

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

THALES MENDES BARBOSA

**DESENVOLVIMENTO DE APLICATIVO BASEADO NO MÉTODO DE
DUVAL PARA ANÁLISE DE GASES EM TRANSFORMADORES**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**CORNÉLIO PROCÓPIO
2016**

THALES MENDES BARBOSA

**DESENVOLVIMENTO DE APLICATIVO BASEADO NO MÉTODO DE
DUVAL PARA ANÁLISE DE GASES EM TRANSFORMADORES**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado com requisito parcial à
obtenção do título Engenheiro Eletricista
no Programa de Graduação em:
Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Me. Marco Antonio
Ferreira Finocchio.

CORNÉLIO PROCÓPIO
2016



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Cornélio Procópio
Departamento de Engenharia Elétrica
Curso de Engenharia Industrial Elétrica



FOLHA DE APROVAÇÃO

Thales Mendes Barbosa

Desenvolvimento de Aplicativo Baseado no Método de Duval para Análise de Gases em Transformadores

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 17:00hs do dia 02/06/2016 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Industrial Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Me(a). Marco Antonio Ferreira Finocchio - Presidente (Orientador)

Prof(a). Dr(a). Wagner Endo - (Membro)

Prof(a). Me(a). Jancer Frank Zanini Destro - (Membro)

AGRADECIMENTOS

Ao orientador, professor Marco Antonio Ferreira Finocchio pelo apoio, motivação e competência com que desempenha o seu trabalho, e por tornar possível a realização deste trabalho.

Agradeço todos colegas e professores que ajudaram na construção deste trabalho, em especial Michel Duval, por ter respondido meus e-mails para maiores detalhes sobre a construção do aplicativo.

Em especial minha família, por ter dado todo suporte e compreensão de sempre.

À Deus por me amparar nos momentos difíceis, me dar força interior para superar as dificuldades em todas as minhas necessidades.

RESUMO

BARBOSA, Thales Mendes. **Desenvolvimento de Aplicativo Baseado no Método de Duval para Análise de Gases em Transformadores**. 2016. 58f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2016.

Este trabalho propõe o desenvolvimento de um aplicativo sobre a análise dos gases dissolvidos no óleo mineral do transformador, de todas as classes de tensão e potência, pelo método do Triângulo de Duval. Através de simulações realizadas no aplicativo, obtêm-se resultados de falhas incipientes no transformador, como também gráficos circulares dos valores percentuais dos gases analisados pelo método. Serão feitas comparações das simulações do aplicativo com os resultados de diagnósticos de falhas, com a intenção de verificar seu desempenho. Nas considerações finais serão apresentadas sugestões de melhorias para projetos futuros, com relação a diagnósticos para obtenção de falhas no sistema de isolamento dos transformadores.

Palavras-chave: Transformadores elétricos, Óleo isolante, Método de Duval, Análise de gases.

ABSTRACT

BARBOSA, Thales Mendes. **Development Application Based on Duval Method for Gas Analysis in Transformers.** 2016. 58f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2016.

This work proposes the development of an application on the analysis of gases dissolved in mineral transformer oil, of all classes of voltage and power, the Duval Triangle method. Through simulations in the application, we obtain results of incipient faults in transformers, as well as pie charts of percentages of gases analyzed by the method. They will be made comparisons of application simulations with the results of fault diagnosis, with the intention to verify its performance. In the final considerations suggestions for improvements for future projects will be presented, with respect to diagnostics to obtain fault in the transformer insulation system.

Keywords: Electrical transformers, Insulating oil, Duval method, Gas analysis.

Sumário

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVOS.....	14
1.1.1 Objetivo Geral	14
1.1.2 Objetivos Específicos	14
1.2 METODOLOGIA DE PESQUISA	15
1.3 ORGANIZAÇÃO DA MONOGRAFIA	15
2 TRANSFORMADORES ELÉTRICOS	17
2.1 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO E DE POTÊNCIA.....	17
2.2 PRINCIPAIS MATERIAIS DOS TRANSFORMADORES	19
2.3 ISOLAÇÃO DOS TRANSFORMADORES	19
2.3.1 Óleo Mineral Isolante	20
2.3.2 Papel Isolante	21
3 MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES	23
3.1 MONITORAMENTO DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE (OMI).....	24
3.2 PRINCIPAIS ENSAIOS REALIZADOS NO ÓLEO MINERAL ISOLANTE	24
3.3 PLANOS DE MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES.....	26
3.4 FALHAS NOS TRANSFORMADORES E SUAS CAUSAS NO OMI.....	27
3.4.1 Falhas Térmicas.....	28
3.4.2 Falhas Elétricas.....	28
3.5 FORMAÇÃO DE GASES DISSOLVIDOS NO OLÉO	29
3.6 CROMATOGRAFIA DO OMI	31
3.7 ANÁLISE DOS GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO (DGA)	32
4 MÉTODO DE DUVAL E CONSTRUÇÃO DO APLICATIVO	35
4.1 MÉTODO DE DUVAL	35
4.1.1 Definição das Zonas de Fronteiras do Triângulo e Seus Valores Limites	38
4.2 DESENVOLVIMENTO DO APLICATIVO.....	39
4.2.1 Obtenção da Região de Falha	40
4.2.2 Construção do Triângulo e do Ponto de Falha.....	43
5 RESULTADOS E DESEMPENHO DO APLICATIVO	45
5.1 OBTENÇÃO DE FALHA DE MODO MANUAL E ATRAVÉS DO APLICATIVO ..	45
5.2 RESULTADOS DAS ANÁLISES.....	47

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS.....	53
6.1 CONCLUSÃO	53
6.2 TRABALHOS FUTUROS	53
6.3 PUBLICAÇÕES	54
REFERÊNCIAS.....	55

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Exemplo de um sistema elétrico de potência	13
Figura 2.1 – Esquema simplificado do sistema elétrico.....	17
Figura 2.2 – Transformador de distribuição com radiador tipo aleta	18
Figura 2.3 – Transformador de potência	18
Figura 2.4 – Ilustração do detalhe do núcleo de um transformador	21
Figura 3.1 – Pressões parciais de equilíbrio térmico de Halstead em função da temperatura.....	30
Figura 3.2 – Temperatura de geração dos gases combustíveis.....	31
Figura 3.3 – Fluxograma da metodologia baseada em condições de duas fases.....	33
Figura 4.1 – Representação gráfica do Triângulo de Duval	37
Figura 4.2 – Casos atuais de falhas inspecionadas visualmente nos transformadores	38
Figura 4.3 – Valores atuais das coordenadas do Triângulo de Duval	39
Figura 4.4 – Fluxograma principal do aplicativo do método do Triângulo de Duval ..	40
Figura 4.5 – Linhas auxiliares para transformar áreas de regiões côncavas em convexas	41
Figura 4.6 – Fluxograma para identificar a região da falha	42
Figura 4.7 – Obtenção das coordenadas R_x e R_y	43
Figura 4.8 – Codificação de todos os pontos que formam as regiões de falha	44
Figura 5.1 – Obtenção da falha DT no Triângulo de Duval de modo manual.....	45
Figura 5.2 – Caixa de Diálogo para entradas de valores das concentrações dos gases	46
Figura 5.3 – Gráfico percentual das concentrações de gases digitadas na caixa de diálogo.....	46
Figura 5.4 – Análise no triângulo de Duval com sua identificação de falha diagnosticada	47
Figura 5.5 – Gráfico percentual para valores de concentração da falha PD	48
Figura 5.6 – Falha PD obtida no Triângulo de Duval.....	48
Figura 5.7 – Gráfico percentual para valores de concentração da falha D1.....	49
Figura 5.8 – Falha D1 obtida no Triângulo de Duval	49
Figura 5.9 – Gráfico percentual para valores de concentração da falha D2.....	50
Figura 5.10 – Falha D2 obtida no Triângulo de Duval	50

Figura 5.11 – Gráfico percentual para valores de concentração da falha T2	51
Figura 5.12 – Falha T2 obtida no Triângulo de Duval	51
Figura 5.13 – Gráfico percentual para valores de concentração da falha T3	52
Figura 5.14 – Falha T3 obtida no Triângulo de Duval	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Ensaio recomendado para óleo mineral isolante	25
Tabela 3.2 – Periodicidade para manutenção de transformadores de potência	27
Tabela 3.3 – Propriedade dos gases dissolvidos no óleo	29
Tabela 4.1 – Limites de concentração e taxa de geração de gases.....	35
Tabela 4.2 – Codificações das falhas do Triângulo de Duval e seus exemplos	37
Tabela 5.1 – Valores das concentrações dos gases e suas falhas	47

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CH₄	Metano
C₂H₂	Acetileno
C₂H₄	Etileno
C₂H₆	Etano
CO	Monóxido de carbono
CO₂	Dióxido de carbono
D1	Descargas de baixa energia
D2	Descargas de alta energia
DGA	<i>Dissolved gas analysis</i>
DT	Mistura de falhas
H₂	Hidrogênio
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MATLAB	Matrix Laboratory
N₂	Nitrogênio
NBR	Norma Brasileira da ABNT
OMI	Óleo Mineral Isolante
PD	Descargas parciais
ppm	Partes por milhão
T1	Falha térmica, (T<300 °C)
T2	Falha térmica, (300<T<700 °C)
T3	Falha térmica, (T>700 °C)

1 INTRODUÇÃO

O uso de energia elétrica é de notável importância, o Brasil possui o 8º maior consumo de energia elétrica no mundo (EPE, 2015). A garantia da transmissão de energia elétrica para todo o sistema elétrico, de forma interrupta e sem perda de grandes cargas, depende de equipamentos elétricos confiáveis (BROWN, 2002).

O transformador é um equipamento de extrema importância para o sistema elétrico, surgiu basicamente para elevar a tensão nas redes de transmissão, e posteriormente reduzir nos centros de distribuição. Na década de 1880 quando não existiam transformadores, a transmissão era feita em baixa tensão e elevada corrente, e esse sistema apresentava altas perdas por efeito joule, como também as instalações de geração eram limitadas próximas ao consumidor (CHAPMAN, 2012).

De acordo com a Figura 1.1, pode-se analisar um esquemático simplificado com um sistema geral de energia e seus subsistemas (BROWN, 2002).

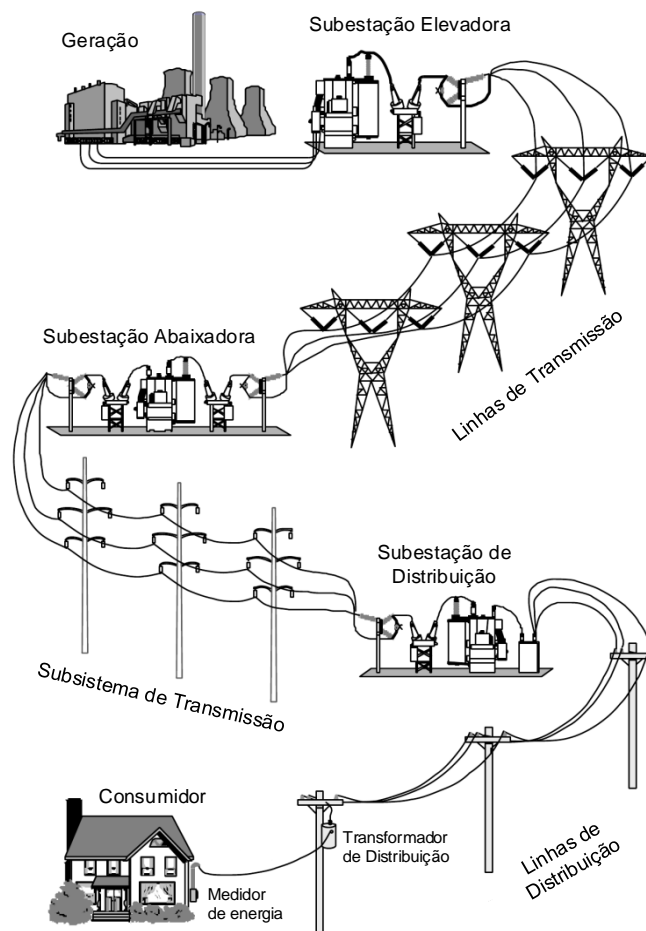


Figura 1.1 – Exemplo de um sistema elétrico de potência
Fonte: Adaptado de Brown (2002).

A realização de manutenção inesperada nos transformadores, pode deixar fora de operação parte do sistema elétrico, que corresponde a grandes prejuízos econômicos. Para não apresentar um sistema com interrupções imprevistas, análises periódicas são realizadas nos transformadores (ARANTES, 2005).

Diversas análises nos transformadores são realizadas na sua isolação. Grande parte dos transformadores utilizam como isolação o óleo mineral, que além de ter a função de isolar, apresenta características como resfriar o equipamento. A partir da década de 1960, métodos que analisam os gases gerados no óleo isolante começaram a ser utilizados, o que permitiu prever os tipos de falhas ou defeitos nos transformadores em sua fase inicial (MORAIS, 2004).

Uma ferramenta computacional desenvolvida para analisar gases e prever falhas nos transformadores, pode facilitar e melhorar a precisão na classificação do tipo de falha e sua severidade. Esse sistema de monitoramento quando implementado em grande parte dos equipamentos presentes no sistema elétrico, corresponderiam com uma maior confiabilidade e com melhores respostas do seu estado operativo, ou seja, um sistema elétrico mais previsível.

1.1 OBJETIVOS

Esta seção dispõe apresentar o objetivo geral, os objetivos específicos, a metodologia aplicada às pesquisas e esclarecer o escopo deste trabalho.

1.1.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma ferramenta computacional que possibilite obter o tipo de falha incipiente no transformador a óleo mineral, pelo método do Triângulo de Duval. Apresentar através das simulações realizadas no *software*, gráficos da análise do método utilizado, e dos valores percentuais dos gases analisados pelo método.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Pesquisar sobre a análise dos gases dissolvidos no óleo mineral pelo método do Triângulo de Duval;

- Desenvolver um aplicativo via MATLAB, capaz de fazer a análise das concentrações dos gases e apontar a falha incipiente, pelo Método de Duval;
- Plotar o triângulo de Duval com um ponto na região de falha e sua respectiva identificação;
- Apresentar um gráfico circular dos valores percentuais das concentrações dos gases analisados pelo Método de Duval;
- Realizar simulações no aplicativo com valores de diagnósticos de falhas e comparar seus resultados para verificar sua eficiência.

1.2 METODOLOGIA DE PESQUISA

O trabalho tem por base pesquisas em livros, normas, artigos e outras referências relacionadas ao método do Triângulo de Duval nos transformadores a óleo mineral. Organiza-se o trabalho de modo a estabelecer inicialmente os conceitos teóricos abrangidos pelo método, necessários para implementar um *software*. Definem-se através de fluxogramas toda estrutura do aplicativo implementado, como também são demonstrados por ilustrações os procedimentos para separação das falhas e obtenção do ponto de falha.

Os resultados obtidos pelo aplicativo são apresentados de forma sucinta, com comparações das simulações com diagnósticos de falhas, a fim de se verificar seu desempenho.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA MONOGRAFIA

A monografia se apresenta em seis capítulos, e serão descritos resumidamente a seguir.

O Capítulo 2 faz comentários dos tipos de transformadores elétricos e sobre os materiais que compõe seu sistema de isolamento.

O Capítulo 3 apresenta informações sobre sistemas de manutenção realizados nos transformadores e os principais métodos para identificar falhas incipientes.

O Capítulo 4 apresenta todos os passos de como utilizar o método de Duval e de como obter seu resultado, e o desenvolvimento do aplicativo baseado nesse método.

O Capítulo 5 apresenta a comparação dos resultados das simulações do aplicativo com diagnósticos de falhas.

O Capítulo 6 apresenta a conclusão do trabalho e sugestões para projetos futuros.

2 TRANSFORMADORES ELÉTRICOS

Transformadores elétricos, conhecidos também como transformadores de potência, funcionam basicamente a partir da conversão de diferentes níveis de tensão entre a fonte, rede primária, e a carga, rede secundária. No sistema elétrico, a energia flui através de vários transformadores, com suas respectivas classes de tensão e potência, como ilustra a Figura 2.1 (BECHARA, 2010).

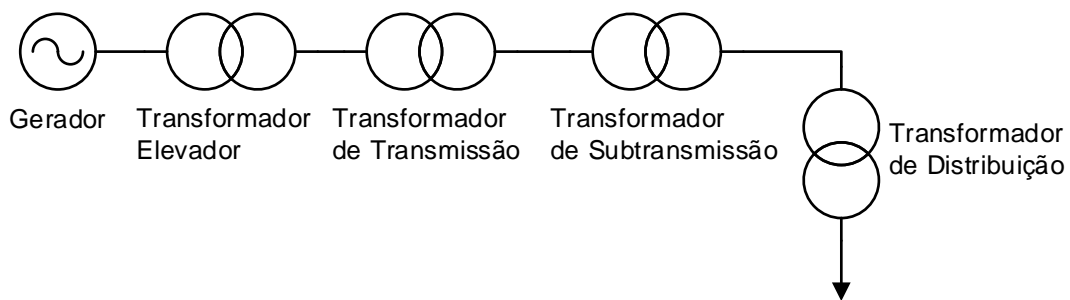


Figura 2.1 – Esquema simplificado do sistema elétrico
Fonte: Adaptado de Bechara (2010).

De maneira prática, os transformadores da Figura 2.1, correspondem a duas categorias, transformadores de distribuição e de potência, que serão descritos na seção 2.1.

2.1 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO E DE POTÊNCIA

O transformador de distribuição, ilustrado na Figura 2.2, é empregado principalmente para reduzir a tensão nas redes urbana e rural, de modo que sua construção deve ser projetada a fim de se respeitar os limites estabelecidos referentes a normas vigentes.

Como apresenta uma vasta utilização, dependendo de sua classe de potência, é usualmente instalado em postes, e para essa situação os transformadores são construídos conforme especificações técnicas, que no Brasil, é regido pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) NBR 5440 (NBR 5440, 2011).



Figura 2.2 – Transformador de distribuição com radiador tipo aleta
Fonte: Weg (2013).

O transformador de potência, ilustrado na Figura 2.3, é representado por uma gama de transformadores, que são transformadores elevadores de transmissão e de subtransmissão, basicamente são responsáveis por elevar a tensão e alimentar as linhas de transmissão, interligar os sistemas elétricos e conexões com linhas de tensão mais reduzidas (AMARAL, 2007).



Figura 2.3 – Transformador de potência
Fonte: Weg (2013).

2.2 PRINCIPAIS MATERIAIS DOS TRANSFORMADORES

Os transformadores são equipamentos constituídos, em sua maioria, por (LUZ JÚNIOR, GUIMARÃES NETO, MOITA NETO, 2005; AMARAL, 2007):

- Ferro, contido em sua carcaça e também no núcleo;
- Chapas de aço silício, caminho para o fluxo magnético;
- Cobre ou Alumínio, contido nos enrolamentos do núcleo;
- Papel isolante Kraft, isolante dos enrolamentos;
- Madeira, utilizada para suporte de sustentação do núcleo;
- Borracha, usada para vedar tampa;
- Óleo mineral isolante, que fica imerso no núcleo.

Para o adequado funcionamento dos transformadores de distribuição e de potência, devem possuir um sistema de isolamento e refrigeração com alta eficiência, que são constituídos por fluidos com propriedades de alta constante dielétrica e elevada estabilidade térmica, para ambos sistemas é utilizado o óleo mineral em associação com papel isolante, que serão melhores descritos na seção 2.3.

2.3 ISOLAÇÃO DOS TRANSFORMADORES

O sistema de isolamento elétrica dos transformadores, consiste em isolantes líquido e sólido. O isolante líquido, em sua maioria, é utilizado o óleo mineral e como isolante sólido o papel isolante tipo Kraft (MEYERS, KELLY, PARRISH, 2004).

A combinação de papel isolante junto ao óleo mineral, é um conjunto que está presente em 95% da quantidade total de transformadores. Apesar dos avanços tecnológicos dos materiais isolantes, esta dupla papel-óleo, apresenta excelentes características referente às solicitações elétricas, mecânicas e térmicas dos transformadores (JAYME, NUNES, 1994).

2.3.1 Óleo Mineral Isolante

Os materiais utilizados para isolamento, vem ao longo do tempo se sofisticando, os primeiros transformadores eram isolados somente com materiais sólidos. Porém, em 1891 de forma experimental, o óleo derivado de petróleo, começou a ser implantado como isolante. A partir de 1905, o uso do Óleo Mineral Isolante (OMI) começou a ser largamente empregado, principalmente por reduzir o volume dos transformadores (NOGUEIRA, 2004).

O OMI apresenta algumas propriedades como resistência a altas temperaturas e alta rigidez dielétrica, ou seja, são bons isolantes elétricos. Portanto, o óleo mineral tem como finalidade refrigerar e isolar os componentes do transformador, assim pode-se evitar a formação de arcos elétricos no núcleo do transformador (NOGUEIRA, 2004).

Para satisfazer as necessidades do OMI como papel de isolar e resfriar o transformador, o óleo deve possuir algumas características básicas como (MILASCH, 1998):

- Rigidez dielétrica necessária para suportar as tensões elétricas impostas pelo equipamento;
- Viscosidade adequada para que capacidade de circulação e transferência de calor não sejam prejudicadas;
- Propriedades adequadas às condições climáticas previstos no local da instalação do transformador;
- Adequada resistência à oxidação, responsável por promover uma longa utilização em serviço, e baixa reatividade química.

A composição química do OMI é classificada em dois tipos, em óleos naftênicos e óleos parafínicos. O óleo naftênico reúne as melhores propriedades como OMI, porém, devido ao fato da escassez de suas reservas, vem sendo substituído pelo óleo parafínico. O óleo parafínico, desenvolvido para substituir o naftênico, necessita de aditivos para evitar o seu congelamento em baixas temperaturas, com maiores utilizações na Europa e América do Norte (MORAIS, 2004).

Esses dois tipos de óleo são classificados como, tipo A para origem naftênica e tipo B para origem parafínica e suas características desde de sua produção até sua comercialização são especificadas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) (ANP, 2005).

2.3.2 Papel Isolante

O papel isolante tem como principal função recobrir e isolar os núcleos magnéticos do transformador, condutores de alumínio ou cobre, com a finalidade de evitar curtos-circuitos. A Figura 2.4 ilustra basicamente o sistema de isolamento em um transformador (STOCCO, 2009).

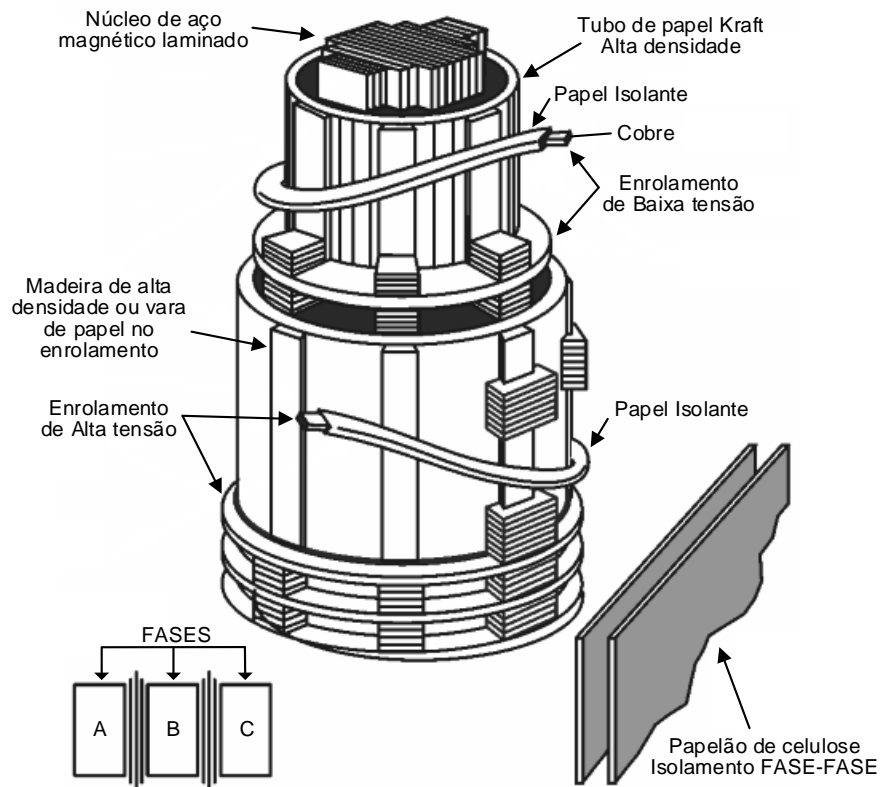


Figura 2.4 – Ilustração do detalhe do núcleo de um transformador
Fonte: Adaptado de Reclamation (2005).

Grande parte dos isolantes sólidos são de origem celulósica, ou seja, constituem-se de papel. Existem várias aplicações de papel na isolação elétrica, com composições e características distintas. Alguns dos principais materiais celulósicos utilizados são (MILASCH, 1998):

- Papel Kraft, composição de fibra de madeira;
- Papel Manilha, composição de fibras de madeira e cânhamo;
- Papelão Kraft, composição de fibra de madeira;
- Pressboard, composição de papelão com fibra de algodão.

As escolhas desses materiais para papel isolante, são preferíveis por apresentarem características propícias para isolação, como fator de dissipação e rigidez dielétrica (KHALIFA, 1990).

Usualmente, o papel isolante utilizado nos transformadores é, depois de seco, impregnado de resina ou verniz e posteriormente de óleo isolante. Esse tipo de prática não impede, mas retarda a penetração de água. O verniz, por conter solvente volátil, pode dar origem a formação de cavidades na massa isolante, situação com possibilidade de formarem descargas parciais, o que pode ser evitado com o uso de resina (MILASCH, 1998).

Durante a operação do transformador ocorrem desgastes naturais de seu sistema isolante, entre eles estão presentes desgastes térmicos, elétricos, mecânicos, tais como: pontos quentes, sobreaquecimentos, sobretensão e vibração. Com o sistema de isolação comprometido o transformador perde suas principais propriedades funcionais, portanto esse sistema deve ser monitorado para garantir a eficiência do equipamento, permitindo intervenções de manutenção preventiva, preditiva e corretiva, com a finalidade de evitar paradas repentinas no sistema elétrico (STOCCO, 2009).

3 MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES

Os transformadores são equipamentos de alto investimento e de grande importância para o sistema elétrico. Sua operação até o fim de sua vida útil, estipulada pelo fabricante, irá depender do tipo de manutenção adotada. Assim o monitoramento de prevenção de falhas, tem de evitar danos ao equipamento, como também apresentar um maior tempo de operação (ARANTES, 2005).

Manutenção pode ser interpretado como cuidados técnicos indispensáveis para o correto funcionamento de máquinas, equipamentos e instalações. Entre os cuidados englobam a conservação, adequação, restauração, substituição e prevenção. Ou seja, tem como meta manter os equipamentos em totais condições de funcionamento para um resultado final de melhor qualidade (GUSMAN, 2011).

De acordo com Frontin (2013), as principais manutenções implementadas frequentemente, com seus significados resumidos, são divididas em quatro tipos:

- Manutenção corretiva: Pode ser um serviço programado ou não, com o objetivo de corrigir falhas ou defeitos para restabelecer condições satisfatórias de operação.
- Manutenção preventiva: É um serviço programado, com o objetivo de manter condição satisfatória de operação.
- Manutenção preditiva: Tem como objetivo executar a manutenção no momento adequado, antes que o equipamento apresente falha ou diminuição de rendimento.
- Manutenção detectiva: Seu principal objetivo é detectar falhas ocultas ou não perceptíveis.

O transformador elétrico em um estado operativo normal, corresponde a um conjunto de condições de funcionamento para o qual foi projetado, fabricado ou instalado. Seu defeito é determinado como qualquer mudança no estado do equipamento que não o impossibilite de executar sua função requerida, mas que opere com restrições. A falta de reparo deste equipamento, o condiciona à falha, assim impedido de desempenhar sua função requerida tornando-o indisponível (TELLES, 2005).

3.1 MONITORAMENTO DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE (OMI)

O sistema de monitoramento do OMI, consiste em utilizar a manutenção preditiva, que é uma técnica de manutenção que faz o acompanhamento periódico das características e propriedades de vários componentes de um sistema, e intervir quando diagnosticado a eminência de falha. Esse tipo de manutenção também é responsável por um planejamento mais rentável, do ponto de vista econômico, além de conter os benefícios da manutenção preventiva (NEPOMUCENO, 1999).

A realização da inspeção direta nos transformadores a óleo, não é possível sem seu desligamento. E um dos objetivos da manutenção preditiva é evitar que o equipamento fique inoperante, então adota-se a inspeção indireta. Quando o transformador está em operação, o OMI circula em todo seu interior, assim em contato com todos os componentes do equipamento. Portanto, a ocorrência de falha em qualquer componente irá alterar as propriedades do OMI (NOGUEIRA, 2004).

A manutenção preditiva, dessa forma, tem por base o acompanhamento periódico e sistemático das propriedades do OMI, pois é essencial certificar-se de uma operação confiável dos equipamentos elétricos para assegurar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Qualquer mudança das propriedades do óleo, que não seja consequência de seu envelhecimento natural, será uma possível indicação de falha incipiente no transformador (NOGUEIRA, 2004).

Quando um determinado valor de deterioração do OMI é ultrapassado, verifica-se a diminuição da margem de segurança, com um risco de defeito considerável. Apesar de ser difícil de quantificar o risco, uma primeira etapa é a identificação dos efeitos potenciais de deterioração crescente. (VIEIRA, MATTOS, 1990).

3.2 PRINCIPAIS ENSAIOS REALIZADOS NO ÓLEO MINERAL ISOLANTE

Devido à importância dos métodos de diagnóstico no OMI do transformador, serão abordadas resumidamente, as técnicas mais utilizadas, com seus níveis de desenvolvimento e área de aplicação envolvidas na engenharia (VAN BOLHUIS, GULSKI, SMIT, 2002):

Ensaio Físico-químico: Método que verifica o envelhecimento do óleo por meio de propriedades físicas e químicas. Para um índice de cada ensaio tem-se um indicativo provável de dano, portanto recomenda-se o acompanhamento dos ensaios contidos na Tabela 3.1 (NBR 10576, 2012).

Tabela 3.1 – Ensaio recomendado para óleo mineral isolante

Tipo do ensaio	Grupo⁴⁾	Norma Aplicada
Cor e aparência	1	ABNT NBR 14483
Rigidez dielétrica	1	ABNT NBR IEC 60156
Teor de Água	1	ABNT NBR 10710
Índice de neutralização (acidez)	1	ABNT NBR 14248
Tensão interfacial	1	ABNT NBR 6234
Fator de perdas dielétricas	1	ABNT NBR 12133
Resistividade	3	ASTM D-1169
Teor de inibidor ³⁾	2	ABNT NBR 12134
Partículas (contagem de partículas)	2	ABNT NBR 14275
Estabilidade à oxidação	3	ABNT NBR 10504 ASTM D-2112
Ponto de fulgor ²⁾	3	ABNT NBR 11341
Compatibilidade ²⁾	3	ABNT NBR 14274
Ponto de fluidez ²⁾	3	ABNT NBR 11349
Densidade ²⁾	1	ABNT NBR 7148
Viscosidade ²⁾	3	ABNT NBR 10441
Bifenilas policloradas (PCB)	3	ABNT NBR 13882
Enxofre corrosivo ¹⁾	3	ABNT NBR 13882

¹⁾Exigido apenas sob circunstâncias especiais; ver a subseção aplicável

²⁾Não essencial, mas pode ser utilizado para estabelecer identificação do tipo

³⁾Restrito a óleos inibidos

⁴⁾O grupo 1 possui ensaios de rotina, o grupo 2 possui ensaios complementares e o grupo 3 possui ensaios investigáveis especiais.

Fonte: (NBR 10576, 2012).

Grau de Polimerização: Método que verifica o envelhecimento do papel isolante, faz a relação da cadeia de polímeros e a resistência dielétrica/mecânica.

Análise Furfural: Método que verifica o envelhecimento do papel isolante. Ainda há incertezas no comportamento da formação de compostos furfênicos, portanto o método está ainda sob pesquisa.

Medição de Tensão de Restabelecimento (RVM): Método que faz a análise na quantidade de água no papel isolante juntamente com seu envelhecimento.

Tangente Delta: Método que analisa as perdas dielétricas no sistema de isolamento. Com desenvolvimento de instrumentos portáteis para se fazer a medição.

Resistência de isolamento e índice de polarização: Método o qual faz a análise do acúmulo de materiais polarizáveis no sistema de isolação.

Descargas Parciais: Método que faz a análise na deterioração do sistema de isolação, capaz de detectar alguns defeitos localizados. Algumas pesquisas estão sendo realizadas a respeito da supressão de ruídos e interpretação de dados e uso on-line.

Análise dos gases dissolvidos no óleo: Método que faz análise no papel e óleo isolante, identifica falhas relacionadas a arcos elétricos, pontos quentes e descargas parciais. Apresenta uma vasta utilização, com estudos e desenvolvimentos sobre a origem da formação dos gases.

A análise dos gases dissolvidos no óleo, que abrange o método do Triângulo de Duval, será descrito com maiores detalhes nas próximas seções.

3.3 PLANOS DE MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES

No ano de 2013, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) emitiu uma nota técnica para plano mínimo de manutenção e o monitoramento da manutenção de instalações de transmissão. O plano faz uma definição sobre as atividades mínimas com suas respectivas periodicidades aceitáveis, para equipamentos e linhas de transmissão de rede básica. As atividades mínimas de manutenção em transformadores consistem em (ANEEL, 2013):

- Análise dos gases dissolvidos no óleo isolante;
- Ensaio Físico-químico do óleo isolante;
- Manutenção preventiva periódica.

Para análise de gases dissolvidos no óleo isolante, pesquisas em literaturas técnicas relacionadas a periodicidades, indicam que variam entre três meses a dois anos, considera-se três meses para equipamentos de maior importância sistêmica. Na pesquisa realizada constata-se que, nove de onze empresas realizam a manutenção com periodicidade de seis meses. As atividades e periodicidades utilizadas para

manutenção de transformadores de potência, são resumidas na Tabela 3.2 (ANEEL, 2013).

Tabela 3.2 – Periodicidade para manutenção de transformadores de potência

Atividade	Periodicidade máxima (meses)
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
Ensaio Físico-químico do óleo isolante	12
Manutenção preventiva periódica	72

Fonte: (ANEEL, 2013).

3.4 FALHAS NOS TRANSFORMADORES E SUAS CAUSAS NO OMI

Os transformadores elétricos, mesmo em operação de normalidade, sofrem envelhecimento natural e com isso a redução de sua capacidade de isolamento. Em situações críticas, a deterioração desse sistema é acelerada, com diminuição de sua vida útil. Com este quadro o sistema fica comprometido e nem sempre é possível sua recuperação, quando realizada envolvem altos custos. A possibilidade de apresentar falhas ao equipamento em estágios iniciais correspondem como falhas incipientes (ZIRBES, ROLIM, ZÜRN, 2005; BARBOSA, 2013).

Como característica essencial dos transformadores, perdas são geradas no cobre, alumínio e ferro. Estas perdas desenvolvem um aumento de temperatura nos elementos ativos, que provocam um desequilíbrio térmico entre o elemento aquecido e o sistema de isolamento. A partir do momento que se produz calor acima da capacidade de refrigeração, aumenta-se sua degradação que acarreta falhas incipientes no interior do equipamento (ALMEIDA et. al., 2007).

As falhas incipientes são classificadas em duas formas, esforços elétricos e térmicos. Os esforços térmicos são resultados de perdas nos condutores, devido à carga, e da temperatura ambiente. Já os esforços elétricos evidenciam frequência de operação e exposição a temperaturas decorridas do arco elétrico. Na maioria dos casos, quando gases são decompostos principalmente por bombardeamento iônico, associa-se pouco calor com descargas de baixa energia ou descargas parciais (IEEE, 2008).

3.4.1 Falhas Térmicas

O OMI entre temperaturas de 150 °C e 500 °C se decompõe em gases, entre eles o hidrogênio (H₂), metano (CH₄) e traços de etileno (C₂H₄) e etano (C₂H₆). Com o aumento da temperatura nas proximidades da falha, aumenta-se a geração dos gases etano e etileno. No início, a taxa de produção de etano é mais acentuada que a do etileno. Porém, quando uma falha promove um crescimento abrupto da temperatura, é produzido o acetileno (C₂H₂). Com isso, os profissionais da área de manutenção classificam a presença do gás acetileno como uma condição extrema, portanto considera-se o maior nível de alarme entre as falhas incipientes (AMORA, 2013).

Em baixas temperaturas, a decomposição térmica dos isolantes sólidos, como a celulose, produz óxidos de carbono (CO e CO₂) em quantidades significativas. Portanto, realiza-se uma importante relação entre o monóxido de carbono (CO) e o dióxido de carbono (CO₂) a fim de se avaliar a decomposição térmica da celulose quantitativamente (BARBOSA, 2013).

3.4.2 Falhas Elétricas

As falhas elétricas são chamadas de descargas parciais, corona e arco elétrico. As descargas parciais se originam por uma série de descargas elétricas rápidas, mensuradas em nanosegundos, em um meio isolante entre duas partes condutoras ativas. Corona é originada através de um aumento do gradiente da tensão sobre dois condutores, e o meio em volta dos condutores torna-se um condutor. O arco elétrico se caracteriza com duração efetiva e pelas maiores temperaturas entre as falhas (BARBOSA, 2013).

O surgimento de falhas como descargas de baixa energia, descargas parciais, arcos intermitentes de baixa intensidade ou descargas de alta energia, torna-se provável a decomposição do OMI devido às altas temperaturas atingidas. Várias repetições ou maior duração destas falhas, podem elevar a temperatura do óleo acima de 1500 °C (AMORA, 2013).

A ocorrência das descargas elétricas de baixa intensidade, produz em grande quantidade o hidrogênio, em pequenas quantidades o metano e em alguns possíveis traços o acetileno. O aumento da intensidade de energia das descargas e da

temperatura, acelera a produção dos gases etileno e acetileno. A modificação do valor da solubilidade de saturação, através de muitos gases dissolvidos e mudanças de temperatura, liberam os gases já dissolvidos em formas de bolhas. Isso faz com que se altere a condição de rigidez dielétrica do OMI, o que pode ocorrer prováveis rupturas no isolamento (AMORA, 2013).

Para os casos de falhas de altas energias, como no arco elétrico, a produção do acetileno se torna considerável, ocasionada pelo aumento da temperatura entre 800 °C e 2800 °C. Algumas das causas possíveis para os pontos quentes são o centelhamento, originados por más conexões ou interrupções de correntes em comutadores, e arcos de potência promovidos de ruptura dielétrica do óleo entre os enrolamentos ou espiras (AMORA, 2013).

3.5 FORMAÇÃO DE GASES DISSOLVIDOS NO OLÉO

Os principais gases dissolvidos no OMI, gerados a partir de sua decomposição, podem ser de propriedade combustível ou não combustível, como visualizado na Tabela 3.3 (MILASCH, 1998).

Tabela 3.3 – Propriedade dos gases dissolvidos no óleo

Combustíveis	Não Combustíveis
Monóxido de carbono (CO)	Dióxido de Carbono (CO ₂)
Hidrogênio (H ₂)	Oxigênio (O ₂)
Metano (CH ₄)	Nitrogênio (N ₂)
Etano (C ₂ H ₆)	
Etileno (C ₂ H ₄)	
Acetileno (C ₂ H ₂)	

Fonte: (MILASCH, 1998).

A composição química do OMI apresenta um conjunto de hidrocarbonetos, e possui um complexo processo de decomposição. A formação de hidrogênio ativo e fragmentos instáveis de hidrocarbonetos ou radicais livres, são originados da quebra de ligações do tipo hidrogênio-carbono (H-C) ou carbono-carbono (C-C). Dessa maneira, impossibilita-se a utilização da teoria cinética das reações químicas, por ser

inviável à quantificação dos compostos no processo e as condições de energia no ambiente da reação (IEEE, 2008).

Um modelo termodinâmico criado por Halstead, representado na Figura 3.1, permite que o cálculo da pressão parcial de cada gás seja em função da temperatura. Esse modelo propõe que todos hidrocarbonetos no OMI sejam decompostos em produtos homogêneos, e que todos estão em equilíbrio entre si. Outra análise é de que as reações acontecem em temperaturas constantes (HALSTEAD, 1978).

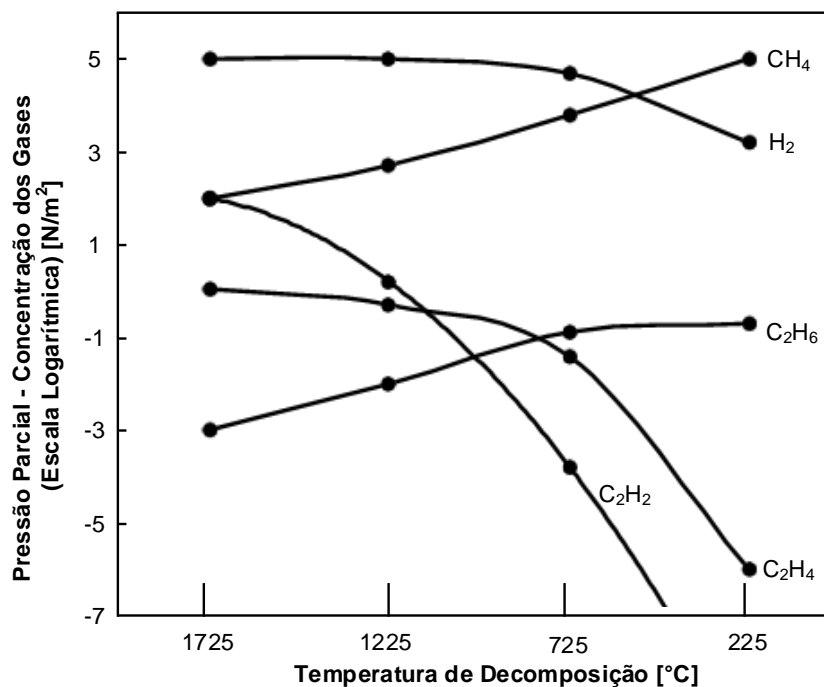


Figura 3.1 – Pressões parciais de equilíbrio térmico de Halstead em função da temperatura
Fonte: Adaptado de IEEE (2008).

Utiliza-se esse modelo também para estimar taxas de geração de gás em qualquer temperatura, dessa forma, caracteriza-se a falha em termos de temperatura e duração da falha. Entretanto, esse modelo pode produzir algumas limitações, como não identificar com clareza as características de formação dos gases quando falhas simultâneas ocorrem no transformador (IEEE, 2008).

A Figura 3.2, apresenta um gráfico da geração de gás em relação às temperaturas em que se formam. As relações utilizadas por este gráfico foram comprovadas em laboratório, e com condições controladas. A primeira faixa vertical à esquerda, representa os gases gerados em quantidades relativas, ocasionados por descargas parciais, dentre todos gases liberados o hidrogênio corresponde a maior quantidade (RECLAMATION, 2005).

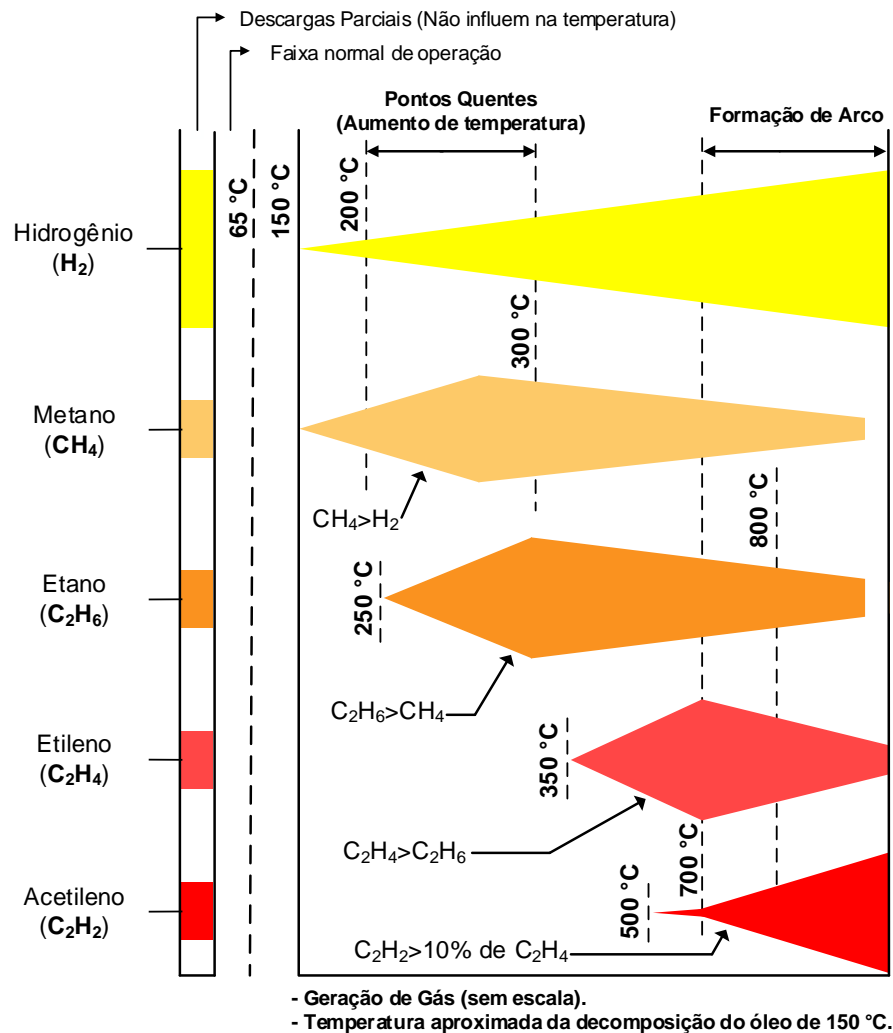


Figura 3.2 – Temperatura de geração dos gases combustíveis
Fonte: Adaptado de Reclamation (2005).

Para utilizar o método descrito neste trabalho, é necessário possuir as concentrações dos gases dissolvidos no óleo, que são obtidos através da análise cromatográfica.

3.6 CROMATOGRAFIA DO OMI

Cromatografia é um método físico-químico que realiza a separação dos componentes de uma mistura em duas fases, uma estacionária e a outra móvel (COLLINS, 2014).

Cromatografia gasosa é o processo de separação entre gases e substâncias volatilizáveis. Seu processo se baseia na diferente distribuição das substâncias da

amostra, entre uma fase sólida ou líquida, fase estacionária, para uma fase gasosa, fase móvel. O tempo para efetuar a análise é baixo, com execução em poucos minutos. Porém, em muitos casos, há uma necessidade de etapas de preparação da amostra antes de sua análise, isto pode ocasionar um maior de tempo e custo devido sua complexidade (NOGUEIRA, 2004).

A análise cromatográfica gasosa divide-se em três etapas, a primeira etapa é a amostragem do OMI, na segunda etapa realiza-se a extração dos gases, e por fim é feita a análise dos gases extraídos por meio do cromatógrafo, e seus valores são expressos em partes por milhão (ppm) (NASCIMENTO, 2010; NBR 7070, 2006).

Com os valores das concentrações dos gases, fornecidos pela cromatografia gasosa, possibilita-se então a utilização de análises para avaliar as condições do transformador.

3.7 ANÁLISE DOS GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO (DGA)

Entre as principais técnicas para avaliar as condições do transformador isolado a OMI, a mais utilizada é a análise do gás dissolvido, do inglês *Dissolved Gas Analysis* (DGA). A técnica DGA abrange vários métodos que se baseiam na análise das concentrações e taxas de geração de gases dissolvidos no OMI, e relacionam o tipo de falha com o gás presente. Após décadas de uso dessa técnica, chegou-se ao consentimento dos valores mais adequados dos gases para o equipamento. Fatores importantes em relação ao nível e período de formação dos gases é que não dependem somente do tempo de uso dos transformadores, mas também da localidade, origem e severidade da falhas ocorridas (ALMEIDA et al., 2007; LAPWORTH, 2002).

Algumas importantes características da DGA são descritas como um método abrangente na resposta a muitas falhas, devido à geração múltipla de gases provenientes de falhas. Além disso, quando as falhas estão em estágios iniciais, observa-se gases em algum ponto seguinte no tempo, ou seja, pode-se detectar falhas intermitentes. Também identificam-se falhas com concentrações pequenas de gases, portanto é uma técnica muito sensível e pertinente para detectar falhas em estágios iniciais. A principal dificuldade de analisar seus resultados, está em avaliar as condições entre normais e anormais, por ter uma ótima sensibilidade. Em

condições de anormalidade, dificulta-se a decisão em relação à gravidade do problema, isto é, se é necessária uma ação corretiva (LAPWORTH, 2002).

Uma metodologia, baseada em condições do estado do transformador, se refere a um processo em duas etapas, como pode-se observar na Figura 3.3. Na primeira etapa, através do monitor ou detector, gera-se um sinal de que há um problema. Na segunda etapa, realizada em 10% dos equipamentos, avalia-se suas condições para determinar se é necessária qualquer ação (CIGRE, 2002).

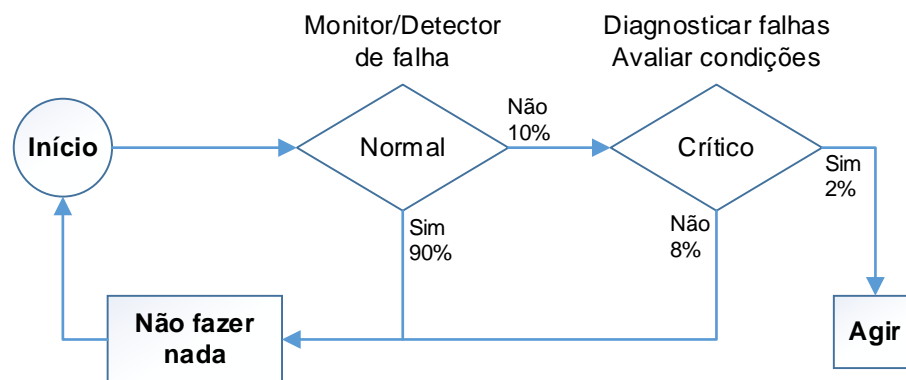


Figura 3.3 – Fluxograma da metodologia baseada em condições de duas fases
 Fonte: Adaptado de Cigre (2002).

Na IEEE C57 (2008), indica-se alguns procedimentos operacionais de detecção e análise dos gases combustíveis, que devem seguir as seguintes prioridades:

- a) Detecção: Detectar a geração de qualquer gás que ultrapassa os valores normais e seguir os critérios adequados para identificar a falha.
- b) Avaliação: Avaliar as condições de uso do transformador, para que se utilize um conjunto de critérios ou recomendações.
- c) Ação: Agir com as medidas recomendadas, como a confirmação da existência da falha e sua análise suplementar, redução da carga do transformador, ou até remoção do equipamento.

Se as concentrações e taxas de geração dos gases estão acima dos valores típicos, podem ocorrer falhas no equipamento, e alguns métodos da DGA são utilizados para identificá-los, os principais são (DUVAL, 2006):

- Os métodos do IEEE (Dörnenburg, Rogers e do Gás Chave);
- Relação dos códigos IEC;
- Triângulo de Duval.

Entre todos os métodos existentes, o método do Triângulo de Duval será abordado neste trabalho. No próximo capítulo, será descrita sua metodologia de análise.

4 MÉTODO DE DUVAL E CONSTRUÇÃO DO APLICATIVO

Neste capítulo será abordado a metodologia de como utilizar o método de Duval e obter seu resultado. Após isso, é explicado o processo de desenvolvimento do aplicativo por meio de fluxogramas e ilustrações.

4.1 MÉTODO DE DUVAL

Michel Duval desenvolveu em 1974 um método conhecido como Triângulo de Duval. O método possibilita apontar causas de falhas incipientes no transformador, com a análise das concentrações de três gases combustíveis, o acetileno, etileno e metano (SOUSA et al., 2012).

Os gases acetileno e etileno são diagnosticados por todos os métodos da DGA, e representam falhas de altas energias. Muitos métodos analisam o hidrogênio para representar falhas de baixas energias, entretanto, o método de Duval utiliza o metano, pois, além de representar essas falhas, oferece melhores resultados para outros tipos de falhas (DUVAL, 2006).

Para utilizar o método de Duval consulta-se a Tabela 4.1, que apresenta limites mínimos para concentrações de gases L1, em ppm, e taxas de geração de gases G1 e G2, ambos em ppm por mês. Entre todas as concentrações de gases geradas pela falha, ao menos um dos gases deve ser igual ou superior aos valores L1, e a taxa de geração de gás ser igual ou superior a G2. Se os valores ultrapassarem G1, gera-se um sinal de atenção no equipamento (RECLAMATION, 2005).

Tabela 4.1 – Limites de concentração e taxa de geração de gases

Gás	Limites L1 (ppm)	Limites G1 (ppm/mês)	Limites G2 (ppm/mês)
H ₂	100	10	50
CH ₄	75	8	38
C ₂ H ₂	3	3	3
C ₂ H ₄	75	8	38
C ₂ H ₆	75	8	38
CO	700	70	350
CO ₂	7000	700	3500

Fonte: (RECLAMATION, 2005).

Após determinar que todas as condições para utilizar o método foram atendidas, calcula-se a relação percentual de cada gás. Para isso, efetua-se a divisão da concentração de um gás pela soma das concentrações dos três gases, com as concentrações em ppm, como indicado nas Equações 4.1, 4.2 e 4.3. Para simplificar as expressões, adotam-se (DUVAL, 2002):

- P1 = CH₄;
- P2 = C₂H₄;
- P3 = C₂H₂.

Percentual de metano:

$$\%CH_4 = \frac{100 * P1}{P1 + P2 + P3} \quad (4.1)$$

Percentual de etileno:

$$\%C_2H_4 = \frac{100 * P2}{P1 + P2 + P3} \quad (4.2)$$

Percentual de acetileno:

$$\%C_2H_2 = \frac{100 * P3}{P1 + P2 + P3} \quad (4.3)$$

O método de Duval consiste em uma interpretação gráfica em um triângulo, como pode-se ver na Figura 4.1. Para aplicar o método deve-se plotar a porcentagem de um gás em uma determinada aresta do triângulo, e então traçar uma reta paralela as marcações presentes nessa aresta. Após efetuar esse procedimento para os três gases, a intersecção das três retas resultará em um ponto em alguma região do triângulo, que irá indicar uma falha (RECLAMATION, 2005).

O triângulo é subdividido em sete regiões, que são representadas por três falhas de origem térmica, três de origem elétrica e uma que indica mistura de falhas elétricas e térmicas. Cada região possui um código que relaciona a um tipo de falha, a Tabela 4.2 descreve todos os códigos e exemplos para cada falha (DUVAL, 2006).

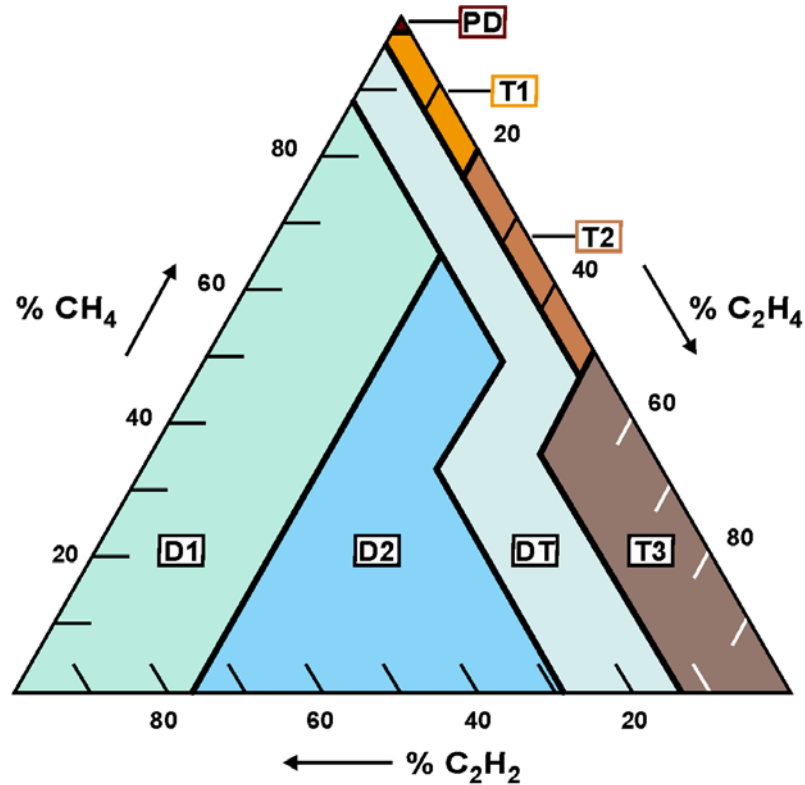


Figura 4.1 – Representação gráfica do Triângulo de Duval
Fonte: Adaptado de Reclamation (2005).

Tabela 4.2 – Codificações das falhas do Triângulo de Duval e seus exemplos

Símbolo	Falha	Exemplos
PD	Descargas Parciais	Descargas do tipo plasma frio (Corona), com possível formação de X-wax no papel.
D1	Descargas de baixa energia	Descargas parciais com centelhamento, com indução de pequenos furos carbonizados no papel. Arcos de baixa energia ou trilhamento no papel ou formação de partículas de carbono no óleo.
D2	Descargas de alta energia	Descargas de alta energia no papel e no óleo, com extenso dano ao papel ou grande formação de partículas de carbono no óleo e fusão no metal.
DT	Mistura de falhas	Mistura de falhas elétricas e falhas térmicas no transformador.
T1	Falha Térmica, (T<300 °C)	Evidenciada pelo papel se tornar amarronzado (>200 °C) ou carbonizado (>300 °C).
T2	Falha Térmica, (300<T<700 °C)	Carbonização do papel e formação de partículas de carbono no óleo.
T3	Falha Térmica, (T>700 °C)	Extensa formação de partículas de carbono no óleo, coloração metálica (800 °C) ou fusão do metal (>1000 °C).

Fonte: Adaptado de (DUVAL, DePABLO, 2001).

4.1.1 Definição das Zonas de Fronteiras do Triângulo e Seus Valores Limites

As regiões de fronteira do triângulo de Duval foram deduzidas empiricamente, através de um amplo número de casos de falhas. Para representar cada tipo de falha com a quantidade de gás gerado no óleo, foram inspecionadas visualmente as ocorrências de falha e conseqüentemente analisou-se a quantidade de cada gás presente. Estas ocorrências de falhas, podem ser visualizadas na Figura 4.2. Com isso, os valores limites das fronteiras foram determinados, como se pode visualizar na Figura 4.3 (DUVAL, 2002).

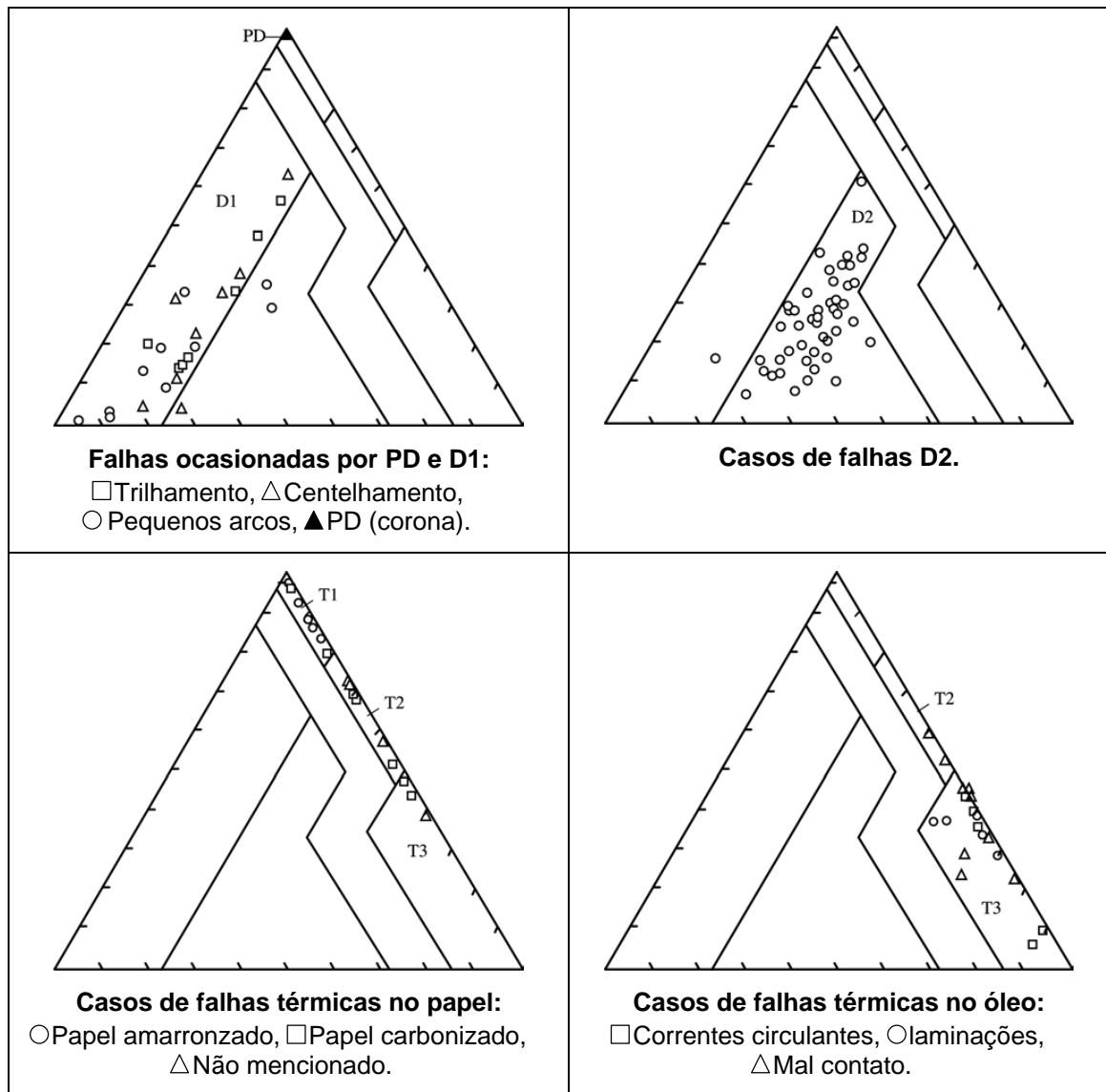


Figura 4.2 – Casos atuais de falhas inspecionadas visualmente nos transformadores
 Fonte: Adaptado de Duval (2002).

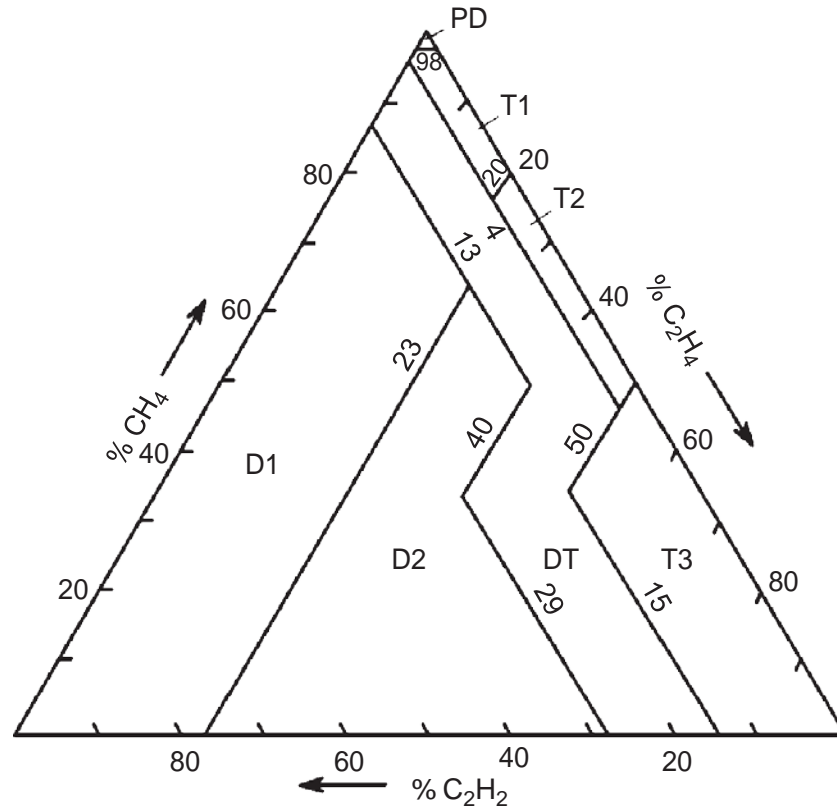


Figura 4.3 – Valores atuais das coordenadas do Triângulo de Duval
Fonte: Duval (2002).

Por apresentar valores fixos entre as regiões de falha, existe a possibilidade neste método de que os valores das concentrações obtidas representem um ponto exatamente na fronteira, para estes casos o resultado de falha será ambíguo, ou seja, pode representar uma região de falha ou outra.

4.2 DESENVOLVIMENTO DO APLICATIVO

Para desenvolver o aplicativo utilizou-se o programa Matrix Laboratory (MATLAB), e a implementação desse método pode ser abordada de várias maneiras. Antes de iniciar o aplicativo, deve-se adquirir os valores das concentrações dos gases em ppm, obtidos pela cromatografia gasosa como visto na seção 3.6, e devem estar dentro dos limites e taxas de geração de acordo com a Tabela 4.1.

O programa tem início com os valores dos gases digitados pelo usuário, como resposta geram-se dois gráficos, o primeiro representa a quantidade percentual dos gases em forma de gráfico circular, no segundo gráfico é plotado no Triângulo de Duval a região da área da falha em destaque com sua respectiva identificação.

O fluxograma visto na Figura 4.4 expõe todo processo em que o aplicativo segue, a lógica para identificar a região de falha e a construção do triângulo e o ponto de falha serão descritos nas próximas seções.

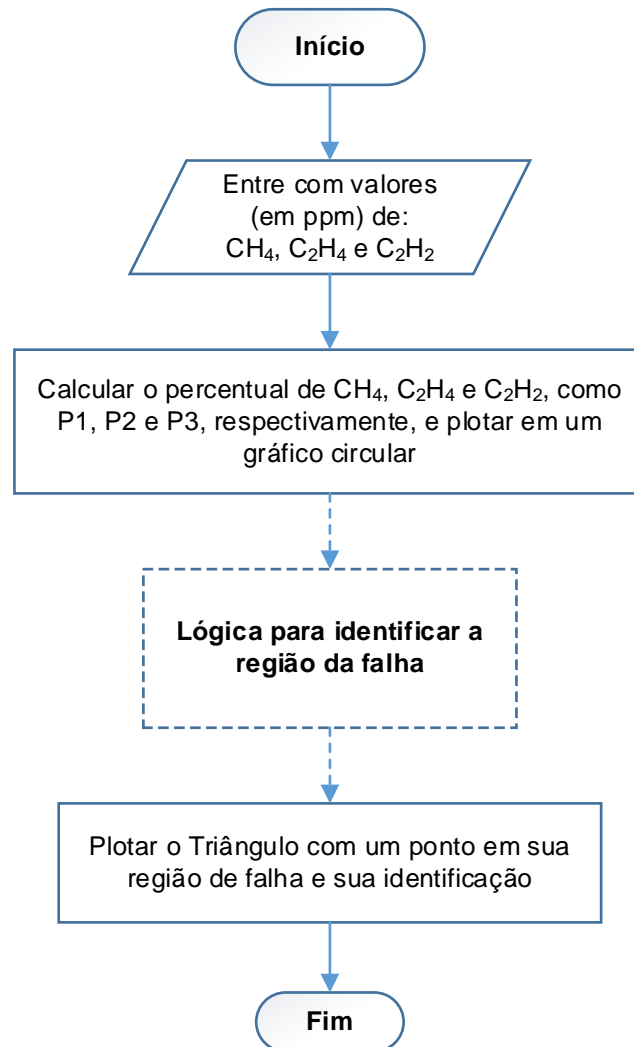


Figura 4.4 – Fluxograma principal do aplicativo do método do Triângulo de Duval
 Fonte: Autoria própria.

4.2.1 Obtenção da Região de Falha

A forma para obter a região de falha é impor regras condicionais “SE” e “SE-SENÃO-SE” que delimitam valores percentuais de gases para uma determinada região de falha, para uma região condicionada com mais de um valor percentual de gás, adicionam-se outros percentuais com operador lógico “E”. Porém, o Triângulo de Duval apresenta duas regiões côncavas, D2 e DT, o que impossibilita o uso desse operador. Para contornar o problema, criam-se retas complementares, representadas

pelo operador lógico “OU”, que transformam essas regiões em convexas, ou seja, cria-se mais de uma região convexa para representar uma região côncava. O incremento das retas adicionais podem ser visualizadas na Figura 4.5. Foram utilizadas três retas, a Reta 1 separa a região de falha D2 em duas áreas, A1 e A2, já a Reta 2 e Reta 3, separam a região de falha DT em três áreas, A3, A4 e A5.

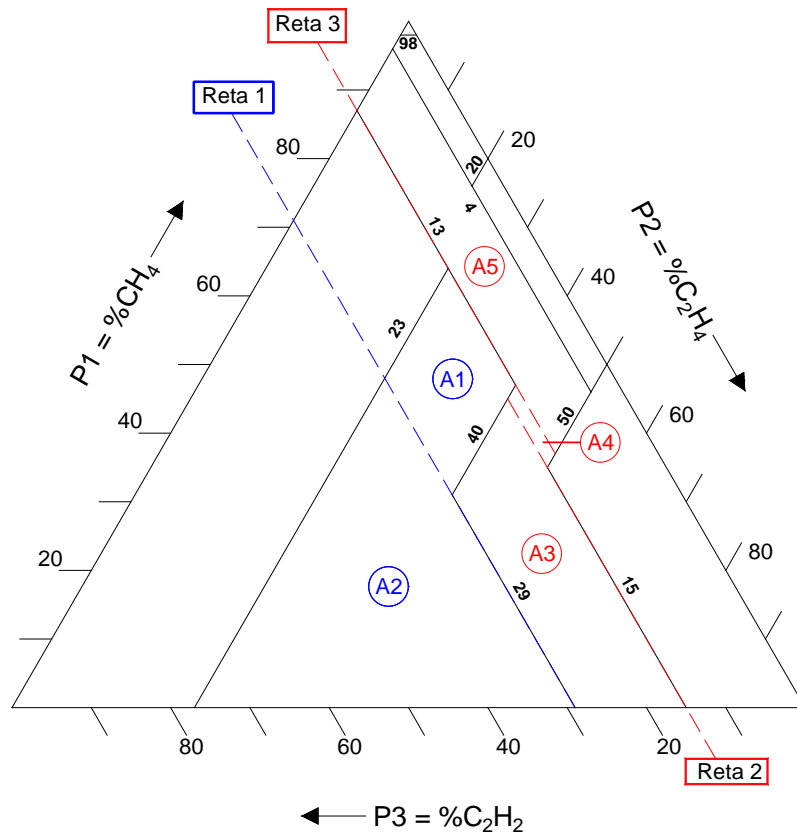


Figura 4.5 – Linhas auxiliares para transformar áreas de regiões côncavas em convexas
Fonte: Autoria própria.

As condições de “SE” e “SE-SENÃO-SE”, são designadas no MATLAB através da função “if” e “elseif”, respectivamente. Algumas regiões de falha são condicionadas por mais de um gás, e para isso utiliza-se a operação “E”, representado pela função “&&”, e as retas complementares são representadas pelo operador “OU”, definido pela função “||”.

A Figura 4.6 ilustra o fluxograma que representa a lógica para identificar a região de falha, presente no fluxograma principal do aplicativo. Esse fluxograma tem início após a etapa que gera o gráfico circular dos gases, e apresenta todas as regras condicionais com seus operadores lógicos para analisar a região de falha, os valores contidos nas regras foram retirados da Figura 4.3. Para a condição do ponto de falha

ser exatamente em uma fronteira, escolheu-se uma região para representá-la. Após a região de falha ser encontrada, continua-se o fluxograma principal.

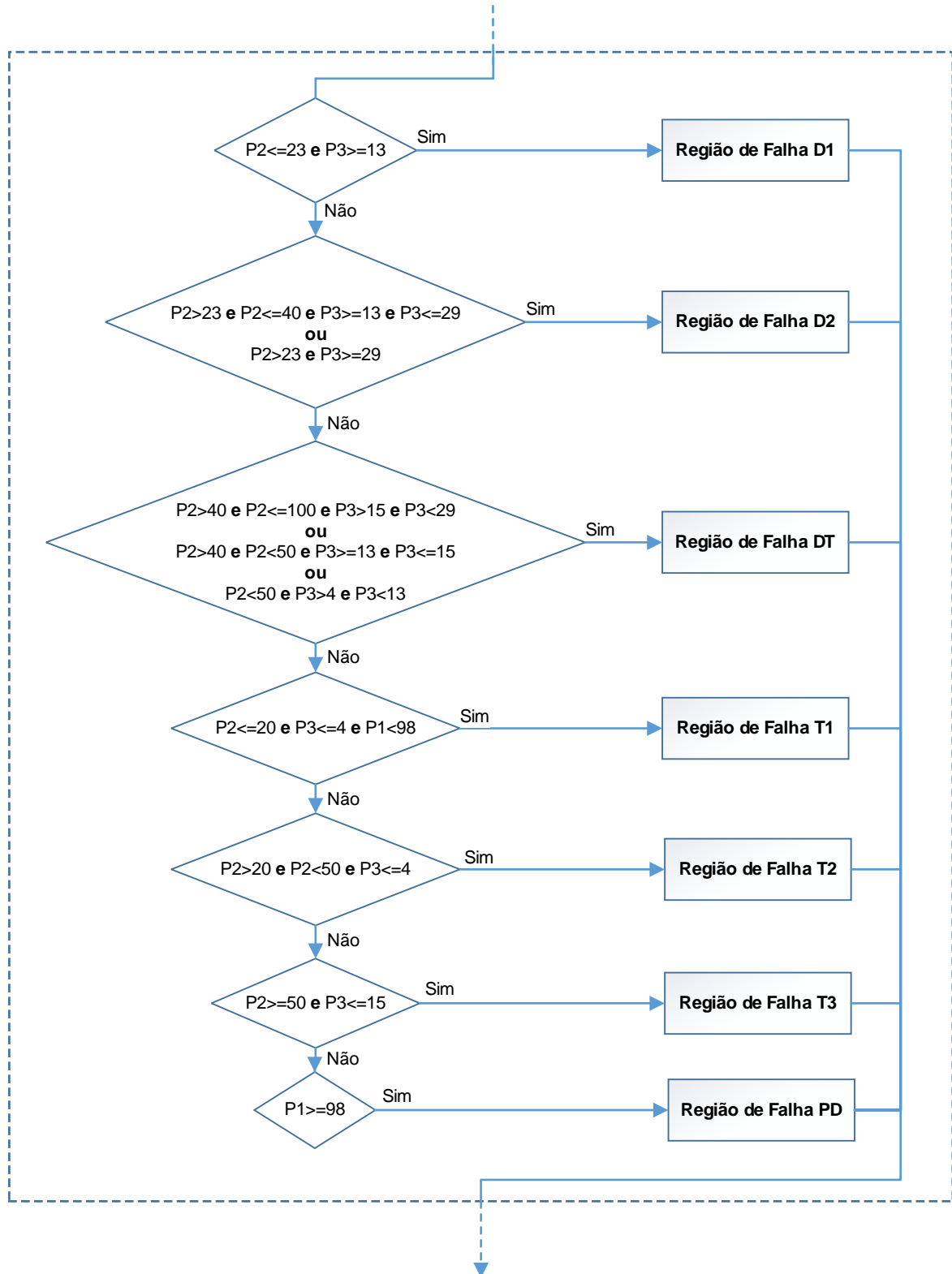


Figura 4.6 – Fluxograma para identificar a região da falha
 Fonte: Autoria própria.

4.2.2 Construção do Triângulo e do Ponto de Falha

Para plotar qualquer ponto no triângulo deve-se transformar as coordenadas dos três valores percentuais de gases, ou coordenadas triangulares, em coordenadas cartesianas, ou seja, representá-las no eixo x e y. Uma forma simples para efetuar essa transformação é utilizar operações geométricas. A Figura 4.7 ilustra um caso genérico de uma falha, que está localizada em uma região qualquer, chamado de ponto R, e os valores de sua coordenada em x e y são representados como R_x e R_y . Primeiramente, determina-se o valor de R_y através das relações geométricas no triângulo abc, no qual obtém-se a Equação 4.4. O valor de R_x , visto na Equação 4.5, é obtido através das somas das arestas e_1 e b_1 dos triângulos $a_1b_1c_1$ e $d_1e_1f_1$, que são definidos através das semelhanças dos triângulos abc e def.

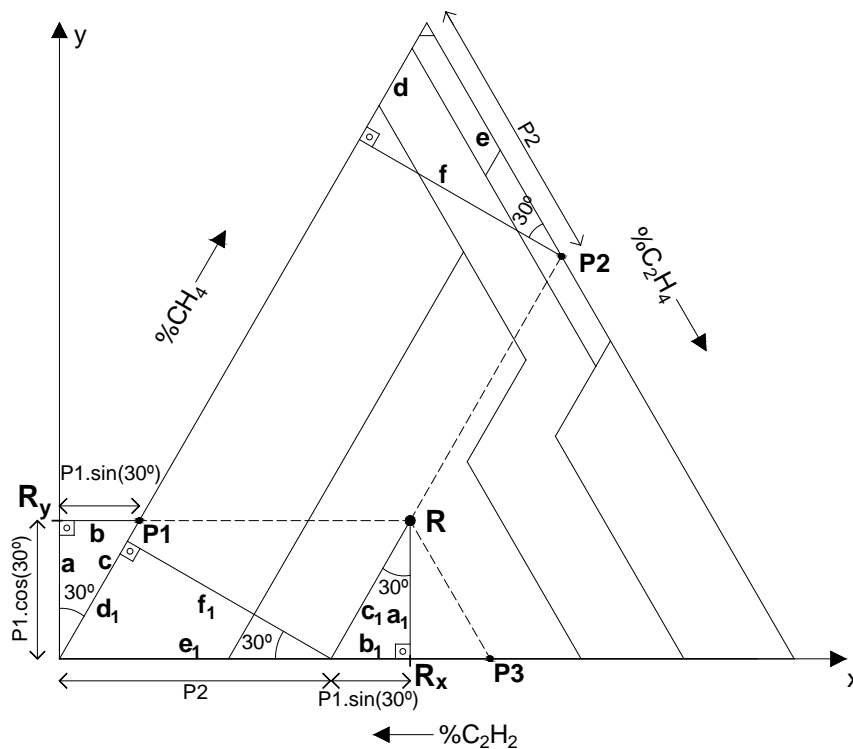


Figura 4.7 – Obtenção das coordenadas R_x e R_y
Fonte: Autoria própria.

$$R_y = P1 * \cos(30^\circ) \quad (4.4)$$

$$R_x = P2 + (P1 * \sin(30^\circ)) \quad (4.5)$$

Para construir o triângulo e as suas fronteiras, linhas são traçadas através dos pontos que definem suas regiões de falha. A Figura 4.8 representa todos os pontos por códigos e cada ponto é definido pela fração percentual dos gases P1, P2 e P3, definidos pelos valores limites das fronteiras da Figura 4.3. Porém, para que os pontos possam ser plotados, eles devem ser convertidos em coordenadas cartesianas, através das Equações 4.4 e 4.5.

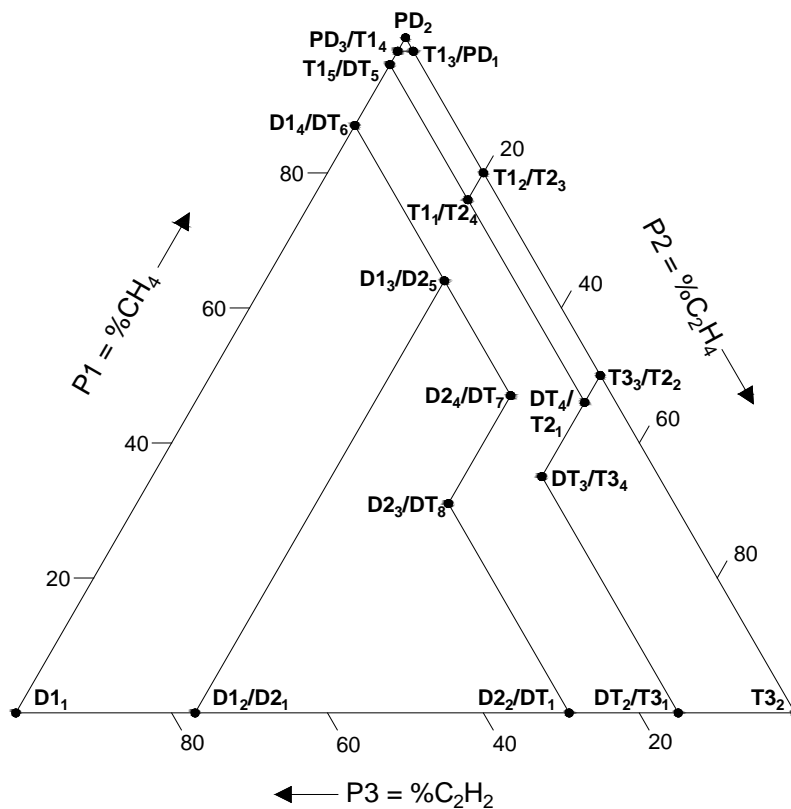


Figura 4.8 – Codificação de todos os pontos que formam as regiões de falha
Fonte: Autoria própria.

O ponto de falha é gerado apenas com a conversão dos valores percentuais dos gases analisados pelo aplicativo.

5 RESULTADOS E DESEMPENHO DO APLICATIVO

Os resultados serão analisados em duas etapas. A primeira é realizar o processo para identificar um caso de falha de modo manual, e em seguida utilizar o aplicativo para esse mesmo caso. Na segunda etapa, serão executados vários testes com falhas já diagnosticadas, com a intenção de verificar a eficiência do aplicativo.

5.1 OBTENÇÃO DE FALHA DE MODO MANUAL E ATRAVÉS DO APLICATIVO

A aplicação do método de forma manual será feita em uma análise com concentrações de gases com 20 ppm de metano, 60 ppm de etileno e 20 ppm de acetileno, executa-se o procedimento descrito na Seção 4.1 para encontrar o ponto de falha, após executar todo procedimento obtém-se a resposta gráfica como indicado na Figura 5.1, nesse caso o ponto de falha encontrado representa a região DT.

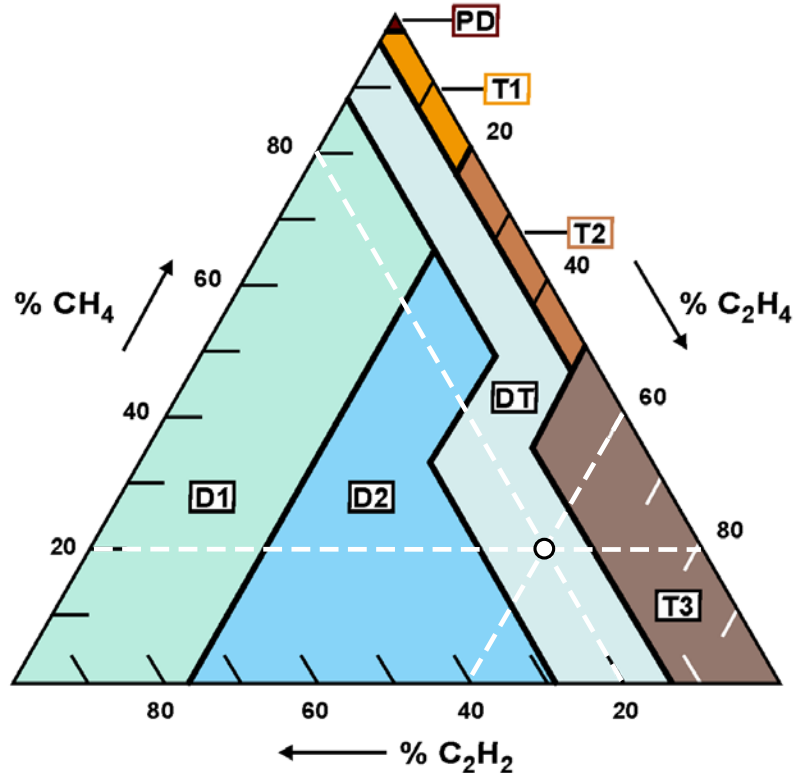
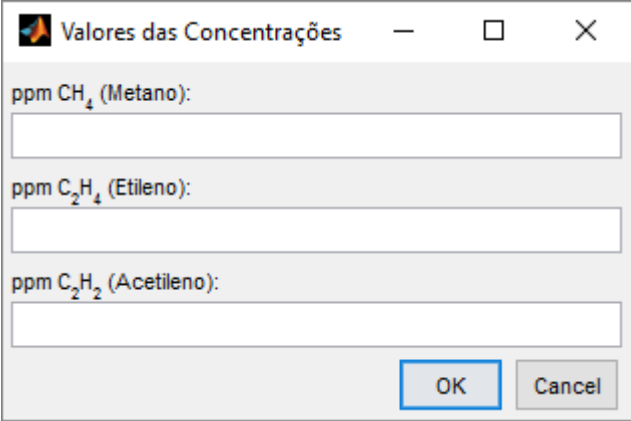


Figura 5.1 – Obtenção da falha DT no Triângulo de Duval de modo manual
Fonte: Autoria própria.

O mesmo caso analisado manualmente será executado através do aplicativo, em seu início exibe-se uma caixa de diálogo, como pode ver-se na Figura 5.2, que deve ser preenchida manualmente para cada gás com os valores das concentrações em ppm.



Valores das Concentrações

ppm CH₄ (Metano):

ppm C₂H₄ (Etileno):

ppm C₂H₂ (Acetileno):

OK Cancel

Figura 5.2 – Caixa de Diálogo para entradas de valores das concentrações dos gases
Fonte: Autoria própria.

Após os valores dos três gases digitados na caixa de diálogo, geram-se dois gráficos. Um gráfico circular com valores percentuais das concentrações dos gases analisados, como pode observar-se na Figura 5.3, e um gráfico da análise do triângulo de Duval com um ponto de falha e sua respectiva identificação, observado na Figura 5.4, o ponto de falha encontrado pelo aplicativo representa de forma semelhante ao ponto diagnosticado no processo manual, representado pela região DT.

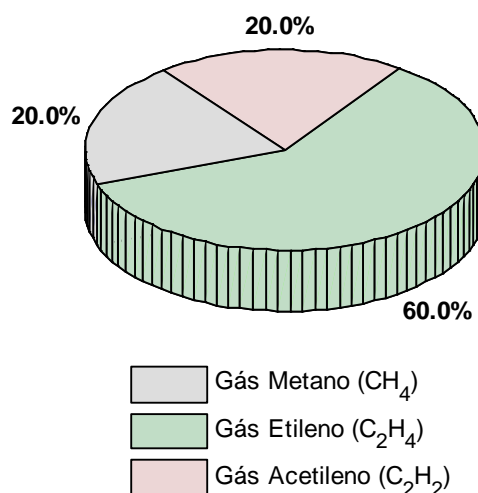


Figura 5.3 – Gráfico percentual das concentrações de gases digitadas na caixa de diálogo
Fonte: Autoria própria.

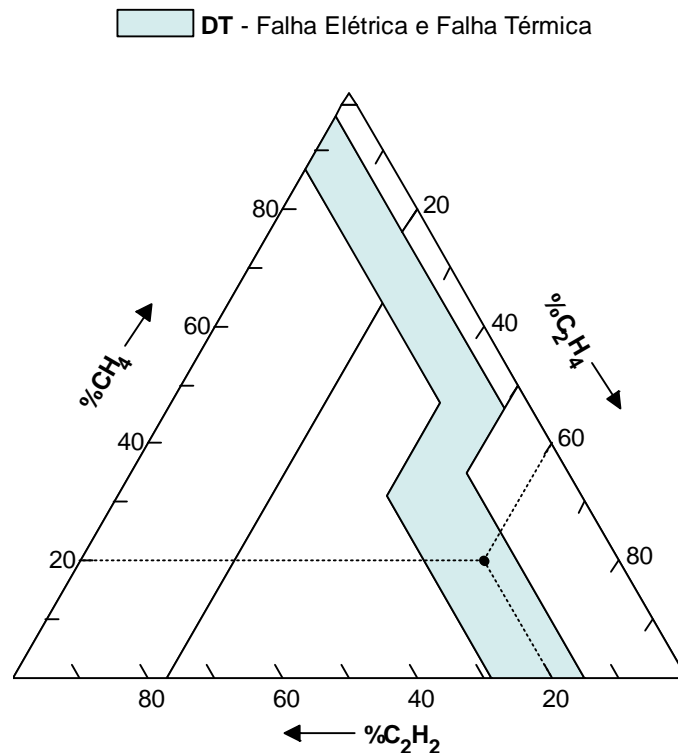


Figura 5.4 – Análise no triângulo de Duval com sua identificação de falha diagnosticada
Fonte: Autoria própria.

5.2 RESULTADOS DAS ANÁLISES

Para verificar o desempenho do aplicativo serão simulados todos os casos de falhas diagnosticadas conforme a Tabela 5.1, e comparar com os resultados obtidos pelo aplicativo. As concentrações dos gases presentes nessa tabela, correspondem a valores típicos permitidos para utilizar o método do Triângulo de Duval.

Tabela 5.1 – Valores das concentrações dos gases e suas falhas

Falha	CH ₄ (ppm)	C ₂ H ₄ (ppm)	C ₂ H ₂ (ppm)
PD	99	1	0
D1	38	12	50
D2	15	50	35
T2	69	30	1
T3	20	75	5

Fonte: Adaptado de (DUVAL, DUKARM, 2005).

Os valores das concentrações da falha PD da Tabela 5.1, são digitados na caixa de diálogo do aplicado. Obteve-se o gráfico circular percentual das

concentrações dos gases visualizado na Figura 5.5, e o gráfico de falha no Triângulo de Duval, como pode observar-se na Figura 5.6. A falha encontrada pelo aplicativo é representada pela região PD, a mesma diagnosticada na Tabela 5.1.

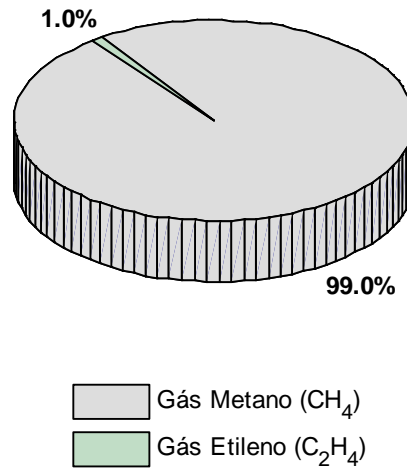


Figura 5.5 – Gráfico percentual para valores de concentração da falha PD
 Fonte: Autoria própria.

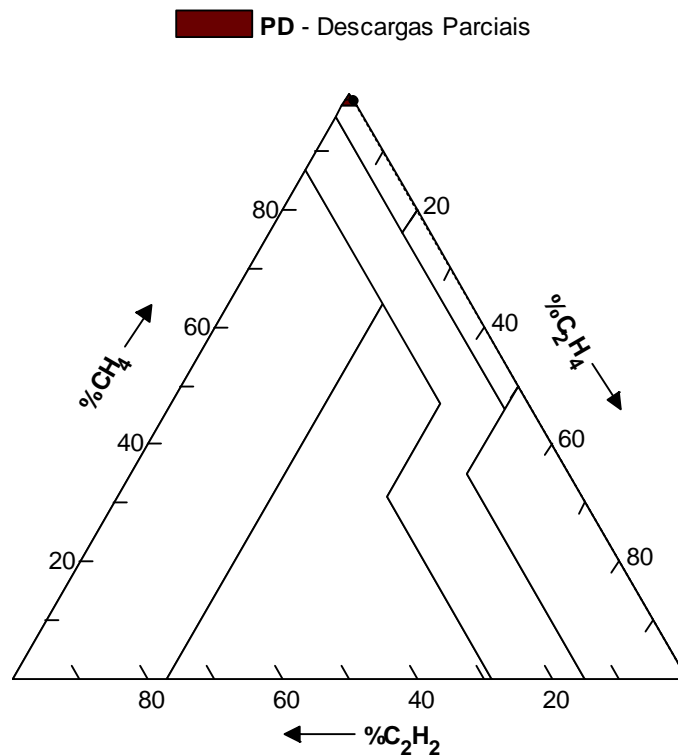


Figura 5.6 – Falha PD obtida no Triângulo de Duval
 Fonte: Autoria própria.

Para os valores das concentrações da falha D1 da Tabela 5.1, quando digitados na caixa de diálogo do aplicativo, geram-se o gráfico circular percentual das concentrações dos gases, visualizado na Figura 5.7, e o gráfico da falha no Triângulo de Duval, observado na Figura 5.8. A falha encontrada pelo aplicativo é a região identificada como D1, que corresponde à mesma falha diagnosticada na Tabela 5.1.

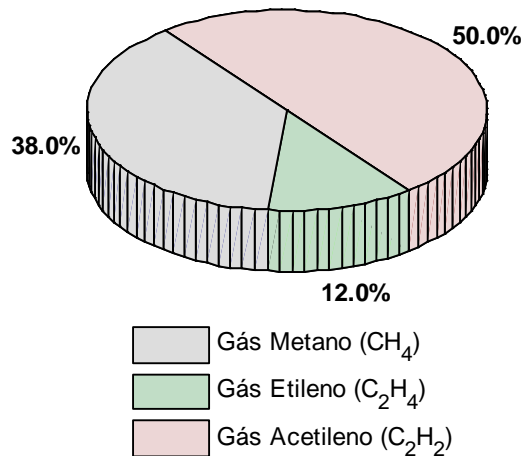


Figura 5.7 – Gráfico percentual para valores de concentração da falha D1
Fonte: Autoria própria.

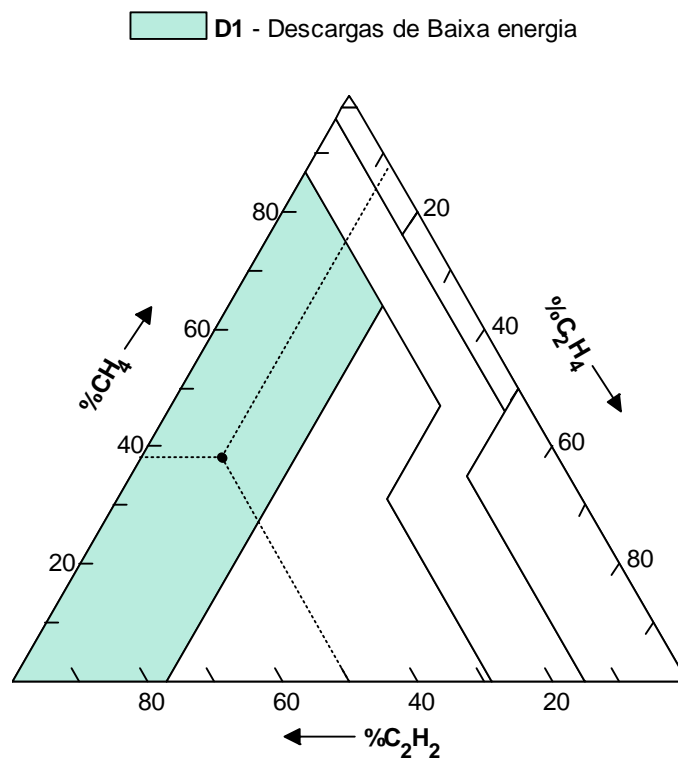


Figura 5.8 – Falha D1 obtida no Triângulo de Duval
Fonte: Autoria própria.

Para os valores das concentrações de falha D2 da Tabela 5.1, quando digitados na caixa de diálogo do aplicativo, geram-se o gráfico circular percentual das concentrações dos gases, visualizado na Figura 5.9, e o gráfico da falha no Triângulo de Duval, observado na Figura 5.10. A falha encontrada pelo aplicativo é a região identificada como D2, que corresponde à mesma falha diagnosticada na Tabela 5.1

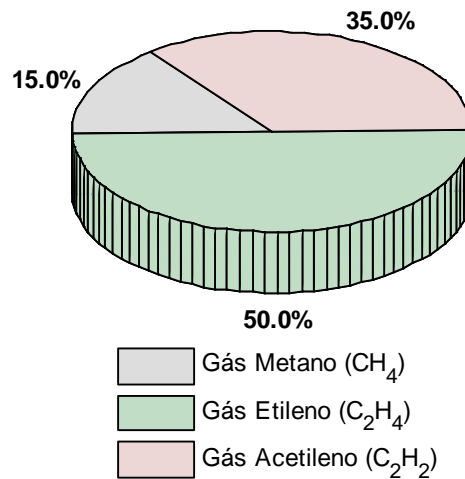


Figura 5.9 – Gráfico percentual para valores de concentração da falha D2
Fonte: Autoria própria.

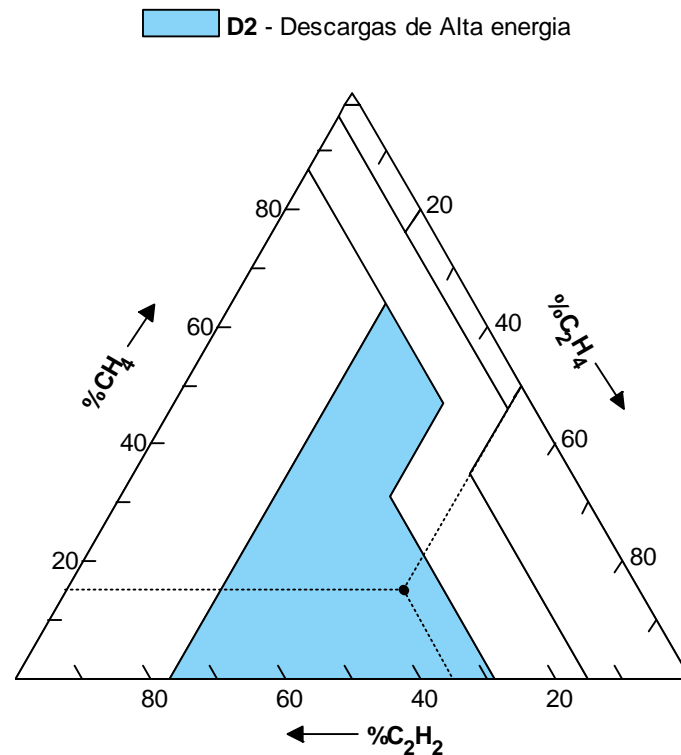


Figura 5.10 – Falha D2 obtida no Triângulo de Duval
Fonte: Autoria própria.

Para os valores das concentrações da falha T2 da Tabela 5.1, quando digitados na caixa de diálogo, geram-se o gráfico circular percentual para as concentrações dos gases, visualizado na Figura 5.11, e o gráfico da falha no Triângulo de Duval, observado na Figura 5.12. A falha encontrada pelo aplicativo é a região identificada como T2, que corresponde à mesma falha diagnosticada na Tabela 5.1

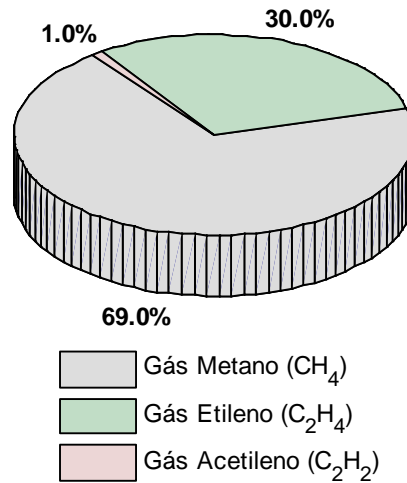


Figura 5.11 – Gráfico percentual para valores de concentração da falha T2
Fonte: Autoria própria.

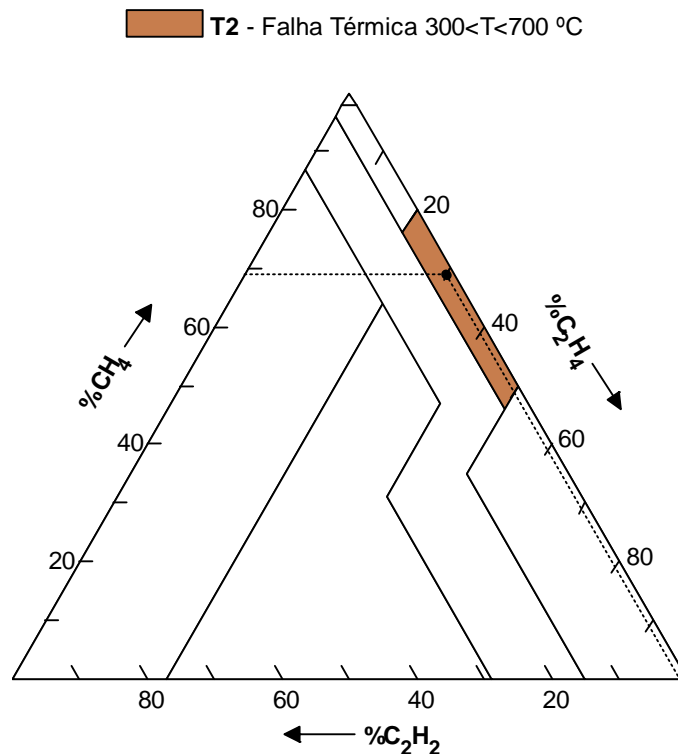


Figura 5.12 – Falha T2 obtida no Triângulo de Duval
Fonte: Autoria própria.

Para os valores das concentrações da falha T3 da Tabela 5.1, quando digitados na caixa de diálogo, geram-se o gráfico circular percentual para as concentrações dos gases, visualizado na Figura 5.13, e o gráfico da falha no Triângulo de Duval, observado na Figura 5.14. A falha encontrada pelo aplicativo é a região identificada como T3, que corresponde à mesma falha diagnosticada na Tabela 5.1

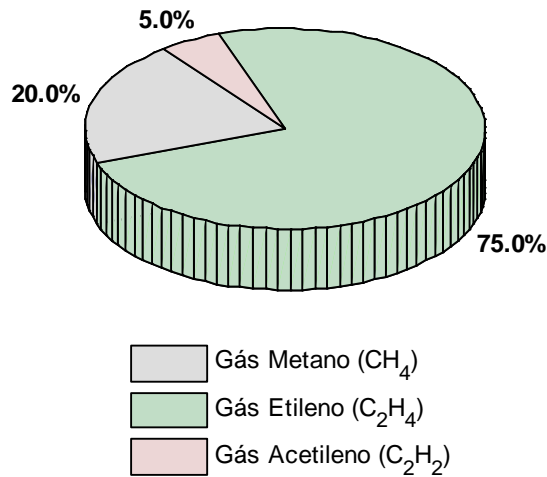


Figura 5.13 – Gráfico percentual para valores de concentração da falha T3
Fonte: Autoria própria.

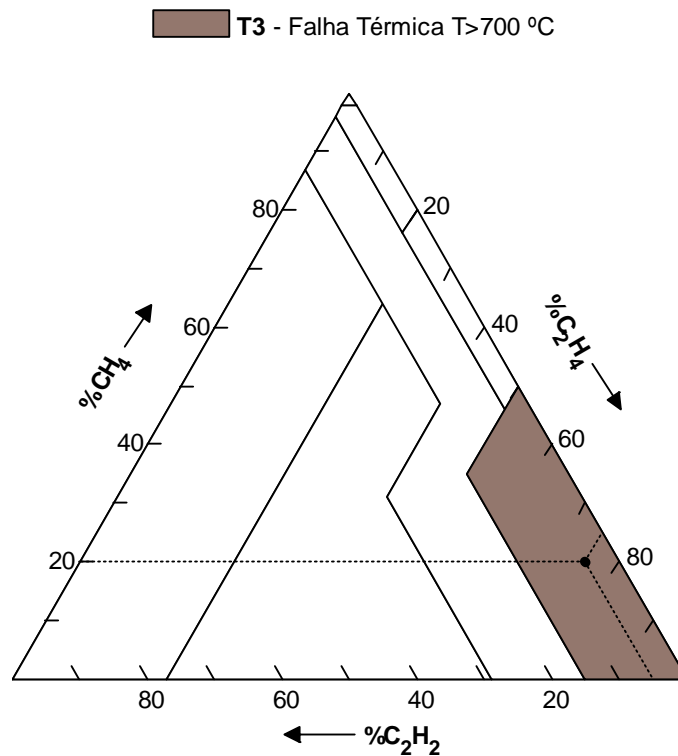


Figura 5.14 – Falha T3 obtida no Triângulo de Duval
Fonte: Autoria própria.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÃO

Devido à necessidade do sistema elétrico de potência possuir equipamentos elétricos confiáveis, o sistema de monitoramento para avaliar o estado operacional desses equipamentos torna-se de suma importância. A análise de gases dissolvidos no óleo mineral dos transformadores, corresponde a uma das ferramentas mais eficazes de diagnóstico apresentadas.

O aplicativo desenvolvido para análise de gases pelo método do Triângulo de Duval, permitirá uma resposta instantânea e precisa de falhas incipientes, com a finalidade de facilitar sua manutenção preditiva, como por exemplo agendamento de manutenções mais adequadas, a fim de se evitar um dano maior no equipamento.

Além disso, o algoritmo desenvolvido para o aplicativo no MATLAB apresentou fácil implementação, com a resposta de sua análise de forma rápida, simples e eficiente.

Os resultados do aplicativo foram comparados com casos de falhas diagnosticados, e corresponderam com exatidão em todas as simulações. Portanto, os resultados obtidos foram satisfatórios e conforme esperados.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresenta um diagnóstico de falhas nos transformadores em relação aos gases dissolvidos no óleo mineral. Porém, nas últimas décadas esse tipo de óleo vem sendo substituído por outros tipos de fluidos. Pode-se sugerir então que a ferramenta proposta neste trabalho, acrescente novas metodologias para outros tipos de isolantes líquidos, que serão descritos a seguir.

Os principais fluidos, que substituem o óleo mineral isolante, são:

- Óleo de silicone (Midel);
- Óleo de éster sintético (FR3);
- Óleo de éster natural, ou óleos vegetais, (BIOTEMP).

Além de outros tipos de óleos utilizados nos transformadores, vários métodos são utilizados em relação às concentrações e quantidades de gases para diagnosticar falhas nos transformadores. Portanto, com outros tipos de isolantes líquidos nos transformadores e outros métodos relativos à análise DGA, pode-se adequar novas ferramentas computacionais a fim de apresentar uma maior abrangência em relação ao monitoramento dos equipamentos do sistema elétrico.

Em relação à plataforma desenvolvida para novas ferramentas computacionais, poderá ser desenvolvido em outro programa que tenha uma maior facilidade para os usuários do que o MATLAB, ou seja, um programa com interface mais simples e acessível.

6.3 PUBLICAÇÕES

FINOCCHIO, Marco A. F.; MENDONÇA, Marcio; FERREIRA, Jeferson G.; BARBOSA, Thales M. **Óleos Vegetais como Substituto para Óleos Minerais Isolantes**. Revista Científica do Instituto Federal São Paulo – Sinergia – Volume 17, Edição 2, 2016. Aceito para publicação, 2017.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL: Resolução ANEEL No 0236/2013. **Proposta de regulamentação do Plano Mínimo de Manutenção e do monitoramento da manutenção de instalações de transmissão**, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Gás Natural e Biocombustíveis. (2005)**. Resolução ANP no 25, de 9 de setembro de 2005. Brasília. (Regulamento Técnico ANP Nº 4/2005).

ALMEIDA, O. M.; AMORA, M. A. B.; BARBOSA, F. R.; ARAGAO, F. A. P.; NOTTINGHAM, O. C. E. S.; BARRETO, L. H. S. C.; VITOR, R. **Monitoramento e Diagnóstico de um Transformador de Potência: Análise de Gases Dissolvidos no Óleo e Análise Térmica**. *Anais do IV CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica 2007*, Araxá, MG, 2007.

AMARAL, N. B. de Souza. **Estudo sobre critérios para a especificação de transformadores elevadores de estações geradoras (generation step-up transformers)**. 2007. 101 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

AMORA, M. A. B. **Extração de regras interpretáveis para o diagnóstico eficiente de transformadores de potência isolados a óleo a partir do aumento de espaço de atributos**. 2013. 113 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.

ARANTES, J. G. **Diagnóstico de falhas em transformadores de potência pela análise de gases dissolvidos em óleo isolante através de redes neurais**. 2005. 99 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.

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, jun. 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10576: **Guia para acompanhamento de óleo mineral isolante de materiais elétricos**. Rio de Janeiro, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5440: **Transformadores para redes aéreas de distribuição - Requisitos**. Rio de Janeiro, 2014.

BARBOSA, F. R. **Diagnóstico de falhas incipientes a partir das propriedades físico-químicas do óleo isolante em transformadores de potência como método alternativo à análise de gases dissolvidos**. 2013. 131 f. Tese (doutorado) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.

BECHARA, R. **Análise de Falhas em Transformadores de Potência**. 2010. 118 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reability**. 1Ed. New York. Marcel Dekker, 2002.

CHAPMAN, Stephen J. **Eletric Machinery Fundamentals**. 5^a ed. Nova York: McGraw-Hill, 2012.

CIGRE Working Group 12.18 **“Life Management Techniques for Power Transformers,”** Final report, CIGRE SC 12, 2002.

COLLINS, C. H. et al. **Fundamentos de Cromatografia**. 5 ed. Unicamp, Campinas, 2014.

DUVAL, Michel; DePABLO Alfonso. **Interpretation of Gas-In-Oil Analysis Using New IEC Publication 60599 and IEC TC 10 Databases**. IEEE Electrical Insulation Magazine, [S.I.], v.17, n.2, p. 31-41, mar. 2001.

DUVAL, Michel; DUKARM, J. **Improving the Reliability of Transformer Gas-in-Oil Diagnosis**. IEEE Electrical Insulation Magazine, vol.21, no.4, pp. 21–27, 2005.

DUVAL, Michel. **A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformer**. IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 18, Nº 3, pp. 8-17, May/June 2002.

DUVAL, Michel. **Dissolved Gas Analysis and the Duval Triangle**. In: AVO NEW ZEALAND INTERNATIONAL TECHNICAL CONFERENCE, 5., 2006. [S.I.]. Proceedings... [S.I.: s.n.], 2006.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICA – EPE. **Balço Energético Nacional 2015**. Ministério das Minas e Energia: Brasília, 2015.

FRONTIN, Sergio O. **Equipamentos de alta tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações tecnológicas**. 1^a Edição. Brasília: Teixeira, 2013.

GUSMAN, C. S. de Almeida. **Incerteza de medição em redes neurais artificiais aplicadas à manutenção preditiva de transformadores**. 2011. 126 f. Dissertação (Mestrado em Metrologia) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

HALSTEAD, W.D. **A Thermodynamic Assessment of the Formation of Gaseous Hydrocarbons in Faulty Transformers**. *Journal Institute of Petroleum*, v. 59, n. 9, pp. 239-241, 1978.

IEEE. **IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers**, IEEE Standard C57.104-2008, Sept. 2008.

JAYME, L.; NUNES, Jr. **O Óleo Isolante do Ponto de Vista Químico - IV SEMEL – Seminário de Materiais do Setor Elétrico Curitiba**, 1994.

KHALIFA, M. **High-Voltage Engineering: Theory and Practice**, Marcel Dekker Inc., USA, 1990.

LAPWORTH, J. (2002). **A novel approach (Scoring System) for integrating dissolved gas analysis results into a life management system**. In: Conference record of the 2002. IEEE International Symposium on Electrical Insulation. 2002, p. 137-144 Anais... Boston, MA, USA, 2002.

LUZ JÚNIOR, G. E. da; GUIMARÃES NETO, J. M.; MOITA NETO, J. M. **Ação adsorvente da bauxita sobre óleo isolante novo**. Química Nova, Teresina, v. 28, n. 3, p. 535-538, 2005.

MEYERS, S. D.; KELLY, J.J.; PARRISH, R.H. **Transformer Maintenance Guide**, Transformer Maintenance institute, S. D. Myers Inc., Akron, Ohio, USA, 3ed, 2004.

MILASCH, Milan. **Manutenção de transformadores em líquidos isolante**. São Paulo: Edgard Blücher, 1998.

MORAIS, Diego Roberto. **Ferramenta inteligente para detecção de falhas incipientes em transformadores baseada na análise de gases dissolvidos no óleo isolante**. 2004. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

NASCIMENTO, Vinícius Oliveira. **Manutenção Preditiva De Transformadores: Análise Cromatográfica**, 2010.

NEPOMUCENO, L X. **Técnicas de Manutenção Preditiva, V.2**. São Paulo, Edgard Blücher, 1999.

NOGUEIRA, C. A. A. **Avaliação de sistemas de medição da concentração de hidrogênio dissolvido em óleo isolante**. 2004. 83 f. Dissertação (Mestrado em Metrologia) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

RECLAMATION, B. (2005). **Transformers: Basics, Maintenance and Diagnostics**; U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation. Denver, Colorado, USA, April, 2005.

SOUSA, R.; AMORA, M.; BARBOSA, F. R.; PONTES, R. T.; BRAGA, A. P. S.; ALMEIDA, O. M. **“Análise de Métodos para o Diagnóstico de Falhas Incipientes em Transformadores com Base na Concentração de Gases no Óleo Isolante”**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2012, Goiás, 2012.

STOCCO, M. B. C. **Avaliação do potencial de aplicação de óleos vegetais como fluidos isolantes em transformadores de distribuição da rede elétrica**. 2009. 129 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

TELLES, M. S. **Sistema especialista Fuzzy para diagnóstico de transformadores de potência**. 2005. 140 f. Dissertação (Mestrado em Ciências da Computação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

VAN BOLHUIS, J. P.; GULSKI, E.; SMIT, J. J. **Monitoring and Diagnostic of Transformer Solid Insulation.** *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 3, pp. 528-536, 2002.

VIEIRA, C. L. C., MATTOS, J. M. **Manutenção de Transformador de Força.** Apostila de curso Engelma, Engenharia Elétrica de Manutenção Ltda., 1990.

WEG S.A. **Transmissão & distribuição: linha de produtos e soluções.** Jaraguá do Sul: Weg, 2013. 20 p.

ZIRBES, R.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. **Metodologias para Avaliação e Diagnóstico do Estado de Isolamentos de Papel Impregnado com Óleo Mineral.** *SBA Controle & Automação*, vol. 16, no. 3, pp. 318-331, 2005.