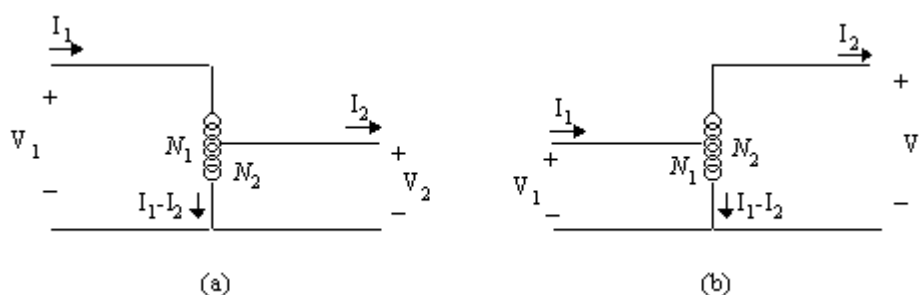
$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (3)$$

Uma vez que a potência é conservada e sendo a potência igual ao produto de tensão e corrente, pode-se escrever:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} \quad (4)$$

Os autotransformadores, por sua vez, podem ser representados esquematicamente de acordo com a Figura 2.

Figura 2 - Autotransformador abaixador (a) e elevador (b)



Fonte: (DIAS, 1996).

Quando o autotransformador apresenta número de espiras do secundário inferior ao do primário, é um equipamento do tipo abaixador (Figura 2.a). No caso contrário, trata-se de um equipamento do tipo elevador (Figura 2.b). Seu princípio de funcionamento é semelhante ao transformador. Para ambos os casos, a relação entre tensões e correntes obedece a (4).

Como consequência negativa da coincidência entre os enrolamentos, ocorre a perda de isolamento galvânico entre as bobinas. Por outro lado, como consequência positiva, há aumento do rendimento, pois ocorrem menores perdas nos enrolamentos (DIAS, 1996).

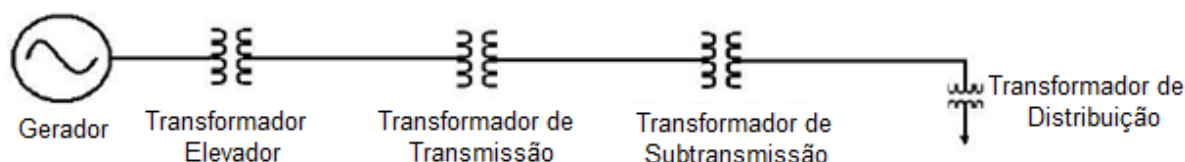
2.2 Classificações de Transformadores de Potência

Nas próximas seções são apresentadas diferentes classificações de transformadores de potência.

2.2.1 Quanto à sua utilização

Quanto à sua utilização no sistema elétrico, pode-se classificar os transformadores de potência conforme esquema ilustrado na Figura 3.

Figura 3 - Esquema dos transformadores utilizados no sistema elétrico



Fonte: Adaptado de BECHARA (2010).

Os Transformadores Elevadores são utilizados para elevar o nível da tensão produzida pelos geradores nas usinas. Normalmente são dotados de apenas dois enrolamentos e possuem uma elevada capacidade de transformação de tensão devido à presença de um grande número de espiras em seu enrolamento secundário. Possuem, em geral, níveis de tensão primária de até 20 kV e secundária de até 550 kV.

Os Transformadores de Distribuição são utilizados em subestações para realizar interligação entre linhas e sistemas em diferentes níveis de tensão. Os transformadores de transmissão, diferentemente dos transformadores elevadores, apresentam sistema de regulação sob carga, ou seja, a mudança de derivações de um enrolamento (tap) ocorre durante seu funcionamento. Normalmente possuem níveis de tensão primária de 230 kV e secundária de 69 kV ou 138 kV.

Os Transformadores de Subtransmissão são utilizados para abaixar o nível de tensão do sistema de transmissão para alimentar o sistema de distribuição. Podem ser similares aos transformadores de transmissão, apresentando três enrolamentos e sistema de regulação sob carga, ou mais simples, possuindo apenas dois

enrolamentos e sem sistema de regulação sob carga. Normalmente, possuem níveis de tensão primária de 69 kV ou 138 kV e secundária de 34,5 kV ou 13,8 kV.

Os Transformadores de Distribuição são utilizados para abaixar os níveis de tensão do sistema de distribuição para atender aos consumidores finais. Possuem apenas dois enrolamentos e um grande número de espiras em seu enrolamento primário, gerando, assim, tensões de saída menores do que de entrada e correntes de saída maiores do que de entrada. Normalmente, possuem níveis de tensão primária de até 34,5 kV e secundária de até 440 V.

2.2.2 Quanto ao número de fases

Quanto ao número de fases, os transformadores de potência podem ser: monofásicos, trifásicos ou polifásicos. Os transformadores monofásicos comportam tanto cargas monofásicas quanto bifásicas, e são compostos por uma ou duas buchas primárias. Os transformadores trifásicos são compostos por três buchas primárias, sendo cada bucha alimentada por uma fase.

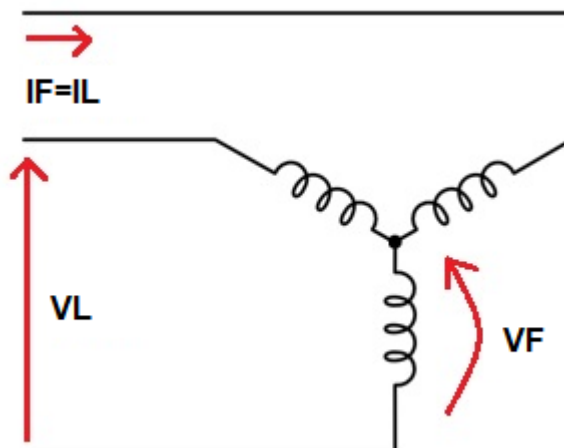
Por último, tem-se os transformadores polifásicos. Esse tipo de transformador possui alimentação trifásica no terminal primário e apresenta uma elevação do número de fases no terminal secundário.

2.2.3 Quanto ao tipo de ligação

Em transformadores trifásicos, ou em bancos de transformadores monofásicos, são utilizados, basicamente, dois tipos de ligação dos enrolamentos: Estrela (Y) ou Triângulo (Δ).

A ligação em estrela (Y) pode ser vista na Figura 4. Para este tipo de ligação, as correntes de fase são iguais às correntes de linha, porém, a tensão de linha é $\sqrt{3}$ vezes maior que a de fase, devido ao defasamento angular.

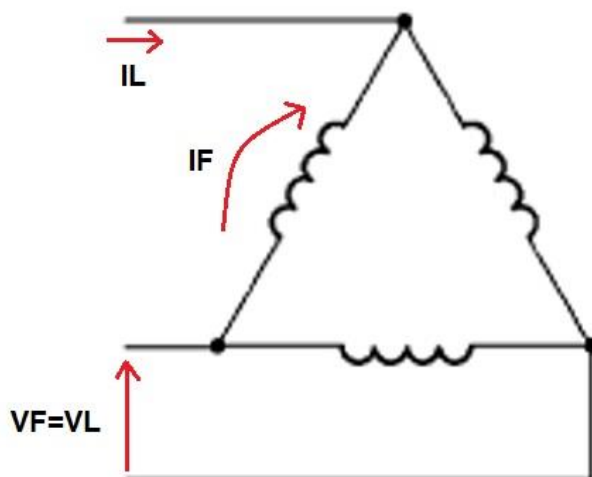
Figura 4 - Ligação Estrela



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A ligação em triângulo (Δ) pode ser vista na Figura 5. Para este tipo de ligação, tensões de fase são iguais, porém a corrente de fase é $\sqrt{3}$ vezes menor que a de linha.

Figura 5 - Ligação Triângulo



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para os transformadores de potência ligados em delta, há necessidade de criação de um ponto de aterramento de neutro. Isso ocorre, normalmente, por meio da instalação do chamado “transformador de aterramento”.

2.2.4 Quanto ao meio isolante

Quanto ao material isolante, os transformadores podem ser: transformadores em líquido isolante (óleo mineral, óleo vegetal, silicone, ascarel...) ou transformadores a seco. Neste trabalho, serão estudados os transformadores isolados a óleo mineral.

2.3 Aspectos Construtivos

Basicamente, os transformadores de potência são constituídos das partes elencadas a seguir.

2.3.1 Parte Ativa

A parte ativa dos Transformadores é localizada em sua porção interna, sendo composta pelo núcleo e enrolamentos, conforme Figura 6.

Figura 6 - Corte exibindo a parte ativa de um transformador



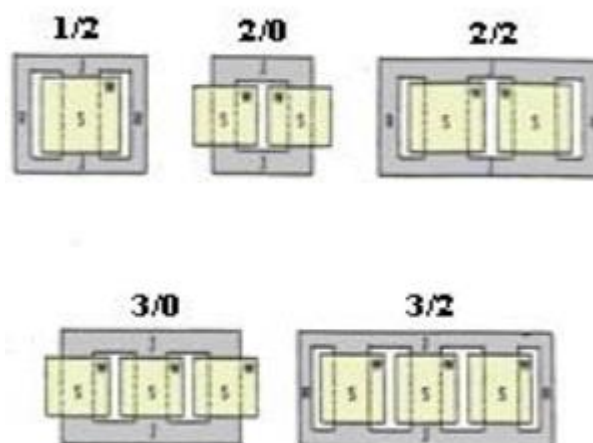
Fonte: (VIEIRA JÚNIOR, 2016).

O núcleo é constituído por um material ferromagnético, normalmente ferro silício. A função do núcleo é confinar o fluxo eletromagnético. Como há variação nesse fluxo magnético, surgem correntes elétricas parasitas, chamadas de correntes de Foucault, que geram perdas e aquecimento localizado. A fim de evitar a geração excessiva de calor, o ferro magnético é laminado, ou seja, composto por placas muito finas, isoladas entre si (BECHARA, 2010).

O núcleo pode ser composto apenas de colunas principais (núcleo envolvido) ou poderá possuir também colunas de retorno adaptadas a sua estrutura (núcleo envolvente). Em núcleos com colunas de retorno, há sempre duas colunas laterais para fechar o circuito magnético. Tais colunas possuem aproximadamente a metade da seção transversal das colunas principais (RIBAS, 1988).

Para transformadores monofásicos, o núcleo pode ser do tipo 1/2, 2/0 ou 2/2. Já para transformadores trifásicos, os núcleos podem ser do tipo 3/0 ou 3/2. O primeiro dígito representa o número de colunas principais e o segundo dígito representa o número de colunas de retorno. A Figura 7 ilustra como o núcleo é disposto.

Figura 7 – Diferentes disposições do núcleo de transformadores



Fonte: (RIBAS, 1988).

Os enrolamentos são normalmente constituídos por bobinas de fios de cobre eletrolítico ou chapas de alumínio, isolados com esmalte ou papel especial. É o componente responsável pela relação de transformação de tensão e corrente elétrica nos transformadores. A transformação ocorre quando verificada uma diferença na quantidade de espiras do enrolamento primário para o enrolamento secundário, como evidenciado por (4).

2.3.2 Partes construtivas e acessórios

Na sequência, a Figura 8 ilustra alguns dos principais acessórios de um transformador de potência.

Figura 8 - Transformador de potência monofásico e seus principais acessórios



Legenda:

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

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

As buchas são componentes responsáveis pela conexão dos cabos elétricos aos enrolamentos, mantendo a isolação elétrica entre meio externo e interno. As buchas do transformador são normalizadas de acordo com as tensões e as correntes as quais as mesmas devem suportar. Para enrolamentos com classe de tensão de até 15 kV, os transformadores são equipados com buchas não-condensivas (sólidas) (PENA, 2003). Tem-se apresentado na Figura 9, um exemplo de bucha não-condensiva.

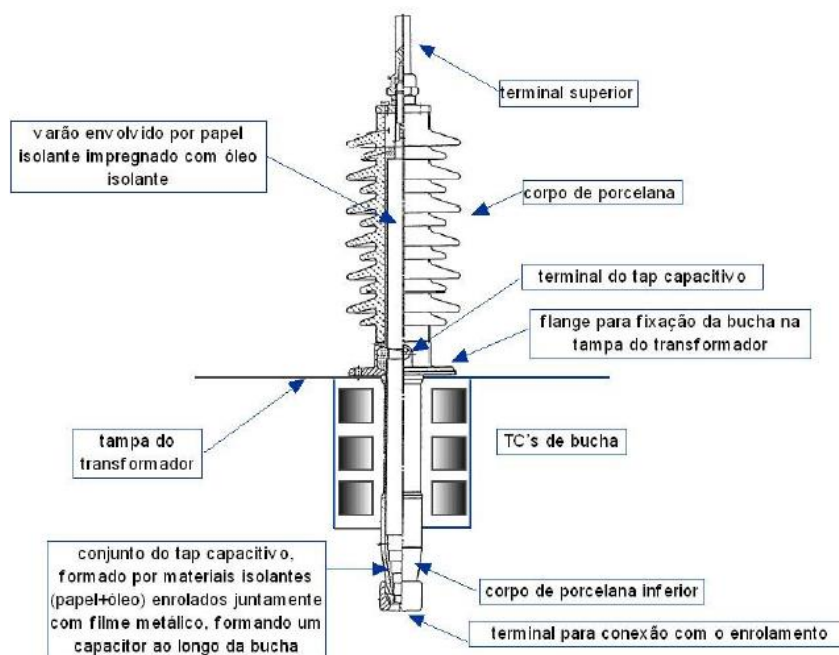
Figura 9 - Bucha não-condensiva



Fonte: (GERMER ISOLADORES, 2019).

Para classes de tensão acima de 15 kV, são utilizadas buchas do tipo condensiva (PENA, 2003). As buchas condensivas são formadas por camadas de material condutor, envolto por papel, imerso no óleo isolante. As buchas sólidas são mais simples construtivamente, sendo compostas pelo condutor e capa de porcelana, como pode ser observado na Figura 10.

Figura 10 - Bucha condensiva



Fonte: (BECHARA, 2010).

O tanque principal é responsável por conter o líquido isolante e proteger toda a parte ativa do transformador durante os esforços exercidos. Desse modo, ele viabiliza o transporte, instalação e funcionamento do transformador, conservando o equipamento para que seu período de vida útil seja o mais duradouro e produtivo possível. Já o tanque de expansão (conservador) de óleo permite armazenar um volume maior de óleo, caso ocorra expansão do mesmo devido às variações de temperatura a que os transformadores estão submetidos.

Os radiadores são utilizados para auxiliar a refrigeração dos transformadores, por meio da circulação do óleo em aletas, que realizam a troca calor com o meio externo. Próximos aos radiadores, tem-se os moto-ventiladores. Instalados embaixo dos radiadores, os moto-ventiladores têm função de diminuir da temperatura do meio externo dos radiadores, auxiliando na refrigeração do óleo isolante.

Quando há falta de óleo, há uma produção excessiva de gases, ou ocorrem falhas dielétricas catastróficas dentro do equipamento, tem-se a atuação do dispositivo de proteção Relé Buchholz ou relé de gás.

Há, também, com finalidade similar, um dispositivo de alívio de pressão, responsável pela descarga de óleo para o meio externo quando ocorre aumento excessivo da pressão interna do transformador.

Para o bom funcionamento do sistema, há, ainda, um indicador de nível de óleo que monitora o nível de óleo nos transformadores. Tais indicadores podem também atuar como dispositivos de proteção, pois emitem sinais sonoros ou até efetuam o desligamento do transformador caso o fluido isolante atinja níveis pré-determinados.

Durante a expansão ou durante a retração do óleo isolante, é gerada uma umidade interna ao transformador, sobre a qual atua o secador de ar para sua absorção. O armário de controle principal contém dispositivos que permitem monitorar e controlar o funcionamento dos transformadores. Enquanto isso, o armário de controle do comutador realiza o controle do comutador.

Os comutadores são acessórios presentes nos transformadores de potência que permitem a regulação de nível de tensão por meio da adição ou subtração do número de espiras do enrolamento. Para os transformadores considerados, os comutadores operam sob carga, sem a necessidade de desligar o equipamento. Na Figura 11 é representado um comutador sob carga.

Figura 11 - Modelo de Comutador sob carga



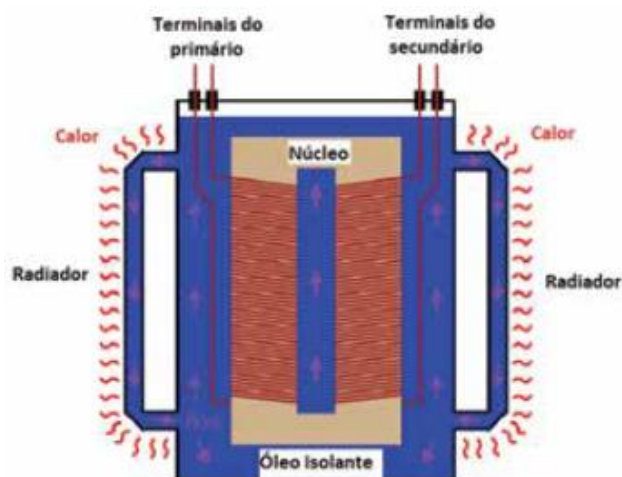
Fonte: (LORENCINI BRASIL, 2021).

2.3.3 Sistema Isolante

O sistema de isolamento elétrico em transformadores e autotransformadores tem como principal objetivo minimizar o fluxo de corrente entre condutores submetidos a diferenciais de potencial elétrico, suportando o campo elétrico resultante e o aquecimento provocado pelo efeito joule. Os materiais mais utilizados com a função de meio isolante nesses equipamentos são, basicamente, papel e óleo mineral.

O papel, ou celulose, é utilizado na isolamento entre espiras, de forma a evitar curto-circuito entre os fios condutores. A isolamento de papel é impregnada com óleo mineral isolante, que é um derivado do petróleo formado por uma mistura de hidrocarbonetos. Seu desempenho depende de algumas propriedades, dentre as quais, para que consiga suportar as tensões elétricas impostas, uma alta rigidez dielétrica, bem como, para que consiga trocar calor de forma eficaz, características adequadas de condutividade térmica, de calor específico e de viscosidade. A figura 12 apresenta uma ilustração do óleo mineral isolante em transformadores.

Figura 12 - Ilustração do óleo mineral isolante em transformadores



Fonte: (MORGADO, 2019).

Tanto a celulose quanto o óleo isolante, quando separados, possuem seus desenvolvimentos normais de degradação. Entretanto, quando em contato, têm suas características individuais relativamente alteradas, formando o chamado "isolamento de papel impregnado". A interação entre esses dois componentes reforça a degradação e aumenta a interferência de um desenvolvimento sobre o outro, o que

reflete nas características do isolamento. Essa degradação envolve diversos processos físico-químicos complexos (ZIRBES; ROLIM; ZURN, 2005).

3 GESTÃO DE ATIVOS

Conforme disposto na NBR ISO 55000: Gestão de ativos - visão geral, princípios e terminologia, um ativo pode ser definido como um item, algo ou entidade, que possui valor real ou potencial para uma organização. O valor pode ser tangível ou intangível, financeiro ou não financeiro. Ele pode ser positivo ou negativo, em diferentes estágios da vida do ativo. Um agrupamento de ativos referidos como um sistema de ativos também pode ser considerado um ativo (ABNT, 2014).

Ainda de acordo com a norma ABNT, a gestão de ativos é definida como o conjunto de ações coordenadas através das quais uma organização gerencia seus ativos durante todo o ciclo de vida (da aquisição até o descarte), considerando o desempenho, os riscos e as despesas as quais estão sujeitos.

A gestão de ativos traduz os objetivos das organizações em decisões, planos e atividades tomadas com base nos riscos de cada ativo. Sua aplicação permite que se obtenha valor a partir dos ativos no alcance dos objetivos organizacionais. Entre outras vantagens, possibilita-se equilibrar os custos financeiros, ambientais, sociais e melhorar a qualidade dos serviços prestados (ABNT, 2014).

Visando estabelecer uma gestão mais abrangente dos ativos, em 2004 foi criado pelo *British Standards Institute* (BSI), em colaboração com o *Institute of Asset Management*, o PASS 55. Este procedimento técnico foi o pilar para a criação da norma ISO 55000:2014 – *Asset management – Overview, principles and terminology*. Posteriormente, também foram criadas as normas ISO 55001:2014 - *Asset management — Management systems — Requirements* e ISO 55002:2018 - *Asset management — Management systems — Guidelines for the application of ISO 55001*.

A coleção de normas ISO 55.00X, além de fornecer os princípios, requisitos e orientações para um Sistema de Gestão de Ativos (SGA), ainda trata da integração dos processos decisórios com relação aos aspectos técnicos e financeiros. Porém, segundo a Associação Brasileira de Manutenção e Gestão de Ativos – ABRAMAN, tal integração é descrita de maneira genérica e cada organização deverá estabelecer como isto ocorrerá, através do seu planejamento estratégico, do contexto operacional e das normas financeiras especificamente adotadas. Ademais, a escolha entre os fatores relevantes para a valoração dos ativos é outro ponto de responsabilidade de cada organização (ABRAMAN, 2013).

A obtenção de valor através dos ativos depende da prática da manutenção para garantir que os ativos sejam capazes de cumprir sua função e estejam disponíveis para operar. Nesse contexto, existem basicamente quatro tipos de manutenção em ativos: a manutenção corretiva, a manutenção preditiva, a manutenção preventiva e a manutenção detectiva.

De acordo com a NBR 5462: Confiabilidade e Mantenabilidade, a manutenção corretiva é efetuada após a ocorrência de uma pane, com a finalidade de recolocar um item em condições de executar uma função requerida, ou seja, de retomar a normalidade de seu funcionamento. A manutenção preventiva é realizada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, com a finalidade de reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um ativo (ABNT, 1994).

A manutenção preditiva, por sua vez, é aquela que tem por finalidade garantir a qualidade de serviço, com base na aplicação sistemática de técnicas de análise, utilizando-se de meios de supervisão centralizados ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva (ABNT, 1994). Já a manutenção detectiva, segundo Kardec e Nascif (2009), é a “atuação efetuada em sistemas de proteção, comando e controle, buscando detectar falhas ocultas ou não perceptíveis” (KARDEC; NASCIF, 2009, p. 47).

Para que o setor de manutenção funcione de forma estratégica e possa contribuir para o bom desenvolvimento das organizações, é crucial a prática da Engenharia de Manutenção. A prática da Engenharia de Manutenção pode ser vista como uma quebra de paradigma, uma mudança cultural que visa, dentre outros fatores, aumentar a confiabilidade, disponibilidade, segurança e manutenibilidade dos equipamentos e instalações (KARDEC; NASCIF, 2009).

Dentre as contribuições da área de Engenharia de Manutenção no processo de gestão de ativos, duas delas serão alvo de estudo neste trabalho. A primeira delas é a determinação da criticidade dos ativos; a segunda é, basicamente, o estabelecimento e o cumprimento dos planos de manutenção de ativos.

A Resolução Normativa nº 906, de 08 de Dezembro de 2020 define que as concessionárias de transmissão deverão realizar as atividades de manutenção preditiva e preventiva, observando seus planos de manutenção e respeitando as atividades mínimas, periodicidades máximas e tolerâncias estabelecidas nos Requisitos Mínimos de Manutenção (ANEEL, 2020).

Para transformadores de potência e autotransformadores, estabelece-se, além da manutenção preventiva periódica, o ensaio físico-químico e a análise dos gases dissolvidos no óleo isolante como sendo as atividades mínimas de manutenção a serem cumpridas, respeitando as periodicidades da Tabela 1 (ANEEL, 2020).

Tabela 1 - Manutenção de Transformadores de Potência e Autotransformadores

Atividade	Periodicidade máxima (meses)
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
Ensaio físico-químico do óleo isolante	24

Fonte: Adaptado de ANEEL (2020).

3.1 Determinação da Criticidade

O termo criticidade é usado como uma medida qualitativa da importância de um ativo para o alcance dos objetivos estratégicos da organização. Em muitos casos, isso se traduz como medida das consequências de uma falha do ativo, ou seja, do impacto que ela representa para a empresa como um todo.

A criticidade de ativos deve considerar, de maneira unificada, todos os aspectos relevantes de geração de valor para a organização. É um insumo para a gestão dos riscos relacionados aos ativos e, conseqüentemente, para a identificação e priorização de ações, tais como planos de renovação, priorizações de recursos de manutenção, operação, aquisição ou instalação, níveis de estoque, e outras.

Na empresa alvo de estudo, o departamento responsável pelo estabelecimento dos critérios, avaliação e registro das criticidades estabelecidas para cada ativo do Sistema de Transmissão é a Gerência de Engenharia da Manutenção. Porém, outros setores são necessários para auxiliar no processo.

A equipe de Manutenção das Subestações e Linhas de Transmissão é responsável por realizar o levantamento dos ativos em campo e registrá-los no SGA. O setor de Operação da Transmissão, por sua vez, é responsável pelo levantamento dos dados de entrada. As duas últimas áreas também auxiliam a Engenharia de Manutenção na avaliação e ponderação dos fatores de impacto.

No final do processo, os ativos são classificados em três níveis de criticidade:

- 1) Criticidade A (Alta) – São os ativos que, em caso de falha, interrompem o processo de produção ou reduzem a capacidade produtiva, impactando a qualidade do serviço e/ou aumentando os custos de operação.
- 2) Criticidade B (Média) – São os ativos que, apesar de importantes para o processo produtivo, não causam paradas de operação críticas em caso de falha, ou seja, o prejuízo ocasionado ainda é recuperável.
- 3) Criticidade C (Baixa) – São ativos necessários ao processo produtivo, mas que, em caso de falha, não afetam o processo de maneira geral, não causam transtornos em relação à qualidade do produto nem aos custos regulares da manutenção.

3.2 Análise do óleo isolante

O óleo mineral isolante se apresenta como meio de diagnóstico do estado dos transformadores e autotransformadores, uma vez que, estando em contato com os principais componentes ativos desses equipamentos, nele irão se refletir os fenômenos térmicos e elétricos associados a alterações de comportamento (PEREIRA, 2013).

A análise do óleo mineral isolante de transformadores e autotransformadores para fins de manutenção, basicamente, se dá de duas formas: a) através da análise de gases dissolvidos (cromatográfica); e b) através da análise de suas propriedades físico-químicas.

O procedimento de coleta das amostras para análise cromatográfica, deve ocorrer conforme definido pela norma ABNT NBR 7070 “Amostragem de gases e óleo mineral isolantes de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos” NBR 7070, e para os ensaios físico-químicos de acordo com a norma ABNT NBR 8840 “Amostragem de líquidos isolantes - Requisitos” (ABNT, 2006a; ABNT, 2021).

A coleta das amostras deve ser feita, preferencialmente, em tempo seco (com umidade relativa do ar abaixo de 70%), evitando, assim, possível contaminação externa. Além disso, para transformadores e autotransformadores, podem ser realizadas sem a necessidade de desligar os equipamentos. (ABNT, 2021).

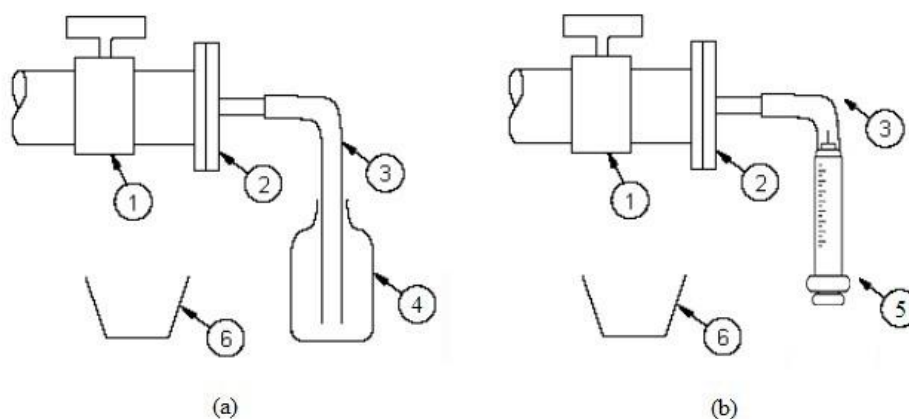
De modo geral, para ambas análises, utiliza-se o mesmo sistema de amostragem, sendo diferente apenas o recipiente de coleta: para a análise

cromatográfica utiliza-se uma seringa de no mínimo 25 ml e para a análise físico-química utiliza-se um frasco de vidro de 1 litro.

O processo de coleta do óleo isolante é representado na Figura 13, e ocorre conforme descrito nas etapas:

- 1) Limpar a parte externa e interna da válvula de amostragem do equipamento, utilizando-se de pano limpo ou papel toalha;
- 2) Conectar o sistema de amostragem, deixando fluir cerca de três litros de óleo para limpeza da válvula e remoção de partículas sedimentadas. Realizar limpeza da mangueira com o próprio óleo enquanto é descartado;
- 3) Caso se trate de coleta para análise cromatográfica, conectar a mangueira na seringa sem puxar o êmbolo (o mesmo deve se mover para trás devido à pressão do óleo isolante), enchê-la com óleo completamente e esvaziá-la por três vezes, para limpeza. Após a limpeza, realizar o enchimento com a seringa na posição vertical, para diminuir a concentração de bolhas de ar;
- 4) Caso se trate de coleta para análise físico-química, conectar a mangueira no frasco e realizar o enchimento em aproximadamente 30% de sua capacidade, fecha-lo com tampa e agitá-lo para limpeza, realizando o posterior descarte do óleo. Após a limpeza, realizar o enchimento total do recipiente e fecha-lo com tampa, deixando o espaço de no mínimo 1cm até o gargalo;
- 5) Após a coleta da amostra, limpar a parte externa do recipiente, identificando-o adequadamente;
- 6) Recomenda-se realizar a proteção das amostras contra a exposição à luz durante o transporte e armazenagem.

Figura 13 - Representação coleta p/ análise físico-química (a) e cromatográfica (b)



Legenda:

- 1) Válvula de amostragem;
- 2) Adaptador;
- 3) Mangueira flexível;
- 4) Frasco;
- 5) Seringa;
- 6) Recipiente de descarte;

Fonte: Adaptado de ABNT (2021).

Para consolidar os resultados das duas análises citadas, a equipe de Engenharia da Manutenção da empresa alvo de estudo, optou por classificar os ativos dividindo-os em três condições de operação:

- 1) NORMAL: equipamento operando com desempenho satisfatório.
- 2) ATENÇÃO: equipamento com desempenho sob suspeita, com risco potencial em evoluir para desempenho insatisfatório.
- 3) CRÍTICO: equipamento com desempenho insatisfatório, cuja falha pode trazer impactos para o sistema e/ou representar riscos às pessoas e ao meio ambiente.

As classificações servirão como base para a tomada de decisão mediante a condição dos ativos encontrada.

3.2.1 Análise dos parâmetros Físico-Químicos

A NBR 10576 “Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção” estabelece os parâmetros de resultados dos ensaios físico-químicos. São eles:

- 1) Índice de Neutralização: indica a quantidade de componentes ácidos presentes no óleo. Tais ácidos podem provocar a corrosão das partes metálicas e também a degradação da celulose dos transformadores (ABNT, 2017);
- 2) Perdas dielétricas: podem ser descritas como sendo a quantidade de energia que é perdida na forma de calor pela substância isolante. O óleo isolante, assim como um capacitor, deveria bloquear totalmente a corrente elétrica que o percorre. Porém, na prática, permite um componente de corrente elétrica resistivo, que dissipa energia via efeito Joule. (ABNT, 2017; MORGADO, 2019);

- 3) Rigidez dielétrica: indica a capacidade do óleo resistir à solicitação elétrica. Esse parâmetro, ao apresentar valores baixos, pode indicar a presença de água ou contaminantes sólidos, que tendem a migrar para regiões de alta solicitação elétrica. Um transformador isolado a óleo com baixa rigidez dielétrica é mais propenso a arqueamento elétrico ou atividade de descargas parciais (ABNT, 2017);
- 4) Tensão interfacial: é uma força que se aplica à interface dos dois líquidos não miscíveis, no caso, entre o óleo e a água. A diminuição da tensão interfacial pode indicar a contaminação do óleo ou problemas de compatibilidade com componentes do transformador (ABNT, 2017);
- 5) Densidade: é uma grandeza física que mede a concentração de matéria de um corpo em um dado volume. Na análise físico-química é usada para identificação do tipo de óleo. Não representa uma propriedade crítica (ABNT, 2017);
- 6) Teor de água: é a relação entre o peso da água existente numa certa massa do óleo isolante e o peso das partículas de óleo isolante. O teor de água influencia negativamente na rigidez dielétrica do óleo (ABNT, 2017);
- 7) Cor - é determinada pela luz transmitida pelo óleo. Sua valoração é baseada na comparação com uma série de padrões de cores. Pode ser um indicativo de contaminação ou deterioração do óleo mineral, porém não representa uma propriedade crítica (ABNT, 2017);
- 8) Aspecto visual: refere-se à aparência do óleo. Para este parâmetro, analisa-se a ocorrência de turbidez ou sedimentos no fluido que, se presentes, podem ser indicativos de contaminação. Não representa uma propriedade crítica (ABNT, 2017).

Os valores de referência para os parâmetros descritos podem ser observados na Tabela 2.

Tabela 2 - Valores de referência dos parâmetros físico-químicos

Característica	Método de ensaio	Unidade	Uso	
			Equipamentos novos	Equipamentos em uso
Índice de Neutralização (acidez)	ABNT NBR 14248	mg.KOH/g óleo	≤ 0,03	≤ 0,15

Perdas dielétricas (Fator de potência 90°C)	ABNT NBR 12133	%	≤ 0,5	≤ 12
Rigidez dielétrica	ABNT NBR/IEC 60156	kV/mm	≥ 80	≥ 60
Tensão interfacial	ABNT NBR 6234	mN/m	≥ 40	≥ 25
Densidade	ABNT NBR 7148	g/cm ³	≥ 0,861 e ≤ 0,900	≥ 0,861 e ≤ 0,900
Cor	ABNT NBR 14483	-	≤ 1	≤ 1
Teor de água	ABNT NBR 10710	Ppm	≤ 10	≤ 20
Aparência	Visual	-	Claro e isento de materiais em suspensão	

Fonte: Adaptado de ABNT (2017).

Na Tabela 3, os parâmetros são divididos de acordo com as três diferentes condições de operação dos ativos definidas pela equipe de Engenharia da Manutenção.

Tabela 3 – Limites dos critérios físico-químicos

Característica	Equipamentos em operação		
	Normal	Atenção	Crítico
Índice de Neutralização (acidez)	≤ 0,1	> 0,1 e < 0,15	≥ 0,15
Perdas dielétricas (Fator de potência 90°C)	≤ 1,0	> 1,0 e < 1,5	≥ 1,5
Rigidez dielétrica	≥ 65	> 60 e < 65	≤ 60
Tensão interfacial	≥ 30	> 25 e < 30	≤ 25
Densidade	≥ 0,861 e ≤ 0,900	< 0,861 ou > 0,900	-
Cor	≤ 1,0	> 1,0	-
Teor de água	≤ 25	> 25 e < 35	≥ 35
Aparência	Claro e isento de materiais em suspensão	≠ Claro e isento de materiais em suspensão	-

Fonte: Adaptado de ABNT (2017).

Caso haja anormalidade nos parâmetros físico-químicos a ABNT recomenda que sejam tomadas as ações apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Ações Corretivas para a anormalidade dos parâmetros físico-químicos

Característica	Ação Corretiva
Rigidez dielétrica	
Teor de água	Recondicionamento
Aparência	

Perdas dielétricas	
(Fator de potência 90°C)	
Índice de Neutralização	Regeneração ou
(acidez)	Troca de Óleo
Tensão interfacial	
Cor	
Densidade	

Fonte: Adaptado de ABNT (2017).

O acondicionamento consiste na redução das partículas de água e também de alguns gases dissolvidos no óleo. A realização do acondicionamento se dá por meio de processos físicos, dentre eles a filtração, a centrifugação e o tratamento termovácuo (ABNT, 2017).

Já a regeneração do óleo isolante consiste na remoção de seus contaminantes polares, podendo ocorrer basicamente de duas formas: por percolação ou por contato. Após o processo de regeneração, e antes da reativação do ativo, recomenda-se que os aditivos do óleo sejam renovados, pois os inibidores e passivadores de metais podem ser reduzidos ou removidos com a realização do processo (ABNT, 2017).

3.2.2 Análise de Gases Dissolvidos (Cromatográfica)

Em condições normais de operação, a isolação dos transformadores libera gases como: Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO₂), Hidrogênio (H₂); e compostos gasosos de hidrocarbonetos, como Acetileno (C₂H₂), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄) e Metano (CH₄), além de apresentar níveis de Nitrogênio (N₂) e Oxigênio (O₂). Em situação anormal de operação, devido a falhas localizadas, a geração de gases ocorre em níveis anormais, incrementando a quantidade dissolvida dos mesmos no óleo isolante.

A velocidade de produção de gases se relaciona com a quantidade de energia liberada. Falhas que liberam pouca energia, como descargas parciais ou pontos quentes de baixa temperatura, produzem gases mais lentamente do que as falhas que provocam grande liberação de energia, como a ocorrência de altas temperaturas no núcleo (SUÑÉ, 2003).

De forma geral, a cromatografia permite a identificação dos seguintes processos de falhas:

- 1) Descargas de baixa intensidade de energia;
- 2) Descargas de alta intensidade de energia;
- 3) Descargas parciais;
- 4) Falhas térmicas.

As descargas de baixa intensidade de energia em transformadores e autotransformadores de potência são assim chamadas pois sua ocorrência não deteriora de forma relevantemente grande a isolação de papel isolante, causando apenas pequenos pontos de carbonização (MARQUES, 2014).

O centelhamento, que consiste na passagem de corrente devido à ruptura da rigidez dielétrica do meio em que se encontra, é a forma mais comum de ocorrência das descargas de baixa intensidade de energia. Sua ocorrência pode estar associada ao efeito corona, um fenômeno que causa a ionização das redondezas de um condutor devido a presença de campo elétrico intenso, porém ainda insuficiente para causar um arco elétrico (MARQUES, 2014).

Caso haja alteração relevante do gradiente elétrico no meio isolante, as falhas de baixa intensidade de energia podem evoluir para falhas de alta intensidade de energia.

A ocorrência de descargas de alta intensidade de energia em transformadores e autotransformadores de potência pode causar a carbonização de grandes áreas do papel isolante, fazendo com que o material tenha suas características degradadas (MARQUES, 2014).

O arco elétrico é a forma mais comum de manifestação das descargas de alta intensidade de energia em transformadores e autotransformadores de potência. Assim como o centelhamento, o arco elétrico consiste na passagem de corrente devido à ruptura da rigidez dielétrica do meio em que se encontra, porém este ocorre justamente quando há maiores quantidades de energia envolvida (MARQUES, 2014).

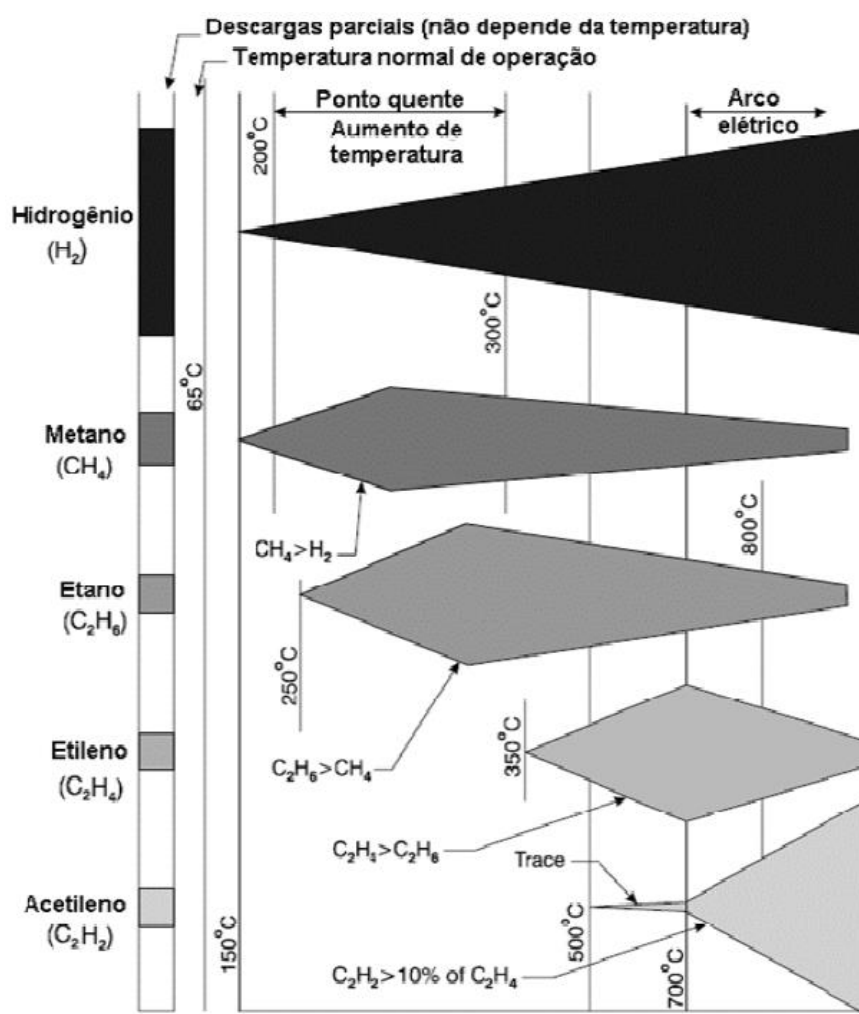
As descargas parciais são descargas de baixa energia (da ordem de nano a pico Coulombs) e de curta duração (até μS). Esse tipo de descarga não possui energia suficiente para provocar um curto-circuito, porém ao longo do tempo sua ocorrência pode afetar as propriedades dielétricas do óleo e a isolação celulósica (MARQUES, 2014).

As falhas (ou faltas) térmicas se refletem na ocorrência de pontos quentes no equipamento, podendo ser devido a operação em sobrecarga, torque insuficiente ou excessivo das conexões, zonas de desgaste do material isolante, etc. Os pontos

quentes internos ao transformador, assim como as descargas de energia, podem causar a carbonização do isolamento celulósico, afetando seu desempenho, além de facilitar a ocorrência de outros tipos de falha (MARQUES, 2014).

Além da liberação de energia, a localização da falha e o fato de ser iminente ou contínua também exerce influência na quantidade de gases liberados. Todos esses fatores afetam de maneira diferente o óleo e o papel isolante do equipamento. No óleo, a geração dos gases se comporta conforme ilustrado pela Figura 14.

Figura 14 - Níveis dos gases de acordo com a temperatura do óleo



Fonte: (SUÑÉ et. al, 2003).

De acordo com o *Institute of Electrical and Electronics Engineers Standards Association – IEEE SA*, o hidrogênio é criado, principalmente, a partir do surgimento de pontos quentes no transformador, podendo, ainda, surgir a partir de descargas de

faíscas e arcos, embora o acetileno seja um indicador muito melhor em tais casos (IEEE SA, 2019).

Há dois outros fenômenos que também podem provocar o aumento da concentração de hidrogênio: reação química com o aço galvanizado e a gaseificação do óleo. Este último é um processo de transformação de matéria sólida ou líquida na presença controlada de oxigênio e também resulta na formação de outros gases, como hidrocarbonetos e óxidos de carbono (IEEE SA, 2019).

Os gases metano, etano e etileno surgem a partir do aquecimento do isolamento de papel impregnado, assim como os óxidos de carbono (monóxido e dióxido). O acetileno, por sua vez, é criado a partir da formação de arco elétrico.

Dessa forma, a partir do recolhimento e análise de amostras do óleo, a cromatografia consegue identificar o nível presente de cada gás permitindo a avaliação da condição em que se encontra o isolamento composto pelo conjunto papel/óleo mineral isolante, com a identificação de eventuais processos de falhas que estejam ocorrendo. Seus parâmetros são definidos pela ABNT, na NBR 7274 “Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço” (ABNT, 2012).

Visando a qualificação da condição dos equipamentos com base nas três diferentes condições de operação definidas previamente, a equipe de Engenharia da Manutenção da empresa alvo de estudo, a partir dos resultados de gases dissolvidos no óleo obtidos pela cromatografia, elaborou, com base na norma “Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformer” (IEEE-SA, 2019), o procedimento representado na Figura 15.

Como referência para o procedimento, são utilizadas as Tabelas 5, 6 e 7.

Tabela 5 – 1º Limite de concentração de gases para o fluxograma

Gases	Limite de concentração de gases [ppm]
Hidrogênio (H ₂)	40
Metano (CH ₄)	20
Etano (C ₂ H ₆)	15
Etileno (C ₂ H ₄)	25
Acetileno (C ₂ H ₂)	2
Monóxido de Carbono (CO)	500
Dióxido de Carbono (CO ₂)	5000

Fonte: Adaptado de IEEE-SA (2019).

Tabela 6 – 2º Limite de concentração de gases para o fluxograma

Gases	Limite de concentração de gases [ppm]
Hidrogênio (H ₂)	90
Metano (CH ₄)	50
Etano (C ₂ H ₆)	40
Etileno (C ₂ H ₄)	80
Acetileno (C ₂ H ₂)	3
Monóxido de Carbono (CO)	600
Dióxido de Carbono (CO ₂)	7000

Fonte: Adaptado de IEEE-SA (2019).

Tabela 7 - Evolução máxima de gases entre amostras para o fluxograma

Gases	Evolução máxima de gases entre amostras [ppm]
Hidrogênio (H ₂)	25
Metano (CH ₄)	10
Etano (C ₂ H ₆)	7
Etileno (C ₂ H ₄)	20
Acetileno (C ₂ H ₂)	0,5
Monóxido de Carbono (CO)	175
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1750

Fonte: Adaptado de IEEE-SA (2019).

Adicionalmente, é muito conveniente que seja monitorado a concentração total de gases combustíveis (H₂+CH₄+CO+C₂H₄+C₂H₆+C₂H₂) e a condição do isolamento celulósico. De acordo com a NBR 7274, a formação de CO₂ e CO, originada da isolação de papel impregnada com óleo, aumenta rapidamente com a temperatura (ABNT, 2012).

Incrementos da relação CO₂/CO menores que três são geralmente considerados uma indicação de provável defeito envolvendo papel, com algum grau de carbonização. Por outro lado, quando a relação CO₂/CO é maior que onze, isto indica a probabilidade de evolução de defeito térmico envolvendo o isolamento sólido (celulose) (ABNT, 2012).

Sendo assim, segue a representação dos valores para os dois parâmetros adicionais, também utilizados como referência para o fluxograma, na Tabela 8.

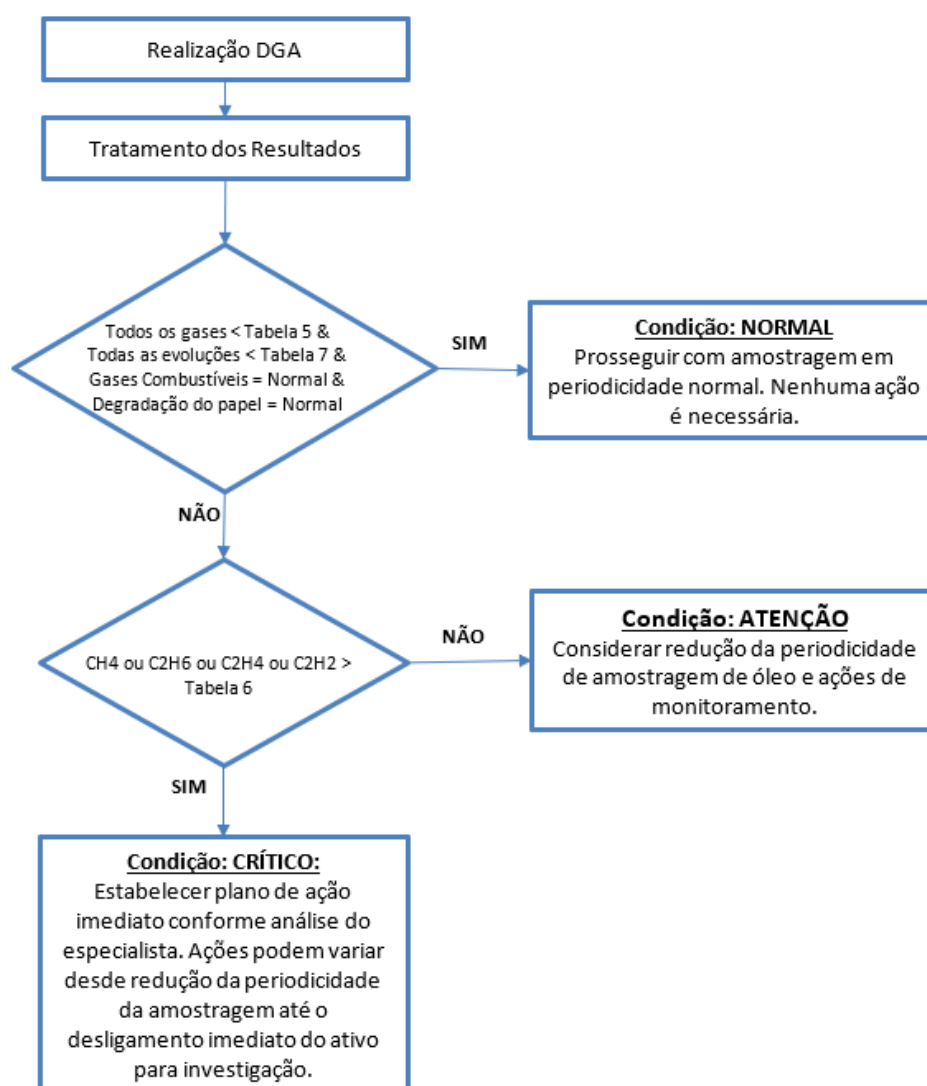
Tabela 8 - Limites para o total de gases combustíveis e isolamento celulósico

Parâmetro	Unidade	NORMAL	ATENÇÃO	CRÍTICO
Total de gases combustíveis	Ppm	< 900	900 a 2500	> 2500
Degradação do Papel	CO ₂ /CO	3 a 11	< 3 ou > 11	-

Fonte: Adaptado de ABNT (2012).

A representação esquemática do processo é apresentada na Figura 15.

Figura 15 – Procedimento qualificação da condição equipamentos (cromatografia)



Fonte: Adaptado de IEEE - SA (2019).

Após o parecer do procedimento técnico, isto é, a determinação da condição dos ativos, é relevante, para os casos anormais, que se investigue as causas dos

níveis dos gases presentes no óleo. Para tanto, existem diversas formas de diagnóstico, quatro delas são apresentadas neste trabalho:

- 1) Método de Doernenburg;
- 2) Método de Rogers;
- 3) Método da norma IEC60599;
- 4) Método do Triângulo de Duval.

O Método de Doernenburg baseia-se na relação entre as concentrações de Hidrogênio (H₂), Metano (CH₄), Acetileno (C₂H₂) e Etileno (C₂H₄), sugerindo a existência de três tipos de falhas: falha (ou decomposição) térmica, descargas de baixa intensidade (corona) e descargas de alta intensidade (arco elétrico), de acordo com os valores resultantes da razão entre esses gases, como apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 - Diagnósticos para o Método de Doernenburg

Diagnóstico	Relação entre os gases			
	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₂ /CH ₄	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
Falha térmica	> 1,0	< 0,75	< 0,3	> 0,4
Corona	< 1,0	-	< 0,3	> 0,4
Arco elétrico	> 0,1 e < 1,0	> 0,75	> 0,3	< 0,4

Fonte: Adaptado de IEEE-SA (2019).

O Método de Rogers, assim como o Método de Doernenburg, se baseia na relação entre as concentrações de alguns gases, no caso: Hidrogênio (H₂), Metano (CH₄), Acetileno (C₂H₂), Etileno (C₂H₄) e Etano (C₂H₆). O método, contempla seis condições de funcionamento de transformadores: funcionamento normal, descargas de baixa intensidade (corona), descargas de alta intensidade (arco elétrico), falha térmica < 300 °C, falha térmica > 300 °C e < 700 °C e falha térmica > 700 °C, conforme os valores resultantes da razão entre os gases, como apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 - Diagnósticos para o Método de Rogers

Diagnóstico	Relação entre os gases		
	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
Funcionamento normal	< 0,1	> 0,1 e < 1,0	< 1,0
Corona	< 0,1	< 0,1	< 1,0
Arco elétrico	≥ 0,1 e ≤ 3,0	≥ 0,1 e ≤ 1,0	> 3,0

Falha térmica < 300 °C	< 0,1	> 0,1 e < 1,0	≥ 1,0 e ≤ 3,0
Falha térmica > 300 °C e < 700 °C	< 0,1	> 1,0	≥ 1,0 e ≤ 3,0
Falha térmica > 700°C	< 0,1	> 1,0	> 3,0

Fonte: Adaptado de IEEE-SA (2019).

O Método da norma IEC 60599 se baseia no Método de Rogers, utilizando as mesmas relações entre os gases. Porém, o processo de identificação da falha é diferenciado e ocorre em duas etapas. Na primeira etapa, analisa-se a razão entre as concentrações dos gases, sendo que cada faixa de valor corresponde a um dígito, como pode ser visto na Tabela 11.

Tabela 11 - Primeira etapa do método da norma IEC 60599

Relação	Dígito		
	0	1	2
C2H2/C2H4	≤ 0,1	> 0,1 e ≤ 3,0	< 3,0
CH4/H2	> 0,1 e ≤ 1,0	≤ 0,1	< 1,0
C2H4/C2H6	≤ 1,0	> 1,0 e ≤ 3,0	> 3,0

Fonte: Adaptado de IEC (2015).

Os dígitos obtidos na primeira etapa, ao serem combinados formarão um código, a partir deste é possível realizar a identificação da anomalia, conforme segue na Tabela 12.

Tabela 12 - Segunda etapa do método da norma IEC 60599

Código			Diagnóstico
C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6	
0	0	0	Envelhecimento normal
0	1	0	Descargas parciais de baixa densidade de energia
1	1	0	Descargas parciais de alta densidade de energia
1 ou 2	0	1 ou 2	Descarga de baixa energia (centelhamento contínuo)
1	0	2	Descarga de alta energia (arco com fluxo de potência)
0	0	1	Falha térmica < 150 °C
0	2	0	Falha térmica 150-300 °C
0	2	1	Falha térmica 300-700 °C
0	2	2	Falha térmica > 700 °C

Fonte: Adaptado de IEC (2015).

O Método do Triângulo de Duval se baseia na proporção direta entre as concentrações de Metano (CH_4), Acetileno (C_2H_2) e Etileno (C_2H_4), através da porcentagem de cada um dos três em relação a sua soma, conforme segue:

$$\%C_2H_2 = \frac{100 * C_2H_2}{C_2H_2 + C_2H_4 + CH_4} \quad (5)$$

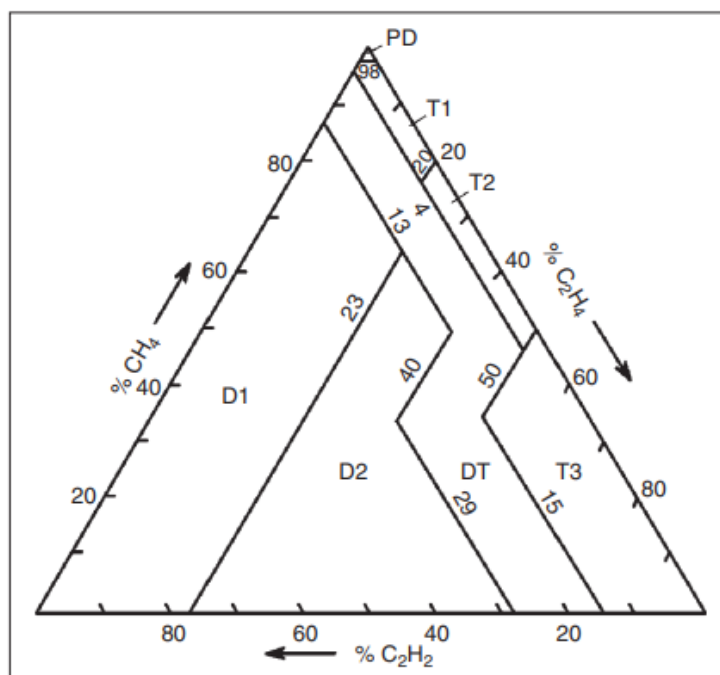
$$\%C_2H_4 = \frac{100 * C_2H_4}{C_2H_2 + C_2H_4 + CH_4} \quad (6)$$

$$\%CH_4 = \frac{100 * CH_4}{C_2H_2 + C_2H_4 + CH_4} \quad (7)$$

A partir das relações percentuais dos gases em questão presentes na amostra é possível aplicar o método traçando-se três retas, cada uma delas partido do lado correspondente do triângulo. Estando o triângulo dividido em sete áreas distintas, cada uma representando um tipo falha, o diagnóstico da condição da amostra é obtido através da área em que se encontra o ponto de intersecção das três retas traçadas.

A Figura 16 apresenta o Triângulo de Duval.

Figura 16 - Triângulo de Duval



Fonte: (DUVAL, 2002).

O método, conforme apresentado na Figura 16, contempla a existência de sete tipos de falhas:

- D1 – Descargas de Baixa Energia (Centelhamento)
- D2 – Descargas de Alta Energia (Arco Elétrico)
- DT – Arco Elétrico e Falha Térmica
- T1 - Falha Térmica < 300°C (Ponto Quente)
- T2 – Falha Térmica entre 300°C e 700°C (Ponto Quente)
- T3 – Falha Térmica > 700°C
- PD – Descargas Parciais do Tipo Corona

Vale ressaltar, porém, que em concentrações de gás abaixo do limite de detecção do método DGA (Dissolved gas analysis), a incerteza de medição pode ser grande. Logo, não é recomendado basear os diagnósticos do tipo de falha ou decisões práticas em valores tão baixos. Também não é recomendado tentar a identificação do tipo falha se todos os níveis de gás estiverem abaixo dos valores da Tabela 5.

4 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES E AUTOTRANSFORMADORES DE POTÊNCIA – ESTUDO DE CASO

O diagnóstico do estado de operação dos transformadores e autotransformadores de potência, da empresa alvo do presente estudo, foi feito com base nos registros das coletas e análises de óleo isolante realizadas ao longo dos últimos dois anos.

A coleta do óleo isolante é realizada conforme descrito na seção 3.2 e, posteriormente, a amostra é enviada para análise em laboratório. Por fim, os valores da concentração dos gases e dos parâmetros físico-químicos resultantes da análise laboratorial são registrados no sistema de gestão de ativos, pelos colaboradores de manutenção.

É interessante, para fins de análise do desempenho dos equipamentos, que a organização possua seu próprio sistema de análise e detecção de falhas, visando a melhor gestão de seus ativos.

Dessa forma, a partir dos procedimentos definidos em normas técnicas e elaborados pelos engenheiros de manutenção (apresentados na seção 3.2), foi desenvolvida uma ferramenta de análise de dados por meio da linguagem Visual Basic for Applications (VBA) no software Excel, da Microsoft. Tal ferramenta permite a realização das duas análises abordadas neste trabalho, determinando a condição dos parâmetros do sistema isolante (via análise físico-química) e também a condição de operação do equipamento, bem como o diagnóstico de possíveis falhas (via análise cromatográfica).

Os dados advindos do programa ainda são tratados pelo software Power BI, da Microsoft, por meio do qual podem ser cruzadas as informações da condição de operação dos ativos obtidas, com a criticidade relacionada a eles, definida na seção 3.1 e presente no SGA. A partir do cruzamento dessas informações em uma matriz, é possível ter uma ampla visão de quais ativos relevantes para o negócio estão operando em condições anormais e, dessa forma, favorecer o processo de tomada de decisão a curto prazo.

A ferramenta desenvolvida foi aplicada no estudo de trinta e um transformadores de potência, localizados em oito diferentes subestações. As identificações desses transformadores, bem como as respectivas criticidades, são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 - Informações dos transformadores estudados

Equipamento	Denominação	Loc. instalação	Criticidade
70000297	TR Trif. 04T1 230/69 kV	Subestação 01	B
70000308	TR Trif. 04T2 230/69 kV	Subestação 01	B
70000319	TR Trif. 04T3 230/69 kV	Subestação 01	B
70000330	TR Trif. 04T4 230/69 kV	Subestação 01	B
70000341	TR Aterramento 02A1	Subestação 01	B
70000343	TR Aterramento 02A2	Subestação 01	B
70000345	TR Aterramento 02A3	Subestação 01	B
70000347	TR Aterramento 02A4	Subestação 01	B
70000626	TR Trif. 04T1 230/69 kV	Subestação 02	B
70000645	TR Trif. 04T2 230/69 kV	Subestação 02	A
70000660	TR Trif. 04T3 230/69 kV	Subestação 02	A
70000674	TR Aterramento 02A1	Subestação 02	Não estabelecida
70000675	TR Aterramento 02A2	Subestação 02	Não estabelecida
70004086	TR Trif. 04T4 230/69 kV	Subestação 02	Não estabelecida
70000973	TR Trif. 04T1 230/69 kV	Subestação 03	C
70000985	TR Trif. 04T2 230/69 kV	Subestação 03	C
70002558	TR Aterramento 02A1	Subestação 03	C
70001098	TR Trif. 04T1 230/69 kV	Subestação 04	B
70001116	TR Trif. 04T2 230/69 kV	Subestação 04	B
70001165	TR Aterramento 02A1	Subestação 04	B
70001180	TR Aterramento 02A2	Subestação 04	B
70001185	Trafo Serv. Aux. 02T3	Subestação 04	B
70001513	TR 05T3 500/16 kV - Fase A	Subestação 05	A
70001565	TR 05T3 500/16 kV - Fase B	Subestação 05	A
70001566	TR 05T3 500/16 kV - Fase C	Subestação 05	A
70001567	TR 05T3 500/16 kV - Fase R	Subestação 05	A
70001578	TR BTF4 500/20 kV - Fase A	Subestação 06	A
70001579	TR BTF4 500/20 kV - Fase B	Subestação 06	A
70001580	TR BTF4 500/20 kV - Fase V	Subestação 06	A
70001581	TR BTF4 500/20 kV - Fase R	Subestação 06	A
70002596	TR TRF9 500/16 kV - Fase A	Subestação 07	A
70002597	TR TRF9 500/16 kV - Fase B	Subestação 07	A
70002598	TR TRF9 500/16 kV - Fase C	Subestação 07	A
70004007	TR TRF9 500/16 kV - Fase R	Subestação 07	A
70001250	TR Trif. 04T4 230/138 kV	Subestação 08	B
70004012	TR Trif. 04T4 230/138 kV	Subestação 08	B

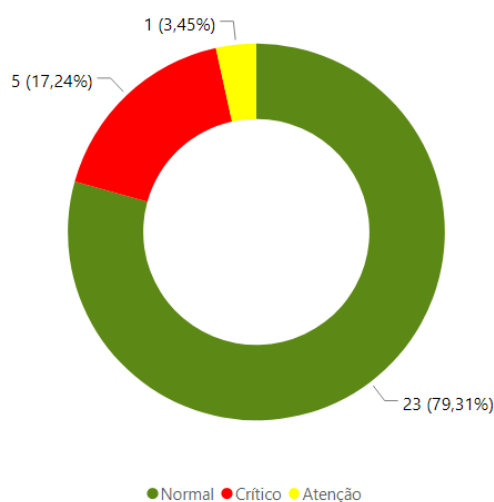
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.1 Análise Físico-química

A partir da ferramenta desenvolvida, a análise dos parâmetros físico-químicos do óleo mineral isolante foi realizada, para vinte e nove dos transformadores de potência da empresa alvo de estudo, localizados em oito diferentes subestações. Os dados foram tratados pelo software Power BI, tornando possível a visualização gráfica dos resultados.

Estando um dos parâmetros classificados como anormal, classifica-se a condição do líquido isolante do equipamento de acordo com a pior avaliação de seus parâmetros. Sendo assim, obteve-se que vinte e três dos equipamentos estão com o líquido isolante em condições normais de operação, cinco em condições críticas e um em condição de atenção, como segue ilustrado na Figura 17.

Figura 17 - Classificação dos ativos de acordo com a condição dos parâmetros físico-químicos do óleo isolante



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O cruzamento das informações de criticidade dos ativos preestabelecidas e da condição resultante é apresentado na Figura 18.

Figura 18 - Matriz de Condição x Criticidade

		Criticidade do Ativo			
		SEM CRITICIDADE ATRIBUÍDA	A	B	C
Condição do Ativo	CRÍTICO	0	3	2	0
	ATENÇÃO	0	0	0	1
	NORMAL	2	6	13	2
	SEM AVALIAÇÃO				

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.1.1 Equipamentos com óleo isolante em condições anormais de operação

De acordo com os resultados obtidos, seis equipamentos estão operando em condições anormais quanto aos parâmetros físico-químicos do óleo isolante. As análises obtidas com o programa desenvolvido são apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14 - Parâmetros físico-químicos anormais

Equipamento	Denominação	Loc. Instalação	Análise
70000347	TR Aterramento 02A4	Subestação 01	Teor de Umidade Crítico
70000645	TR Trif. 04T2 230/69 kV	Subestação 02	Índice de Neutralização Crítico
70000985	TR Trif. 04T2 230/69 kV	Subestação 03	Atenção à Rigidez Dielétrica;
70001185	Trafo Serv. Aux. 02T3	Subestação 04	Rigidez Dielétrica Crítica;
70001579	TR BTF4 500/20 kV - Fase B	Subestação 06	Atenção à Tensão Interfacial
70001580	TR BTF4 500/20 kV - Fase V	Subestação 06	Perdas Dielétricas Críticas
			Perdas Dielétricas Críticas

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A comparação entre os valores de referência e os valores obtidos para os demais equipamentos que apresentaram parâmetros anormais, segue representada na Tabela 15.

Tabela 15 - Comparação entre valores obtidos e de referência

Equipamento	Denominação	Condição	Referência	Resultado
70000347	Teor de água	Crítico	≥ 35	36,4
70000645	Índice de neutralização	Crítico	≥ 0,15	0,2
70000985	Rigidez dielétrica	Atenção	> 60 e < 65	61

70001185	Tensão interfacial	Atenção	> 25 e < 30	29,8
70001185	Rigidez dielétrica	Crítico	< 60	50
70001579	Perdas dielétricas	Crítico	≥ 1,5	58
70001580	Perdas dielétricas	Crítico	≥ 1,5	50

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Dentre esses equipamentos, dois deles (TR BTF4 500/20 kV fases B e V da Subestação 06) aparentam ter as amostras de óleo isolante contaminadas por apresentarem valores altamente discrepantes quanto às perdas dielétricas. Sendo assim, faz-se necessário a reamostragem do óleo para confirmação de contaminação da referida amostra na geração de gases.

O transformador 70000347, que apresentou teor de água acima de 35 ppm, além da reamostragem para a confirmação dos valores, se faz necessária a verificação em campo da condição do sistema de conservação do óleo (bolsa e secador de ar), pois caso haja alguma anormalidade nesse sistema há chances de o óleo isolante estar sofrendo contaminação pela umidade do ar atmosférico.

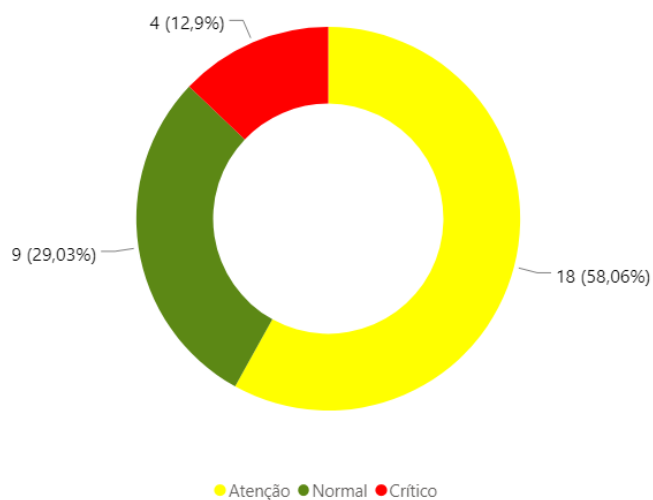
Quanto aos demais equipamentos que apresentaram parâmetros físico-químicos anormais também se faz necessário a reamostragem do óleo, pois, caso se confirme tal anormalidade, é necessário atuar corretivamente conforme estabelecido na Tabela 4.

4.2 Análise Cromatográfica

A análise dos gases dissolvidos no óleo mineral isolante foi realizada, a partir da ferramenta desenvolvida, para trinta e um dos transformadores de potência da empresa alvo de estudo, localizados em oito diferentes subestações.

Desses equipamentos, nove estão em condições normais de operação; quatro em condições críticas; e deve se atentar para a condição de operação de dezoito deles. Os dados foram tratados pelo software Power BI, tornando possível a visualização gráfica dos resultados (conforme Figura 19) e o cruzamento das informações de criticidade dos ativos preestabelecidas e da condição resultante (como consta na Figura 20).

Figura 19 - Classificação dos ativos de acordo com sua condição de operação



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 20 - Matriz de Condição x Criticidade

		Criticidade do Ativo			
		SEM CRITICIDADE ATRIBUÍDA	A	B	C
Condição do Ativo	CRÍTICO	0	0	4	0
	ATENÇÃO	2	2	11	3
	NORMAL	0	8	1	0
	SEM AVALIAÇÃO				

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

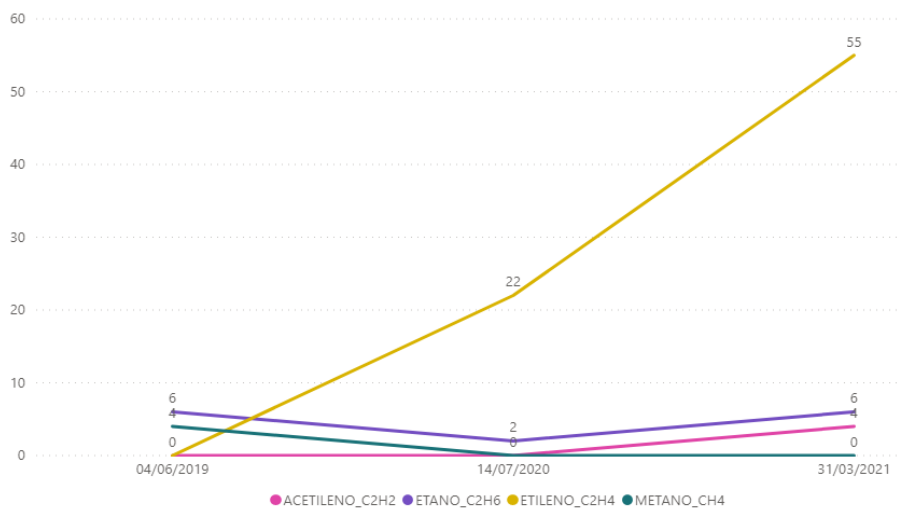
4.2.1 Equipamentos em condições críticas de operação

De acordo com os resultados obtidos, quatro equipamentos estão operando em condições críticas quanto a concentração de gases no óleo isolante, todos com criticidade média ("B"). São eles:

- 1) TR Trif. 04T1 230/69 kV – Subestação 04;
- 2) TR Trif. 04T3 230/69 kV – Subestação 01;
- 3) TR Trif. 04T2 230/69 kV – Subestação 01;
- 4) TR Trif. 04T1 230/69 kV – Subestação 01.

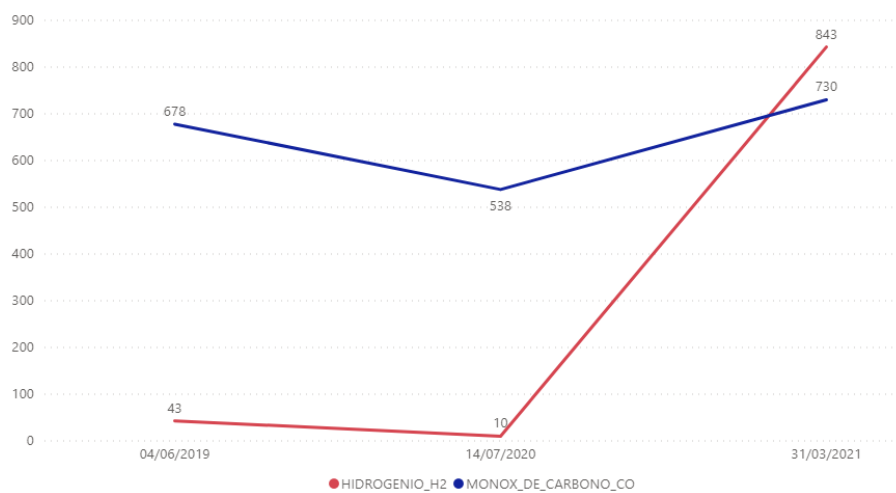
Para o Transformador Trifásico 04T1 230/69 kV da Subestação 04, apresenta-se, nas Figuras 21-23, a evolução da concentração dos gases dissolvidos em seu líquido isolante.

Figura 21 - Evolução da concentração de C₂H₂, C₂H₆, C₂H₄ e CH₄ dissolvidos

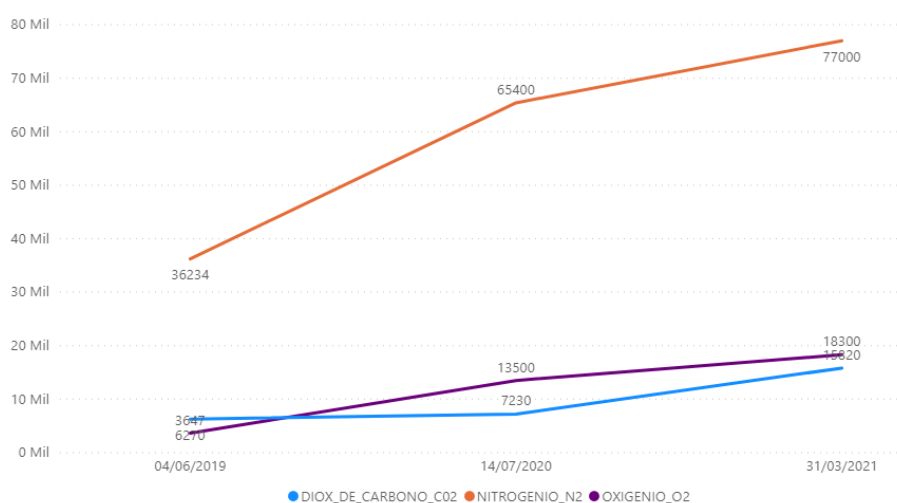


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 22 - Evolução da concentração de H₂ e CO dissolvidos



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 23 - Evolução da concentração de CO₂, N₂ e O₂ dissolvidos

Fonte: Elaborado pelo próprio.

Comparando-se as duas medições mais recentes, conforme Tabela 16, percebe-se que esse equipamento apresentou: valor absoluto elevado e grande evolução na concentração de hidrogênio; valor absoluto e evolução da concentração de monóxido de carbono elevados; valor absoluto e evolução da concentração de dióxido de carbono elevados; valor absoluto e evolução da concentração de etileno elevados; surgimento de acetileno a níveis críticos, gás que até o momento não era detectado; além de indicativo de degradação do isolamento celulósico (baseado na relação entre as concentrações de dióxido e monóxido de carbono).

Tabela 16 - Concentração (ppm) de gases dissolvidos no óleo do transformador

Data da Coleta	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2
14/07/2020	5	13500	65400	0	538	7230	22	2	0
31/03/2021	843	18300	77000	0	730	15820	55	6	4

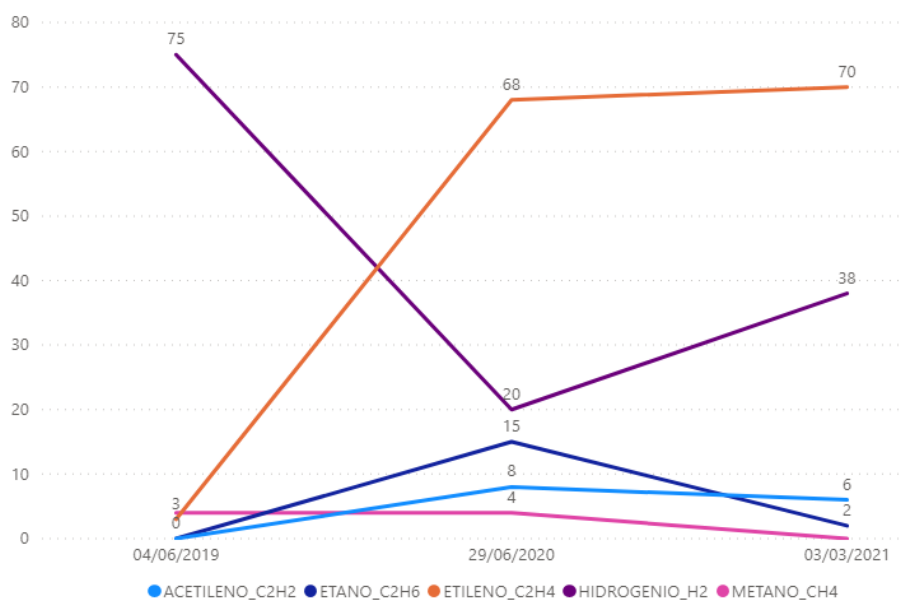
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Como o equipamento não apresentou valores de metano acima do limite de detecção do método DGA, não se recomenda identificar possíveis falhas com os métodos descritos na seção 3.2.2, devido à incerteza da medição. Por outro lado, a evolução na concentração de acetileno, etileno e etano, indicam que a fonte dos gases possui temperatura acima de 700 graus. Diante disso se faz necessário a realização

mensal da cromatografia, visando monitorar o nível dos gases dissolvidos e garantir a segurança operativa do ativo.

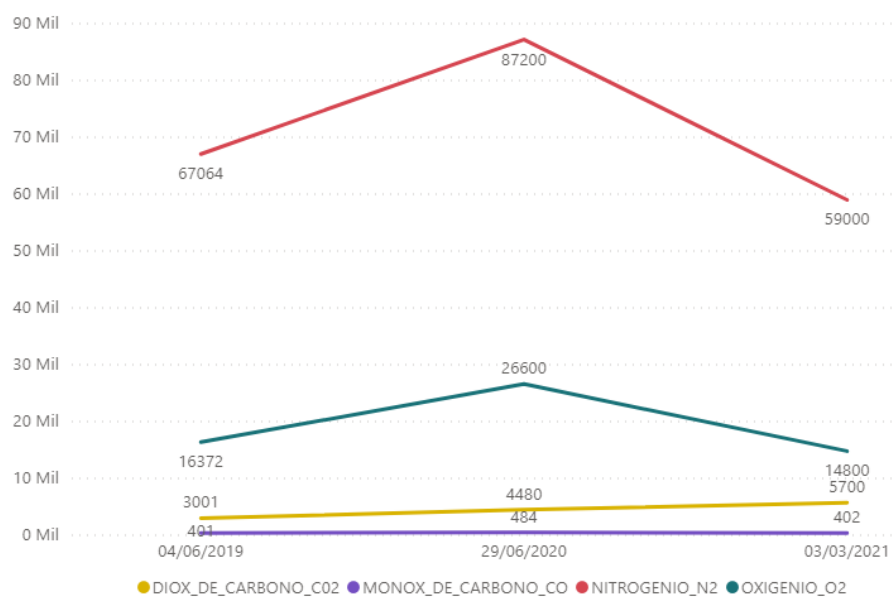
Para o Transformador Trifásico 04T3 230/69 kV da Subestação 01, apresenta-se, nas Figuras 24 e 25, a evolução da concentração dos gases dissolvidos em seu líquido isolante.

Figura 24 - Evolução da concentração C₂H₂, C₂H₆, C₂H₄, CH₄ e H₂ dissolvidos



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 25 - Evolução da concentração de CO, CO₂, N₂ e O₂ dissolvidos



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Comparando-se as duas medições mais recentes, conforme Tabela 17, percebe-se que esse equipamento apresentou: valor absoluto de dióxido de carbono elevado; valor absoluto de etileno elevado; concentração crítica de acetileno; além de indicativo de degradação do isolamento celulósico. Porém, é perceptível a tendência de estabilização na geração de alguns desses gases, principalmente metano, etano e acetileno.

Tabela 17 – Concentração (ppm) de gases dissolvidos no óleo do transformador

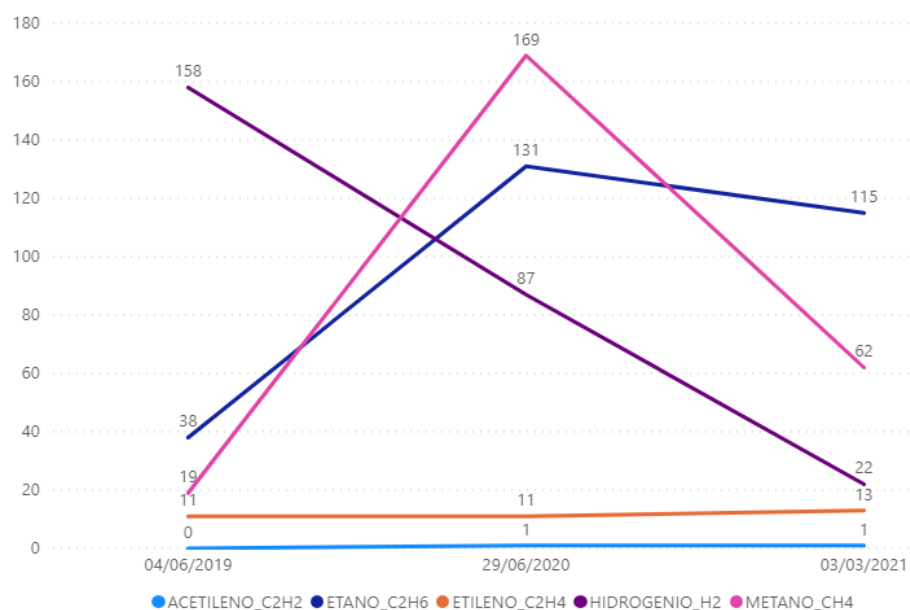
Data da Coleta	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2
29/06/2020	20	26600	87200	4	484	4480	68	15	8
03/03/2021	38	14800	59000	0	402	5700	70	2	6

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Como o equipamento não apresentou valores de metano acima do limite de detecção do método DGA, não se recomenda identificar possíveis falhas com os métodos descritos na seção 3.2.2, devido à incerteza da medição. Diante disso se faz necessário a realização mensal da cromatografia, visando monitorar o nível dos gases dissolvidos e garantir a segurança operativa do ativo. Caso se confirme que a estabilização na geração de gases, o equipamento será classificado como “Normal”.

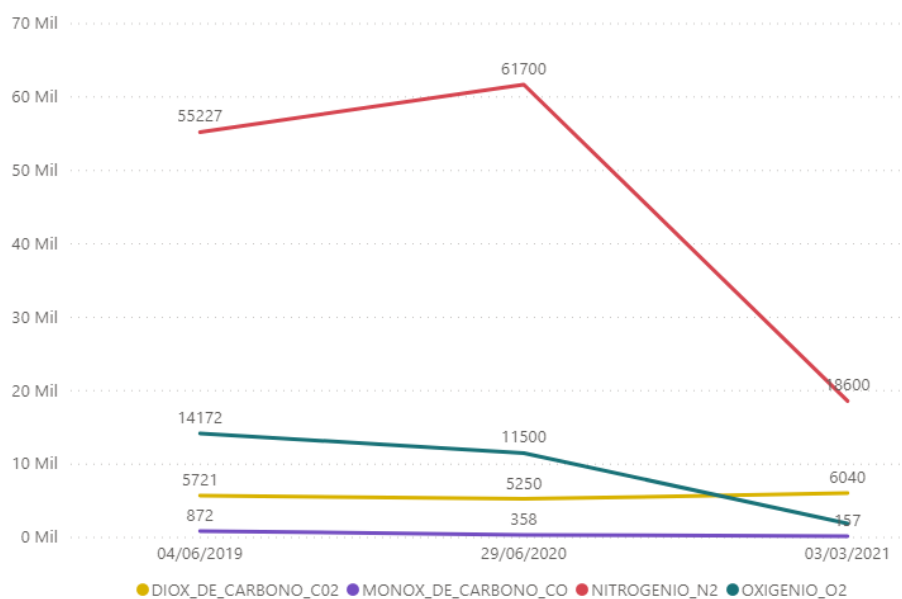
Para o Transformador Trifásico 04T2 230/69 kV da Subestação 01, apresenta-se, nas Figuras 26 e 27, a evolução da concentração dos gases dissolvidos em seu líquido isolante.

Figura 26 - Evolução da concentração C2H2, C2H6, C2H4, CH4 e H2 dissolvidos



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 27 - Evolução da concentração de CO, CO2, N2 e O2 dissolvidos



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Comparando-se as duas medições mais recentes, conforme Tabela 18, percebe-se que esse equipamento apresentou: níveis críticos de metano; valor absoluto de dióxido de carbono elevado; níveis críticos de etano; além de indicativo de degradação do isolamento celulósico. Porém, o ativo também apresentou

tendência de estabilização na geração de alguns desses gases, no caso hidrogênio, oxigênio, nitrogênio, metano e monóxido de carbono.

Tabela 18 - Concentração (ppm) de gases dissolvidos no óleo do transformador

Data da Coleta	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2
29/06/2020	87	11500	61700	169	358	5250	11	131	1
03/03/2021	22	1900	18600	62	157	6040	13	115	1

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os métodos de diagnóstico descritos na seção 3.2.2 indicaram a ocorrência de falha térmica de baixa temperatura no equipamento, como pode ser visto na Tabela 19.

Tabela 19 - Diagnóstico de falhas

Doernenburg	Método de Rogers	IEC	Duval
Falha Térmica	Não se aplica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica baixa temp. (abaixo 300 °C)

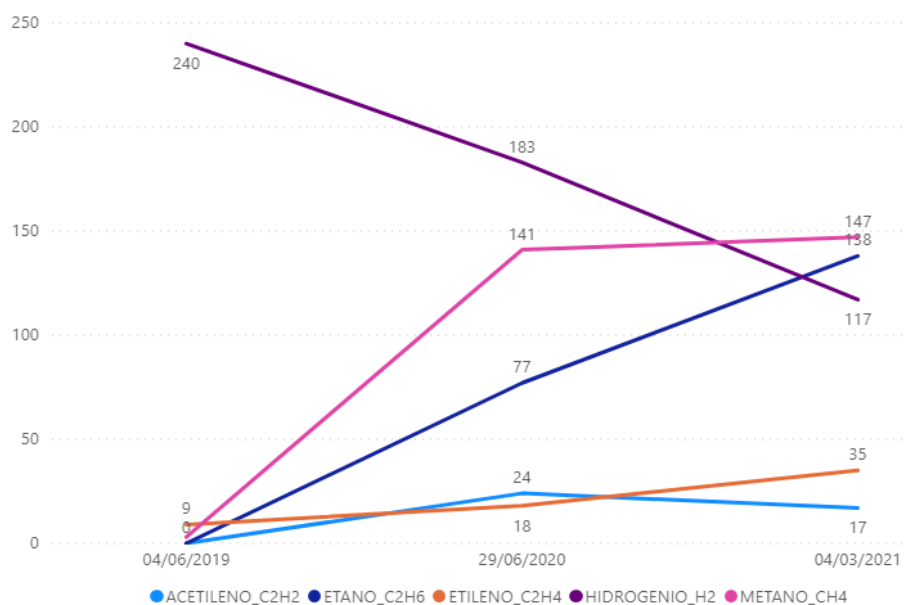
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Sendo assim, faz-se necessário reamostragem no equipamento, para confirmação da sua condição de operação.

Existe uma REA (Resolução Autorizativa) para substituição do ativo, que apesar da condição questionável, já se encontra em fim de vida útil técnica e regulatória.

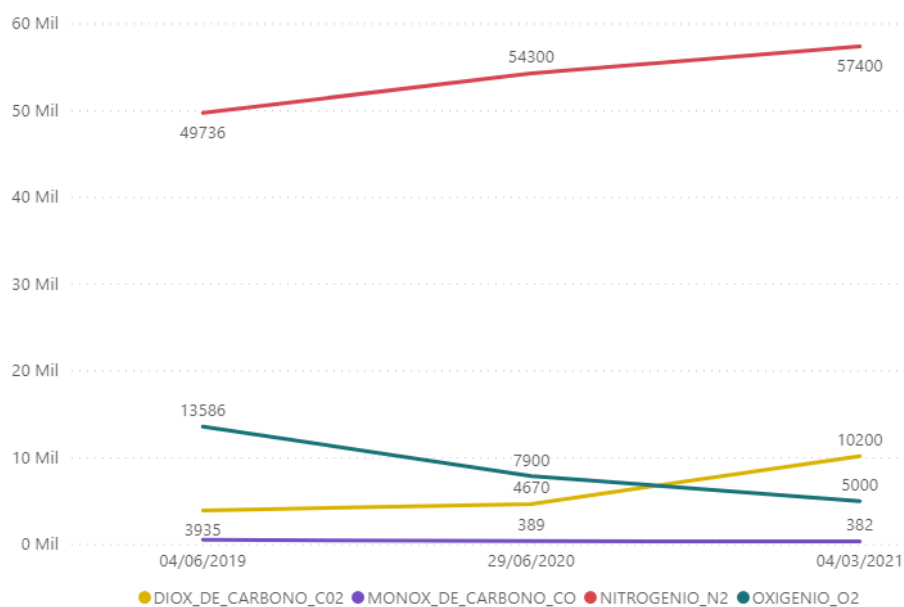
Por último, para o Transformador Trifásico 04T1 230/69 kV da Subestação 01, apresenta-se, nas Figuras 28 e 29, a evolução da concentração dos gases dissolvidos em seu líquido isolante.

Figura 28 - Evolução da concentração C2H2, C2H6, C2H4, CH4 e H2 dissolvidos



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 29 - Evolução da concentração de CO, CO2, N2 e O2 dissolvidos



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Comparando-se as duas medições mais recentes, conforme Tabela 20, percebe-se que esse transformador apresentou: valor absoluto de hidrogênio elevado; níveis críticos de metano; valor absoluto e evolução da concentração de dióxido de carbono elevados; valor absoluto de etileno elevado; níveis críticos de etano; níveis críticos de acetileno; além de indicativo de degradação do isolamento celulósico.

Tabela 20 - Concentração (ppm) de gases dissolvidos no óleo do transformador

Data da Coleta	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2
29/06/2020	183	7900	54300	141	389	4670	18	77	24
04/03/2021	117	5000	57400	147	382	10200	35	138	17

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os métodos de diagnóstico descritos na seção 3.2.2 indicaram a ocorrência de falha térmica no equipamento, como pode ser visto na Tabela 21.

Tabela 21 - Diagnóstico de falhas

Doernenburg	Método de Rogers	IEC	Duval
Falha Térmica	Não se aplica	Não se aplica	Misto de falha térmica e elétrica

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Dessa maneira, se faz necessário acompanhamento mensal da condição através de cromatografia gasosa do óleo, para que se possa identificar se a falha identificada é ocasional ou recorrente e, com base nessa identificação, atuar preventivamente ou até mesmo suportar a decisão de desligamento do ativo para manutenção.

4.2.2 Equipamentos a se atentar para a condição de operação

De acordo com os resultados obtidos, deve se atentar para a condição de operação de dezoito equipamentos quanto a concentração de gases no óleo isolante. Na Tabela 22 é apresentado um panorama dos gases anormais nesses equipamentos.

Tabela 22 - Panorama dos equipamentos classificados como "Atenção"

Equipamento	Nível dos gases
70000330	Valor absoluto de CO elevado; Valor absoluto e evolução de CO2 elevados
70000341	Valor absoluto de H2 elevado; Degradação da celulose
70000343	Degradação da celulose
70000345	Valor absoluto e evolução de H2 elevados; Valor absoluto de CO elevado; Evolução de CO2 elevada;

	Atenção aos Gases Comb.
70000347	Valor absoluto e evolução de CO elevados; Valor absoluto e evolução de CO ₂ elevados; Atenção aos Gases Comb.
70000626	Valor absoluto de CO elevado; Valor absoluto e evolução de CO ₂ elevados; Degradação da celulose
70000645	Valor absoluto e evolução de CO elevados; Valor absoluto e evolução de CO ₂ elevados
70000660	Valor absoluto de CO elevado
70000674	Valor absoluto de CO elevado; Gases Comb. Críticos
70000675	Valor absoluto e evolução de CO elevados
70000973	Valor absoluto de H ₂ elevado; Valor absoluto de CH ₄ elevado
70000985	Valor absoluto de CO elevado
70002558	Valor absoluto e evolução de H ₂ elevados; Valor absoluto e evolução de CO elevados; Valor absoluto de CO ₂ elevado; Gases Comb. Críticos
70001116	Valor absoluto e evolução de H ₂ elevados; Evolução de CO elevada; Valor absoluto de CO ₂ elevado; Valor absoluto e evolução de C ₂ H ₄ elevados; Degradação da celulose
70001165	Degradação da celulose
70001180	Degradação da celulose
70001185	Evolução de CO ₂ elevada; Valor absoluto de C ₂ H ₄ elevado; Degradação da celulose
70001250	Valor absoluto de CO elevado; Valor absoluto de CO ₂ elevado

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Como visto anteriormente, concentrações significativas de hidrogênio, óxidos de carbono e hidrocarbonetos podem ser geradas no óleo mineral em temperaturas e cargas normais de serviço, mesmo sem a presença de falhas, devido ao fenômeno de gaseificação.

De acordo com o “Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformer” (IEEE-SA, 2019), os transformadores classificados com atenção, devido apenas aos níveis de gás que excedem os valores da Tabela 5, especialmente para níveis altos dos óxidos de carbono, devem passar por um processo de reamostragem e caso haja estabilização na geração de tais gases, ou seja, todas as amostras estejam abaixo dos valores estabelecidos na Tabela 7, podem ser reatribuídos à frequência normal de amostragem e reclassificados como “Normal”.

5 CONCLUSÕES

A parada no funcionamento de um ativo de transmissão por falha, principalmente em se tratando de transformadores de potência, acarreta diversos prejuízos. Tais prejuízos são sentidos tanto para os consumidores, que têm o fornecimento de energia elétrica interrompido, quanto para as concessionárias, que podem sofrer impactos financeiros e à sua imagem.

Estando o óleo isolante em contato com os principais componentes ativos dos transformadores e autotransformadores, a análise de suas características se apresenta como um meio de diagnóstico e prevenção de falhas.

Ao todo foram estudados trinta e um transformadores de potência. Por meio da análise dos parâmetros físico-químicos, foi possível realizar um levantamento inicial da condição do óleo desses equipamentos. A partir desse primeiro levantamento, foi possível mapear os riscos de curto prazo, através do cruzamento com as informações de criticidade e trazendo um panorama de quais equipamentos deveriam ter seu líquido isolante monitorado com maior frequência.

A cromatografia gasosa, por sua vez, permitiu a identificação de alguns transformadores operando com concentrações anormais de gases dissolvidos em seu óleo, também com o mapeamento dos riscos de curto prazo através da matriz de criticidade x condição.

Os métodos de diagnóstico de falhas estudados, porém, apresentaram limitações, não sendo aplicados em alguns casos devido à incerteza na medição de alguns gases, principalmente metano (CH_4) e acetileno (C_2H_2). De qualquer forma, a análise apontou a necessidade de reamostragem de óleo para a ampla maioria ativos.

Compreende-se, nesse sentido, que, após esse procedimento de reamostragem, deve-se realizar novamente a análise cromatográfica. E, dessa maneira, com base nos novos resultados, guiar o planejamento das ações de manutenção da empresa alvo de estudo.

REFERÊNCIAS

Associação Brasileira de Manutenção e Gestão de Ativos – ABRAMAN. Gestão de ativos e PASS 55. **Site da ABRAMAN**. Publicado em 2013. Disponível em: https://abramanoficial.org.br/page/gestao_de_ativos. Acesso em: 17/03/2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6869: Líquidos isolantes elétricos - Determinação da rigidez dielétrica (eletrodos de disco)**. Rio de Janeiro, 1989.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 12133: Líquidos isolantes elétricos - Determinação do fator de perdas dielétricas e da permissividade relativa (constante dielétrica) - Método de ensaio**. Rio de Janeiro, 1991.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5462: Confiabilidade e Manutenibilidade**. Rio de Janeiro, 1994.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7070: Amostragem de gases e óleo mineral isolantes de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos**. Rio de Janeiro, 2006a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10710: Líquido isolante elétrico - Determinação do teor de água**. Rio de Janeiro, 2006b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-1: Transformadores de Potência - Parte 1: Generalidades**. Rio de Janeiro, 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14248: Produtos de petróleo - Determinação do número de acidez e de basicidade - Método do indicador**. Rio de Janeiro, 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7274: Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço**. Rio de Janeiro, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7148: Petróleo e derivados de petróleo — Determinação da massa específica, densidade relativa e API — Método do densímetro**. Rio de Janeiro, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 55000: Gestão de ativos — Visão geral, princípios e terminologia**. Rio de Janeiro, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14483: Produtos de petróleo - Determinação da cor - Método do colorímetro ASTM**. Rio de Janeiro, 2015a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6234: Óleo mineral isolante - Determinação da tensão interfacial de óleo-água pelo método do anel - Método de ensaio**. Rio de Janeiro, 2015b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10576: Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos - Diretrizes para supervisão e manutenção.** Rio de Janeiro, 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR/IEC 60156: Líquidos isolantes - Determinação da rigidez dielétrica à frequência industrial - Método de ensaio.** Rio de Janeiro, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8840: Amostragem de líquidos isolantes - Requisitos.** Rio de Janeiro, 2021.

BECHARA, Ricardo. **Análise de Falhas em Transformadores de Potência.** 118 f. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2010.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa nº 63, de 12 de Maio de 2004.** Aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos. Brasília, 2004.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa nº 906 de 08 de dezembro de 2020.** Aprova o Módulo 4 - Prestação dos Serviços das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, a revisão do Módulo 1 - Glossário das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica e dá outras providências. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-906-de-8-de-dezembro-de-2020-294354729> . Acesso em: 17/03/2020.

CHAPMAN, Stephen J. **Electric Machinery Fundamentals**, Fourth Edition. New York, 2005.

DATA ENGENHARIA. Bobinas – Transformador. **Site Data Engenharia.** Publicado em 19 de novembro de 2020. Disponível em: <https://www.data.com.br/case-de-sucesso-de-cliente-usina-termoeletrica/bobinas-transformador/> . Acesso em: 07/03/2021.

DIAS, V. F. **Análise de Circuitos Elétricos.** Notas de aula do Prof. Victor da Fonte Dias. Instituto Superior Técnico, 1996.

DUVAL, M. A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 18, p. 8-16, may/june 2002.

FROTIN, S. O. **Equipamentos de Alta Tensão - Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas.** Brasília, 2013.

GERMER ISOLADORES. Isolador Tipo Bucha para Transformador 15KV / 200A – 350mm. **Site institucional Germer Isoladores.** Publicado em 13 de fevereiro de

2019. Disponível em: <http://www.germerisoladores.com.br/produto/isolador-tipo-bucha-para-transformador-15kv-200a-350mm/> . Acesso em: 20/01/2021.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS STANDARDS ASSOCIATION - IEEE SA. **IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformer**: Standards. C57.104-2019, 2019.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC. **International Standard IEC 60599. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis**. 3ª ed. Geneva - Switzerland, nov. 2015.

JÚNIOR, Reinaldo. **Análise de falhas e defeitos nos transformadores de potência e seus dispositivos**. 2014. 59 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

KARDEC, Alan; NASCIF, Julio. **Manutenção: função estratégica**. 3ª edição. Rio de Janeiro: Qualitymark: Petrobrás, 2009. 384 p.

LORENCINI BRASIL. Equipamentos associados a transformadores – Buchas e Comutadores. **Site Lorencini Brasil**. Disponível em: <https://www.lorencini.com.br/blog/equipamentos-associados-transformadores-buchas-e-comutadores/> . Acesso em: 20/01/2021.

MARQUES, Felipe Gonzales. **Análise de Falhas em Transformadores Utilizando o Método do Triângulo de Duval**. 60f. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2014.

MORGADO, Rafael. Capítulo XII – Óleos isolantes: ensaios de perdas dielétricas. In: Equipamentos para ensaios em campo. **Revista O Setor Elétrico**. p. 20-23, dez. 2019. Disponível em: https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/Ensaios_em_Campo_167.pdf . Acesso em: 07/03/2021.

PENA, M. C. M. **Falhas em Transformadores de Potência: uma contribuição para análise, definições, causas e soluções**. 148 f. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 2003.

PEREIRA, Rafael. **Previsão de avarias em Transformadores de Potência através da análise de ensaios físico-químicos**. 2013. 149 f. Dissertação de Mestrado. Instituto Superior de Engenharia do Porto. Portugal: Cidade do Porto, 2013.

RIBAS, G. M. **Noções Básicas de Transformadores**. Jundiaí: Siemens, 1988.

SUÑÉ, Jaime (coord.) Guia de Manutenção para Transformadores de Potência. Grupo de Trabalho A2.05. **Cigré Brasil**, v. 15, nov. 2003.

VIEIRA JÚNIOR, J. C. M. **Aula 07 – Trafos (Transformador)**. Notas de Aula do Prof. José Carlos de Melo Vieira Júnior. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016. Disponível em:

https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/3429400/mod_resource/content/1/SEL0437_Aula07_Trafos.pdf . Acesso em: 15 jan. 2021

ZIRBES, R.; ROLIM, J. G.; ZURN, H. H. Metodologias para avaliação e diagnóstico do estado de isolamentos de papel impregnado com óleo mineral. **Sba Controle & Automação**. v.16, nº 3. Campinas, jul./set. 2005. Disponível em: https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592005000300005. Acesso em: 08/04/2021.