



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO  
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO  
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Marcos Antonio de Souza Filho

**Prevenção de falhas em transformadores de potência por meio da análise de gases dissolvidos (AGD) do óleo isolante.**

Cabo de Santo Agostinho - PE

2025

Marcos Antonio de Souza Filho

**Prevenção de falhas em transformadores de potência por meio da análise de gases dissolvidos (AGD) do óleo isolante.**

Monografia apresentada ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho, Universidade Rural de Pernambuco, como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador (a): Prof. Dr. Rodrigo Cirilo de Paiva.

Cabo de Santo Agostinho - PE

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Sistema Integrado de Bibliotecas da UFRPE  
Biblioteca da UACSA, Cabo de Santo Agostinho - PE, Brasil.  
Bibliotecária – Rosimeri Gomes Couto – CRB-4/1395

S729p Souza Filho, Marcos Antonio de.  
Prevenção de falhas em transformadores de potência por meio da  
análise de gases dissolvidos (AGD) do óleo isolante. / Marcos Antonio de  
Souza Filho. – Cabo de Santo Agostinho, 2025.  
55 f. : il.

Orientador: Rodrigo de Paiva Cirilo.  
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia  
Elétrica) – Universidade Federal Rural de Pernambuco. Unidade  
Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho, 2025.

Inclui referência.

1. Óleo mineral isolante. 2. Transformador de potência. 3. Análise  
de gases dissolvidos. I. Cirilo, Rodrigo de Paiva, orient. II. Título.

CDD 621.3

MARCOS ANTONIO DE SOUZA FILHO

**Prevenção de falhas em transformadores de potência por meio da análise de gases dissolvidos (AGD) do óleo isolante.**

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 07/08/2025.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo de Paiva Cirilo.  
Universidade Federal Rural de Pernambuco

---

Prof.<sup>a</sup> Dra. Élide Fernanda Xavier Júlio.  
Universidade Federal Rural de Pernambuco

---

Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo.  
Universidade Federal Rural de Pernambuco

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais pelo grande apoio ao longo dos anos, não medindo esforços para contribuir no meu longo percurso.

À minha noiva que esteve ao meu lado desde o começo da minha graduação, incentivando e oferecendo apoio nos momentos mais difíceis, especialmente nos períodos de desânimos e dúvidas ao longo do curso.

Estendo minha gratidão a todos os professores que contribuíram de forma significativa para minha formação acadêmica e profissional, por meio de seus ensinamentos e dedicação ao longo do curso.

## RESUMO

É fundamental para a continuidade do fornecimento de energia elétrica a confiabilidade operacional de transformadores de potência, o que torna necessário adotar medidas de monitoramento preventivo para possíveis falhas. Este estudo analisa a condição operacional de transformadores de potência isolados a óleo mineral por meio da análise de gases dissolvidos no óleo isolante, técnica não invasiva que possibilita identificar anomalias no equipamento. Inicialmente são apresentados os fundamentos teóricos sobre transformadores e óleos isolantes, detalhamento das diretrizes de coleta, preparação da amostra e métodos de interpretação e diagnóstico. Em seguida, é realizado um estudo de caso utilizando metodologias amplamente reconhecidas, como a análise dos gases-chave, o Triângulo de Duval e as relações da norma brasileira NBR 7274, com a finalidade de comparar a eficácia das abordagens e identificar falhas internas no equipamento. Os resultados indicaram que a aplicação desses métodos permite diagnosticar precocemente defeitos incipientes, ao que contribui para a extensão da vida útil dos transformadores, embora existam limitações em relação à interpretação em casos de condições operacionais atípicas.

**Palavras-chave:** análise de gases dissolvidos; óleo mineral isolante; transformador de potência.

## ABSTRACT

The operational reliability of power transformers is essential for the continuity of electricity supply, which makes it necessary to adopt preventive monitoring measures for possible failures. This study analyzes the operational condition of oil-immersed power transformers through dissolved gas analysis in insulating oil, a non-invasive technique that makes it possible to identify anomalies in the equipment. Initially, the theoretical foundations of transformers and insulating oils are presented, along with details of the guidelines for sample collection, preparation, and methods of interpretation and diagnosis. Then, a case study is carried out using widely recognized methodologies, such as key gas analysis, the Duval Triangle, and the ratios of the Brazilian standard NBR 7274, with the purpose of comparing the effectiveness of the approaches and identifying internal faults in the equipment. The results indicated that the application of these methods allows early diagnosis of incipient defects, which contributes to extending the service life of transformers, although there are limitations regarding interpretation in cases of atypical operating conditions.

**Keywords:** dissolved gas analysis; insulating mineral oil; power transformer.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Princípio de operação do transformador .....	18
Figura 2 – Características construtivas de um transformador de potência .....	20
Figura 3 – Bucha de transformador .....	20
Figura 4 – Correntes de Foucault .....	22
Figura 5 – Materiais de coleta de amostragem, utilizando seringa de vidro .....	26
Figura 6 – Empacotamento e etiquetagem da amostra .....	27
Figura 7 – Dispositivo para extração de gases (Modelo 1) .....	28
Figura 8 – Esquema de um cromatógrafo a gás.....	28
Figura 9 – Superaquecimento do óleo .....	33
Figura 10 – Superaquecimento da celulose .....	34
Figura 11 – Descargas parciais.....	34
Figura 12 – Arco elétrico.....	35
Figura 13 – Representação gráfica do triângulo de Duval para óleo mineral .....	39
Figura 14 – Transformador de potência avaliado .....	41
Figura 15 – Resultados fornecidos .....	44
Figura 16 – Percentual de gases metano, etileno e acetileno presentes na amostra .....	47
Figura 17 – Mapeamento de falha Triângulo de Duval.....	47
Figura 18 – Placa do transformador de potência .....	54
Figura 19 – Seringa com amostra de óleo .....	55
Figura 20 – Processo de etiquetagem da amostra.....	56
Figura 21 – Relatório cromatográfico .....	57

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Limites de Concentração para Gases Dissolvidos. ....	<b>30</b>
Tabela 2 – Ações com base na GCDT.....	<b>32</b>
Tabela 3 – Interpretação de análise de gases dissolvidos.....	<b>37</b>
Tabela 4 – Limites para aplicação Triângulo de Duval.....	<b>40</b>
Tabela 5 – Dados laboratoriais. ....	<b>43</b>
Tabela 6 – Gases analisados e resultados fornecidos. ....	<b>43</b>
Tabela 7 – Diagnósticos a partir das relações dos gases. ....	<b>45</b>
Tabela 8 – Limites para aplicação Triângulo de Duval.....	<b>46</b>

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classificação de sistema de arrefecimento .....	21
Quadro 2 – Falhas detectáveis a olho nu .....	36
Quadro 3 – Total de concentração de gases combustíveis .....	38

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AGD – Análise de Gases Dissolvidos

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

cm<sup>3</sup> – Centímetros cúbicos

GCDD – Gases Combustíveis Dissolvidos Total

IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

I – Corrente elétrica

kV – Kilo volt

ml – Mililitros

MJ – Mega joules

ND – Não detectável

NR – Norma Regulamentadora

OMI – Óleo mineral isolante

ONAN – óleo natural, ar natural

OVI – Óleo vegetal isolante

P – Potência

ppm – Partes por milhão

ppmv – Partes por milhão em volume

TGGD – Total geral de gases dissolvidos

V – Volt

°C – Graus Celsius

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	OBJETIVO GERAL.....	16
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	16
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	16
<b>2</b>	<b>TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....</b>	<b>18</b>
2.1	ASPECTOS CONSTRUTIVOS.....	19
2.2	ÓLEO ISOLANTE.....	22
2.2.1	Óleo mineral isolante (OMI) .....	23
2.2.2	Óleo vegetal isolante (OVI) .....	23
2.2.3	Óleos sintéticos.....	23
<b>3</b>	<b>ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS (AGD).....</b>	<b>25</b>
3.1	DIRETRIZES PARA COLETA DE AMOSTRAS .....	25
3.2	PREPARAÇÃO DE AMOSTRA PARA ANÁLISE.....	27
3.3	MÉTODOS DE INTERPRETAÇÃO DOS DADOS COLETADOS.....	29
3.3.1	Norma IEEE C57.104 (2008).....	30
<b>3.3.1.1</b>	<b>Método do Gases chave.....</b>	<b>32</b>
<b>3.3.1.2</b>	<b>Método das Razões .....</b>	<b>35</b>
3.3.2	ABNT NBR 7274 (2012) .....	36
3.3.3	Triângulo de Duval.....	38
<b>4</b>	<b>ANÁLISE DOS DADOS .....</b>	<b>41</b>
4.1	PROCESSO DE AMOSTRAGEM.....	42
4.2	ANÁLISE A PARTIR DO RELATÓRIO CROMATOGRÁFICO.....	42
4.2.1	Análise pelo Método dos gases chaves IEEE C57.104 (2008) .....	43
4.2.2	Análise pelo Método das relações NBR 7274 (2012) .....	44
4.2.3	Análise pelo Triângulo de Duval.....	46
4.3	LIMITAÇÕES DA CROMATOGRAFIA ISOLADA E A RELEVÂNCIA DAS ANÁLISES COMPLEMENTARES .....	48

<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>49</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>51</b>
	<b>APÊNDICE A – Placa de informação do transformador de potência. ....</b>	<b>54</b>
	<b>APÊNDICE B – Amostra de óleo do transformador de potência.....</b>	<b>55</b>
	<b>APÊNDICE C – Etiquetagem da amostra de óleo. ....</b>	<b>56</b>
	<b>APÊNDICE D – Laudo laboratorial.....</b>	<b>57</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Os transformadores de energia desempenham um papel crucial no sistema elétrico, estando presentes na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Devido ao alto custo envolvido na sua manutenção e substituição, bem como a importância operacional que representam, torna-se imprescindível adotar estratégias eficazes para o acompanhamento contínuo de seu desempenho e integridade ao longo do tempo.

A ocorrência de falhas em transformadores pode provocar a interrupção no fornecimento de energia, impactando negativamente consumidores, indústrias e concessionárias, além de gerar prejuízos financeiros significativos, visto que a confiabilidade do sistema elétrico depende diretamente da operação ininterrupta desses equipamentos.

Além da interrupção da energia elétrica, uma falha de grande porte pode ocasionar danos materiais de larga escala, como explosões e incêndios graves, pondo vidas em risco, poluição ambiental e danos a equipamentos adjacentes, elevando o custo de reparo. De acordo com relatório da *Task Force of IEEE Power Transformer Subcommittee* (2010, *apud* Seman *et al.*, 2012), quando um transformador explode, pode liberar energia de arco entre 1 e 147 megajoules (MJ).

Neste cenário, torna-se essencial o uso de ferramentas e estratégias de manutenção preventivas e preditivas para o monitoramento contínuo das condições operacionais do equipamento. Entre as técnicas empregadas, destaca-se a Análise de Gases Dissolvidos (AGD) do óleo isolante, que, de forma não invasiva permite diagnosticar precocemente processos de degradação térmica, elétrica ou química no equipamento, baseando-se na detecção de gases como o hidrogênio, metano, etano, etileno e acetileno presentes no óleo isolante.

Para avaliação das condições operacionais do transformador, realiza-se a coleta de amostra do óleo isolante, a qual é submetida à cromatografia gasosa permitindo obter diagnósticos precisos e planejar intervenções adequadas. A AGD é um método já consolidado no Brasil e no mundo, diversos estudos reforçam sua efetividade. Por exemplo, o trabalho de Silva (2012), apresentou uma investigação da AGD em óleo mineral isolante utilizando uma matriz de sensores de gases em conjunto com as técnicas padrões na detecção de falhas em transformadores de potência.

A análise de falhas em transformadores de potência exige abordagens sistemáticas que considerem o histórico operacional, manutenções realizadas anteriormente, resultados de análises laboratoriais e circunstâncias específicas de cada caso. Bechara (2010) destaca em seu estudo, a análise de 92 ocorrências, cuja classificação das falhas foi baseada nestes elementos, seguindo um roteiro de investigação estruturado.

Diante disso, este trabalho propõe a análise da condição operacional de um transformador de potência com resfriamento com óleo isolante mineral, por meio da aplicação prática da AGD, utilizando métodos interpretativos na análise dos gases-chave presente na norma IEEE C57.104 (2008), no Triângulo de Duval e nas relações da norma brasileira NBR 7274, comparando os resultados obtidos de cada método com a finalidade de obter um diagnóstico mais completo, abrangendo três diferentes metodologias.

### 1.1 OBJETIVO GERAL

Investigar possíveis falhas em transformadores de potência por meio da análise de gases dissolvidos (AGD) do óleo isolante, aplicando critérios normativos utilizados na interpretação dos resultados.

### 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Utilizar os métodos interpretativos dos gases-chave, do Triângulo de Duval e das relações da NBR 7274.
- Comparar os resultados obtidos por diferentes métodos de análise para avaliar sua eficácia diagnóstica.
- Identificar possíveis falhas internas no transformador a partir da interpretação dos dados laboratoriais.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O estudo está estruturado em cinco capítulos, organizados desde os fundamentos teóricos até a aplicação prática das técnicas de diagnóstico em transformadores de potência, via análise cromatográfica de gases dissolvidos no óleo isolante.

O capítulo 2 é dedicado à apresentação dos conceitos fundamentais sobre os transformadores de potência, com foco em seus aspectos construtivos. Além disso, são abordadas características dos óleos isolantes, principais tipos utilizados e sua importância na isolação e dissipação térmica.

O Capítulo 3 trata especificamente da Análise de Gases Dissolvidos, abordando as diretrizes para coleta e preparo das amostras, além das normas e métodos de interpretação dos dados coletados.

Utilizando um caso real, o Capítulo 4 consiste na aplicação prática dos conceitos discutidos anteriormente. Nele é descrito o processo de amostragem, brevemente, e a análise prática dos dados obtidos em laboratório, aplicando três métodos de diagnósticos, além de discutir as limitações da AGD isolada e a importância de análises complementares para diagnósticos mais completos.

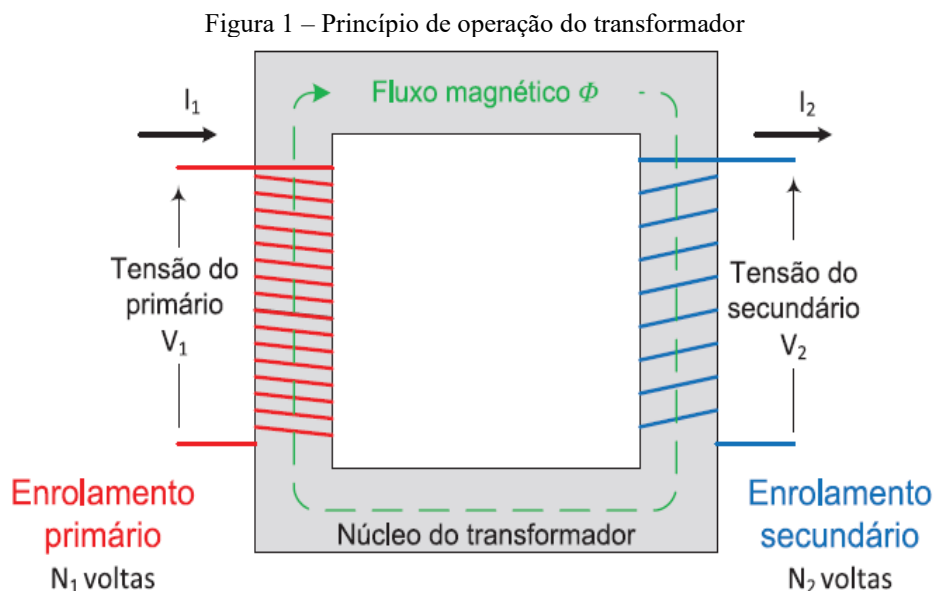
Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas ao longo do estudo, destacando as contribuições do trabalho para o monitoramento da condição operacional de transformadores de potência.

## 2 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Segundo Frontin (2013), o transformador é um dispositivo utilizado para transferir energia elétrica entre circuitos de corrente alternada, possibilitando a alteração de níveis de tensão e corrente. Sua aplicação é indispensável no sistema elétrico, pois garante a adequação entre as tensões seguras para o consumo e as tensões elevadas necessárias para a transmissão eficiente a longas distâncias. Trata-se de um componente vital para o sistema elétrico de potência, amplamente utilizado na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como em diversos equipamentos eletrônicos.

A Figura 1 mostra o princípio de funcionamento de um transformador ideal, em que o fluxo magnético percorre o núcleo de ferro devido a força eletromotriz gerada no enrolamento primário, induzindo tensão no enrolamento secundário. A potência elétrica ( $P$ ) sempre se mantém a mesma, já que é oriunda do produto entre tensão ( $V$ ) e corrente ( $I$ ), de acordo com a equação (1), o produto é igual nos dois lados do transformador (Frontin, 2013).

$$P = I_1 * V_1 = I_2 * V_2 \quad (1)$$



Fonte: Frontin, 2013.

O princípio básico de funcionamento se dá pela Faraday-Neumann-Lenz ou lei da indução eletromagnética, equações (2) e (3), no qual os transformadores são constituídos com dois enrolamentos de fios condutores, geralmente cobre, sendo um primário ( $N_1$ ) e outro secundário ( $N_2$ ), enrolados em volta de um núcleo ferromagnético. É aplicada uma tensão

alternada senoidal no enrolamento do primário ( $v_1$ ) gerando um campo magnético variável ( $\varphi$ ), produzindo uma força eletromotriz (FEM) em que a tensão do primário é induzida no secundário ( $v_2$ ), determinada principalmente pela relação do número de espiras do primário e secundário e pela quantidade de tensão aplicada no primário, fundamentos básicos descrito por Frontin (2013).

$$v_1 = N_1 * \frac{d\varphi}{dt} \quad (2)$$

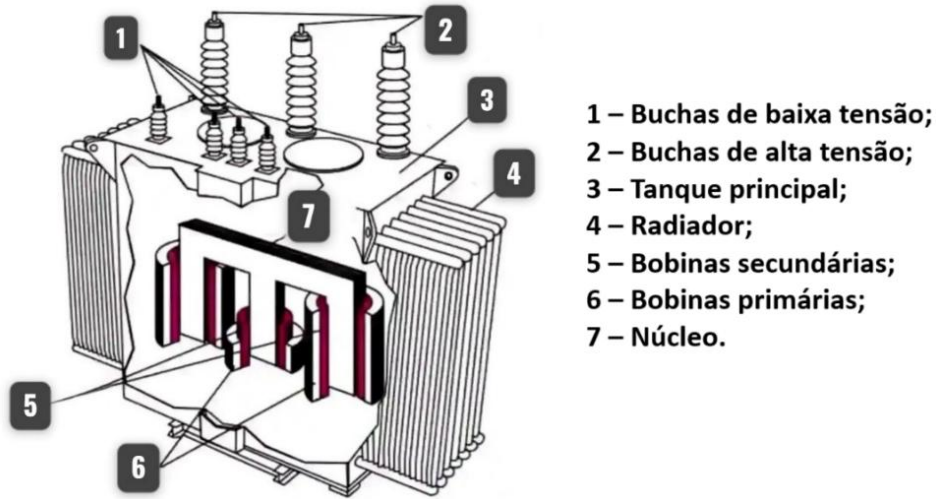
$$v_2 = N_2 * \frac{d\varphi}{dt} \quad (3)$$

## 2.1 ASPECTOS CONSTRUTIVOS

Os transformadores de potência podem ser classificados conforme sua aplicação no sistema elétrico, sendo utilizados na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, apresentam a mesma base construtiva ilustrada na Figura 2. Os transformadores elevadores são usados nas usinas para elevar a tensão gerada, o que permite transmitir energia a longas distâncias com menor corrente elétrica, reduzindo as perdas por efeito Joule e possibilitando o uso de condutores de menor bitola, o que otimiza a infraestrutura de transmissão.

Os transformadores rebaixadores reduzem a tensão elétrica, de modo que ela seja disponibilizada aos consumidores em níveis seguros e adequados para uso residencial ou comercial (Bechara, 2010). Já os transformadores isoladores não alteram a tensão, mas têm a função de proteger os equipamentos ao isolar eletricamente o circuito de alimentação. Por fim, os autotransformadores são empregados quando é necessário ajustar a tensão dentro de um mesmo enrolamento, sendo comuns em partidas de motores e em outras aplicações específicas.

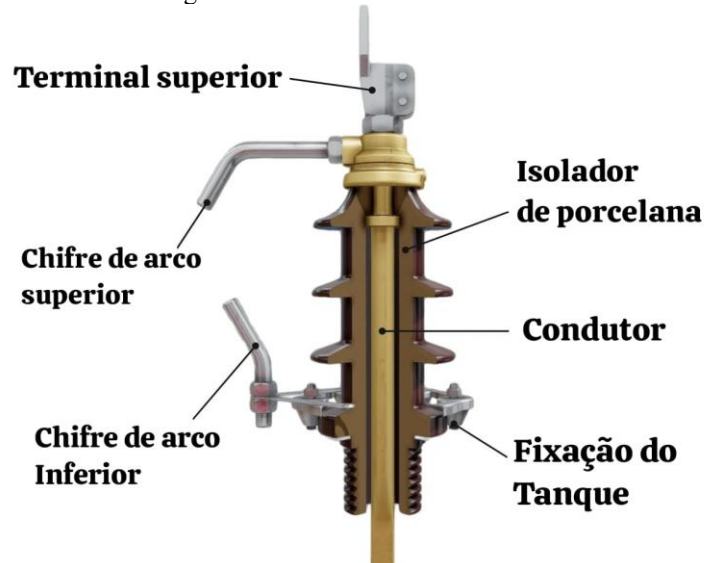
Figura 2 – Características construtivas de um transformador de potência



Fonte: Adaptado de Stroski, 2017.

De acordo com a Figura 2, as Buchas de baixa e alta tensão, indicadores 1 e 2 respectivamente, são dispositivos constituídos de um material isolante, geralmente porcelana ou material polimérico, que permitem os condutores, de alta e baixa tensão, se conectem à parte ativa do interior do transformador com a conexão externa da rede elétrica, sem comprometer a isolação do meio. A Figura 3 mostra os componentes principais de uma bucha de um transformador de potência.

Figura 3 – Bucha de transformador



Fonte: Adaptado de Savree, 2020.

O Tanque principal é uma carcaça de aço do transformador que envolve as partes ativas, conjunto de núcleo e bobinas, preenchido com óleo isolante (Bechara, 2010). Associado a ele, o radiador atua na circulação e arrefecimento do óleo isolante por meio de aletas que, em contato com o ar, mantém a temperatura do transformador dentro de limites seguros, evitando o superaquecimento dos componentes internos, mediante o processo de convecção térmica.

Na placa de identificação de um transformador, deve conter informações fundamentais sobre o tipo de sistema de resfriamento, cuja classificação deve ser feita de acordo com a NBR 5356-2:2007. A classificação apresentada no Quadro 1, é feita por meio de um código de quatro letras, na qual as duas primeiras indicam o tipo de resfriamento interno e as duas últimas, o tipo de resfriamento externo.

Quadro 1 – Classificação de sistema de arrefecimento

<b>Letra</b>	<b>Classificação</b>
<b>1<sup>a</sup></b>	Meio isolante interno: O – Óleo mineral (ponto de combustão $\leq 300$ °C) K – Líquido isolante (ponto de combustão $> 300$ °C)
<b>2<sup>a</sup></b>	Circulação interna do fluido: N – Natural (sem bombas) F – Forçada (com bombas)
<b>3<sup>a</sup></b>	Meio de resfriamento externo: A – Ar W – Água
<b>4<sup>a</sup></b>	Circulação externa do fluido: N – Natural (convecção do ambiente) F – Forçada (ventiladores ou bombas)

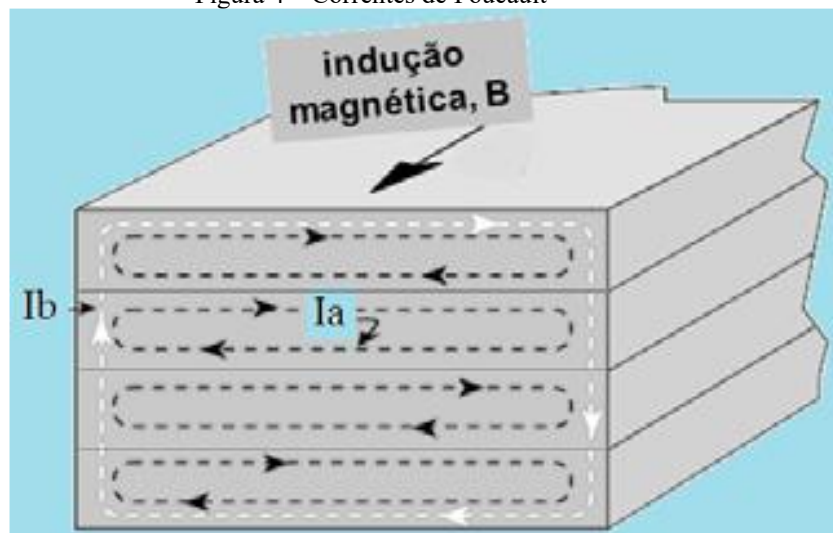
Fonte: Adaptado NBR 5356-2, 2007.

As Bobinas Primárias e secundárias são um conjunto de fios condutores dispostos em forma de bobinas cilíndricas ao redor de um núcleo ferromagnético, podendo ser isolados com diversos tipos de substâncias, como papel impregnado com óleo, verniz isolante ou até borracha. Além disso, a relação entre o número de voltas nos enrolamentos do transformador define a relação de transformação determinando seus níveis de tensão de operação, sendo possível utilizar um ponto de conexão intermediário permitindo alterar o número de voltas

fazendo assim, ajustar a tensão conforme necessário para condições diferentes de operação (Bechara, 2010).

O núcleo, parte fundamental do transformador, é responsável por fornecer o caminho para o fluxo magnético gerado pelas bobinas. Geralmente formado por chapas finas de aço-silício empilhadas, seu projeto visa reduzir as correntes de Foucault, induzidas ( $I$ ) quando há variação do fluxo magnético, que se opõem às mudanças na densidade de fluxo do material (Frontin, 2013). A título de exemplo, a Figura 4 exemplifica os caminhos dessas correntes nas lâminas ( $I_a$ ), dependentes da indução em cada lâmina, e a circulação total no núcleo ( $I_b$ ), dependente da indução na seção magnética completa (Frontin, 2013).

Figura 4 – Correntes de Foucault



Fonte: Frontin, 2013.

## 2.2 ÓLEO ISOLANTE

O óleo isolante tem funções vitais para o funcionamento adequado dos transformadores de energia, funcionalidades essas que garantem o seu bom desempenho e durabilidade desse sistema. Devido às altas temperaturas presentes em um transformador, resultante das perdas geradas no núcleo magnético e nos enrolamentos, o equipamento exige um meio refrigerante a fim de garantir uma redução do nível de temperatura, baixa condutividade e proporcionar alta rigidez dielétrica (Caldeira, 2019). Neste contexto, o óleo isolante exerce principalmente funções são isolamento elétrico e resfriamento dos componentes internos do transformador por meio da troca de calor com a estrutura externa, podendo ter diferentes origens, como mineral, sintética ou vegetal.

### 2.2.1 Óleo mineral isolante (OMI)

Este é o tipo mais comum e tradicional de óleo isolante, sendo separados em naftênicos e parafínicos, tipo A e B respectivamente, possuindo boas propriedades isolantes e de resfriamento, além de um extenso histórico de uso em transformadores de potência. Os óleos naftênicos são indicados para condições de operação mais amenas, com boa fluidez e dissipação de calor, enquanto os óleos parafínicos são mais adequados para transformadores de alta potência, oferecendo maior estabilidade térmica, resistência à oxidação e melhor desempenho a longo prazo Zhenyuan (2000 *apud* Caldeira, 2019).

Segundo Friedenber e Santana (2014), embora a taxa de oxidação dos óleos minerais parafínicos seja inferior à dos naftênicos, esses óleos geram materiais insolúveis no líquido isolante, resultantes do processo de oxidação. Esses resíduos tendem a se precipitar no fundo do tanque do transformador, podendo obstruir o fluxo de óleo e reduzir a eficácia do sistema de arrefecimento, o que pode ser identificado durante a operação do equipamento.

### 2.2.2 Óleo vegetal isolante (OVI)

O óleo vegetal isolante é uma alternativa biodegradável composto por ésteres naturais, obtido por matérias primas renováveis cuja base são óleos vegetais provenientes da canola, soja, milho, entre outros. Possuem um alto ponto de ignição superior a 300°C, o que resulta na diminuição de incidência de incêndios, além de se auto-degradam em 60% em torno de 28 dias após a contaminação por vazamento, Rozga (s.d. *apud* Friedenber *et al.*, 2014). Contudo, sua principal desvantagem é a baixa estabilidade à oxidação, o que acelera o envelhecimento do óleo, mas isso pode ser solucionado com sistemas de selagem.

### 2.2.3 Óleos sintéticos

Fontes alternativas foram procuradas devido à necessidade de utilizar fluidos isolantes providos de matéria prima, óleos minerais originados do petróleo. Em meio a isso, os óleos sintéticos foram amplamente usados nas décadas de 1940 a 1990, mas seu uso ficou limitado

aos transformadores de distribuição (Gómez, 2013). Tendo base de hidrocarboneto, silicone e éster sintético, são fluídos de alto valor agregado e de difícil manutenção.

### 3 ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS (AGD)

A análise de gases dissolvidos (ou DGA – *Dissolver gases Analysis*) do óleo do transformador é uma medida crucial no gerenciamento do ciclo de vida do equipamento, na qual é utilizado um processo analítico chamado de cromatografia gasosa para determinar a composição dos gases e diagnosticar o estado do transformador (Silva, 2012). A identificação e quantificação de dados coletados na cromatografia, pode proporcionar informação crucial sobre o estado de saúde, contribuindo na detecção de falhas incipientes e na supervisão do envelhecimento da isolação de forma não invasiva, Milasch (1984 *apud* Silva, 2012).

A análise de gases é um processo em várias etapas, que visa garantir a confiabilidade dos dados obtidos. Com base no diagnóstico, são tomadas decisões sobre manutenções ou intervenções necessárias para evitar falhas maiores. Os principais padrões associados ao processo incluem diretrizes para coleta de amostras, métodos de extração dos gases e interpretação dos resultados da cromatografia gasosa (Silva, 2012).

A norma do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos*) C57.104: *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers* (2008), estabelece a classificação dos riscos em transformadores em quatro condições distintas, de acordo com a concentração de gases combustíveis dissolvidos totais (GCDT). Além disso, a norma também contempla métodos específicos de diagnóstico, como o método dos gases-chave, o método das razões de Doernenburg e o método das razões de Rogers. Destaca-se ainda a norma ABNT NBR 7274:2012, a qual apresenta critérios para diagnósticos baseados nas relações entre gases dissolvidos e define diretrizes para a análise de transformadores em operação.

#### 3.1 DIRETRIZES PARA COLETA DE AMOSTRAS

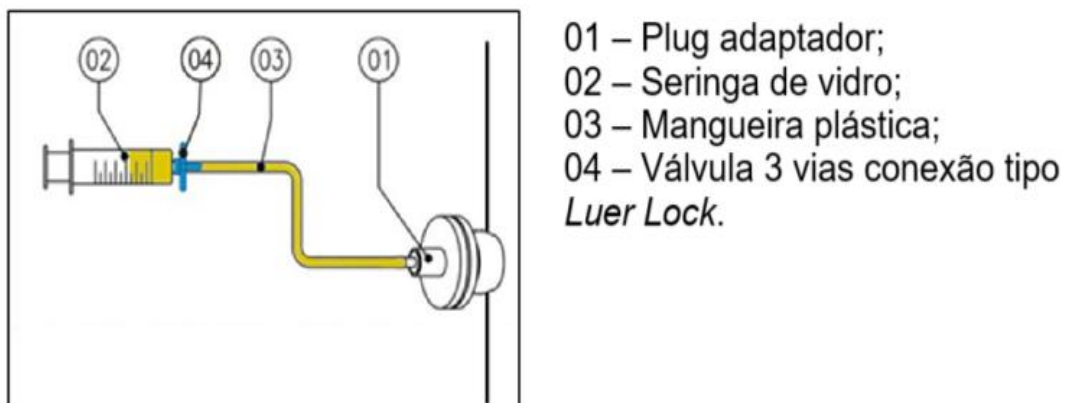
Antes da coleta do óleo isolante, é de suma importância a execução de procedimentos preliminares para garantir a segurança operacional e a precisão nas análises posteriores. Conforme estabelece a Norma Regulamentadora NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade (BRASIL, 2004), item 10.5.1, antes de qualquer intervenção em

equipamentos elétricos, é obrigatória a desenergização, verificação de ausência de tensão e aterramento temporário.

Inicialmente, deve-se realizar o bloqueio e a isolação elétrica da média tensão, seguido da verificação da ausência de tensão no transformador. Após a confirmação da desenergização, procede-se à drenagem da tensão residual juntamente com a instalação de aterramento provisório para evitar riscos elétricos. Em seguida, são realizadas medições da temperatura ambiente, do óleo a ser coletado e da umidade relativa do ar, garantindo que as condições de coleta estejam dentro dos parâmetros recomendados para a análise do óleo isolante.

Deve considerar condições ambientais para a amostragem, sendo impedida em casos de dias chuvosos, de muita poeira ou de ventos fortes e quando a umidade relativa do ar seja superior a 75%. Além de verificar fatores de armazenamento que sejam em compartimento isento de poeiras e umidade; recipientes de amostragem, conforme especificado no Anexo A – Retirada de amostra do óleo isolante mineral, da NBR 7037:1993. Conforme especificações da NBR 7070 (2006), o procedimento envolve o uso de uma seringa de vidro, com capacidade entre 20 cm<sup>3</sup> a 50 cm<sup>3</sup>, equipada com um bico tipo "Luer lock", como mostrado na Figura 5 (01).

Figura 5 – Materiais de coleta de amostragem, utilizando seringa de vidro



Fonte: Purilub, s.d.

A seringa deve ser encaixada na mangueira e no plug adaptador, com o registro levemente aberto para permitir a passagem lenta do óleo. É crucial enfatizar que o êmbolo da seringa não deve ser forçado, mas sim retraindo-se de forma natural sob a pressão da coluna de óleo. O volume da amostra necessária para análise posterior é de no mínimo 20 cm<sup>3</sup>.

Por fim, a amostra deve ser devidamente empacotada e identificada por meio de etiqueta antes de ser enviada ao laboratório responsável pela avaliação. A etiqueta deve conter informações básicas referente ao equipamento, já a embalagem tem como objetivo a proteção da seringa contra choques mecânicos e variações de temperatura. A Figura 6 mostra um exemplo de como a seringa com a amostra deve ser etiquetada e embalada para o envio ao laboratório.

Figura 6 – Empacotamento e etiquetagem da amostra



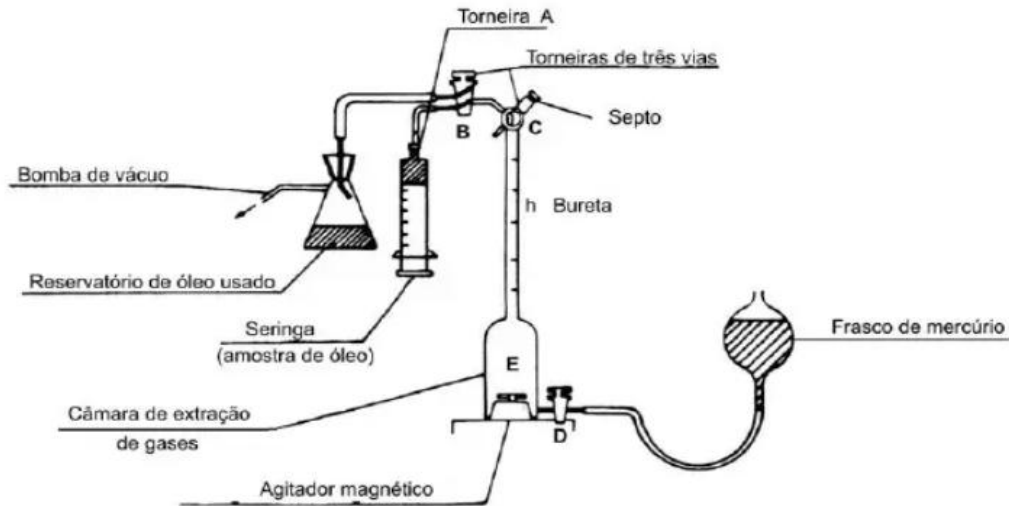
Fonte: elaborado pelo próprio autor.

### 3.2 PREPARAÇÃO DE AMOSTRA PARA ANÁLISE.

A amostra é colocada em um dispositivo de extração adequado e submetida a uma câmara de vácuo, utilizando a bomba de Toepler com agitação constante, para desprender os gases dissolvidos no óleo isolante (NBR 7070, 2006), dispositivo apresentado na Figura 7. À medida que os gases se desprendem do óleo, ocorre a separação dos componentes gasosos e do próprio líquido isolante, seguindo o procedimento completo estabelecido pela NBR 7070

(2006). Após a extração, os gases liberados são cuidadosamente coletados e encaminhados para análise em outro equipamento especializado, o cromatógrafo gasoso.

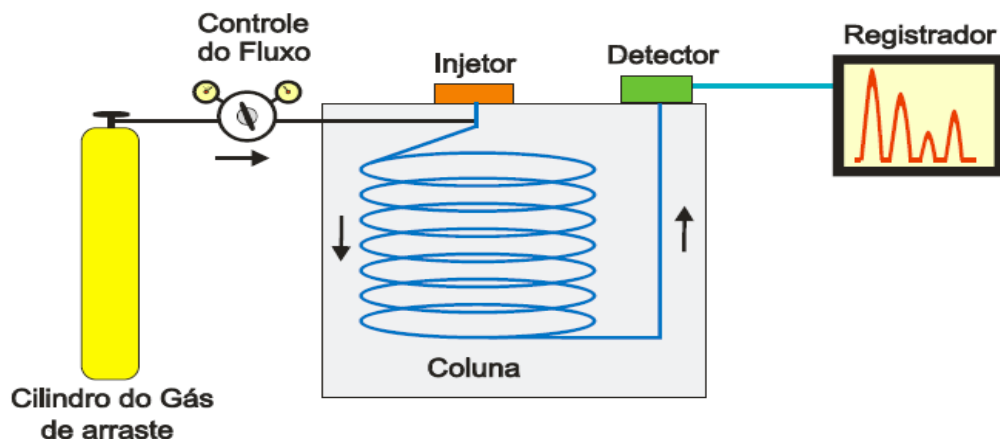
Figura 7 – Dispositivo para extração de gases (Modelo 1)



Fonte: NBR 7070, 2006.

Após a desgaseificação do óleo, a amostra é inserida no cromatógrafo a gás, equipamento fundamental para o processo, pois separa a mistura de gases de forma eficiente, permitindo a identificação precisa de cada componente presente e sua quantificação. Esse procedimento é essencial para compreender as propriedades e os componentes voláteis do óleo, sendo um passo importante para a análise detalhada e a obtenção de resultados confiáveis (Nogueira, 2004). Os componentes cruciais de um cromatógrafo são: cilindro de gás de arraste e controle do fluxo, injetor, forno para condicionamento da coluna cromatográfica, detector; registrador de sinal, Ciola (1985 *apud* Nogueira, 2004), detalhado na Figura 8.

Figura 8 – Esquema de um cromatógrafo a gás



Fonte: Nogueira, 2004.

A seringa contendo a amostra é acoplada no injetor, em seguida, é rapidamente vaporizada e conduzida pelo gás de arraste (geralmente utiliza o gás nitrogênio ou Hélio) até a coluna cromatográfica, envolta de um forno de temperatura controlada, que pode atingir cerca de 400°C. Os elementos da amostra interagem de maneira distinta com a fase estacionária da coluna de absorção, resultando em sua separação ao longo do tempo de trajetória. À medida que os compostos deixam a coluna, dirigem-se ao detector, que produz sinais elétricos correspondentes a cada substância. Esses sinais são processados pelo sistema de aquisição de dados, transformando-se em um cromatograma que permite a identificação e quantificação dos componentes da amostra, processos descritos por Nogueira (2004).

### 3.3 MÉTODOS DE INTERPRETAÇÃO DOS DADOS COLETADOS

A interpretação e diagnósticos dos dados obtidos geralmente são realizados via de normas nacionais e internacionais, tanto a ABNT NBR 7274:2012, da Associação Brasileira de Normas Técnicas quanto a IEEE C57.104:2008, as quais estabelecem os procedimentos e critérios para a análise de gases dissolvidos, tratando-se das generalidades da análise, explicando a importância de se monitorar a degradação térmica e elétrica dos materiais isolantes através dos gases formados (Silva, 2012).

A presença e concentração dos gases dissolvidos, indicam possíveis falhas internas nos equipamentos, como descargas parciais, aquecimentos anormais ou arcos elétricos. Esses gases incluem tanto atmosféricos: nitrogênio ( $N_2$ ) e oxigênio ( $O_2$ ), quanto combustíveis: hidrogênio ( $H_2$ ), monóxido de carbono ( $CO$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), metano ( $CH_4$ ), etileno ( $C_2H_4$ ), etano ( $C_2H_6$ ) e acetileno ( $C_2H_2$ ) (Nogueira, 2004).

O hidrogênio ( $H_2$ ) encontra-se presente em todas as categorias de falhas e, por esse motivo, é um relevante sinalizador de anomalias. Em falhas que liberam pequenas quantidades de energia térmica ou elétrica, como descargas parciais ou pontos quentes de temperatura reduzida, os principais gases gerados são hidrogênio ( $H_2$ ) e metano ( $CH_4$ ). Por outro lado, falhas associadas a temperaturas elevadas costumam produzir etileno ( $C_2H_4$ ) em maior volume.

Quando há liberação intensa de energia elétrica e térmica, suficiente para provocar arcos elétricos, a formação predominante é de acetileno ( $C_2H_2$ ), gás fortemente indicativo de condições críticas e que representa a modalidade de falha mais destrutiva. Dessa forma, a identificação dos gases predominantes auxilia no diagnóstico precoce do tipo e da gravidade da falha.

### 3.3.1 Norma IEEE C57.104 (2008)

Avaliar se um transformador está operando dentro da normalidade pode ser um desafio, especialmente quando não se dispõe de um histórico prévio de análises de gases dissolvidos. Para isso, a norma IEEE C57.104 (2008) propõe uma abordagem estruturada baseada em quatro níveis de condição do transformador, a qual considera tanto as concentrações individuais dos gases combustíveis quanto o valor dos gases combustíveis dissolvidos totais (GCDT), disposta na Tabela 1, que representa a soma de todos os gases combustíveis dissolvidos no óleo isolante (IEEE, 2008).

Tabela 1 – Limites de Concentração para Gases Dissolvidos

<b>Gás Dissolvido (<math>\mu\text{L/L}</math> ou ppm)</b>	<b>Cond. 1</b>	<b>Cond. 2</b>	<b>Cond. 3</b>	<b>Cond. 4</b>
Hidrogênio ( $H_2$ )	$\leq 100$	101–700	701–1800	$> 1800$
Metano ( $CH_4$ )	$\leq 120$	121–400	401–1000	$> 1000$
Acetileno ( $C_2H_2$ )	$\leq 1$	2–9	10–35	$> 35$
Etileno ( $C_2H_4$ )	$\leq 50$	51–100	101–200	$> 200$
Etano ( $C_2H_6$ )	$\leq 65$	66–100	101–150	$> 150$
Monóxido de carbono (CO)	$\leq 350$	351–570	571–1400	$> 1400$
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	$\leq 2500$	2501–4000	4001–10000	$> 10000$
<b>GCDT (exceto CO<sub>2</sub>)</b>	$\leq 720$	721–1920	1921–4630	$> 4630$

Fonte: Adaptada IEEE C57.104, 2008.

Com base nos critérios estabelecidos pela norma, é possível classificar o estado do transformador em decorrência de quatro condições, de acordo com a concentração total de gases combustíveis dissolvidos (GCDT) no óleo isolante (IEEE, 2008). Essa classificação tem como finalidade indicar o nível de severidade do equipamento em operação, variando desde a

condição normal, em que o transformador pode permanecer em serviço sem restrições, até a condição crítica que demanda intervenção imediata para evitar falhas graves.

- **Na Condição 1**, os valores permanecem dentro dos limites considerados normais, o que indica um funcionamento satisfatório do equipamento. Ainda assim, caso algum gás específico ultrapasse seu limite individual, recomenda-se investigar a causa.
- **Na Condição 2**, a presença de gases combustíveis aumenta, o que requer o acompanhamento da tendência de crescimento desses valores ao longo do tempo. Nessa fase, já existe uma chance de falha, por isso é recomendada uma análise mais detalhada.
- **A Condição 3**, representa um alerta mais sério, no qual os níveis estão altos e demandam uma investigação imediata, pois a probabilidade de falha já é significativa.
- **A Condição 4** indica um cenário crítico, com GCDT muito elevado e risco iminente de falha, sendo necessário agir com urgência e cautela para prevenir danos maiores ao transformador.

Em circunstâncias em que ocorre um aumento abrupto na quantidade de gases dissolvidos no óleo de um transformador em pleno funcionamento, pode haver suspeita de uma falha interna. Nesses casos, é recomendável seguir os procedimentos indicados pela norma, que orienta sobre os passos iniciais de investigação e resposta para determinadas ocasiões (IEEE, 2008). A norma também apresenta uma tabela com os intervalos sugeridos para a coleta de amostras e as ações recomendadas, de acordo com os diversos níveis de GCDT, conforme a Tabela 2.

Tabela 2 – Ações com base na GCDT

Condição	TDCG ( $\mu\text{L/L}$ )	Taxa de Geração ( $\mu\text{L/L/dia}$ )	Intervalo de Amostragem	Procedimentos Operacionais
<b>Cond. 4</b>	>4630	>30	Diária	Considerar retirada de serviço. Notificar o fabricante.
		10–30	Diária	Cautela extrema. Análise de gases individuais. Planejar parada. Notificar fabricante.
<b>Cond. 3</b>	1921–4630	<10	Semanal	Idem acima.
		>30	Semanal	Cautela extrema. Análise de gases individuais. Planejar parada. Notificar fabricante.
<b>Cond. 2</b>	721–1920	10–30	Semanal	Idem acima.
		<10	Mensal	Idem acima.
<b>Cond. 1</b>	$\leq 720$	>30	Mensal	Cautela. Análise de gases individuais. Avaliar dependência da carga.
		10–30	Mensal	Idem acima.
		<10	Trimestral	Idem acima.
		>30	Mensal	Cautela. Análise de gases individuais. Avaliar dependência da carga.
		10–30	Trimestral	Idem acima.
		<10	Anual	Operação normal.

Fonte: Adaptada IEEE C57.104, 2008.

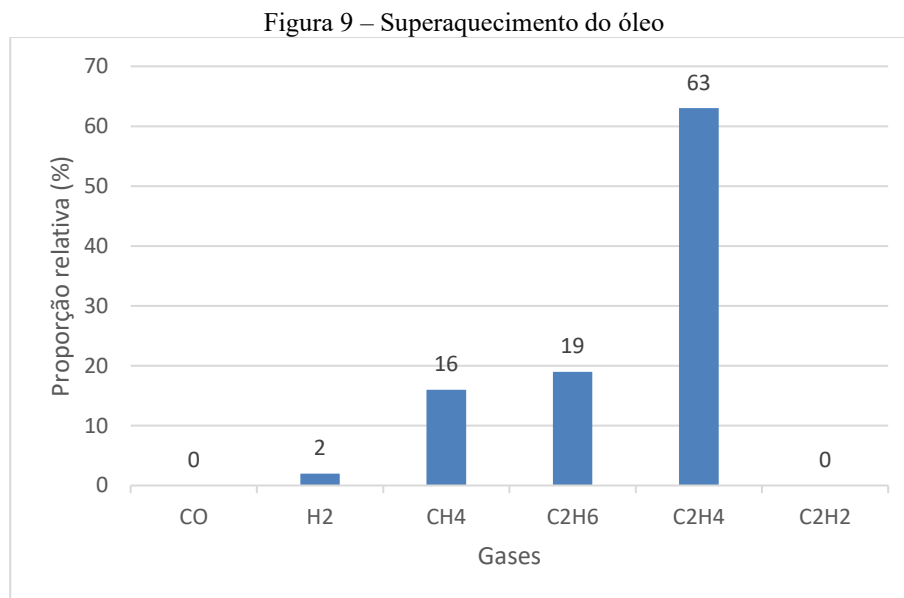
Para interpretar de forma adequada os resultados, há métodos de diagnósticos elaborados, fundamentados na experiência prática e em investigações laboratoriais. Entre os métodos empregados pela norma IEEE C57.104: 2008, destacam-se: o método do Gás Chave, relações de gases de Doernenburg e de Rogers. Cada método possui suas características, benefícios e limitações, sendo aplicados conforme o tipo de transformador, o perfil de operação e os dados disponíveis.

### 3.3.1.1 Método do Gases chave

O método dos gases chave, descrito pela norma IEEE C57.104 (2008), utiliza como referência os gases predominantes, o etileno ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ), monóxido de carbono (CO), hidrogênio ( $\text{H}_2$ ) e acetileno ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ), permitindo indicar qualitativamente quatro tipos de falhas no equipamento. A seguir, são apresentadas as falhas e seus respectivos gases-chave, conforme a norma IEEE C57.104 (2008).

### 1. Gás chave: Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) – Superaquecimento do óleo.

Quando o óleo é submetido a temperaturas mais elevadas, a sua decomposição gera principalmente etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) e metano (CH<sub>4</sub>), além de pequenas quantidades de hidrogênio (H<sub>2</sub>), a Figura 9 mostra as taxas dos respectivos gases em proporção relativa (%). Traços de acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) podem aparecer se a falha for mais severa ou envolver contatos elétricos.

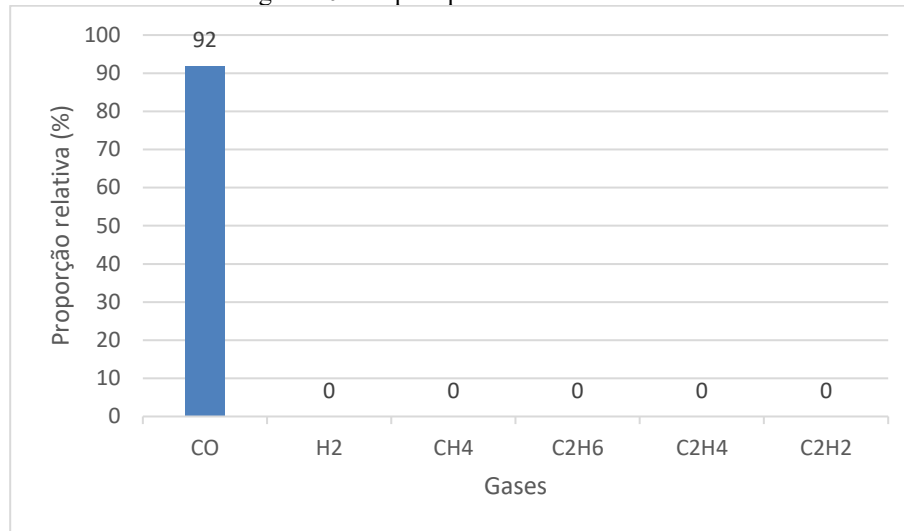


Fonte: adaptado IEEE C57.104, 2008.

### 2. Gás chave: Monóxido de carbono (CO) – Superaquecimento da Celulose.

São liberadas, quando a celulose é superaquecida, grandes quantidades de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e monóxido de carbono (CO), devido a degradação do material, conforme mostrado na Figura 10. Podendo surgir hidrocarbonetos como metano (CH<sub>4</sub>) e etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), se a estrutura contiver óleo impregnado.

Figura 10 – Superaquecimento da celulose

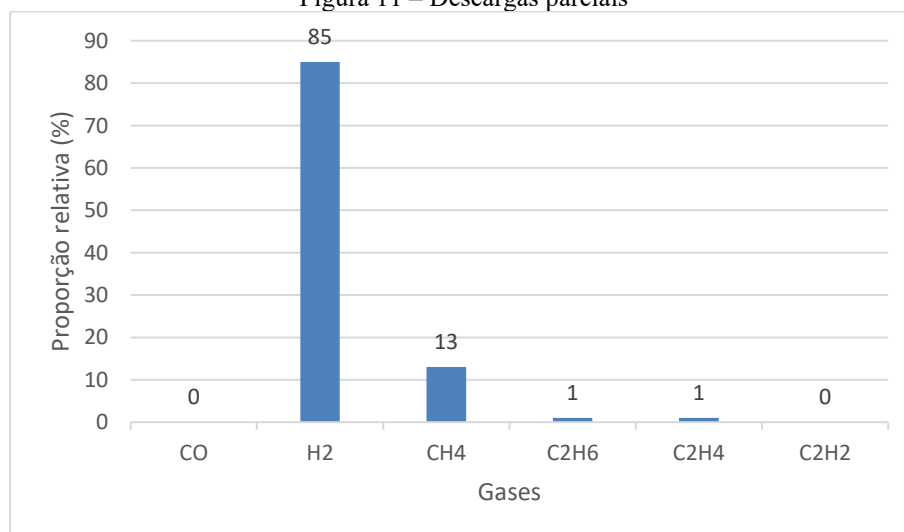


Fonte: adaptado IEEE C57.104, 2008.

### 3. Gás chave: Hidrogênio (H<sub>2</sub>) – Descargas parciais.

Ocorrem descargas elétricas que liberam pequenas quantidades de energia térmica e/ou elétrica, produzindo hidrogênio (H<sub>2</sub>) e metano (CH<sub>4</sub>), além de pequenas quantidades de etano e etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), conforme mostra a Figura 11. Quando as descargas ocorrem no papel isolante (celulose), é comum a formação de níveis equivalentes de monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

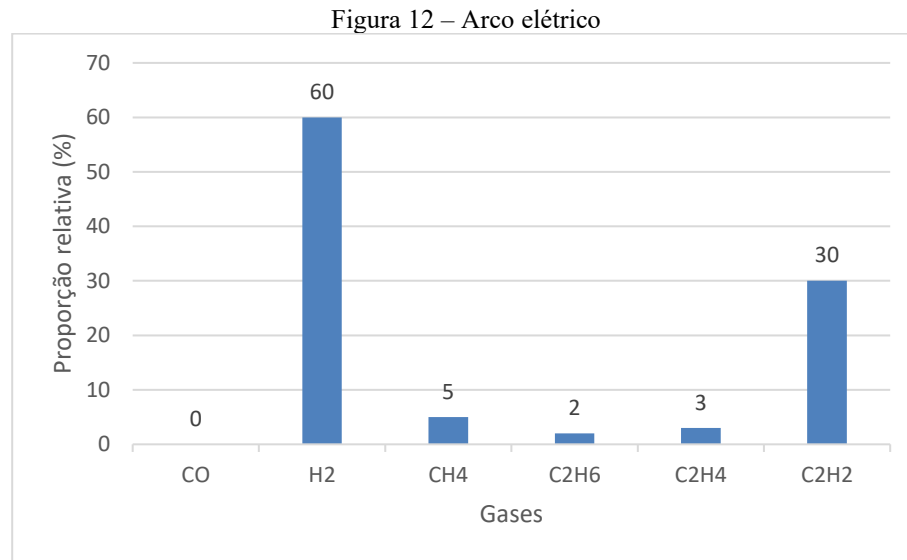
Figura 11 – Descargas parciais



Fonte: adaptado IEEE C57.104, 2008.

### 4. Gás chave: Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) – Arco elétrico.

Nessa condição, são produzidas grandes quantidades de hidrogênio ( $H_2$ ) e acetileno ( $C_2H_2$ ), com pequenas proporções de metano ( $CH_4$ ) e etileno ( $C_2H_4$ ), devido à alta intensidade e duração das descargas elétricas, conforme mostra na Figura 12. Se a falha envolver celulose, também podem ser formados dióxido e monóxido de carbono.



Fonte: adaptado IEEE C57.104, 2008.

### 3.3.1.2 Método das Razões

Cada tipo de falha gera um rastro distinto de gases. O diagnóstico é realizado com base nas razões entre esses hidrocarbonetos gasosos, conhecidas como *Ratios*, em um processo empírico que indica qual defeito pode estar ocorrendo no equipamento (Silva, 2012). As principais razões são apresentadas abaixo, equações (4), (5), (6), (7) e (8).

$$R1 = CH4 / H2 \quad (4)$$

$$R2 = C2H2 / C2H4 \quad (5)$$

$$R3 = C2H2 / CH4 \quad (6)$$

$$R4 = C2H6 / C2H2 \quad (7)$$

$$R5 = C2H4 / C2H6 \quad (8)$$

O engenheiro Doernenburg foi o primeiro a propor o método experimental para diagnosticar problemas internos em transformadores sem precisar abrir o equipamento, utilizando as equações (4), (5), (6) e (7), que depois foi aperfeiçoado por Rogers, tornando-o

mais prático e confiável (Silva, 2012). A norma brasileira NBR 7274, que utiliza relações de gases semelhantes às de Rogers, moderniza os critérios de análise e adiciona a avaliação qualitativa dos gases por meio das equações (4), (5) e (8) (Silva, 2012).

### 3.3.2 ABNT NBR 7274 (2012)

A partir das três equações (4), (5) e (8), a NBR 7274 (2012) descreve como podem ser interpretadas para detectar e sugerir procedimentos a serem aplicados para a mitigação, ou eliminação das falhas. É comum identificar algumas classes de defeitos a olho nu durante inspeções no interior do equipamento danificado, conforme apresentado no Quadro 2.

Quadro 2 – Falhas detectáveis a olho nu

DP	Descargas parciais – Podem ser do tipo <i>corona</i> (plasma frio) ou centelhamento, formando um tipo de cera e pequenas perfurações no papel isolante.
C1	Centelhamento – Sucede em partes metálicas resultando em rupturas por alta densidade de ionização.
D1	Descargas de baixa energia – Marcas evidentes de carbonização perfurante e na superfície do papel ou partículas de carvão no óleo isolante, frequentemente na operação de mudança de TAP.
D2	Descargas de alta energia – Evidenciado com a intensa carbonização do papel, além da fusão de metais e até falhas nas proteções do equipamento, indicando sobrecorrentes.
T1	Sobreaquecimento $t < 300\text{ °C}$ – Resulta no escurecimento do papel.
T2	Sobreaquecimento $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$ – Acima do T1, já ocorre a carbonização do papel
T3	Sobreaquecimento $t > 700\text{ °C}$ – Possível ver sinais de carbonização intensa do óleo, coloração modificada dos metais e, no pior dos casos, fusão dos metais quando ultrapassa $1000\text{ °C}$

Fonte: NBR 7274, 2012.

Cada classe de falha, mencionada no Quadro 2, está associada a um tipo específico de defeito que pode ser identificado visualmente pelo operador nos transformadores de potência, como descargas parciais, centelhamentos ou sobreaquecimentos em diferentes níveis de intensidade. Dessa forma, as falhas visíveis a olho nu podem ser relacionadas com padrões de emissão gasosa, o que possibilita relacionar as evidências práticas aos diagnósticos obtidos pela análise laboratorial. Essa relação é disposta pelos critérios apresentados na Tabela 3, que permite interpretar de forma padronizada as concentrações de gases dissolvidos no óleo e associá-las às condições operacionais do transformador.

Tabela 3 – Interpretação de análise de gases dissolvidos

Abreviação	Falha característica	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> / H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> / C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
DP	Descargas parciais	NS	< 0,1	< 0,2
C1	Centelhamento	0 – 0,6	0,1 – 1	< 1
D1	Descargas de baixa energia	> 1	0,1 – 0,5	> 1
D2	Descargas de alta energia	0,6 – 2,5	0,1 – 1	> 2
T1	Sobreaquecimento t < 300 °C	< 0,01	> 1	< 1
T2	Sobreaquecimento 300 °C < t < 700 °C	< 0,1	> 1	1 – 4
T3	Sobreaquecimento t > 700 °C	< 0,2*	> 1	> 4

Fonte: NBR 7274, 2012.

As relações entre gases devem ser calculadas se pelo menos um deles apresentar concentração acima dos valores típicos ou médios do projeto. Um padrão de gases semelhante ao de descargas parciais pode ocorrer devido à decomposição de um filme de óleo entre lâminas superaquecidas do núcleo acima de 140 °C, (NBR 7274, 2012).

Além da identificação da falha, é importante considerar a concentração total de gases combustíveis e suas respectivas taxas de evolução para uma avaliação mais precisa do equipamento. Das relações entre hidrocarbonetos gasosos tabelados, há também relações entre dióxido e monóxido de carbono, oxigênio e nitrogênio, por fim acetileno e hidrogênio, equações (9), (10) e (11) respectivamente.

$$R6 = CO_2 / CO \quad (9)$$

$$R7 = O_2 / N_2 \quad (10)$$

$$R8 = C_2H_2 / H_2 \quad (11)$$

A razão (R6), equação (9), originada pelo aquecimento da isolação de papel impregnado em óleo, é utilizada como indicador do estado do isolamento celulósico. Valores resultantes inferiores a 3 sugerem envelhecimento do papel devido à carbonização incipiente, valores entre 3 e 11 indicam condição intermediária, em que é requerido monitoramento contínuo e valores superiores a 11 caracterizado pelo envelhecimento avançado da celulose oriundo do aquecimento térmico significativo, conforme especificado na norma.

Referente aos gases atmosféricos, oxigênio ( $O_2$ ) e nitrogênio ( $N_2$ ), a solubilidade relativa reflete ao contato do óleo com o ar atmosférico, em que a razão (R7), equação (10), pode vir a decrescer em decorrência da oxidação do óleo e/ou envelhecimento do papel isolante. Valores abaixo de 0,3 indicam consumo de oxigênio, possivelmente devido à oxidação do óleo ou do papel isolante. Por outro lado, valores superiores a 0,3 podem estar relacionados a falhas de vedação, que permitem o enriquecimento de oxigênio no sistema.

Por fim, quando a razão entre o acetileno e o hidrogênio (R8), equação (11), apresenta valores maiores que 2, pode indicar contaminação de gases devido o comutador de derivação em carga em que esses gases podem contaminar o óleo principal e causar falsos diagnósticos, descrito na NBR 7274 (2012).

Os valores e critérios das concentrações de gases combustíveis, assim como o GCDT estabelecido pela norma C57.104 do IEEE, visto anteriormente, são recomendados para uma avaliação simplificada da condição dos equipamentos, conforme os parâmetros apresentados no Quadro 3. Trata-se de um método de análise relativamente simples, porém de grande relevância, amplamente utilizado no Brasil como ferramenta de apoio à avaliação das condições operacionais dos transformadores de potência.

Quadro 3 – Total de concentração de gases combustíveis

0– 400 ppm	Total de concentração de gases combustíveis baixa.
400 – 900 ppm	Total de concentração de gases combustíveis médios.
900 – 1 500 ppm	Total de concentração de gases combustíveis significativa.
1500 – 2 500 ppm	Total de concentração de gases combustíveis alta.
Acima 2 500 ppm	Total de concentração de gases combustíveis excessiva.

Fonte: NBR 7274, 2012.

### 3.3.3 Triângulo de Duval

Este método foi desenvolvido em meados da década de 1970 por Michel Duval. Consiste na plotagem de porcentagem de três gases combustíveis principais, o Metano ( $CH_4$ ), Etileno ( $C_2H_4$ ) e Acetileno ( $C_2H_2$ ), em um triângulo equilátero, em relação a soma das concentrações destes gases gerados ( $CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4$ ) para mapeamento de falhas, conforme as equações (12), (13) e (14) (Barbosa *et al.*, s.d.). Adota-se “A” para a

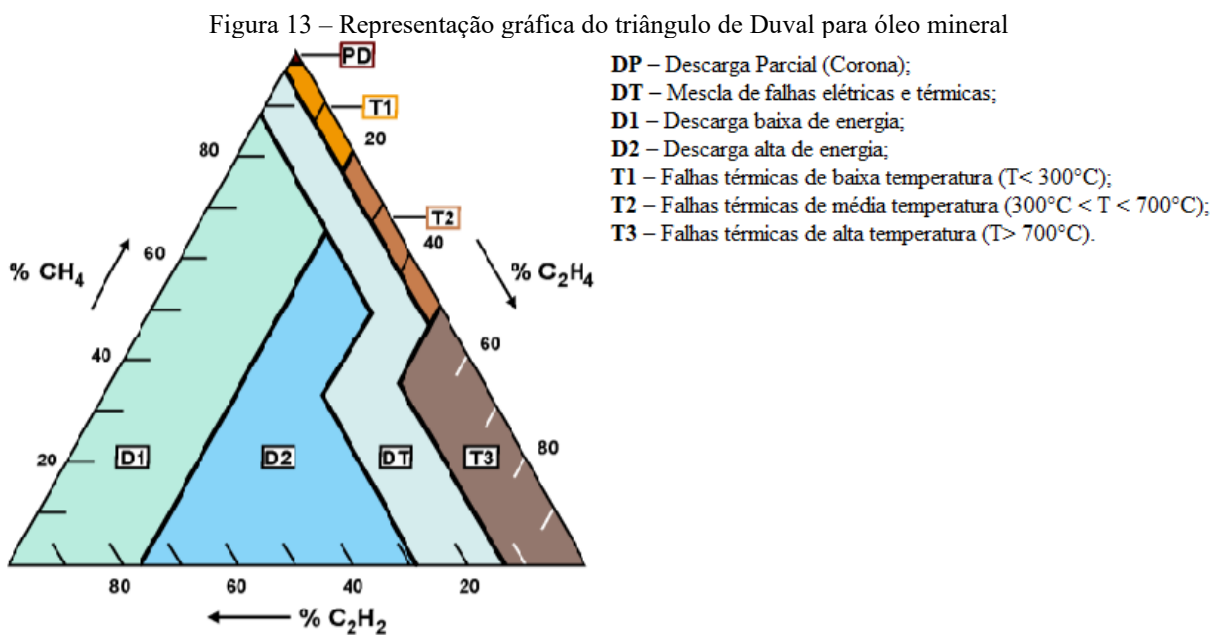
concentração de gás metano ( $\text{CH}_4$ ), “B” para a concentração de etileno ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ) e “C” para o acetileno ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ), em ppm.

$$\% \text{CH}_4 = 100 * \frac{A}{(A + B + C)} \quad (12)$$

$$\% \text{C}_2\text{H}_4 = 100 * \frac{B}{(A + B + C)} \quad (13)$$

$$\% \text{C}_2\text{H}_2 = 100 * \frac{C}{(A + B + C)} \quad (14)$$

A representação gráfica do Triângulo de Duval estabelece sete zonas correspondentes a diferentes tipos de falhas de origem térmica, elétrica ou híbrida (DUVAL, 2002), conforme ilustrado na Figura 13. Cada uma dessas regiões é identificada por um código específico que indica a natureza da falha, padronização semelhante prevista no Quadro 2 da norma NBR 7274.



Fonte: Barbosa *et al.*, s.d.

A Tabela 4 apresenta valores de referência necessários para a aplicação do método do Triângulo de Duval, destacando os limites mínimos de concentração (L1) e de taxa de geração (G1) dos principais gases gerados no óleo isolante. Esses limites servem como critério de

validação, de modo que apenas quando pelo menos um dos gases atingir ou superar os valores estabelecidos, o método pode ser aplicado (Barbosa *et al.*, s.d.).

Tabela 4 – Limites para aplicação Triângulo de Duval

<b>Gás</b>	<b>Limites L1 (ppm)</b>	<b>Limites G1 (ppm/mês)</b>
H2	100	50
CH4	75	38
C2H2	3	2
C2H4	75	38
C2H6	75	38
CO	700	350
CO2	7000	3500

Fonte: Barbosa *et al.*, s.d.

## 4 ANÁLISE DOS DADOS

Este estudo de caso tem a finalidade de analisar a condição operacional de um transformador trifásico com capacidade de 750 kVA, número de série 26021, com óleo isolante parafínico do tipo B. O equipamento possui tensão primária de 13,8 kV e tensão secundária de 380/220 V, frequência de 60 Hz, e utiliza sistema de refrigeração do tipo ONAN, conforme Quadro 1. Foi fabricado em setembro de 1999 pela empresa Itaipu Transformadores, conforme apresentado na Figura 14 e no Anexo A. É responsável pelo fornecimento de energia elétrica para todo um complexo comercial, assegurando o funcionamento de câmaras frigoríficas, sistemas de climatização, iluminação e demais cargas essenciais para a operação do estabelecimento.

Figura 14 – Transformador de potência avaliado



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Com base nos dados obtidos em laboratório, serão aplicados três métodos distintos para a interpretação da Análise de Gases Dissolvidos (AGD), com o objetivo de comparar os resultados entre eles: o método dos gases-chave, o método das relações conforme a norma NBR 7274, e o Triângulo de Duval. Com base nos resultados laboratoriais obtidos, será realizada uma análise preditiva para tal transformador. Além disso, será descrito o processo de amostragem adotado para a coleta do óleo isolante.

#### 4.1 PROCESSO DE AMOSTRAGEM

A equipe técnica de manutenção foi encarregada de realizar manutenção preventiva na subestação, na qual está instalado o Transformador de potência. Todo processo ocorreu conforme o tópico 3.1, descrito anteriormente, tendo a desenergização, drenagem da tensão residual juntamente com a instalação de aterramento provisório no ramal de entrada de energia, a fim de evitar riscos de energização. Concluído o procedimento inicial, foi executado o processo de amostragem, etiquetagem e envio do material da amostra para um laboratório credenciado. Os dados do equipamento e os processos realizados estão no Apêndice A, B, e C.

#### 4.2 ANÁLISE A PARTIR DO RELATÓRIO CROMATOGRÁFICO

A amostra de óleo isolante é encaminhada ao laboratório, onde é realizada a cromatografia gasosa, a partir da qual é emitido um relatório técnico contendo resultados quantitativos referentes às concentrações dos gases combustíveis quanto atmosféricos. Esses valores são expressos em partes por milhão em volume (ppmv), ou seja, correspondem à quantidade de “x” partes de um determinado gás para cada milhão de partes de volume de óleo analisado.

A Tabela 5 apresenta a quantidade de cada gás identificados pelo laboratório, conforme o Apêndice D, obtidos conforme os critérios de coleta estabelecidos pela norma NBR 7070 (2006). Os valores servirão como base para a aplicação dos métodos de diagnóstico subsequentes, incluindo o dos gases-chave, o método das relações de gases da NBR 7274 e o Triângulo de Duval. Os gases combustíveis dissolvidos totais (GCDT) e o total geral de gases dissolvidos (TGGD), são parâmetros que serão analisados em conjunto com as demais concentrações de gases apresentadas.

Tabela 5 – Dados laboratoriais

<b>Gases analisados</b>		<b>Resultados (ppmv)</b>
Hidrogênio	H2	<b>273</b>
Oxigênio	O2	<b>9000</b>
Nitrogênio	N2	<b>105000</b>
Metano	CH4	<b>161</b>
Monóxido de Carbono	CO	<b>793</b>
Dióxido de Carbono	CO2	<b>16850</b>
Etileno	C2H4	<b>31</b>
Etano	C2H6	<b>128</b>
Acetileno	C2H2	<b>ND</b>
<b>Gases combustíveis dissolvidos totais</b>	<b>GCDT</b>	<b>1386</b>
<b>Total geral de gases dissolvidos</b>	<b>TGGD</b>	<b>107318</b>

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

#### 4.2.1 Análise pelo Método dos gases chaves IEEE C57.104 (2008)

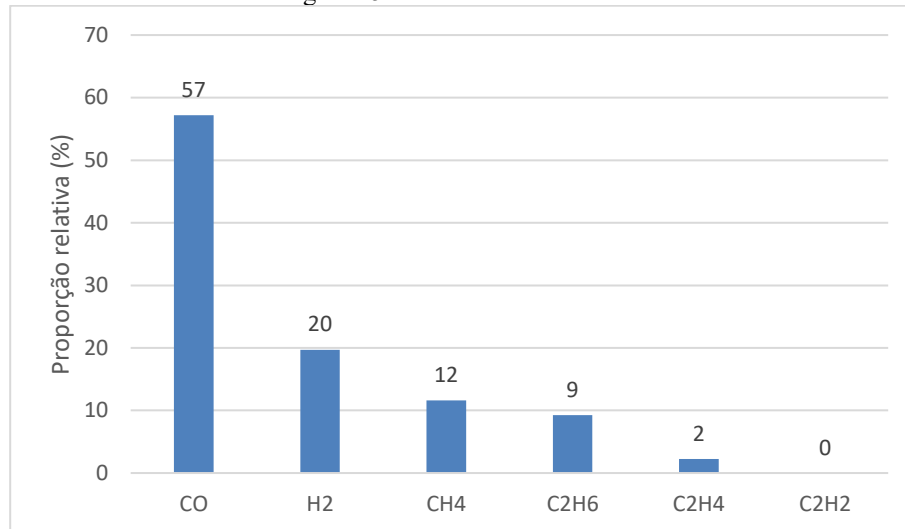
O método que vai ser utilizado neste tópico tem uma abordagem mais direta e prática para diagnosticar tipos de falhas. Na tabela 6, são utilizados seis gases-chave para fazer a análise, cujas características são descritas de forma mais detalhada no tópico 3.3.1.1, o procedimento consiste em calcular a porcentagem relativa de cada um desses gases em relação ao total identificado, de modo a verificar sua proporção nos resultados obtidos. A fim de facilitar a interpretação, os valores são representados graficamente, conforme ilustrado na Figura 15.

Tabela 6 – Gases analisados e resultados fornecidos

<b>Gases analisados</b>		<b>Resultados (ppmv)</b>	<b>Proporção relativa (%)</b>
Monóxido de Carbono	CO	793	57
Hidrogênio	H2	273	20
Metano	CH4	161	12
Etano	C2H6	128	9
Etileno	C2H4	31	2
Acetileno	C2H2	ND	0

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Figura 15 – Resultados fornecidos



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Com base no método, observa-se que o gás chave é o monóxido de carbono (CO), com uma concentração de 57%, seguido de hidrogênio (H<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), todos em níveis elevados. A ausência de acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) indica que não há evidência de arco elétrico. Portanto, conclui-se que o transformador apresenta sinais de falha térmica moderada, com possível degradação do papel isolante, mas sem ocorrência de falha dielétrica grave. Reforçando a necessidade de acompanhamento do transformador, a reamostragem é recomendada dentro de 6 meses para acompanhamento periódico do equipamento.

#### 4.2.2 Análise pelo Método das relações NBR 7274 (2012)

Neste tópico, será realizada a avaliação dos dados obtidos a partir do laboratório, utilizando o método das relações entre gases conforme definido pela norma NBR 7274 (2012). Esta norma estabelece critérios técnicos para interpretação dos resultados da análise de gases, permitindo o diagnóstico precoce de possíveis falhas nos transformadores.

As principais relações a serem calculadas entre os gases combustíveis detectados, conforme descrito no tópico 3.3.2, são interpretadas de acordo com os parâmetros da norma NBR 7274 (2012). Por meio dessas relações, é possível identificar a natureza e a intensidade das falhas, distinguindo entre falhas térmicas, descargas parciais e arcos elétricos, além de avaliar o estado de isolamento do equipamento.

Na tabela 7, são apresentados valores calculados a partir das oito relações distintas entre os gases, além de detalhar os respectivos diagnósticos prováveis, os quais servirão de base para uma análise mais detalhada proporcionando uma avaliação técnica consistente que ajude na tomada de decisões sobre a manutenção preventiva do equipamento. Dessa forma, a tabela organiza e correlaciona os resultados laboratoriais com possíveis falhas do transformador.

Tabela 7 – Diagnósticos a partir das relações dos gases

	Relações	Valores	Diagnósticos
R1	$C_2H_2 / C_2H_4$	ND / 31 <b>0</b>	Ausência de acetileno, eliminado possíveis falhas por arco elétrico.
R2	$CH_4 / H_2$	161 / 273 <b>0,5897</b>	Valor entre $0,1 < 0,5897 < 1,0$ . Indica <b>descarga parcial</b> (tipos D1 ou D2).
R5	$C_2H_4 / C_2H_6$	31 / 128 <b>0,2422</b>	Apresenta indícios de centelhamento (C1). Valor obtido está entre $0,2 < 0,2422 < 1,0$
R6	$CO_2 / CO$	16850 / 793 <b>21,2484</b>	Valor <b>21,2484</b> > 11. Indica defeito térmico envolvendo isolamento sólido.
R7	$O_2 / N_2$	9000 / 105000 <b>0,0857</b>	Valor <b>0,0857</b> < 0,3. Indica entrada de ar e possível consumo excessivo de oxigênio
R8	$C_2H_2 / H_2$	ND / 273 <b>0</b>	Ausência de acetileno, eliminado possíveis contaminação do comutador.

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

A análise indica a presença de falhas térmicas e dielétricas de baixa intensidade. A ausência de acetileno elimina falhas por arco elétrico, o que também elimina a possibilidade de contaminação por arco no comutador sob carga (OLTC), embora o transformador em questão, não possua comutador sob carga. A razão  $(R2) = 0,5897$  aponta para descargas parciais (D1 ou D2), enquanto a Razão  $(R5) = 0,2422$  indica indícios de centelhamento (C1), ambas relações apontam sobreaquecimento do óleo para temperaturas < 300 °C.

A razão entre dióxido de carbono e monóxido de carbono  $(R6) = 21,25$ , superior a 11, sugere degradação térmica da isolação sólida (celulose), embora o valor ainda não represente alto risco, tem valor significativo. Além disso, a razão  $(R7) = 0,0857$  sugere entrada de ar atmosférico no interior do tanque, possivelmente por falhas na vedação ou respiro, o que favorece a oxidação e envelhecimento do óleo.

De modo geral, os dados apontam para um cenário de falhas térmicas leves associadas a desgastes internos e à possível entrada de ar, o que exige acompanhamento periódico para acompanhamento do equipamento.

Verificamos o GCDT da Tabela 5 e comparamos com o Quadro 3, para uma avaliação simplificada da situação do equipamento. Temos o valor de 1386 ppm, o que indica que o total de concentração de gases combustíveis é significativamente alto, pois está entre os 900 a 1500 ppm prescrito pela norma. O que remete a norma IEEE (2008), cujo se encaixa na Condição 2, a presença de gases combustíveis aumenta, o que requer o acompanhamento da tendência de crescimento desses valores ao longo do tempo. Nessa fase, já existe uma chance de falha, por isso é recomendada uma análise mais detalhada.

#### 4.2.3 Análise pelo Triângulo de Duval

Neste tópico, é realizada a avaliação dos dados laboratoriais utilizando o Triângulo de Duval. Para aplicação do método, foram considerados os valores da Tabela 5, para verificação dos limites mínimos de concentração (L1), conforme a Tabela 8, na qual constatou que pelo menos um dos gases apresentou valores acima dos limites exigidos para empregar o método. Em seguida, aplicam-se as equações (12), (13) e (14), para o cálculo das porcentagens relativas de cada gás, que servirá de base para o diagnóstico da falha no estudo de caso.

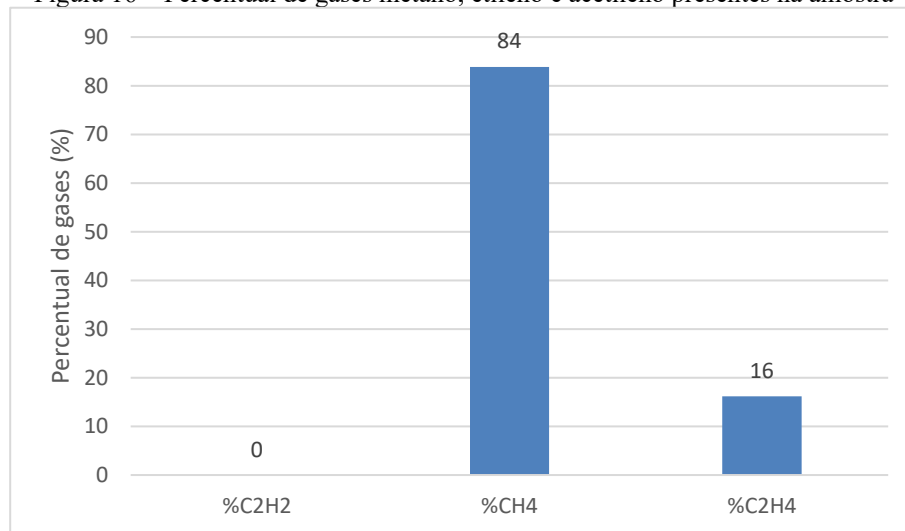
Tabela 8 – Limites para aplicação Triângulo de Duval

<b>Gás</b>	<b>Limites L1 (ppm)</b>	<b>Dados obtidos (Tabela 5)</b>
H2	100	273
CH4	75	161
C2H2	3	0
C2H4	75	31
C2H6	75	128
CO	700	793
CO2	7000	16850

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

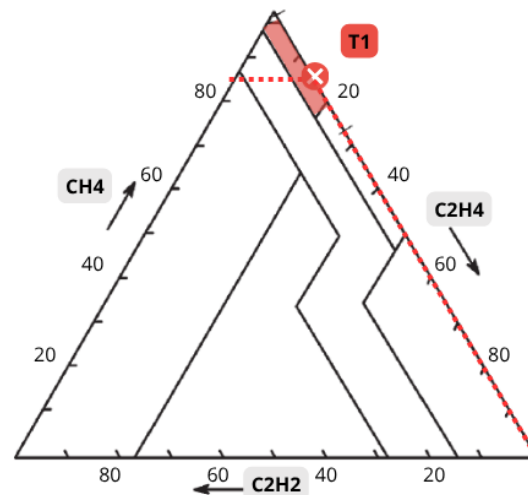
A fim de facilitar a interpretação da proporção entre os gases, os valores são representados graficamente, conforme ilustrado na Figura 16. Após a quantificação do percentual dos três gases, é realizado o “mapeamento” do local possível no triângulo de Duval para obtenção de um diagnóstico de falha, conforme Figura 17.

Figura 16 – Percentual de gases metano, etileno e acetileno presentes na amostra



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Figura 17 – Mapeamento de falha Triângulo de Duval



Fonte: adaptado de Durval, 2002.

Após a aplicação do procedimento, é obtida a resposta geográfica do ponto correspondente à zona de falha, conforme ilustrado na Figura 17. O resultado indica que o ponto de falha se localiza na zona T1, o qual é associado a falhas térmicas de baixa temperatura, que podem atingir valores de até 300 °C. Trata-se de um método de aplicação prática e bastante visual, possuindo uma limitação da capacidade de indicar falhas e de sua natureza, pelo fato de utilizar apenas três tipos de gases.

### 4.3 LIMITAÇÕES DA CROMATOGRAFIA ISOLADA E A RELEVÂNCIA DAS ANÁLISES COMPLEMENTARES

A manutenção preditiva em transformadores a óleo isolante exige uma abordagem que vá além da identificação de gases dissolvidos no líquido isolante. Embora a análise cromatográfica de gases dissolvidos (AGD) seja amplamente utilizada como uma das principais ferramentas para o diagnóstico de indicativos de falhas internas, ela não deve ser aplicada isoladamente.

Na análise físico-química, avalia-se a qualidade do óleo em relação a contaminantes líquidos e sólidos e da oxidação (envelhecimento) do fluido isolante. Os parâmetros de resultados de ensaios físico-químicos são estabelecidos pela norma ABNT NBR 10576:2017 (Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção), que estabelece os ensaios de índice de neutralização, rigidez dielétrica, tensão interfacial, teor de água, densidade e cor e aparência do óleo.

A relação entre as análises cromatográfica e físico-química é essencial, fornecendo perspectivas complementares sobre o estado do transformador, já que a cromatográfica permite identificar falhas internas e degradações térmicas ou elétricas, enquanto a físico-química indica o grau de deterioração do óleo e a necessidade de ações corretivas como secagem, regeneração ou substituição do fluido isolante.

Outro tipo de análise complementar que poderia detalhar mais precisamente sobre o nível de degradação do papel isolante celulósico é a análise de compostos furânicos, em especial o furfuraldeído (2-FAL). Essa análise permite avaliar o grau de envelhecimento do papel isolante, fornecendo assim, um diagnóstico mais completo.

Portanto, para a correta tomada de decisão na manutenção de transformadores, é imprescindível a realização conjunta desses exames, o que proporciona um diagnóstico preciso, confiável e baseado em múltiplos parâmetros técnicos-normativos, reduzindo riscos de falhas geradas e aumentando a vida útil dos equipamentos.

## 5 CONCLUSÕES

Este estudo teve como objetivo avaliar, por meio da análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante, a condição de um transformador em operação. A partir da aplicação dos métodos de diagnósticos mais utilizados, foi possível obter uma perspectiva técnica das possíveis falhas em decorrência ou em desenvolvimento do equipamento em questão.

Conclui-se que o transformador de potência demonstra indícios de falhas térmicas de baixa temperatura, com possibilidade de serem relacionadas à degradação do papel isolante, sem sinais de falha elétrica grave, como arcos ou descargas de alta energia. A ausência de acetileno ( $C_2H_2$ ) foi um fator comum nos três métodos utilizados, acarretando a inexistência de falhas por arco elétrico, que é um bom sinal.

Comparando os diagnósticos dos métodos utilizados, deduz que, o método dos Gases Chaves forneceu um diagnóstico rápido e direto, identificando o monóxido de carbono (CO) como gás predominante, correspondendo 57% da proporção relativa, o que indica uma possível falha térmica no papel isolante, sem evidência de gases que sugerissem falhas elétricas graves.

O método das Relações NBR 7274 foi mais detalhado e técnico, permitindo a identificação de vários indícios de falhas. As razões  $CH_4/H_2$  (0,5897) e  $C_2H_4/C_2H_6$  (0,2422) indicaram descargas parciais D1 ou D2, além de centelhamentos (C1), sugerindo sobreaquecimento do óleo. Ademais, a razão  $CO_2/CO$  (21,25) revelou degradação térmica do isolamento celulósico, enquanto a Razão  $O_2/N_2$  evidenciou entrada de ar no sistema, favorecendo a oxidação do óleo.

O Triângulo de Duval, por sua vez, ofereceu um mapeamento visual do tipo de falha, localizando a condição do transformador na zona T1, que também corresponde a uma falha térmica de baixa temperatura de até 300 °C. Entretanto, apresenta limitações em comparação a outros métodos, uma vez que não permite indicar com precisão a presença de falhas nem sua natureza.

Apesar das abordagens distintas, os métodos descritos mostram resultados complementares, o que reforça a confiabilidade da análise cromatográfica para identificação de falhas em equipamentos com óleo isolante. No entanto, o método das relações da NBR 7274 demonstrou ser mais completo dentre eles, em termos de interpretação técnica, enquanto os Gases chaves se mostram um primeiro indicativo rápido de anomalias, além do Triângulo de Duval que trouxe uma visualização clara e rápida do tipo de falha.

Além da análise cromatográfica dos gases dissolvidos, os parâmetros físicos-químicos podem sugerir que, além de problemas internos potenciais, o próprio óleo pode estar com suas características isolantes baixas, o que pode comprometer seriamente a confiabilidade do transformador. Isso exige medidas corretivas como secagem e troca do fluido, ou até uma filtragem termovácuo que utiliza filtro de celulose e resina, eliminando sólidos e líquidos contaminantes do óleo isolante.

## REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10576**: óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção. Rio de Janeiro: ABNT, 2017. Disponível em: <https://www.target.com.br/produtos/normas-tecnicas/29018/nbr10576-oleo-mineral-isolante-de-equipamentos-eletricos-diretrizes-para-supervisao-e-manutencao>. Acesso em: 18 mar. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356**: transformadores de potência. Rio de Janeiro: ABNT, 2017. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/26838/abnt-nbr5356-1-transformadores-de-potencia-parte-1-generalidades>. Acesso em: 18 mar. 2025

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7037**: recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral. Rio de Janeiro: ABNT, 1993. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/558040590/NBR-7037-1993>. Acesso em: 20 abr. 2025

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7070**: guia para amostragem de gases e óleo isolante em transformadores e análise dos gases livres e dissolvidos. Rio de Janeiro: ABNT, 2006. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/5690/abnt-nbr7070-amostragem-de-gases-e-oleo-mineral-isolantes-de-equipamentos-eletricos-e-analise-dos-gases-livres-e-dissolvidos>. Acesso em: 25 abr. 2025

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7274**: interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço. Rio de Janeiro: ABNT, 2012. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/5714/abnt-nbr7274-interpretacao-da-analise-dos-gases-de-transformadores-em-servico>. Acesso em: 25 abr. 2025

BARBOSA, T. M. *et al.* Development of software based of the Duval Triangle Method. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRY APPLICATIONS (INDUSCON), 12., 2016, Curitiba. **Anais [...]**. Curitiba: UTFPR, 2016. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7874531>. Acesso em: 30 abr. 2025.

BECHARA, R. **Análise de Falhas de Transformadores de Potência**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. DOI: 10.11606/D.3.2010.tde-16082010-163504. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-16082010-163504/pt-br.php>. Acesso em: 9 mar. 2025.

BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. **Norma Regulamentadora nº 10 (NR-10)**: segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade. Brasília, DF: MTE, 2004. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-emprego/pt-br/aceso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/comissao-tripartite>

[partitativa-permanente/normas-regulamentadora/normas-regulamentadoras-vigentes/norma-regulamentadora-no-10-nr-10](#). Acesso em 25 mai. 2025.

CALDEIRA, P. H. C. **Diagnóstico de falha em transformador imerso a óleo isolante usando uma rede neural artificial**. 2019. 55F. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, 2019. Disponível em: <https://www.monografias.ufop.br/handle/35400000/2350>. Acesso em: 9 mar. 2025.

CAMPOS FILHO, J. S. **Método do triângulo de Duval para análise dos óleos isolantes silicone e éster natural**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procopio, 2017. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/27249>. Acesso em 30 abr. 2025

DUVAL, M. A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, *New York*, v. 18, n. 3, p. 8-17, 2002. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1014963>. Acesso em: 30 abr. 2025.

FRIEDENBERG, L. E.; SANTANA, R. M. C. Propriedades de óleos isolantes de transformadores e a proteção do meio ambiente. *In: SIMPÓSIO INTERNACIONAL DE QUALIDADE AMBIENTAL*, 9., 2014, Porto Alegre. **Anais [...]**. Porto Alegre: ABES-RS, 2014. Disponível em: <https://www.abes-rs.org.br/qualidade2014/trabalhos/id868.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2025

FRONTIN, S. O. (org.) *et al.* **Equipamentos de alta tensão: prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas**. 1. ed. Brasília: Goya Editora LTDA, 2013.

GÓMEZ GÓMEZ, N. A. **Diagnóstico de falhas em transformadores isolados com óleo vegetal isolante a partir da análise de gases dissolvidos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Ciência dos Materiais) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013. Disponível em: <https://hdl.handle.net/1884/32014>. Acesso em 10 mai. 2025.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE C57.104.:** Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. New York: IEEE, 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2009.4776518>. Acesso em 11 mai. 2025.

NOGUEIRA, C. A. A. **Avaliação de sistemas de medição da concentração de hidrogênio dissolvido em óleo isolante**. Dissertação (Mestrado em Metrologia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004. Disponível em: <http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/87335>. Acesso em 12 mai. 2025.

SILVA, L. T. S. **Diagnóstico de falhas em transformadores de potência utilizando sensores de gás semicondutores**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, 2012. Disponível em: <https://ri.ufs.br/handle/riufs/5027>. Acesso em 10 mar. 2025.

SEMAN, M. A. *et al.* Transformer explosion and impact on the reinforced blast wall. **International Journal of Civil Engineering and Geo-Environmental**, Pahang, v. 4, 2013. Disponível em:  
[https://www.researchgate.net/publication/298705360\\_Transformer\\_Explosion\\_and\\_Impact\\_on\\_the\\_Reinforced\\_Blast\\_Wall](https://www.researchgate.net/publication/298705360_Transformer_Explosion_and_Impact_on_the_Reinforced_Blast_Wall). Acesso em: 3 jun. 2025.

APÊNDICE A – Placa de informação do transformador de potência.

Figura 18 – Placa do transformador de potência

**INDÚSTRIA DE TRANSFORMADORES  
ITAIPU LTDA. - CAMPINAS - S. PAULO**  
C.G.C. 46.958.948/0001-55 I.E. 244.161.270-115  
IND. BRASILEIRA

**ITAIPU**  
TRANSFORMADORES

**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO**

Nº  DATA FABRICAÇÃO

kVA  NORMA

IMPEDÂNCIA  % TIPO ÓLEO ISOLANTE

ALTA TENSÃO				
V	POS.	COMUT. LIGA		LG.
13.800	1	13-18	14-17	15-19
13.200	2	16-10	17-11	18-12
12.800	3	10-19	11-20	12-21
12.000	4	19-7	20-8	21-9
11.400	5	7-22	8-23	9-24
10.800	6	22-4	23-5	24-6
10.200	7	4-25	5-26	6-27

BAIXA TENSÃO	
V	LIGAÇÃO
<input type="text" value="380"/>	<input type="text" value="Y"/>

Diagrama de conexão de terminais para transformador trifásico com diagrama de conexão em estrela (Y) e diagrama de conexão em delta (Δ). O diagrama mostra os terminais de alta tensão (HT) e baixa tensão (BT) e suas respectivas conexões.

Diag. fasorial Dyn1

VOLUME  L MASSA TOTAL  kg

P.I. Nº

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

## APÊNDICE B – Amostra de óleo do transformador de potência.

Figura 19 – Seringa com amostra de óleo



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

## APÊNDICE C – Etiquetagem da amostra de óleo.

Figura 20 – Processo de etiquetagem da amostra

Cliente	: <u>COMPLEXO COMERCIAL</u>	Data da Coleta:	_____
Equipamento	: <u>Transformador de Potência</u>	Nº de Série	: <u>26021</u>
Subestação	: <u>SE_01</u>	TAG	: <u>T1</u>
Fabricante	: <u>ITAIPU</u>	Ano de Fabric	: <u>08/1999</u>
Tensão Prim	: <u>13,80</u> kV	Potência	: <u>0,750</u> MVA
Tensão Sec	: <u>0,380 / 0,220</u> kV	Em Operação	: <input checked="" type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não

Comutador opera sob carga? <input type="checkbox"/> Sim <input checked="" type="checkbox"/> Não	Tipo de Óleo : <u>B - PARAFÍNICO</u>
Tanque do Comut separado? <input type="checkbox"/> Sim <input checked="" type="checkbox"/> Não	Volume Óleo : <u>400L</u>
Óleo já sofreu tratamento <input type="checkbox"/> Sim <input checked="" type="checkbox"/> Não	Em qual data : _____
Tipo de Tratamento: _____	

Temp. Óleo : <u>41,0</u> °C	Tipo de Análise
<b>Temp. da Amostra</b> : <u>40,1</u> °C	<input checked="" type="checkbox"/> Cromatografia <input type="checkbox"/> Teor de 2-Fal
Umidade Relativa : <u>60,0</u> %	<input type="checkbox"/> Físico-Química <input type="checkbox"/> Enxofre Corrosivo
Temp. Ambiente : <u>24,2</u> °C	<input type="checkbox"/> Teor de PCB's <input type="checkbox"/> _____

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

## APÊNDICE D – Laudo laboratorial.

Figura 21 – Relatório cromatográfico

### Relatório de Ensaio Cromatográfico

N# 99/73691

Empresa:	Atacadão		
Equipamento:	Transformador	Nº de Série:	26021
Subestação:	Tijucal	TAG:	Trafo 1
Fabricante:	Itaipú	Área:	
Tensão:	13,80 kV / 0,380 kV	Sist. de Preservação:	---
Potência:	0,750 MVA	Comutação com Carga:	Não
Volume de Óleo:	405 litros	Tanque Separado:	Não
Tipo de Óleo:	Mineral	Data de Fabricação:	01/08/1999
Data e descrição do último reparo e/ou tratamento: 23/09/2024: Sem manutenções no histórico deste equipamento até esta data			
Data da Amostragem:	23/09/2024	Em Operação:	Sim
Umidade Relativa do Ar:		Ponto de Coleta:	Inferior
Temperatura Ambiente:		Temperatura do Óleo:	

GASES ANALISADOS		RESULTADOS (ppmv)	VAL. REFERÊNCIA (ppmv)
Hidrogênio	H <sub>2</sub>	273	----
Oxigênio	O <sub>2</sub>	9000	----
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	105000	----
Metano	CH <sub>4</sub>	161	----
Monóxido de Carbono	CO	793	----
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	16850	----
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	31	----
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	128	----
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	ND	----
TOTAL DE GASES COMBUSTÍVEIS	TGC	1386	
TOTAL GERAL DE GASES	TGG	132236	



Nota: ND = Não Detectado

#### Observações:

Método de ensaio e diagnóstico baseados nas normas NBR 7070 e NBR 7274. Os valores acima não devem ser avaliados isoladamente e, sempre que possível, considerar as condições de operação, idade do equipamento, evolução das características do óleo, etc.

#### CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A concentração de CO<sub>2</sub> é considerada elevada para a condição deste equipamento. Concentração elevada de CO<sub>2</sub> pode ser indicativo de defeito térmico envolvendo a isolamento celulósica. Recomendamos a realização da análise de Teor de Furfuraldeído para monitorar/investigar a situação do papel isolante. Recomendamos um monitoramento cromatográfico frequente para que possamos avaliar a evolução dos gases. Sugerimos reamostragem dentro de 6 meses.

Analista: Anderson Marques de Souza		Responsável: Ricardo Crosariollo		Data:
CRQ nº 04496292, 4ª Região		CRQ nº 04419239, 4ª Região		22/01/2025

### TEC LAB OIL LTDA. - LABORATÓRIO DE ÓLEO ISOLANTE

Registro no CRQ: 16680-F, 4ª Região  
Endereço na internet: <http://www.teclab-oil.com.br>  
Endereço eletrônico: [teclab-oil@teclab-oil.com.br](mailto:teclab-oil@teclab-oil.com.br)  
Telefones para contato: (11) 3682-9706 / 9.9913-8756 - Telefax: (11) 3682-4538