

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

ESCOLA DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE GONZALEZ MARQUES

**ANÁLISE DE FALTAS EM TRANSFORMADORES UTILIZANDO O
MÉTODO DO TRIÂNGULO DE DUVAL**

Porto Alegre

2017

FELIPE GONZALEZ MARQUES

**ANÁLISE DE FALTAS EM TRANSFORMADORES UTILIZANDO O MÉTODO DO
TRIÂNGULO DE DUVAL**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista

Porto Alegre

2017

CIP - Catalogação na Publicação

Marques, Felipe Gonzalez

Análise de Faltas em Transformadores Utilizando o Método do Triângulo de Duval / Felipe Gonzalez Marques. -- 2017.

61 f.

Orientador: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica, Porto Alegre, BR-RS, 2017.

1. Transformador. 2. Duval. 3. Análise de óleo. I. Loureiro, Luiz Tiarajú dos Reis, orient. II. Título.

FELIPE GONZALEZ MARQUES

**ANÁLISES DE FALTAS EM TRANSFORMADORES UTILIZANDO O MÉTODO DO TRIANGULO
DE DUVAL**

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo orientador e pela Banca Examinadora.

Professor orientador, Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS.

Regente da disciplina, Prof. Dra. Léia Bernardi Bagesteiro, UFRGS.

Aprovado em: __/__/__

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Luiz Tirajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS

Eng. Felipe Neubert Müller

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha mãe, Maria Helena Gonzalez Marques, por todo o apoio a minha educação, seja como pessoa, seja intelectual; por todos os sacrifícios que fez para me proporcionar uma vida e oportunidades melhores que ela teve quando jovem.

A minha querida avó, Helena Vizorek Gonzalez, que me criou com todo o carinho enquanto minha mãe trabalhava. Agradeço imensamente a ela o fascínio pela solução de problemas.

Ao meu dindo, Antonio Carlos Gonzales, que sempre esteve presente para prestigiar cada conquista, para apoiar sempre que necessário e por toda a dedicação que sempre destinou a mim.

A minha namorada, Luizy Andrade Darcy, que me incentivou a continuar nas horas que pensei em desistir.

Agradeço ao professor Luiz Tiarajú, que me guiou na elaboração deste trabalho, sempre com grandes contribuições e ideias para a conclusão do projeto de diplomação.

Aos meus mentores, Felipe Neubert Müller, Fabiano Peres Lopes e Rogério Espíndola Silveira, por todo o conhecimento que me proporcionaram durante um ano de estágio. Espelho-me nestes três como modelos do engenheiro que quero ser.

Agradeço a todos da Braskem S.A. que colaboraram para um estágio de grande aprendizado, que culminou neste trabalho.

Aos membros do time da oficina da elétrica todo o reconhecimento por suas competências e por me fazerem ver que sem um bom time de técnicos atuando ao lado de um engenheiro, nada vai adiante.

Agradeço a todos os meus colegas de curso que de uma forma ou de outra colaboraram para a ocorrência deste momento. Em especial aos meus queridos amigos: Gabriel Flores, Gabriel Lazarini, Julia Beust, Felipe Saraiva, Nibele Rodrigues e Gustavo Dal Molin.

Agradeço aos meus companheiros dos tempos de colégio pela companhia e pela amizade que se alonga por quase duas décadas.

“Se você não consegue explicar algo de forma simples, é porque não domina o assunto”

Albert Einstein

RESUMO

O presente trabalho consiste no estudo comparativo entre métodos de análise de falhas baseados em dados sobre os gases dissolvidos no óleo isolante de transformadores de grande porte. O método escolhido como foco para o trabalho é o Triângulo de Duval, o qual será comparado com dois métodos tradicionalmente utilizados na indústria, sendo eles: Método de Rogers e Método de Döernenburg. O estudo se foca num grupo de transformadores de 75 MVA, os quais têm seu óleo isolante analisado anualmente ou em frequências maiores do que um ano de intervalo. As informações coletadas sobre as análises de óleo são de transformadores de uma grande indústria brasileira. Com os dados das análises laboratoriais realizadas pela LabOil foi possível estabelecer diagnósticos utilizando os métodos acima descritos. Os dados utilizados para a elaboração do presente trabalho advêm de um histórico de 17 anos de análises. A comparação entre os métodos não tem o objetivo de invalidar um ou outro, apenas demonstrar que onde Rogers e Döernenburg não indicam e/ou sinalizam situação normal o método proposto consegue detectar e diagnosticar possíveis tendências de ocorrência de falha no transformador por conta dos gases dissolvidos em seu óleo isolante.

Palavras-chave: óleo isolante, transformador, Triângulo de Duval, Rogers, Döernenburg.

ABSTRACT

This study consists in a comparison between three different methods of fault analysis based on the gases dissolved in the insulating oil of power transformers. The method chosen to be the focus of this study is the Duval Triangle, which will be compared with two traditional methods used in industry, being: Döernenburg and Rogers. The study focuses on a group of transformers of 75MVA, which have their insulating oil analyzed annually or at frequencies greater than one year apart. The data collected on the oil analyzes is of transformers of a great Brazilian industry. The laboratory analysis data performed by a Brazilian laboratory it was possible to establish diagnoses using the methods described above. The data used for the preparation of this paper come from a 17-year history of analysis. The comparison between the methods does not aim to invalidate one or the other, only to demonstrate that where Rogers and Döernenburg do not indicate and/or signal normal situation, the proposed method can detect and diagnose possible transformer failure trends due to the dissolved gases in its insulating oil.

Key-words: insulating oil, transformer, Duval Triangle, Rogers, Döernenburg.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Transformador	16
Figura 2 - Modelo elétrico do transformador ideal.....	18
Figura 3 - Geração de gases relacionada ao tipo de falha e temperatura	23
Figura 4 - Triângulo de Duval.....	33
Figura 5 - Exemplo da aplicação do Triângulo de Duval.....	35
Figura 6 - Evolução da concentração de hidrogênio para o TF01	36
Figura 7 - Evolução da concentração de metano para o TF01	36
Figura 8 – Evolução da concentração de etano para o TF01.....	37
Figura 9 - Evolução da concentração de monóxido de carbono para o TF01	37
Figura 10 - Evolução da concentração de etileno para o TF1	38
Figura 11 - Evolução da concentração de acetileno para o TF1.....	38
Figura 12 - Evolução da concentração de hidrogênio para o TF02	41
Figura 13 - Evolução da concentração de metano para o TF02	42
Figura 14 - Evolução da concentração de monóxido de carbono para o TF02	42
Figura 15 - Evolução da concentração de etileno para o TF02	42
Figura 16 - Evolução da concentração de etano para o TF02	43
Figura 17 - Evolução da concentração de acetileno para o TF02.....	43
Figura 18 - Evolução da concentração de hidrogênio para o TF03	46
Figura 19 - Evolução da concentração de metano para o TF03	47
Figura 20 - Evolução da concentração de monóxido de carbono no TF03	47
Figura 21 - Evolução da concentração de etileno para o TF03	47
Figura 22 - Evolução da concentração de etano para o TF03	48
Figura 23 - Evolução da concentração de acetileno para o TF03.....	48
Figura 24 - Evolução da concentração de hidrogênio para o TF04	51
Figura 25 - Evolução da concentração de metano para o TF04	51
Figura 26 - Evolução da concentração de monóxido de carbono para o TF04	52
Figura 27 - Evolução da concentração de etileno para o TF04	52
Figura 28 - Evolução da concentração de etano para o TF04	52
Figura 29 - Evolução da concentração de acetileno para o TF04.....	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Limite de quantificação segundo a NBR 7070 - Amostragem de gases e óleo mineral isolante de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos	22
Tabela 2 - Valores de referência para validar a utilização do método de Döernenburg	29
Tabela 3 - Ao menos um dos gases deve apresentar concentração de duas vezes a da Tabela 2	29
Tabela 4 - Ao menos um dos gases deve apresentar concentração maior ou igual às apresentadas na Tabela 2.....	29
Tabela 5 - Diagnóstico baseado nas proporções dos gases do método de Döernenburg	30
Tabela 6 - Código associado à relação R1.....	31
Tabela 7 - Código associado à relação R2.....	31
Tabela 8 - Código associado à relação R5.....	31
Tabela 9 - Diagnósticos por Rogers	32
Tabela 10 - Concentrações mínimas dos gases para Duval ser aplicável.....	33
Tabela 11 – Cromatografia do óleo do TF 01	39
Tabela 12 - Relação dos gases para o TF 01	39
Tabela 13 - Porcentagens para o Triângulo de Duval do TF 01	40
Tabela 14 - Diagnósticos para o TF 01.....	40
Tabela 15 - Cromatografia do óleo do TF 02	44
Tabela 16 - Relações dos gases para o TF 02.....	44
Tabela 17 - Porcentagens para o Triângulo de Duval para o TF 02.....	45
Tabela 18 - Diagnósticos para o TF 02.....	45
Tabela 19 - Cromatografia do óleo do TF 03	49
Tabela 20 - Relações entre os gases para o TF 03	49
Tabela 21 - Porcentagens para o triângulo de Duval para o TF03	49
Tabela 22 - Diagnósticos para o TF03.....	50
Tabela 23 - Cromatografia do óleo do TF 04	53
Tabela 24 - Relações entre os gases para o TF 04	54
Tabela 25 – Porcentagens para o triângulo de Duval para o TF 04.....	54
Tabela 26 – Diagnósticos para o TF 04	54

LISTA DE SIGLAS

NBR Norma regulamentadora brasileira

DGA dissolved gás analysis

TF01 Transformador 01

TF02 Transformador 02

TF03 Transformador 03

TF04 Transformador 04

PPM Partículas por milhão

H₂ Hidrogênio

CH₄ Metano

CO Monóxido de carbono

C₂H₄ Etileno

C₂H₆ Etano

C₂H₂ Acetileno

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 MOTIVAÇÃO.....	14
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2 CONTEXTO TEÓRICO	16
2.1 TRANSFORMADOR.....	16
2.2 ÓLEO ISOLANTE	19
2.3 GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO	21
2.4 TIPOS DE FALTA	24
2.4.1 FALTA TÉRMICA (PONTO QUENTE – “HOT SPOT”).....	25
2.4.2 DESCARGAS DE ALTA ENERGIA – ARCO ELÉTRICO	26
2.4.3 DESCARGAS DE BAIXA ENERGIA –CENTELHAMENTO.....	26
2.4.4 DESCARGAS PARCIAIS.....	27
3 METODOLOGIA.....	28
3.1.MÉTODO DE DÖERNENBURG	28
3.2.MÉTODO DE ROGERS	30
3.3. TRIÂNGULO DE DUVAL	32
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	35
4.1 TRANSFORMADOR 1 – TF01	35
4.2 TRANSFORMADOR 2 – TF02	41
4.3 TRANSFORMADOR 3 – TF 03	46
4.4 TRANSFORMADOR4 – TF04	50
4.5 DISCUSSÕES	55
5 CONCLUSÃO	58
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico atual seja transmissão ou distribuição são altamente dependentes do uso de transformadores. Os transformadores constituem o grupo de equipamentos mais caros, que ocupam maior espaço e mais necessários para o funcionamento do sistema de energia elétrica. São equipamentos muito versáteis: compreendem todas as classes de tensão. Não são imprescindíveis apenas no setor de geração, transmissão e distribuição, para a indústria os transformadores são um de seus equipamentos mais vitais (NETO, 2007).

Por serem largamente utilizados nos âmbitos da transmissão, distribuição e na indústria, é desejável evitar ao máximo eventos de falhas ou necessidades de intervenção nestes equipamentos. Quando um transformador para, ele não está atendendo a determinada carga, ou seja, há um grande custo envolvido quando este elemento apresenta falhas. Por conta da necessidade de se conhecer o real estado em que um transformador se encontra existem diversos métodos empregados para estimar se um transformador está operando ou não de forma correta.

Diversos métodos de análise de falhas para transformadores foram desenvolvidos ao longo dos anos, dentre eles destacam-se os métodos: de Rogers, de Döernenburg, do Triângulo de Duval (DUVAL, 2002) e dos Gases Chave (NETO, 2007).

Como a interrupção do funcionamento dos transformadores de grandes indústrias e/ou concessionárias de energia elétrica não é um fato desejável estes métodos são empregados para possibilitar um entendimento do que ocorre com o equipamento e quais medidas devem ser tomadas. Quando se remete a este tipo de equipamento a confiabilidade do sistema está sempre em questão, visto que caso uma falta ocorra por conta de um evento no transformador o sistema que está a sua jusante será afetado drasticamente caso não possua a capacidade de manobrar cargas ou novos alimentadores.

Desta forma buscou-se, com este presente trabalho, realizar uma comparação entre os métodos de diagnóstico de gases dissolvidos em óleo isolante com o intuito de auxiliar na predição e análise da tendência de risco de possíveis faltas que um transformador corre ao ser enquadrado nos métodos utilizados no estudo.

1.1 MOTIVAÇÃO

Em um ambiente industrial o cenário mais desejável é o de indisponibilidade zero em qualquer equipamento da planta, por conseguinte o pior cenário possível é um ou mais equipamentos parados por conta de eventos de falta.

Um dos equipamentos mais essenciais para uma indústria seja ela petroquímica, siderúrgica, nuclear ou para um estádio de futebol é o transformador. O transformador, hoje, é o elemento do sistema elétrico mais crucial para uma planta, visto que sem ele não há a possibilidade de se estabelecer uma fonte de alimentação para o processo industrial em questão.

Por conta da importância do transformador é de suma importância que sua operação sempre esteja dentro dos patamares estabelecidos pelo fabricante, a manutenção executada com a periodicidade necessária e de maneira correta e o acondicionamento correto para o equipamento.

Um dos elementos causadores de faltas em transformadores é a degradação do óleo isolante dos transformadores de potência elevada. Os primeiros indicadores de tendências de futuros eventos, operação incorreta e desgaste natural pela idade podem ser constatados ao se realizar uma análise dos gases dissolvidos no líquido isolante dos transformadores.

Existem diversos métodos que levam em conta os gases dissolvidos no óleo, que aplicando seus algoritmos de análise conseguem elaborar um diagnóstico do estado atual de operação do transformador. Como o número de métodos é vasto, cada método possui vantagens e desvantagens quando comparada a outro. Quando se analisa um equipamento do ponto de vista da confiabilidade, não se pode apenas aceitar que um método de avaliação seja empregado, pois onde o espectro de abrangência de falhas de um método não detecta nenhuma falta outro método pode apontar um possível indício de falta.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Na primeira parte do trabalho é apresentado o resumo do trabalho, a introdução e a motivação do tema abordado.

A segunda parte apresenta o embasamento teórico acerca do equipamento alvo, no caso o transformador, e como o líquido isolante do transformador tem suas propriedades alteradas em decorrência de faltas bem como a caracterização de quais tipos de gases evidenciam a presença de falhas incipientes e identificar o tipo de falha que ocasionou determinado evento catastrófico.

Na terceira etapa do trabalho serão apresentados os três métodos de análise de faltas em transformador através do diagnóstico dos gases dissolvidos no óleo isolante, sendo eles: Método de Rogers, Método de Döernenburg e Triângulo de Duval. Para cada metodologia de diagnóstico serão explicados os fundamentos que servem de base para a análise dos gases e sua aplicabilidade.

Na quarta seção será onde os resultados de cada método serão expostos, bem como a comparação entre os métodos que é o objetivo deste presente trabalho. Os dados utilizados nesta seção são fruto de 17 anos de análises de óleo realizadas por uma empresa que está de acordo com os procedimentos estabelecidos na NBR10576 – Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção.

O quinto capítulo do trabalho se reserva as conclusões sobre o trabalho realizado e se o objetivo estabelecido foi atingido com sucesso.

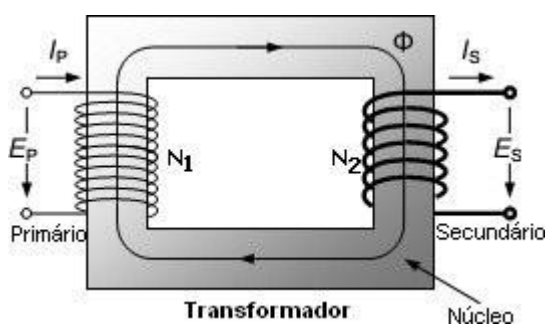
2 CONTEXTO TEÓRICO

2.1 TRANSFORMADOR

O transformador surgiu na década de 1880 em face da necessidade de transmitir energia elétrica por longas distâncias, até então a energia elétrica era transmitida por curtas distâncias através de CC. Antes do advento dos transformadores as usinas produtoras de energia deviam estar muito próximas dos centros de consumo, assim limitando os locais que poderiam ter acesso a energia e as cargas que poderiam ser supridas. Através das descobertas de *Faraday*, *Henry*, *Ampère*, *Volta* e *Tesla* foi possível a *William Stanley* construir o primeiro modelo de transformador comercial. Com o transformador de corrente alternada, a transmissão de energia elétrica em corrente contínua deixou de ser de interesse visto que a transmissão em CA é muito mais vantajosa que a transmissão em CC quanto ao aspecto de perdas e a distância de cobertura. As perdas são proporcionais ao quadrado da corrente, ou seja, com a transmissão em CA é possível trabalhar com tensões da ordem de centenas de *kV*(quilovolts), conseqüentemente com correntes e perdas de baixa ordem (CHAPAMAN, 2013).

O transformador é composto, em sua maioria, por um terminal onde é injetada energia elétrica é denominado de primário e o terminal que fornece energia é denominado de secundário, em alguns casos há um terceiro terminal ou um terceiro enrolamento denominado terciário. O equipamento é composto pelas bobinas do primário e secundário que estão eletricamente isolados um do outro, porém acoplados magneticamente, as bobinas envolvem um núcleo ferromagnético comum a elas. A variação do fluxo magnético é o fenômeno que rege o transformador (FITZGERALD, 2006).

Figura 1 - Transformador



A relação entre as tensões do primário (E_p) e do secundário (E_s) se dão através do número de espiras das respectivas bobinas.

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s} = a \quad (1)$$

Sendo a a relação de transformação. A relação entre as correntes do primário e secundário é o inverso da relação de transformação.

$$\frac{i_p}{i_s} = \frac{N_s}{N_p} = \frac{1}{a} \quad (2)$$

Os transformadores normalmente são classificados como abaixadores ou elevadores de tensão, tal nomeação se dá relacionando a tensão de secundário com a tensão do primário. Quando a tensão do secundário é maior que a do primário tem-se um transformador elevador, por conseguinte, um transformador com tensão de secundário menor que a de primário é tido como abaixador de tensão (CHAPMAN, 2013).

Seguindo o modelo do transformador ideal tem-se que a potência de entrada é a mesma entregue na saída. A potência útil na entrada é dada por:

$$P_{\text{primário}} = V_{\text{primário}} * i_{\text{primário}} * \cos \phi_{\text{primário}} \quad (3)$$

A potência útil (P) entregue na saída do transformador é dada por:

$$P_{\text{secundário}} = V_{\text{secundário}} * i_{\text{secundário}} * \cos \phi_{\text{secundário}} \quad (4)$$

Considerando o transformador ideal, tem-se:

$$P_{\text{primário}} = V_{\text{secundário}} * i_{\text{secundário}} * \cos \phi_{\text{secundário}} = P_{\text{secundário}} \quad (5)$$

Da mesma forma o conceito se aplica para a potência reativa (Q), logo:

$$Q_{\text{primário}} = V_{\text{secundário}} * i_{\text{secundário}} * \sin \phi_{\text{secundário}} = Q_{\text{secundário}} \quad (6)$$

A potência aparente (S) segue o mesmo comportamento:

$$S_{\text{primário}} = V_{\text{secundário}} * i_{\text{secundário}} = S_{\text{secundário}} \quad (7)$$

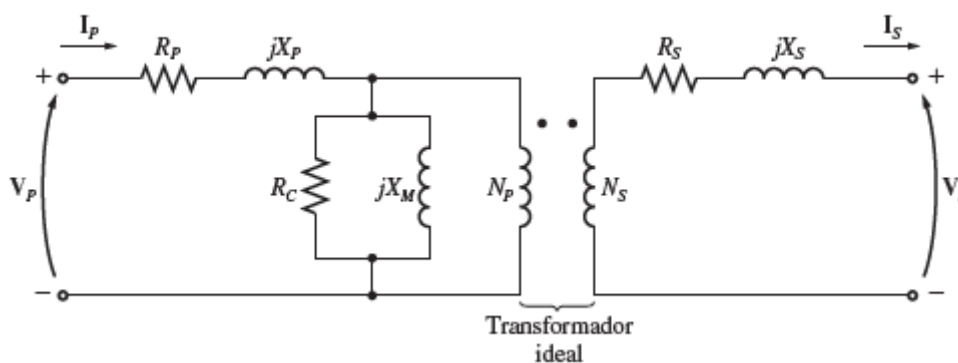
O conceito de transformador ideal é bastante útil para compreender os fenômenos que acontecem com o equipamento, porém se faz necessário um entendimento das características reais do dispositivo. Quando a análise é feita acerca do transformador ideal toda e qualquer perda associada é descartada, o que no transformador real não pode ser feito. Um transformador real apresenta perdas no condutor das bobinas, perdas por correntes parasitas e histerese. As perdas se manifestam através do efeito Joule, isto é, as perdas elétricas são convertidas em calor.

$$W = R * i^2 \quad (8)$$

R – Resistência elétrica [Ω], i – intensidade de corrente elétrica [A].

No caso do transformador as maiores fontes de perda estão associadas às perdas no cobre dos enrolamentos das bobinas e das correntes parasitas que atuam no núcleo ferromagnético.

Figura 2 - Modelo elétrico do transformador ideal



Fonte: CHAPMAN S.J. pág. 88

A resistência R_c é a resistência do ramo de excitação (primário), essa resistência é advinda dos efeitos das perdas do núcleo ferromagnético. A reatância X_M é a reatância do efeito da corrente de magnetização.

Transformadores de potência da ordem de MVA ou mesmo da ordem de kVA possuem elevados patamares de corrente e tensão, o que faz com que suas perdas por efeito Joule sejam potencializadas. Com a elevação da temperatura o núcleo ferromagnético tende a saturar, ou seja, o equipamento não atende mais valores nominais ao quais foi projetado. O esmalte que reveste os enrolamentos das bobinas passa a derreter, assim como o esmalte que isola cada placa do núcleo. O papel que pode substituir o esmalte, em determinados níveis de temperatura pode

apresentar carbonização. O ponto quente pode alcançar temperaturas próximas ou acima do ponto de fusão do cobre, acarretando em deformação mecânica das bobinas. A elevação de temperatura é um fator indesejável, porém inerente ao equipamento. Uma das formas encontradas para atenuar os efeitos da temperatura é a adoção de óleo isolante, que tem a função tanto de refrigerar o transformador quanto isolar eletricamente as bobinas entre si.

2.2 ÓLEO ISOLANTE

Para transformadores de potência elevada o emprego de óleo isolante é uma solução interessante, visto as benesses que o óleo traz para o equipamento. Para um óleo ser considerado ideal para a função, o mesmo deve apresentar algumas características chave, a saber (DATALINK, 2011):

- Baixo grau de viscosidade
- Alta rigidez dielétrica
- Estabilidade térmica
- Quimicamente estável
- Condutibilidade térmica
- NBR10441–Produtos de petróleo – líquidos transparentes e opacos – determinação da viscosidade cinemática e cálculo da viscosidade dinâmica

Um baixo grau de viscosidade permite ao óleo uma fácil circulação pelo equipamento. Com uma viscosidade no patamar estabelecido em norma, o óleo é capaz de trocar calor com a fonte quente (enrolamentos e núcleo) realizar o processo de convecção, trocar calor com a fonte fria (aletas do transformador que permitem uma maior área de superfície com o ar atmosférico) e novamente trocar calor com a fonte quente seguindo o processo de convecção.

- Rigidez Dielétrica

Uma elevada rigidez dielétrica para o óleo é o cenário ideal, pois o líquido preenche todo e qualquer espaço que exista nos enrolamentos e no núcleo, sejam os espaços advindos da construção do equipamento ou de deformações mecânicas resultantes do estresse térmico de operação do equipamento, por conta da alta rigidez dielétrica o patamar de energia necessário para iniciar uma descarga interna ao transformador deve ser consideravelmente mais elevada do que se não houvesse o óleo. O campo elétrico necessário para ocorrer uma descarga no ar

atmosférico é de 1MV/m, sendo que com o óleo isolante este nível mínimo de energia é muito superior. Esse fato permite uma maior confiabilidade no equipamento quanto a incidência de descargas parciais, caso o óleo esteja em boas condições.

- Estabilidade Térmica

Como o óleo deve ser responsável pela refrigeração do equipamento, o mesmo não deve sofrer degradação por conta da temperatura. Suas características químicas e físicas não devem ser alteradas com a elevação acentuada da temperatura.

- Estabilidade Química

O transformador recebe diversos tratamentos químicos durante sua construção para deixá-lo em sua configuração ótima. As placas do núcleo são isoladas eletricamente umas das outras por um verniz, o papel que “embrulha” as bobinas é embebido em uma resina, logo não é de interesse que o óleo interaja quimicamente com esses elementos. Uma possível interação pode acarretar em danos ao equipamento e/ou aumento das perdas.

- Condutibilidade Térmica

Por conta do objetivo de resfriamento do equipamento o óleo deve apresentar uma grande capacidade de condução térmica, ou seja, ser capaz de transferir de um ponto a outro grandes quantidades de calor por unidade de tempo.

Além das características minimamente exigidas o óleo é um agente que impede, quando em bom estado, que os enrolamentos e o papel isolante das bobinas sejam afetados pela umidade e gases presentes na atmosfera. O óleo também representa uma barreira para o oxigênio, o que evita a oxidação precoce e extensa do verniz e do papel que envolve os enrolamentos das bobinas.

Transformadores a óleo possuem uma grande vantagem construtiva quando comparados com os a seco. Um transformador com um óleo adequado e com determinadas características pode ter as bobinas muito próximas umas das outras, isto se a rigidez dielétrica do óleo comportar, o mesmo vale para a viscosidade e a condutibilidade térmica, que dependendo das especificações do óleo podem permitir um tanque menor para realizar a troca térmica, reduzindo consideravelmente os custos de fabricação, instalação e o local ao qual o transformador será alocado.

2.3 GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO

Antes de entrar em operação é realizada uma coleta de óleo, a amostra é analisada e não deve apresentar compostos de hidrocarbonetos, água e outros gases dissolvidos no líquido. Certos compostos quando presentes, em determinadas quantidades, no óleo podem indicar sintomas que apontam para uma falha incipiente. A capacidade de analisar e interpretar os dados obtidos é uma área muito estudada no ramo dos transformadores de elevados patamares de potência. Os gases que são contemplados nos três métodos abrangidos neste trabalho são:

- Hidrogênio (H_2)
- Metano (CH_4)
- Monóxido de Carbono (CO)
- Etileno (C_2H_4)
- Etano (C_2H_6)
- Acetileno (C_2H_2)

A presença de gases dissolvidos no óleo é esperada ao longo do tempo de operação, entretanto as quantidades em *ppm* (partículas por milhão) devem ser observadas. A norma NBR 7070 - Amostragem de Gases e Óleo Mineral Isolante de Equipamentos Elétricos e Análise dos Gases Livres e Dissolvidos estabelece limites de quantificação para a detecção dos gases através da análise cromatográfica. A norma brasileira estabelece os seguintes limites de quantificação:

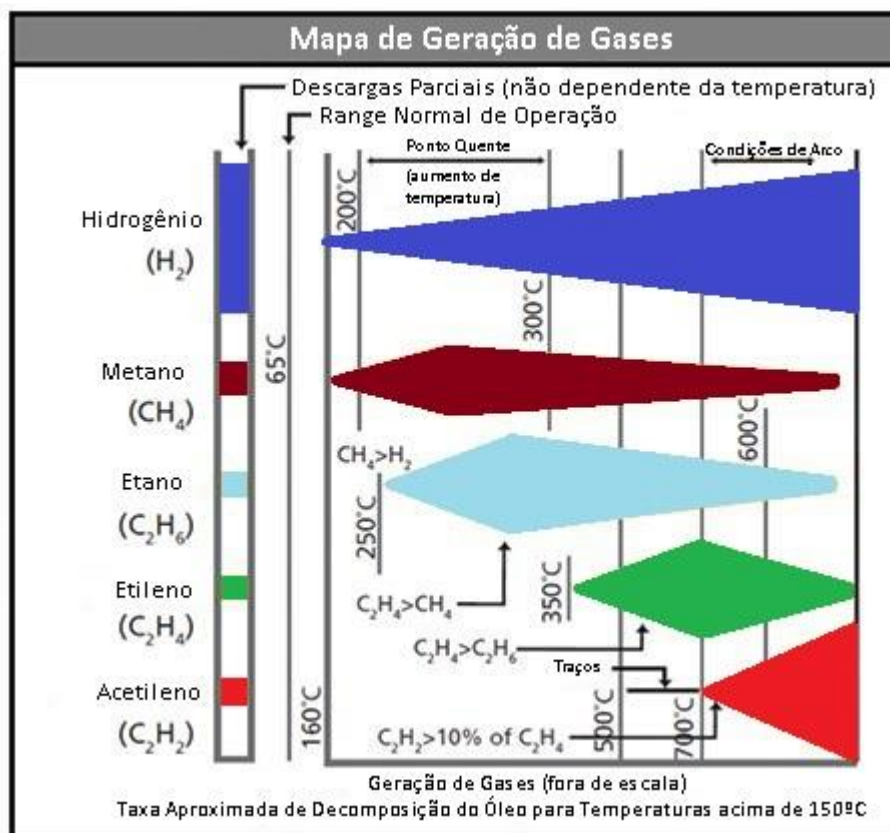
Tabela 1 - Limite de quantificação segundo a NBR 7070 - Amostragem de gases e óleo mineral isolante de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos

<i>Gás</i>	<i>Limite de Quantificação [ppm]</i>
Hidrogênio (H_2)	5
Metano (CH_4)	3
Monóxido de Carbono (CO)	25
Etileno (C_2H_4)	3
Etano (C_2H_6)	3
Acetileno (C_2H_2)	3

Fonte: NBR 7070

Os gases dissolvidos são originados por faltas ocorridas no transformador. Quando há uma ocorrência de um evento de falta, a principal consequência direta ao equipamento é a elevação da temperatura do óleo. A elevação de temperatura e o tipo de falta ocorrida estão fortemente ligadas. Quando um limite estabelecido é ultrapassado, inicia-se a produção de determinados gases. A quantidade e o tipo de gás produzido dependem da temperatura gerada pela falta. A imagem X ilustra os patamares de temperatura dos principais gases estudados: Hidrogênio(H_2), Metano(CH_4), Etano(C_2H_6), Etileno(C_2H_4) e Acetileno(C_2H_2).

Figura 3 - Geração de gases relacionada ao tipo de falha e temperatura



Fonte: GOLARZ J.

Percebe-se uma relação de dependência entre a temperatura do óleo e as faltas, ocasionando a produção de determinados gases, a exceção de descargas parciais que não dependem de níveis de temperatura para ocorrer, mas apenas de determinadas concentrações de gases para propiciarem o início da ocorrência de descargas internas ao equipamento. Monóxido de Carbono (CO), Hidrogênio (H_2) e Metano (CH_4) são produzidos em pequenas quantidades em decorrência do envelhecimento natural do papel isolante e do óleo. A presença de grandes quantidades dos gases supracitados e de outros gases combustíveis que não são oriundos do envelhecimento natural do papel e do óleo isolante são formados por conta de faltas elétricas internas ao transformador, os tipos de gases presentes na amostra coletada evidenciam um tipo de falta incipiente no dispositivo.

Entre 500°C e 700°C inicia-se o processo de formação de Acetileno (C_2H_2), até 700°C a produção deste gás é muito lenta se comparada aos outros gases analisados, a amostra conterá traços do gás, a amostra não apontará uma quantidade efetiva do gás em ppm. Quando o limiar

superior é ultrapassado a produção de Acetileno inicia uma curva crescente de acordo com a evolução da temperatura. Com a presença considerável deste gás dissolvido no óleo as condições para a ocorrência de arcos elétricos de alta energia são favoráveis. A partir de 160°C inicia-se a formação não natural de gases, a partir da temperatura estabelecida a presença de pontos quentes é percebida e gradualmente a temperatura e o número de pontos quentes tende a aumentar caso uma intervenção não ocorra.

2.4 TIPOS DE FALTA

As faltas em transformadores são classificadas através de códigos que informam qual o tipo de falta a qual o equipamento está sujeito. A nomenclatura não explicita se a falha é incipiente, está acontecendo ou se já ocorreu, apenas serve como um resultado da interpretação dos dados do tipo de método de análise escolhido (DUVAL,2002). Os códigos são:

- D1 – Descargas de Baixa Energia (Centelhamento)
- D2 – Descargas de Alta Energia (Arco Elétrico)
- DT – Arco Elétrico e Falta Térmica
- T1 - Falta Térmica < 300°C (Ponto Quente)
- T2 – Falta Térmica entre 300°C e 500°C (Ponto Quente)
- T3 – Falta Térmica >500°C ou 700°C
- PD – Descargas Parciais

Descarga de baixa energia é causada por descargas que causam pequenos pontos de carbonização no papel isolante que envolve as bobinas do transformador. Este tipo de falha provocam o aparecimento de partículas de carbono.

Descargas de alta energia são consequência de descargas que causam grande carbonização no papel isolante, a carbonização não é mais pontual nem superficial ao papel. Há grande formação de partículas de carbono e chances reais do equipamento sofrer *trip*.

Uma falta térmica tem como característica a alteração da cor do papel isolante, com o incremento gradual da temperatura avançando nas escalas de T1 para T2, o papel apresenta carbonização e partículas de carbono começam a ser expelidas no óleo. Para faltas do tipo T3, o metal começa a alterar sua coloração por conta da temperatura a qual está submetido, podendo

haver a fusão do metal. O patamar de 700°C, tradicionalmente, é atribuído a temperatura em que se inicia a produção de acetileno, novos estudos apontam que o óleo apresenta traços desse gás a partir de 500°C. Com essas informações cabe ao usuário, utilizar um nível de temperatura mais ou menos conservador, de acordo com sua filosofia ao utilizar o Triângulo de Duval.

Descargas parciais do tipo corona são descargas que ocorrem entre *gaps* existentes no óleo do equipamento, como em bolhas de gases, por exemplo.

2.4.1 FALTA TÉRMICA (PONTO QUENTE – “HOT SPOT”)

Faltas térmicas são caracterizadas como pontos quentes no equipamento. As causas do ponto quente podem estar atreladas a: regime de sobrecarga do transformador, bobinas com calços soltos ou desalinhados, zonas de desgaste do material isolante dos enrolamentos, torque insuficiente ou excessivo das conexões. A detecção de pontos quentes externos ao transformador é de fácil execução, com o auxílio de um aparelho de termografia é possível identificar o local onde há temperatura acima da esperada.

A detecção de faltas térmicas internas ao dispositivo apresenta um grau significativo de dificuldade em relação a uma análise termográfica realizada no exterior do transformador. Os principais entraves para a verificação com o termógrafo são o risco a integridade física do operador do aparelho e a necessidade de uma ou mais janelas de inspeção no tanque de óleo. Embora transformadores de alta potência contem com a proteção de um relé térmico, o dispositivo só é sensibilizado quando o equipamento como um todo está submetido a uma temperatura de trabalho maior do que a especificada em projeto (SHAYAN, 2015). Para o equipamento estar sujeito a uma elevada temperatura o ponto de falta térmica deve ser tal que seja capaz de alterar a temperatura de uma grande quantidade de líquido.

Pontos quentes internos ao transformador podem causar carbonização do papel isolante dos enrolamentos das bobinas, fazendo com que o material tenha suas características degradadas e favorecendo a ocorrência de outros tipos de falta. As faltas térmicas, de acordo com Duval, podem ser classificadas em três tipos:

- T1 - Falta Térmica < 300°C (Ponto Quente)
- T2 – Falta Térmica entre 300°C e 500°C ou 700°C (Ponto Quente)
- T3 – Falta Térmica >500°C ou 700°C

Todos os três tipos de falta ocasionam perdas da qualidade do papel isolante onde ocorre o ponto de temperatura elevada. O grau de degradação se eleva com o aumento da temperatura do ponto quente. Falhas térmicas do tipo T3 são as mais danosas em função da temperatura atingir valores acima de 500°C. O cobre puro possui temperatura de fusão de 1085°C, entretanto caso uma falta do tipo T3 ocorra e o evento permeie a temperatura de fusão do cobre, o estresse térmico pode ocasionar deformações mecânicas e estruturais na bobina sujeita a ocorrência. Caso o ponto quente atinja ou supere a temperatura de fusão do material, pode ocorrer o seccionamento da bobina no ponto de alta temperatura devido ao derretimento do metal.

2.4.2 DESCARGAS DE ALTA ENERGIA – ARCO ELÉTRICO

A ocorrência de arco elétrico em transformadores é considerada uma falha catastrófica visto as graves implicações que pode ocasionar no equipamento. O arco elétrico é categorizado como uma descarga elétrica de alta energia, curto-circuito, interno ao transformador. Uma descarga de alta energia interna a um transformador depende da qualidade do óleo, sendo a rigidez dielétrica do óleo isolante uma característica determinante para o impedimento e estimativa do nível de energia da falha.

O arco elétrico ocorre quando há um caminho de baixa impedância que proporcione o fluxo de energia entre dois pontos de um condutor onde não deve existir tal fenômeno. As causas para a ocorrência de arco podem estar associadas ao desgaste natural do material isolante dos enrolamentos das bobinas ou de desgaste causado por outro tipo de falta (térmica, por exemplo), a diminuição do nível de óleo no tanque do equipamento ou falha construtiva do equipamento (SHAYAN, 2015).

No evento de um arco elétrico um dispositivo devidamente protegido terá suas proteções sensibilizadas, a velocidade de atuação de cada proteção irá variar de acordo com a sensibilidade e filosofia que o gestor do equipamento entende como melhor para seu ativo. Os relés que podem atuar pela ocorrência de arco elétrico são: Relé de Proteção Diferencial (função 87), Relé de Desbalanço de Corrente (função 46) ou Relé Buchholz (função 63).

2.4.3 DESCARGAS DE BAIXA ENERGIA – CENTELHAMENTO

O centelhamento é considerado uma descarga de baixa energia com potencial de evolução para arco elétrico, o centelhamento pode ser associado ao efeito corona. O efeito corona ocorre

quando o campo elétrico em torno de um condutor é intenso o suficiente para ionizar as redondezas do condutor. Faltas de baixa energia podem evoluir rapidamente para uma falta de alta energia por conta da alteração do gradiente elétrico do meio, que se suficientemente sensibilizado possibilita um maior fluxo de energia.

A ocorrência de descargas de baixa energia pode não ser detectada pelas proteções do equipamento, face a baixa energia associada ao evento. Faltas do tipo D1 tendem a serem detectadas pelo mantenedor ou gestor do equipamento através do som que o equipamento emite. Quando um transformador emite uma espécie de zumbido, esta é uma característica de centelhamento interno do equipamento, sendo esta uma característica de descargas do tipo corona.

2.4.4 DESCARGAS PARCIAIS

Descargas parciais são enquadradas como descargas de baixa energia porém diferentes de centelhamento. Este fenômeno é o principal agente responsável pela ocorrência de arborescência (“watertree”) nos isolantes elétricos. A descarga parcial não possui energia suficiente para fechar o circuito e se tornar um curto circuito, sendo assim, pequenas descargas que ao longo do tempo degradam a isolação do sistema, afetam tanto as propriedades dielétricas do óleo quanto a capacidade de isolação do papel que envolve os enrolamentos. No óleo as descargas ocorrem nas bolhas de gás presentes do líquido isolante.

A energia associada a este tipo de descargas é muito baixa, nano a pico Coulombs. A capacidade de detecção de descargas parciais em transformadores em regime de serviço não apresenta resultados de confiabilidade aceitável, as melhores técnicas de detecção deste tipo de descarga são métodos de análise com o equipamento desenergizado. Para justificar a parada de um equipamento para a realização do teste de descargas parciais é utilizado a análise de gases dissolvidos no óleo isolante.

3 METODOLOGIA

3.1.MÉTODO DE DÖERNENBURG

O método de Döernenburg fornece um diagnóstico de falhas incipientes ou falhas já ocorridas através de relações dos gases presentes na amostra de óleo coletada. O método possui quatro relações entre gases: R1, R2, R3 e R4. As relações são analisadas em ordem crescente, de modo que a primeira proporção analisada é R1. A metodologia de análise foi elaborada baseada em dados empíricos, para a elaboração do método uma extensa quantidade de informações de transformadores foi utilizada.

Os gases utilizados nas relações estipuladas são: hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) e acetileno (C_2H_2); o Monóxido de Carbono (CO) é um dos gases utilizados para o diagnóstico, entretanto não é utilizado em nenhuma das relações de Döernenburg. De posse dos valores obtidos com as relações estudadas, o método de Döernenburg fornece três possíveis diagnósticos de falha, sendo elas: Decomposição térmica do papel isolante, descargas parciais de baixa intensidade e arco elétrico ou descargas parciais de alta energia. Para uma análise mais assertiva a metodologia só é aplicada caso um dos gases da Tabela 3 ultrapasse em duas vezes a quantidade estipulada na Tabela 2 e se ao menos um dos gases da Tabela 4 apresente uma concentração maior ou igual a das descritas na Tabela 2. Se o requisito das concentrações dos gases é respeitado e ao menos um gás de cada uma das relações utilizadas deve apresentar concentração igual ou superior à da Tabela 2, pode-se iniciar o diagnóstico de falha utilizando o modelo proposto por Döernenburg (NETO, 2008).

Tabela 2 - Valores de referência para validar a utilização do método de Döernenburg

Gás	Concentração do Gás [ppm]
H_2	100
CH_4	120
CO	350
C_2H_2	1
C_2H_4	50
C_2H_6	65

Fonte: IEEE std C57.104 – 2008

Tabela 3 - Ao menos um dos gases deve apresentar concentração de duas vezes a da Tabela 2

Gás
H_2
CH_4
C_2H_4
C_2H_2

Fonte: IEEE std C57.104 - 2008

Tabela 4 - Ao menos um dos gases deve apresentar concentração maior ou igual às apresentadas na Tabela 2

Gás
CO
C_2H_6

Fonte: IEEE std C57.104 – 2008

Caso as premissas estabelecidas tenham sido cumpridas, pode-se aplicar a análise para elaborar o diagnóstico. As relações entre os gases são:

- $R1 = CH_4/H_2$
- $R2 = C_2H_2/C_2H_4$
- $R3 = C_2H_2/CH_4$
- $R4 = C_2H_6/C_2H_2$
- $R5 = C_2H_4/C_2H_6$

Com as relações obtidas, é possível montar um quadro onde as proporções dos gases são correlacionadas para realizar a identificação da possível falha existente. A Tabela 5 mostra o diagnóstico obtido com relação às proporções dos gases amostrados.

Tabela 5 - Diagnóstico baseado nas proporções dos gases do método de Döernenburg

Diagnóstico	R1	R2	R3	R4
Decomposição Térmica do Papel	>1,0	<0,75	<0,3	>0,4
Descargas Parciais de Baixa Intensidade	<0,1	Não Significativo	<0,3	>0,4
Arco Elétrico/Descargas Parciais de Alta Intensidade	0,1<R1<1,0	>0,75	>0,3	<0,4

Fonte: IEEE std C57.104 – 2008

3.2.MÉTODO DE ROGERS

O método de Rogers trabalha seguindo proporções entre determinados gases, através das proporções encontradas e da correlação destas proporções é possível realizar um diagnóstico baseado nos dados coletados. As proporções estipuladas são baseadas em dados empíricos de um vasto universo de transformadores, o qual foi analisado e as premissas dos valores das relações de gases e seus possíveis diagnósticos foram elaborados. O método de Roger se assemelha ao de Dörnenburg quanto a realizar comparações e se valer de relações entre os gases, porém diferentemente de Dörnenburg, Rogers não estabelece concentrações mínimas de gases para a realização do diagnóstico de falha.

Os gases utilizados para a elaboração do método de Rogers são: hidrogênio(H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) e acetileno (C_2H_2). O método segue uma linha de análise

que pode ser explicitada através de um diagrama de blocos, o qual demonstra como a metodologia trabalha os dados para realizar o diagnóstico requerido (ARANTES, 2005). O método de Rogers utiliza uma nomenclatura via código que se baseia na quantização das relações entre os gases alvo, ao término da análise com o código resultante é possível estabelecer um diagnóstico para a amostra estudada. As Tabelas 6 a 8 apresentam as relações dos gases utilizadas por este método, a quantificação das relações entre os gases e o código associado a esta condição:

Tabela 6 - Código associado à relação R1

Código	$R1\left(\frac{C_2H_2}{C_2H_4}\right)$
0	$0,1 < R1 < 1,0$
1	$< 0,1$
2	$> 1,0$

Fonte: IEEE std C57.104 – 2008

Tabela 7 - Código associado à relação R2

Código	$R2\left(\frac{CH_4}{H_2}\right)$
0	$< 0,1$
1	$0,1 \leq R2 \leq 3,0$

Fonte: IEEE std C57.104 - 2008

Tabela 8 - Código associado à relação R5

Código	$R5\left(\frac{C_2H_4}{C_2H_6}\right)$
0	$< 1,0$
1	$1,0 \leq R5 \leq 3,0$
2	> 3

Fonte: IEEE std C57.104 - 2008

As relações e códigos associados a cada relação condizem com a IEEE Std C57.104-2008 – IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.

Para realizar o diagnóstico utilizando Rogers é necessário estabelecer uma ordem de análise das relações listadas acima, sendo R2 a primeira relação levada em conta, em seguida R1 e R5. Com os códigos óbitos é possível realizar o diagnóstico da falta como se pode ver na Tabela 9:

Tabela 9 - Diagnósticos por Rogers

Código (R2-R1-R5)	Diagnóstico do Equipamento
000	Nenhuma falta detectada
001	Baixa temperatura de sobrecarga
021	Falta térmica <700°C
022	Falta térmica >700°C
010	Descargas Parciais
102	Arco elétrico

Fonte: IEEE std C57.104 – 2008

3.3. TRIÂNGULO DE DUVAL

O método do Triângulo de Duval baseia-se na proporção de três gases dissolvidos numa amostra de óleo. Os gases utilizados para conceber um diagnóstico são: metano (CH_4), etileno (C_2H_4) e acetileno (C_2H_2). Diferente dos outros dois métodos, Duval se vale de uma relação direta entre três gases e realiza o diagnóstico através da porcentagem de cada um dos três em relação a sua soma. Este método também foi elaborado utilizando dados empíricos de um vasto universo de equipamentos, tanto Döernenburg quanto Rogers realizaram seus estudos na Europa, enquanto Duval realizou seus estudos com dados principalmente com transformadores dos Estados Unidos, mas também utilizou informações de equipamentos de outros países para consolidar o método.

Para a metodologia de análise ser assertiva quanto ao resultado do diagnóstico à amostra coletada deve conter uma quantidade mínima dos gases estudados. Na Tabela 10 constam as mínimas concentrações de gases para o método ser aplicável a amostra coletada.

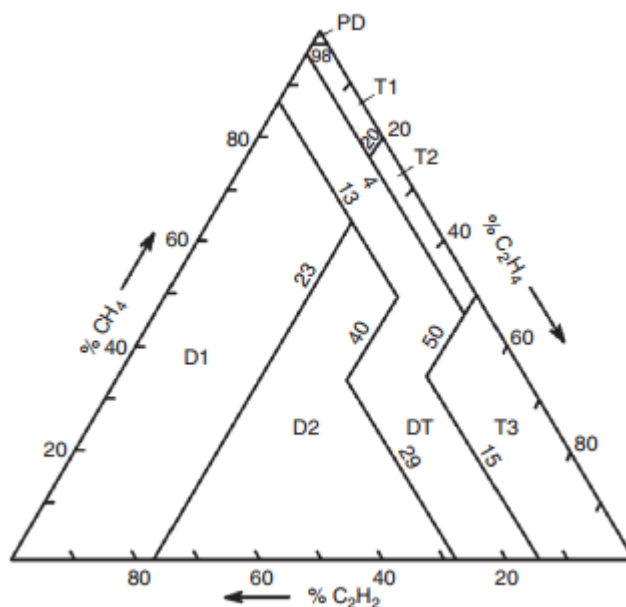
Tabela 10 - Concentrações mínimas dos gases para Duval ser aplicável

Gás	Concentração [ppm]
CH_4	50
C_2H_4	50
C_2H_2	1

O Triângulo de Duval é separado em regiões de falha, sendo elas (DUVAL, 2002):

- D1 – Descargas de Baixa Energia (Centelhamento)
- D2 – Descargas de Alta Energia (Arco Elétrico)
- DT – Arco Elétrico e Falta Térmica
- T1 - Falta Térmica < 300°C (Ponto Quente)
- T2 – Falta Térmica entre 300°C e 500°C (Ponto Quente)
- T3 – Falta Térmica >500°C
- PD – Descargas Parciais do Tipo Corona

Figura 4 - Triângulo de Duval



Fonte: BANDYOPADHYAY M.N, SINGH S., JOSHI D.

As coordenadas do triângulo advindas na análise dos gases dissolvidos no óleo isolante podem ser calculadas da seguinte forma:

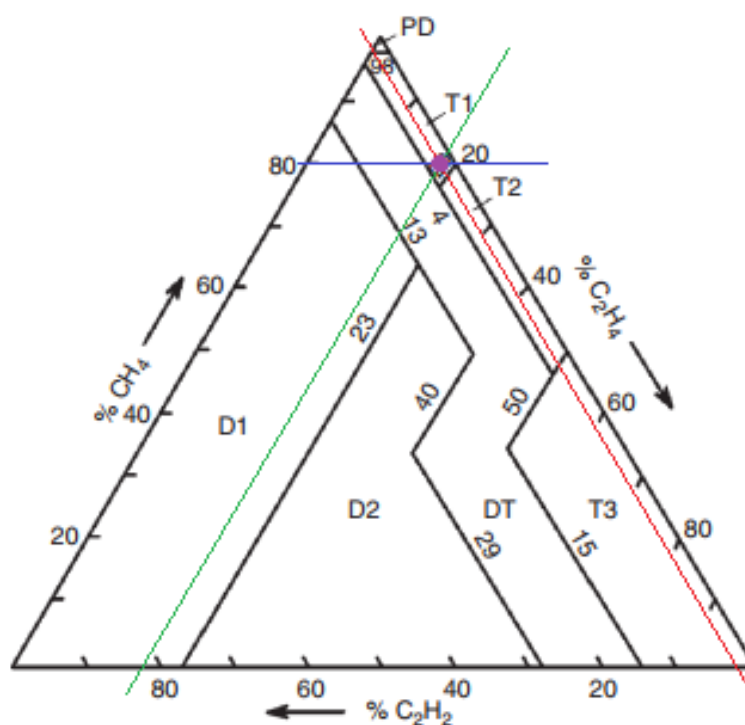
$$\% C_2H_2 = \frac{100 * C_2H_2}{C_2H_2 + C_2H_4 + CH_4} \quad (9)$$

$$\% C_2H_4 = \frac{100 * C_2H_4}{C_2H_2 + C_2H_4 + CH_4} \quad (10)$$

$$\% CH_4 = \frac{100 * CH_4}{C_2H_2 + C_2H_4 + CH_4} \quad (11)$$

De posse da relação percentual da presença destes gases na amostra é possível utilizar a informação obtida no triângulo de Duval. Uma reta deve ser descrita a partir do valor correspondente da concentração de cada gás em seu respectivo eixo (SINGH, 2010). Cada lado do triângulo corresponde a um gás e sua porcentagem na amostra coletada, a quantidade pode variar entre zero e 100% da amostra. Para a aplicação do Método do Triângulo de Duval é necessário traçar três retas, cada uma delas partindo de um dos lados do triângulo. As setas ao lado do nome do gás em cada eixo além de servirem para indicar o sentido crescente da porcentagem dos gases têm a função de indicar qual lado do triângulo em que a reta originária deve cruzar, por exemplo: caso a amostra possua 20% de Acetileno (C_2H_2), uma reta será descrita da marcação de 20 no lado inferior e irá cruzar o lado do triângulo correspondente ao Metano (CH_4), a reta descrita também deve ser paralela ao lado oposto ao qual a reta cruza, ou seja, paralelo ao eixo que corresponde ao Etileno (C_2H_4). Esta operação deve ser realizada para os três lados que compõem o triângulo, sendo o diagnóstico da amostra o ponto de intersecção das três retas. Na Figura 5 é possível contemplar como a análise é feita.

Figura 5 - Exemplo da aplicação do Triângulo de Duval



4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

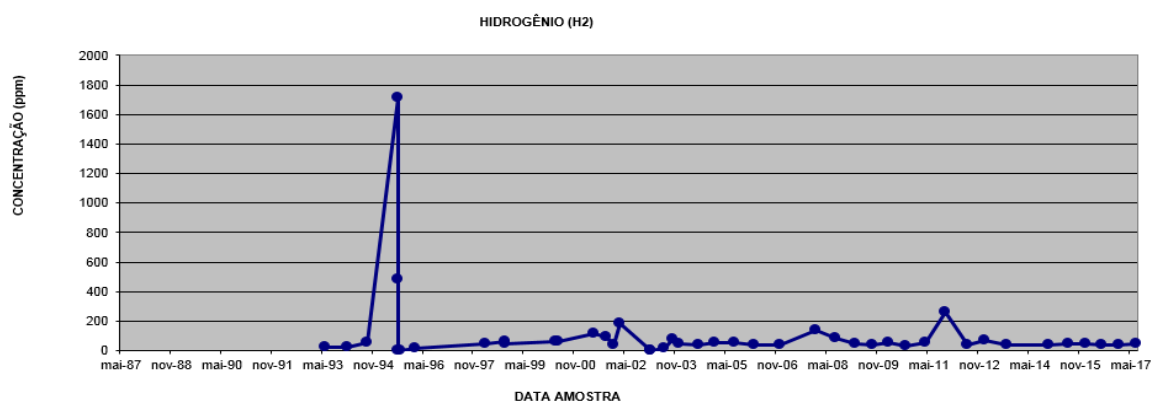
Os resultados serão separados por transformador, onde cada tópico irá conter o histórico de evolução de cada um dos gases estudados no trabalho e a aplicação de cada método quando for possível.

4.1 TRANSFORMADOR 1 – TF01

O transformador 1, ou simplesmente TF01, é um transformador rebaixador de 230kV/34,5kV de 75MVA. O equipamento foi fabricado em 1981 e possui registros de coleta de óleo a partir do ano de 1987 até o presente ano. Seu tanque possui capacidade de armazenamento de 48400L de óleo. Seu funcionamento é constante e com carga variável, ou seja, o equipamento só é desenergizado em caso de falha catastrófica ou em evento de manutenção.

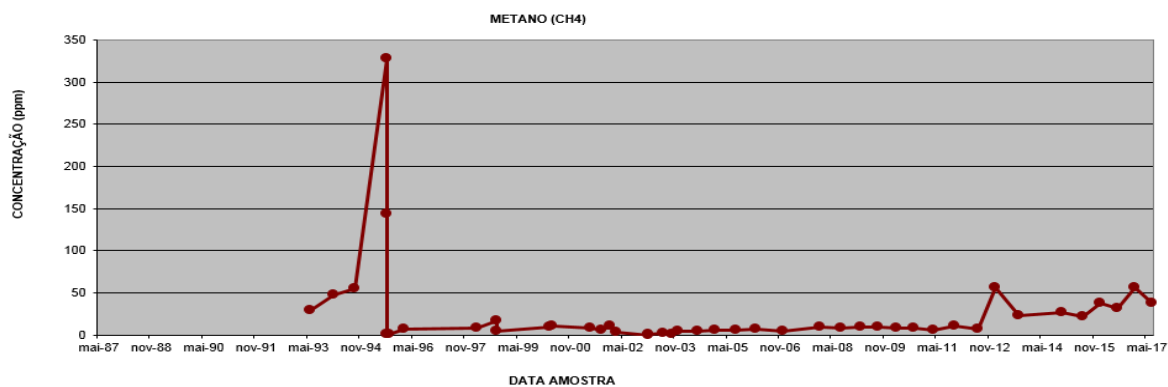
Para a aplicação das metodologias de diagnóstico é necessário o conhecimento dos gases dissolvidos no óleo. As curvas abaixo ilustram a evolução da concentração de gases no óleo do TF1 ao longo dos anos. Nos pontos onde os gases de interesse sofrem quedas abruptas são os momentos onde houve intervenção no equipamento.

Figura 6 - Evolução da concentração de hidrogênio para o TF01



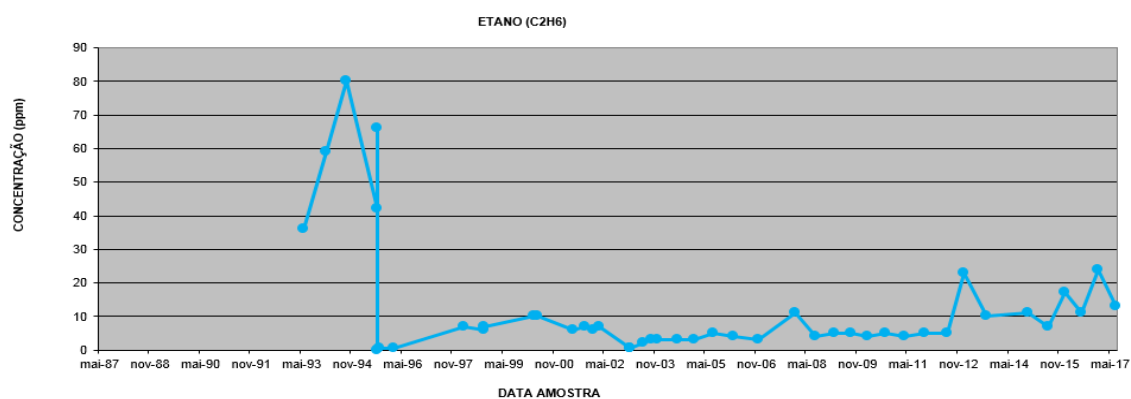
Fonte: Dados amostrados por laboratório no período de 1993 a 2017

Figura 7 - Evolução da concentração de metano para o TF01



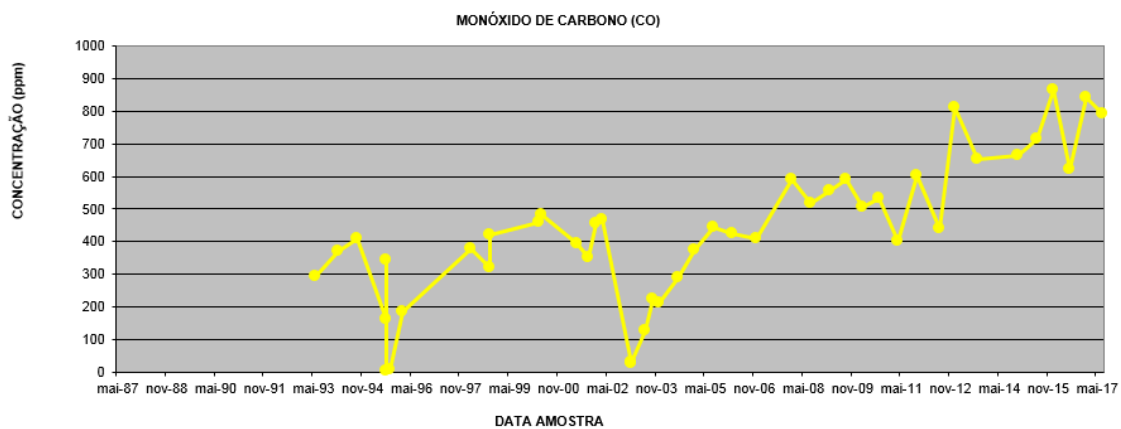
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Figura 8 – Evolução da concentração de etano para o TF01



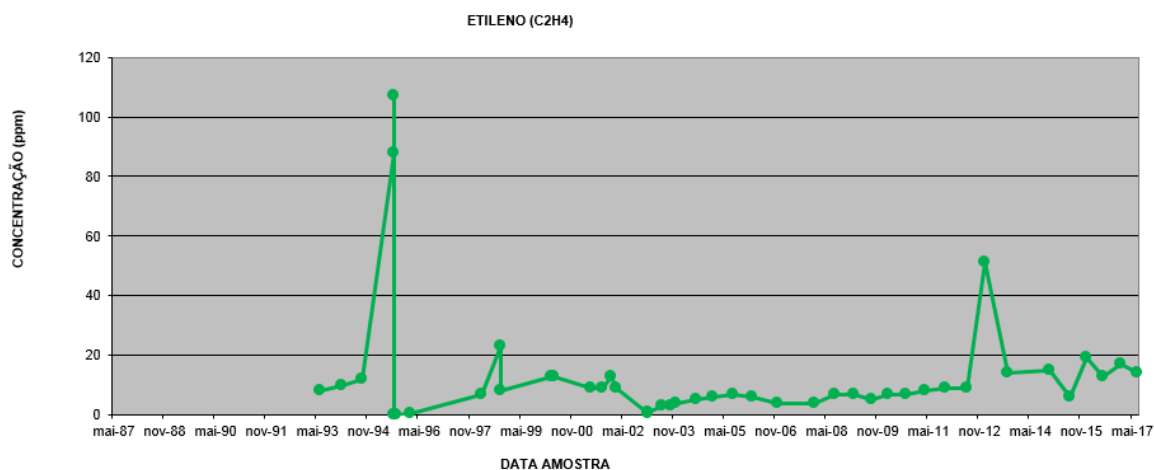
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Figura 9 - Evolução da concentração de monóxido de carbono para o TF01



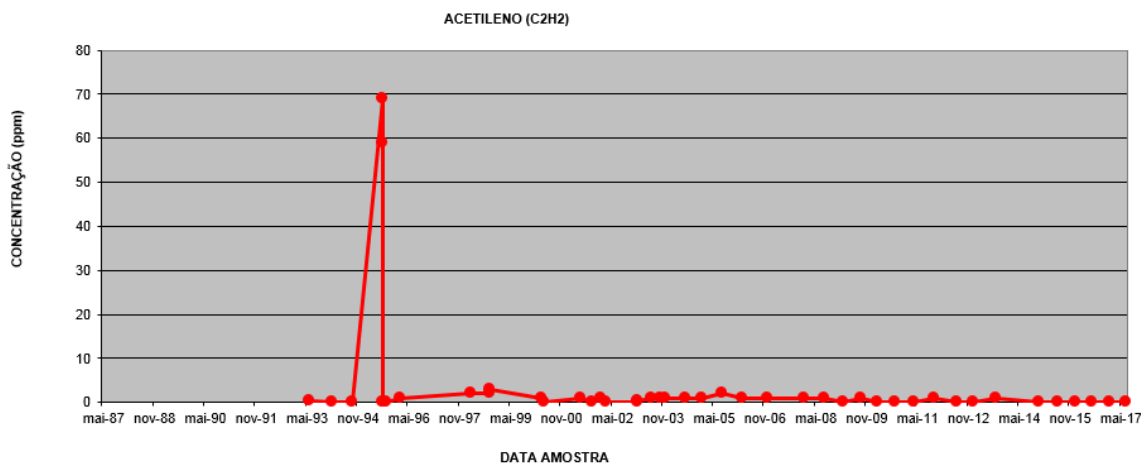
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Figura 10 - Evolução da concentração de etileno para o TF1



Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Figura 11 - Evolução da concentração de acetileno para o TF1



Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Como o histórico é possível iniciar uma análise da evolução de prováveis falhas incipiente ao TF1. Para a realização com sucesso de cada método é necessário que todas as condições de aplicabilidade de cada metodologia sejam cumpridas. A Tabela 11 contém a análise cromatográfica dos gases entre o período de Setembro de 1994 e março de 1996. Neste período o equipamento foi retirado para manutenção e foi constatado a ocorrência de arco elétrico nas

bobinas do transformador. Após realizada a manutenção, todo o óleo antigo foi removido e foi adicionado óleo novo sem gases dissolvidos.

A opção pela troca do óleo é justificada pela qualidade do óleo antigo que foi afetada pela falta ocorrida e pelo fato de o óleo antigo, ao ser reamostrado após a manutenção irá apresentar os mesmos indicadores de falha, justificando a troca de todo o volume de líquido isolante do transformador. Ao ser amostrado o óleo não apresenta gases dissolvidos. A presença de determinados gases é natural ao envelhecimento do papel isolante das bobinas, entretanto, conforme a Figura 3 a formação dos gases mostrados é relacionada a temperatura de determinadas faltas.

Tabela 11 – Cromatografia do óleo do TF 01

Data	05/SET/1994	04/AGO/1995	06/AGO/1995	14/FEV/1996	27/MAR/1996
Hidrogênio (H_2)	52	1716	480	0,9	0
Metano (CH_4)	55	328	143	0,4	0,7
Monóxido de Carbono (CO)	409	162	343	2,6	6
Etileno (C_2H_4)	12	88	107	0	0
Etano (C_2H_6)	80	42	66	0	0,6
Acetileno (C_2H_2)	0	69	59	0	0

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 1994 e 1996

A Tabela 12 mostra as relações utilizadas por Döernenburg e Rogers. A Tabela 13 mostra as porcentagens utilizadas para o método de Duval.

Tabela 12 - Relação dos gases para o TF 01

Data	05/SET/1994	04/AGO/1995	06/AGO/1995	14/FEV/1996	27/MAR/1996
R1	0	0,78	0,55	---	---
R2	1,05	0,19	0,29	0,44	---
R3	0	0,21	0,41	0	0
R4	---	0,6	1,11	---	---
R5	0	1,64	0,89	---	0

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 1994 e 1996

Tabela 13 - Porcentagens para o Triângulo de Duval do TF 01

Data	05/SET/1994	04/AGO/1995	06/AGO/1995	14/FEV/1996	27/MAR/1996
%CH ₄	---	67,63	46,28	---	---
%C ₂ H ₄	---	18,14	34,63	---	---
%C ₂ H ₂	---	14,22	19,09	---	---

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 1994 e 1996

Tabela 14 - Diagnósticos para o TF 01

Data	05/SET/1994	04/AGO/1995	06/AGO/1995	26/AGO/1995	05/SET/1995
Método de Döerneck	Sem Falha	Sem Falha	Não Detectável	Sem Falha	Sem Falha
Método de Rogers	Não Identificável	Não Identificável	Não Identificável	Não Identificável	Não Identificável
Triângulo de Duval	Não Aplicável	D1	D2	Não Aplicável	Não Aplicável

• MÉTODO DE DÖERNENBURG

Ao longo de todas as análises somente em duas ocasiões os critérios de Döerneck foram cumpridos. As duas amostras que podem ser diagnosticadas foram realizadas em 1995, ao verificar os gráficos este período é facilmente identificável como o pico de concentração de todos os gases, a exceção do Monóxido de Carbono e do Etano.

Nas duas amostras o diagnóstico obtido é de que nenhuma falha pode ser detectada.

• MÉTODO DE ROGERS

Para as amostras de 1995, este método não consegue detectar uma possível falha, entretanto os critérios para o diagnóstico de Arco Elétrico ficam muito próximos de serem alcançados.

• TRIÂNGULO DE DUVAL

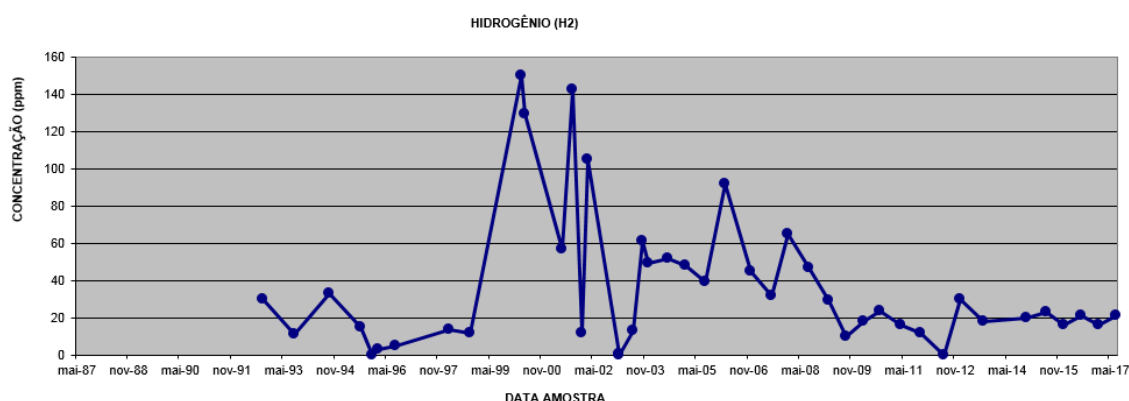
Dos três métodos Duval é o único que disponibiliza um diagnóstico para a falta que está acontecendo no transformador. Os diagnósticos são D1 – Descargas de Baixa Energia e a amostra seguinte apresenta uma evolução da falha para D2 – Descarga de Alta Energia.

4.2 TRANSFORMADOR 2 – TF02

O transformador 2, ou simplesmente TF02, é um transformador rebaixador de 230kV/34,5kV de 75MVA. O equipamento foi fabricado em 1981 e possui registros de coleta de óleo a partir do ano de 1987 até o presente ano. Seu tanque possui capacidade de armazenamento de 48400L de óleo. Seu funcionamento é constante e com carga variável, ou seja, o equipamento só é desenergizado em caso de falha catastrófica ou em evento de manutenção. O TF02 faz parte do mesmo lote do TF01, tendo entrado em operação no mesmo período e atendendo o mesmo perfil de carga.

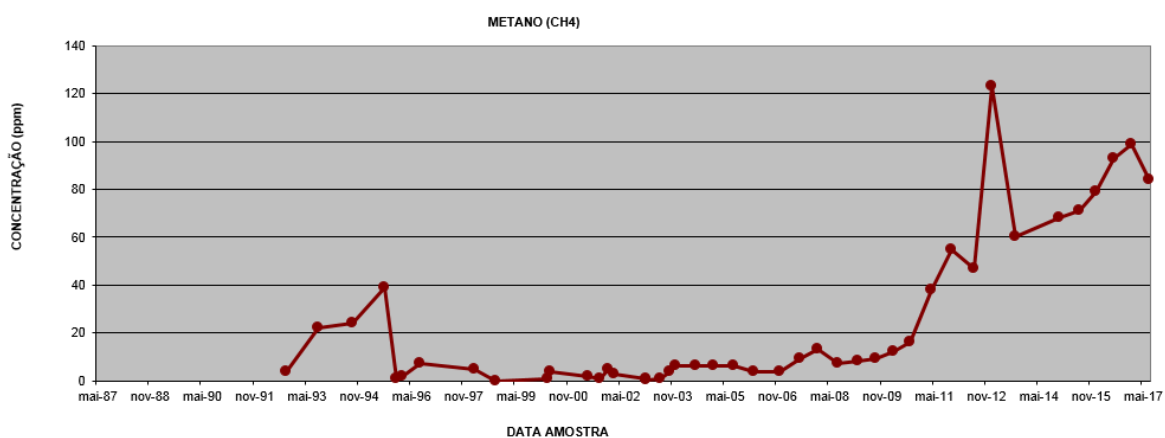
Para a aplicação das metodologias de diagnóstico é necessário o conhecimento dos gases dissolvidos no óleo. As curvas abaixo ilustram a evolução da concentração de gases no óleo do TF02 ao longo dos anos. Nos pontos onde os gases de interesse sofrem quedas abruptas são os momentos onde houve intervenção no equipamento.

Figura 12 - Evolução da concentração de hidrogênio para o TF02



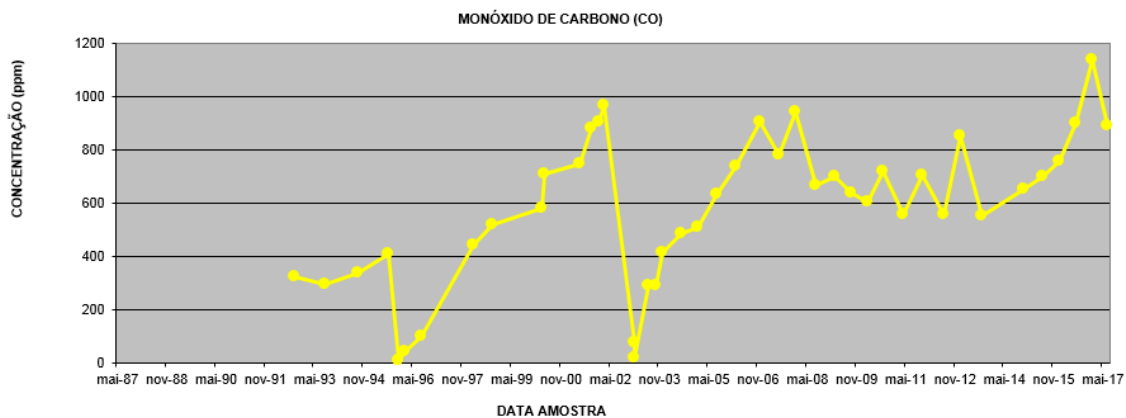
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Figura 13 - Evolução da concentração de metano para o TF02



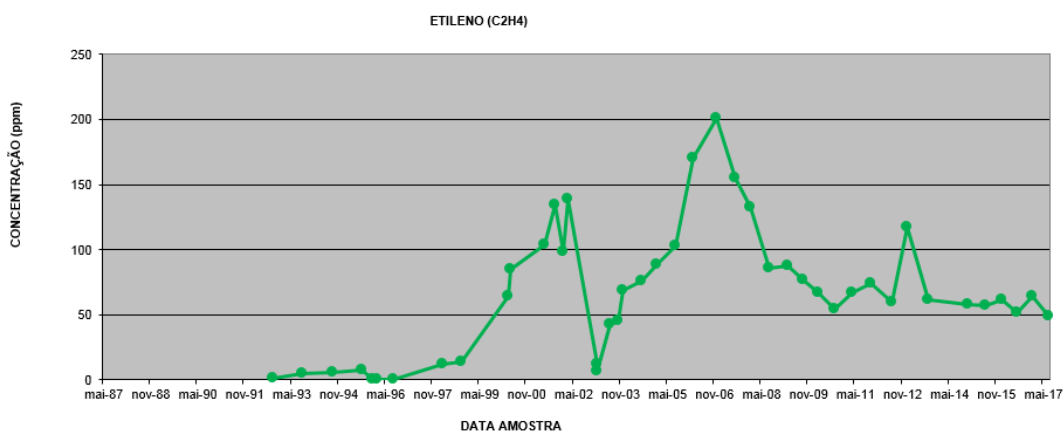
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Figura 14 - Evolução da concentração de monóxido de carbono para o TF02



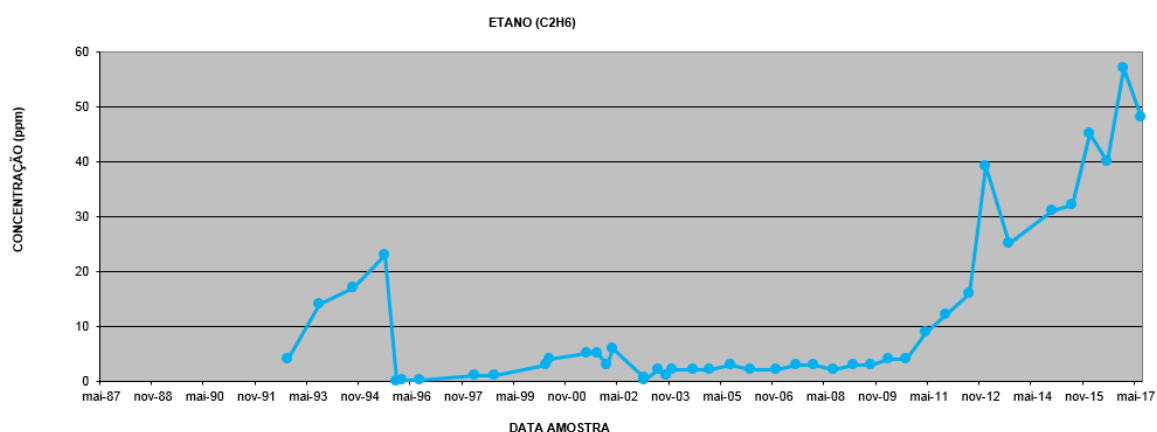
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Figura 15 - Evolução da concentração de etileno para o TF02



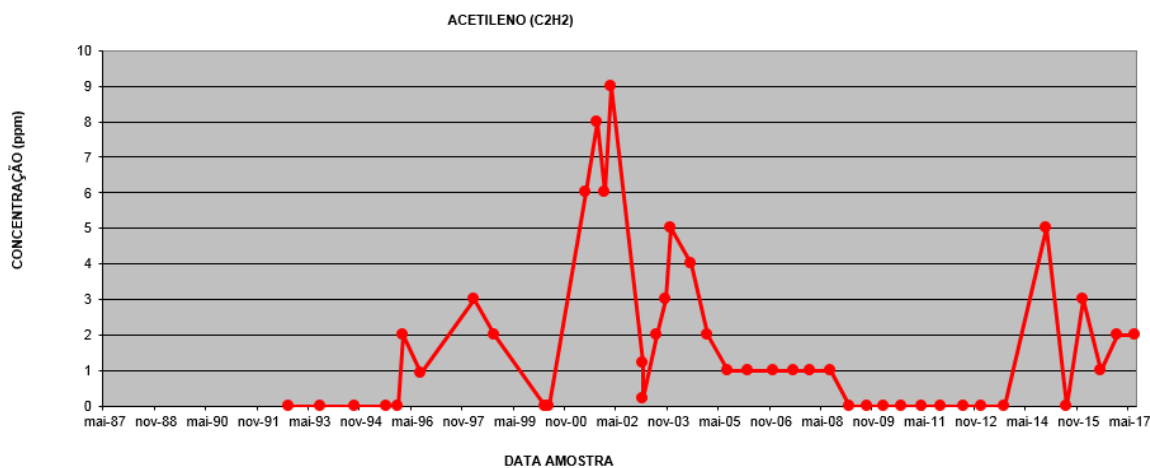
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Figura 16 - Evolução da concentração de etano para o TF02



Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Figura 17 - Evolução da concentração de acetileno para o TF02



Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1993 a 2017

Como o histórico é possível iniciar uma análise da evolução de prováveis falhas incipiente ao TF02. Para a realização com sucesso de cada método é necessário que todas as condições de aplicabilidade de cada metodologia sejam cumpridas. A Tabela 15 contém a análise cromatográfica dos gases entre o período de setembro de 1994 e março de 1996. Neste período o equipamento foi retirado para manutenção e foi constatado a ocorrência de arco elétrico nas bobinas do transformador. Após realizada a manutenção, todo o óleo antigo foi removido e foi adicionado óleo novo sem gases dissolvidos.

A opção pela troca do óleo é justificada pela qualidade do óleo antigo que foi afetada pela falta ocorrida e pelo fato de o óleo antigo, ao ser reamostrado após a manutenção irá apresentar os mesmos indicadores de falha, justificando a troca de todo o volume de líquido isolante do transformador. Ao ser amostrado o óleo não apresenta gases dissolvidos. A presença de determinados gases é natural ao envelhecimento do papel isolante das bobinas, entretanto, conforme a Figura 3 a formação dos gases mostrados é relacionada a temperatura de determinadas faltas.

Tabela 15 - Cromatografia do óleo do TF 02

Data	11/AGO/2015	20/JAN/2016	12/JUL/2016	11/JAN/2017	28/JUL/2017
Hidrogênio (H_2)	23	16	21	16	21
Metano (CH_4)	71	79	93	99	84
Monóxido de Carbono (CO)	700	755	902	1141	892
Etileno (C_2H_4)	57	62	52	64	49
Etano (C_2H_6)	32	45	40	57	48
Acetileno (C_2H_2)	0	3	1	2	2

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 2015 e 2017

A Tabela 16 mostra as relações utilizadas por Döernenburg e Rogers. A Tabela 17 mostra as porcentagens utilizadas para o método de Duval.

Tabela 16 - Relações dos gases para o TF 02

Data	11/AGO/2015	20/JAN/2016	12/JUL/2016	11/JAN/2017	28/JUL/2017
R1	---	0,048	0,019	0,03	0,04
R2	---	4,93	4,42	6,18	4
R3	---	0,048	0,019	0,03	0,02
R4	---	15	40	28,5	24
R5	---	1,37	1,3	1,12	1,02

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 2015 e 2017

Tabela 17 - Porcentagens para o Triângulo de Duval para o TF 02

Data	11/AGO/2015	20/JAN/2016	12/JUL/2016	11/JAN/2017	28/JUL/2017
%CH ₄	---	54,8	63,69	60	62,22
%C ₂ H ₄	---	43,05	35,6	38,78	36,29
%C ₂ H ₂	---	2,08	0,68	1,12	1,48

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 2015 e 2017

Tabela 18 - Diagnósticos para o TF 02

Data	11/AGO/2015	20/JAN/2016	12/JUL/2016	11/JAN/2017	28/JUL/2017
Método de Dörneburg	Sem Falha	Falta Térmica	Sem Falha	Falta Térmica	Falta Térmica
Método de Rogers	Não Identificável	Falta Térmica <700°C	Falta Térmica <700°C	Falta Térmica <700°C	Falta Térmica <700°C
Triângulo de Duval	Não Aplicável	T2	T2	T2	T2

• MÉTODO DE DÖERNENBURG

Para o TF02, a partir de janeiro de 2016 o método de Dörneburg apresenta o diagnóstico de falta térmica nas análises seguintes com exceção da amostra de julho de 2016.

• MÉTODO DE ROGERS

O método de Rogers apresenta o diagnóstico de falta térmica abaixo de 700°C em todas as amostras posteriores a realizada em agosto de 2015.

• TRIÂNGULO DE DUVAL

O método do Triângulo de Duval consegue realizar um diagnóstico de falha a partir da análise de Janeiro de 2016.

Um fato que chama a atenção no caso do TF02 é que todos os três métodos convergem para um diagnóstico de falha comum, sendo Rogers e Duval mais precisos quanto ao range de temperatura da falta térmica incipiente. O presente trabalho tem a intenção de mostrar que os

três métodos podem ser utilizados ao mesmo tempo como segurança de diagnóstico e para uma maior robustez na análise de gases dissolvidos. O TF02 mostra uma falha em que os três métodos convergem para uma falha comum, sendo assim um diagnóstico muito mais preciso do que apenas um dos métodos apresentando falha.

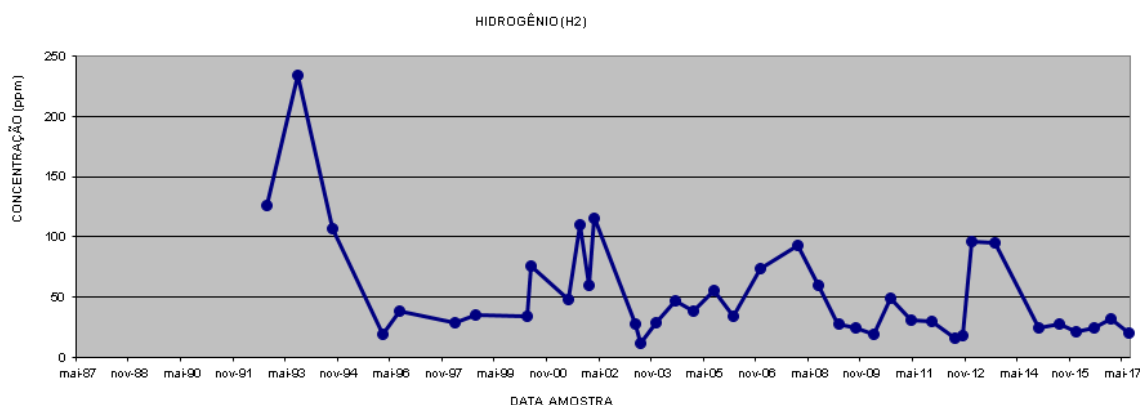
A recomendação para o equipamento é a parada para verificação e manutenção do ponto quente, que pode apresentar evolução para uma falta de maior criticidade nas próximas amostras.

4.3 TRANSFORMADOR 3 – TF 03

O TF 03 é um transformador rebaixador de 230kV/34,5kV, com potência nominal de 75MVA. O equipamento foi fabricado em 1981 e possui registros de coleta de óleo a partir do ano de 1987 até o presente ano. Seu tanque possui a mesma capacidade que o do TF01 e TF02. Seu regime de funcionamento é constante, ou seja, o equipamento só é desenergizado em evento de manutenção ou em caso de defeito.

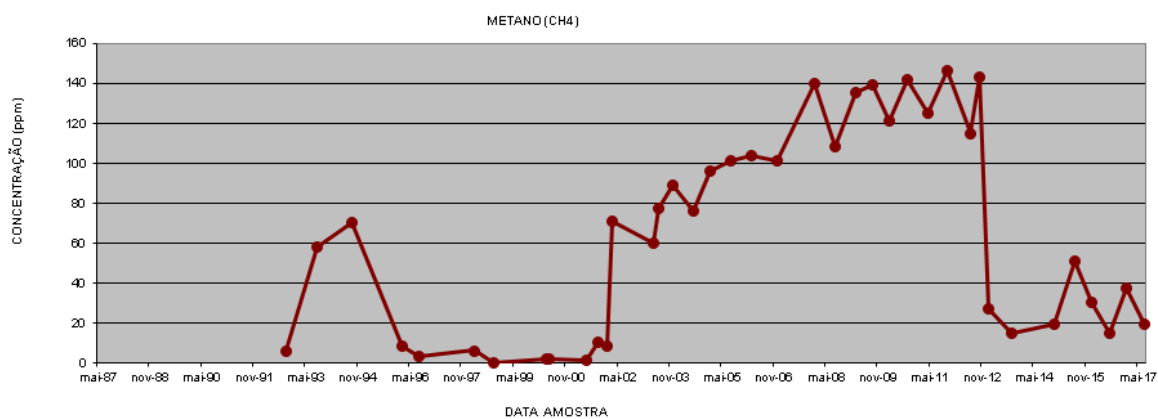
Para a aplicação correta das metodologias utilizadas no trabalho é necessário o estudo das concentrações de gases nas amostras de óleo coletadas ao longo da vida útil do transformador. As figuras abaixo mostram a evolução dos gases no óleo do TF03 no decorrer dos seus anos de funcionamento. Os pontos onde ocorrem quedas abruptas nas concentrações de gases são ponto onde houve intervenção no equipamento.

Figura 18 - Evolução da concentração de hidrogênio para o TF03



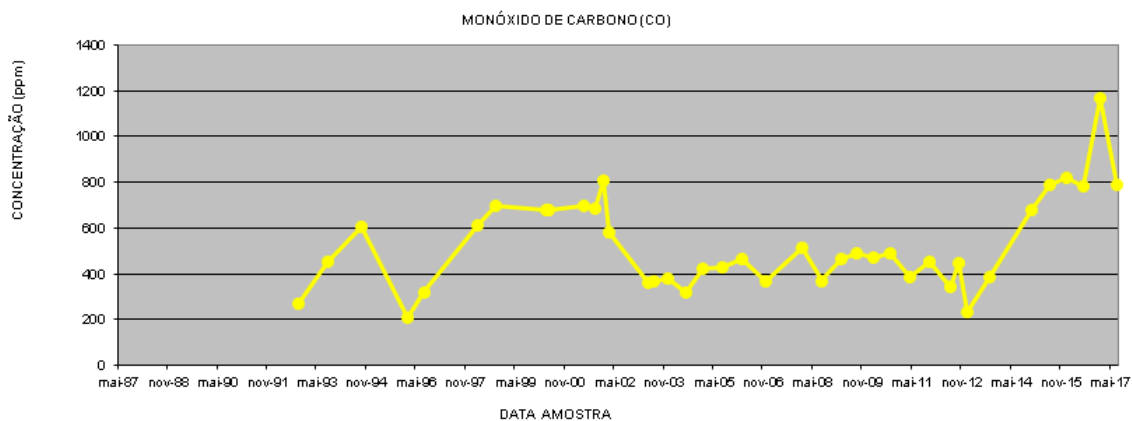
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1992 a 2017

Figura 19 - Evolução da concentração de metano para o TF03



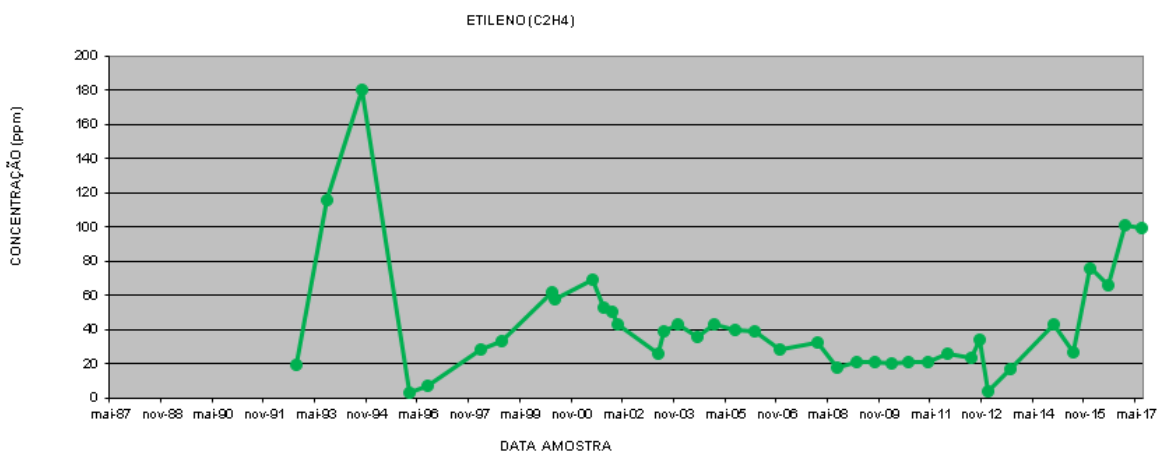
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1992 a 2017

Figura 20 - Evolução da concentração de monóxido de carbono no TF03



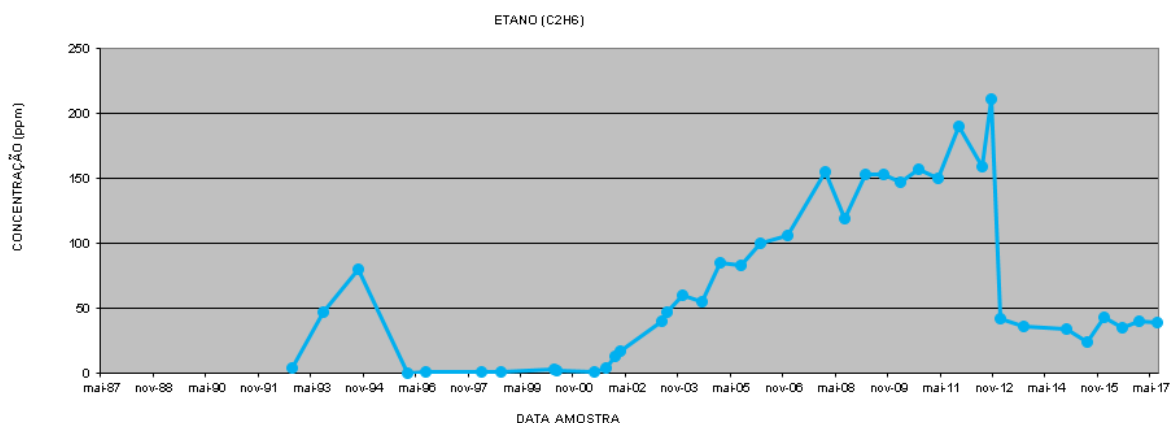
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1992 a 2017

Figura 21 - Evolução da concentração de etileno para o TF03



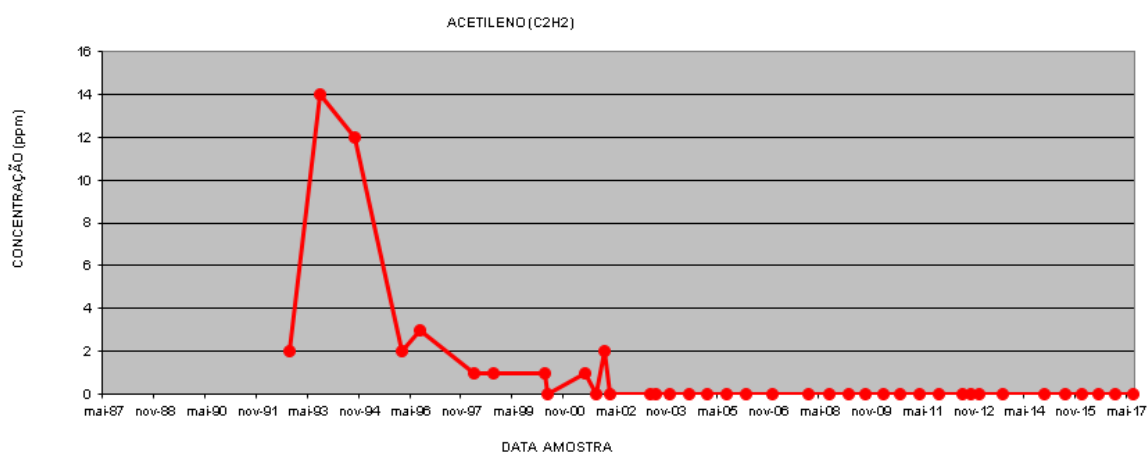
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1992 a 2017

Figura 22 - Evolução da concentração de etano para o TF03



Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1992 a 2017

Figura 23 - Evolução da concentração de acetileno para o TF03



Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 1992 a 2017

Com os dados históricos é possível iniciar a análise dos gases dissolvidos no óleo isolante. Para os métodos serem aplicados suas condições de aplicabilidade devem ser atendidas. A Tabela 19 contém as análises cromatográficas no período de outubro de 1992 e agosto de 1996. Neste período o transformador sofreu um evento de manutenção e houve uma reciclagem do óleo, isto é, o óleo antigo não foi trocado por um óleo novo, mas filtrado e recolocado na máquina.

Tabela 19 - Cromatografia do óleo do TF 03

Data	15/OUT/1992	29/SET/1993	05/SET/1994	16/AGO/1995	06/AGO/1996
Hidrogênio (H_2)	126	234	107	19	39
Metano (CH_4)	6	58	70	8	3
Monóxido de Carbono (CO)	272	456	609	211	322
Etileno (C_2H_4)	19	116	180	3	7
Etano (C_2H_6)	4	47	80	0,3	1
Acetileno (C_2H_2)	2	14	12	2	3

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 1992 e 1996

A Tabela 20 mostra as relações utilizadas por Döernenburg e Rogers. A Tabela 21 mostra as porcentagens utilizadas para a aplicação do triângulo de Duval.

Tabela 20 - Relações entre os gases para o TF 03

Data	15/OUT/1992	29/SET/1993	05/SET/1994	16/AGO/1995	06/AGO/1996
R1	0,15	0,12	0,06	0,66	0,43
R2	0,047	0,24	0,65	0,42	0,07
R3	0,33	0,12	0,24	0,25	1
R4	2	3,5	3,36	0,15	0,33
R5	4,75	2,47	2,25	1,12	7

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 1992 e 1996

Tabela 21 - Porcentagens para o triângulo de Duval para o TF03

Data	15/OUT/1992	29/SET/1993	05/SET/1994	16/AGO/1995	06/AGO/1996
% CH_4	---	30,8	26,7	---	---
% C_2H_4	---	61,7	68,7	---	---
% C_2H_2	---	7,44	4,5	---	---

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 1992 e 1996

Tabela 22 - Diagnósticos para o TF03

Data	15/OUT/1992	29/SET/1993	05/SET/1994	16/AGO/1995	06/AGO/1996
Método de Dörneburg	Não Aplicável	Não Aplicável	Não Aplicável	Não Aplicável	Não Aplicável
Método de Rogers	Sem Falha	Falha Não Detectável	Falha Não Detectável	Sem Falha	Sem Falha
Triângulo de Duval	Não Aplicável	T3	T3	Não Aplicável	Não Aplicável

- **Método de Dörneburg**

A Tabela 22 mostra que para esse método nenhuma falha é detectada ao longo do período estudado.

- **Método de Rogers**

Rogers não consegue realizar um diagnóstico para uma possível falta nas amostras de 20 de janeiro de 1993 e 12 de julho 1994, o retorno da metodologia é uma “falha não detectada” e não o diagnóstico de “sem falhas”. Esse método compreende que o transformador está em um estado de anormalidade, porém não consegue identificar a causa.

- **Triângulo de Duval**

Duval, diferentemente dos outros dois métodos consegue identificar e diagnosticar a falha incipiente ao equipamento nas amostras de 20 de janeiro de 1993 e 12 de julho de 1994. O diagnóstico obtido para essas amostras é de uma falha do tipo T3, ou seja, um ponto quente com temperatura maior que 700°C.

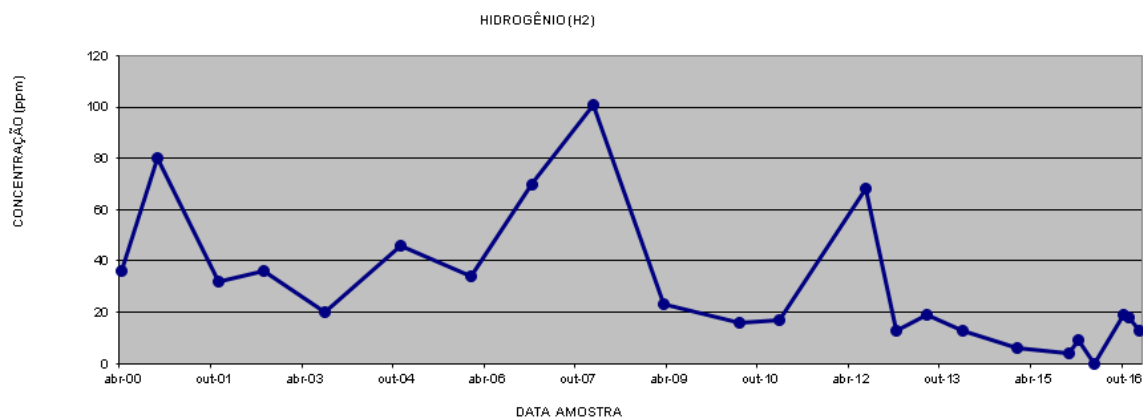
4.4 TRANSFORMADOR4 – TF04

O TF04 é um transformador rebaixador de 13,8kV/2,4kV e com potência nominal de 1,8MVA. O ano de fabricação é o mesmo dos outros três equipamentos estudados. O TF04 não pertence a mesma classe de tensão e potência dos demais transformadores, a presença do transformador 4 é dada ao fato de que em 2016 este transformador apresentou defeito e ao serem realizados estudos para a compreensão do motivo que levou a indisponibilidade do equipamento, a

conclusão do trabalho do corpo de engenharia foi que o transformador sofreu com descargas de alta energia.

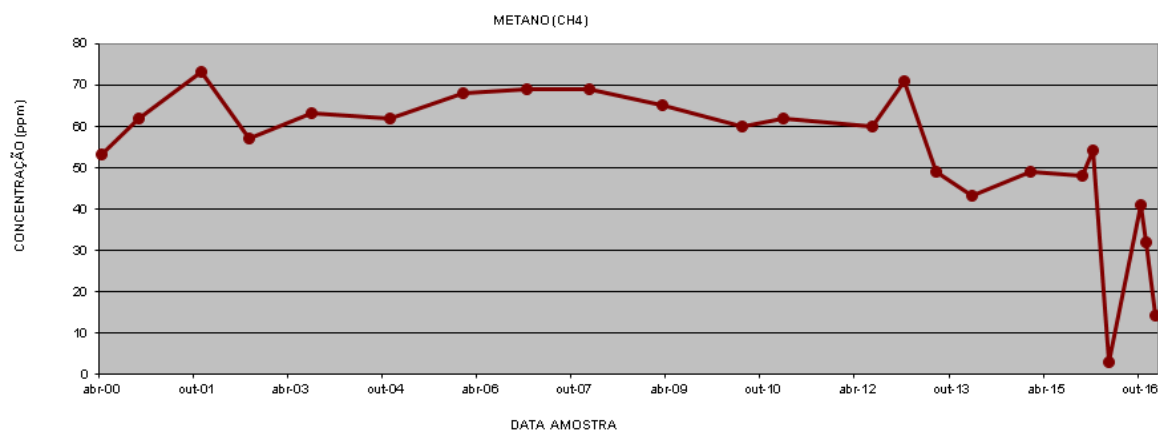
As análises cromatográficas do TF04 iniciaram no ano 2000 e continuam a ser feitas até o presente ano. As figuras abaixo mostram a evolução dos gases durante o período analisado.

Figura 24 - Evolução da concentração de hidrogênio para o TF04



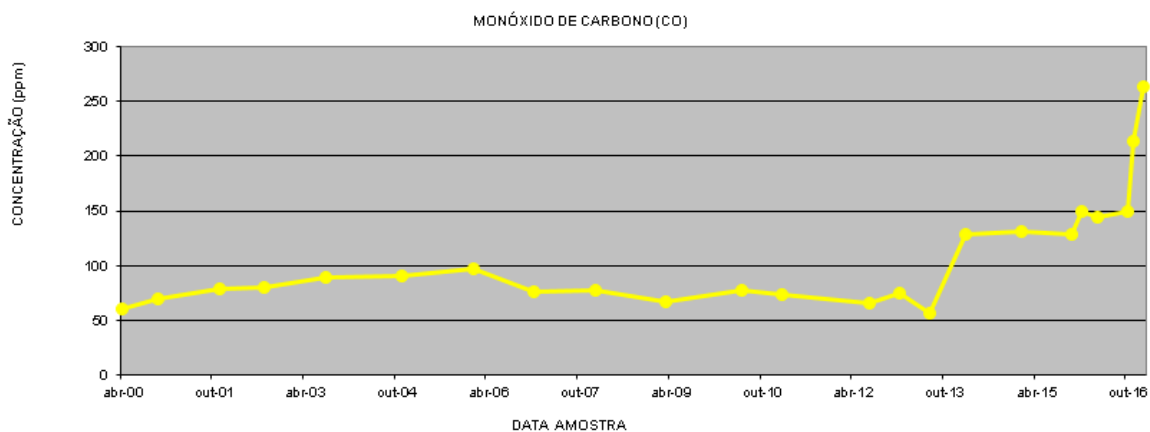
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 2000 a 2017

Figura 25 - Evolução da concentração de metano para o TF04



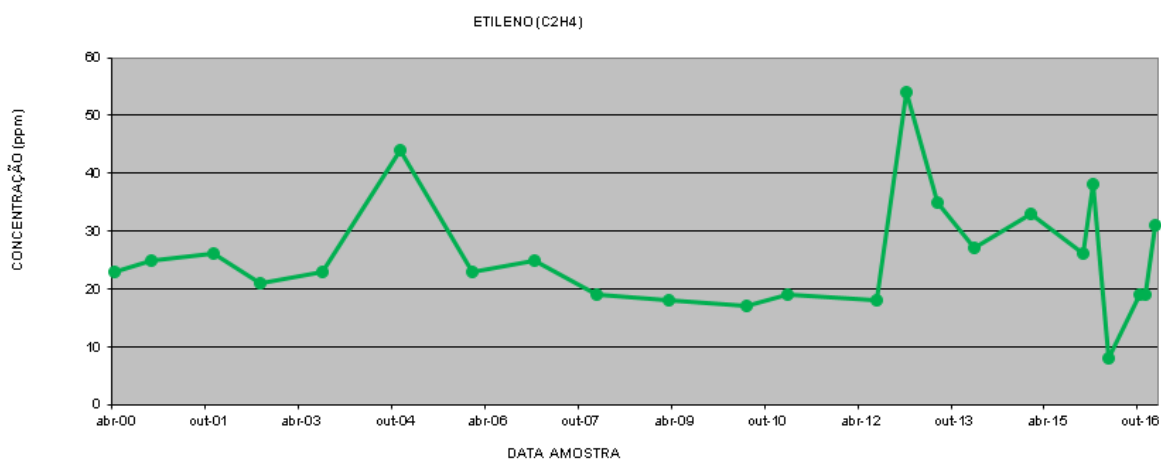
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 2000 a 2017

Figura 26 - Evolução da concentração de monóxido de carbono para o TF04



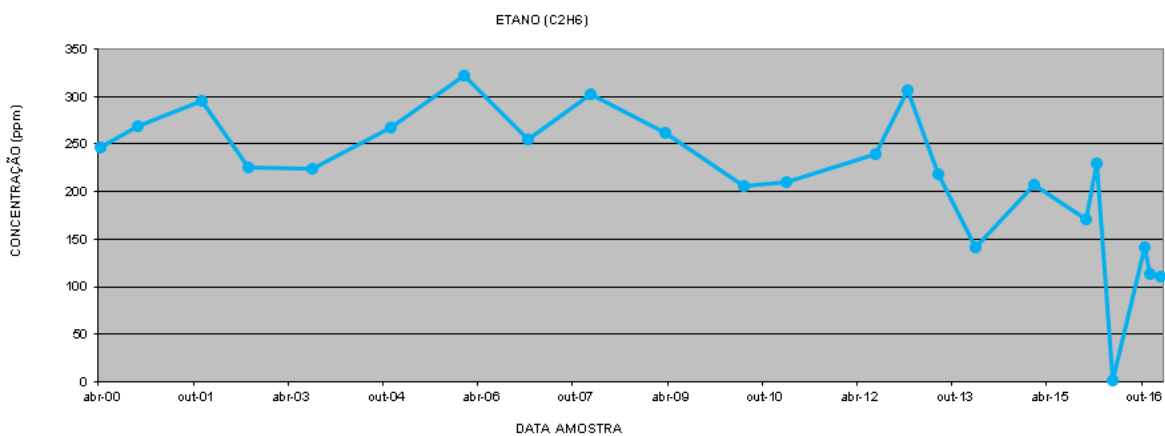
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 2000 a 2017

Figura 27 - Evolução da concentração de etileno para o TF04



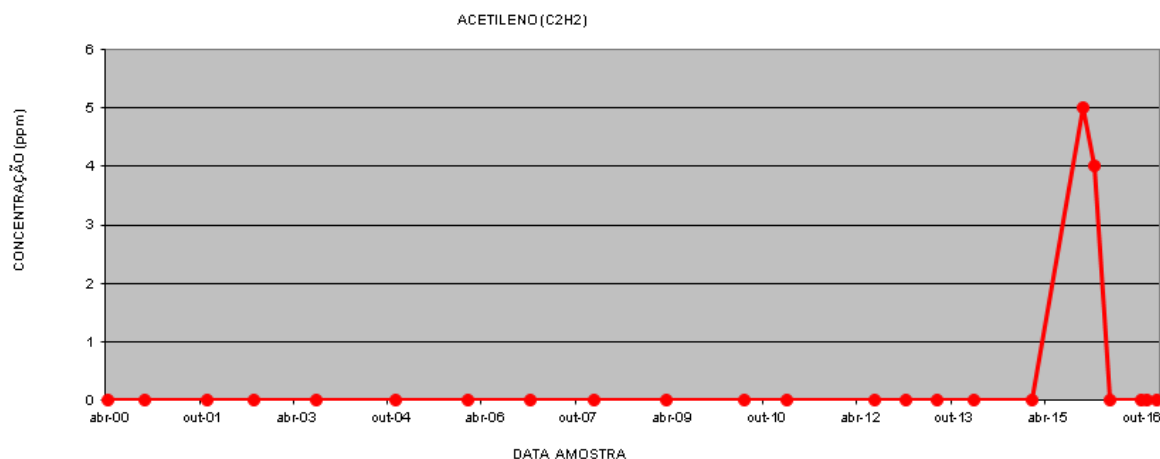
Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 2000 a 2017

Figura 28 - Evolução da concentração de etano para o TF04



Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 2000 a 2017

Figura 29 - Evolução da concentração de acetileno para o TF04



Fonte: Dados de cromatografias realizadas em laboratório do ano de 2000 a 2017

Tabela 23 - Cromatografia do óleo do TF 04

Data	05/FEV/2014	26/JAN/2015	31/NOV/2015	04/JAN/2016	27/ABR/2016
Hidrogênio (H₂)	13	6	4	9	0
Metano (CH₄)	43	49	48	54	3
Monóxido de Carbono (CO)	128	131	129	149	144
Etileno (C₂H₄)	27	33	26	38	8
Etano (C₂H₆)	141	207	171	229	2
Acetileno (C₂H₂)	0	0	5	4	0

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 2014 e 2016

Com os dados históricos é possível aplicar as metodologias estudadas. O período de interesse compreende as amostras coletadas entre o período de 2014 a 2016. A Tabela 23 contém os dados das cromatografias realizadas no período estudado.

A Tabela 24 contém o resultado das relações utilizadas por Döernenburg e Rogers. A Tabela 25 contém as porcentagens utilizadas pelo triângulo de Duval.

Tabela 24 - Relações entre os gases para o TF 04

Data	05/FEV/2014	26/JAN/2015	31/NOV/2015	04/JAN/2016	27/ABR/2016
R1	0	0	0,19	0,105	0
R2	3,3	8,16	12	6	---
R3	0	0	0,1	0,07	0
R4	---	---	34,2	57,25	---
R5	0,19	0,16	0,15	0,166	4

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 1992 e 1996

Tabela 25 – Porcentagens para o triângulo de Duval para o TF 04

Data	11/AGO/2015	20/JAN/2016	12/JUL/2016	11/JAN/2017	28/JUL/2017
%CH ₄	---	54,8	63,69	60	62,22
%C ₂ H ₄	---	43,05	35,6	38,78	36,29
%C ₂ H ₂	---	2,08	0,68	1,12	1,48

Fonte: Dados amostrados por laboratório entre 2015 e 2017

A Tabela 26 contém os diagnósticos para o transformador 4 utilizando as três metodologias empregadas no trabalho.

Tabela 26 – Diagnósticos para o TF 04

Data	05/FEV/2014	26/JAN/2015	31/NOV/2015	04/JAN/2016	27/ABR/2016
Método de Dörnerburg	Sem Falha	Sem Falha	Falta Térmica	Falta Térmica	Sem Falha
Método de Rogers	Não Identificável	Não Identificável	Não Identificável	Não Identificável	Não Identificável
Triângulo de Duval	Não Aplicável	Não Aplicável	DT	DT	Não Aplicável

• Método de Dörnerburg

Nas amostras de novembro de 2015 e janeiro de 2016 a metodologia é aplicável e o diagnóstico é de falta térmica. Entretanto, o evidenciado com análise do equipamento para verificação do motivo do defeito do equipamento, foi constatado uma falha elétrica. A falta elétrica ocorrida foi tida como uma descarga de alta energia (arco elétrico).

- **Método de Rogers**

Em nenhuma das análises realizadas no período de estudo, o método de Rogers foi capaz de identificar uma falta incipiente. Nas amostras de novembro de 2015 e janeiro de 2016 é possível aplicar o modelo, porém a falha não é identificável, ou seja, Rogers consegue perceber o comportamento anormal do equipamento, mas não consegue realizar um diagnóstico de qual tipo de falha que o transformador está sofrendo.

- **Triângulo de Duval**

Ao longo do período de interesse, dois diagnósticos são obtidos utilizando o Triângulo de Duval. As faltas diagnosticadas são do tipo DT, ou seja, falta térmica com descargas de alta energia. O resultado da avaliação do motivo da indisponibilidade do TF04, foi a ocorrência de arco elétrico entre os enrolamentos de uma das bobinas de baixa tensão do transformador.

4.5 DISCUSSÕES

Ao analisar-se as tabelas de diagnóstico para os quatro transformadores estudados é possível perceber que uma das metodologias se sobressai em relação as outras, o método em questão é o Triângulo de Duval. Embora os métodos de Döernenburg e Rogers serem amplamente reconhecidos e utilizados, o triângulo de Duval se mostrou uma ferramenta muito útil para atuar nas brechas das outras duas metodologias.

Um fato que merece destaque e que foi observado durante a execução do trabalho é que o intuito da análise dos gases dissolvidos no óleo isolante de transformadores é a obtenção de um diagnóstico assertivo sobre falhas incipientes ao equipamento, sendo assim, o objetivo das análises é estabelecer manutenções de caráter preditivo (baseado na condição do equipamento) e um dos métodos estudados não apresenta características favoráveis para ser utilizado como ferramenta com função preditiva.

Para a execução do modelo faltas proposto por Döernenburg, uma série de condições devem ser preenchidas, tais como: a concentração, em ppm, de ao menos um dos gases da Tabela 3 deve exceder em pelo menos duas vezes os valores estabelecidos para cada gás na Tabela 2; caso essa condição seja preenchida, segue-se para a próxima restrição, se um dos gases da Tabela 4 apresente concentração, em ppm, igual ou maior a da Tabela 2, procede-se para a próxima condição; ao menos um gás de cada relação utilizada por Döernenburg deve apresentar

concentração maior ou igual a da Tabela 3, caso essa condição seja respeitada pode-se iniciar o diagnóstico utilizando a ferramenta elaborada por Döernenburg. Mesmo com todas as condições supracitadas sendo preenchidas, a capacidade de um diagnóstico de falha efetivo ainda não é palpável, visto que as relações dos gases devem se encaixar nas premissas estabelecidas na Tabela 5. Durante a execução do trabalho percebeu-se que em determinadas ocasiões mesmo tendo todas as premissas para a realização de uma estimativa de falha, os valores das relações obtidas não se enquadravam nas estabelecidas pela Tabela 5, resultando em uma falha não identificável. Outro fator que vai contra essa ferramenta é o fato de os diagnósticos serem muito genéricos, só há três possíveis falhas neste método, sendo elas: falta térmica, descargas de baixa energia ou arco elétrico. As informações resultantes são muito genéricas e pouco específicas. A conclusão que se chega ao final do trabalho é que o método de Döernenburg pode ser útil como ferramenta preditiva, entretanto seu caráter preditivo se dá no limiar da criticidade da falta, tornando o emprego desta metodologia muito mais assertiva para análise de eventos já ocorridos para compreender que tipo de ocorrência causou a indisponibilidade do equipamento.

O modelo de Rogers, embora seja uma variação do proposto por Döernenburg, não apresenta as restrições quanto a sua aplicabilidade. Um grande ganho obtido aplicando o ferramental elaborado por Rogers é o detalhamento nos tipos de falhas que o equipamento está exposto. Utilizando o método anterior existem três possíveis diagnósticos, enquanto por Rogers existem seis possíveis resultados, o dobro de possíveis faltas se comparado com o modelo anterior. A qualidade do resultado de Rogers está relacionada ao maior detalhamento do nível da falta, se comparado com Döernenburg que apresenta o resultado de “falta térmica”, Rogers explicita qual o patamar de temperatura associado a falta, sendo o ponto quente com temperatura maior ou menor a 700°C. Assim como seu predecessor, Rogers enfrenta problemas quando as concentrações que utiliza fogem dos parâmetros estabelecidos. Os códigos variam entre 000, 001, 021, 022, 010 e 102, caso o código de uma amostra resulte em, por exemplo, 002, o modelo de Rogers, não consegue enxergar se o transformador está com um comportamento anormal ou não. Caso o código resultante não se enquadre nos estabelecidos na Tabela 9, o modelo resulta em falta não identificável e solicita uma nova amostragem para tentar identificar a falta com a nova amostra. Caso a nova coleta apresente o mesmo código ou um código que não se encaixe nos estabelecidos pela ferramenta, a resposta será sempre que o modelo não consegue identificar a falha e que é necessário uma reamostragem. Esse fato é uma grande desvantagem desta

metodologia, dado ao fato de que cada coleta de óleo representa custos para o gestor do equipamento.

O esquema proposto por Duval, esquecendo as relações entre diversos gases e se focando apenas na porcentagem de três gases específicos presentes em uma amostra, consegue ser assertivo quando a ferramenta é aplicável. Ao se utilizar o triângulo, caso as concentrações mínimas de cada gás sejam atingidas, sempre será gerado um diagnóstico de falta. Esse fato torna o Triângulo de Duval, um modelo muito interessante para ser usado. Embora seja uma ferramenta nova se comparada com os outros dois métodos, a sua capacidade de atuar nas lacunas deixadas por Döernenburg e Rogers é notável. Diversos artigos chegam a utilizar a palavra “supremacia” para comparar triângulo de Duval com os outros dois métodos clássicos. Duval também se destaca pela riqueza e pela qualidade da informação quando as concentrações mínimas são preenchidas. Sete são os possíveis resultados do triângulo, se a não aplicabilidade do modelo for tomada como resultado, a metodologia possui oito possíveis resultados. Um grande ganho comparado aos outros dois modelos é o maior detalhamento na temperatura do ponto quente incipiente e a inclusão de descargas parciais como uma das faltas. Pode-se associar a não aplicabilidade do triângulo como equipamento sem falha. Utilizar Duval como ferramenta de análise preditiva representa um grande ganho de confiabilidade para o sistema e para o gestor do equipamento, que consegue ter em mão uma visão mais robusta do estado do seu equipamento. O Triângulo de Duval segue como um grande foco de estudos para análise da saúde de transformadores, atualmente existem 4 derivações do triângulo original. As pesquisas quanto a este ferramental são muito fortes na Índia, sendo que grande parte dos artigos utilizados para a elaboração do trabalho são de autores indianos (SOBHY,2015).

Entrou-se em contato com um membro da equipe de manutenção de uma concessionária de energia elétrica do Rio Grande do Sul, o qual solicitou sigilo quanto a seu nome ao nome da companhia, com o intuito de conhecer se realizam análise de gases dissolvidos no óleo dos transformadores e fizessem as análises, quais as metodologias que utilizam para diagnosticar possíveis faltas. A resposta foi de que a companhia realiza coletas a cada seis meses para análise cromatográfica, o resultado da cromatografia primeiramente é comparado com a amostra anterior e então se utiliza a ferramenta de diagnóstico proposta pela NBR7274, o critério dos gases chave, método de Rogers e Triângulo de Duval. A resposta do integrante da equipe de manutenção elétrica da concessionária de energia está alinhada com o trabalho, visto que dois dos métodos empregados pela concessionária estão descritos neste trabalho.

5 CONCLUSÃO

O trabalho teve como objetivo mostrar diferentes ferramentas de detecção de faltas em transformadores, utilizando dados coletados ao longo de anos de equipamentos em regime de utilização constante e com carga variável, só sendo desenergizados quando em falha ou para manutenção preventiva ou corretiva. O intuito do trabalho não foi de invalidar um ou outro método, e sim mostrar que determinados modelos apresentam lacunas de atuação e que ao utilizar-se os três modelos estudados o mantenedor dos equipamentos terá uma confiabilidade muito mais robusta que apenas utilizando apenas um dos métodos.

Embora a confiabilidade com as três ferramentas seja muito robusta, caso for necessário escolher o emprego de apenas uma das metodologias estudadas, a mais assertiva e com uma maior riqueza de detalhes no diagnóstico é o Triângulo de Duval. Seu caráter preditivo se mostrou evidente durante a realização do trabalho. Um fato curioso relatado por pessoas que lidam com análises de óleo é que se o equipamento possui acetileno dissolvido no óleo, é certa a ocorrência de arco elétrico. Culturalmente o acetileno é associado ao arco elétrico por conta da alta temperatura necessária para dissociar o óleo mineral nesse gás. Tal fato, não é evidente no trabalho, visto que embora alguns transformadores tenham presença de acetileno, o diagnóstico resultante nem sempre é de descargas de alta energia.

O TF02 atualmente apresenta um ponto quente com temperatura inferior a 700°C e superior a 300°C, a falta não tem apresentado sinais de evolução, entretanto é necessário estar atendo caso o ponto quente venha a evoluir para uma temperatura maior ou para outro tipo de falta. O gestor do equipamento foi informado que os três métodos utilizados no trabalho convergiram para um diagnóstico comum. Por conta do trabalho realizado, a parada do TF02 está sendo planejada para uma janela ótima, onde todas as manobras necessárias para sua disponibilidade para manutenção sejam realizadas com segurança de processo e pessoas. Um dos questionamentos levantados pelo gestor do equipamento foi que embora o diagnóstico tenha sido feito, ponto quente, a necessidade de se levantar possíveis hipóteses para a ocorrência do ponto quente. Algumas das ideias levantadas para explicar o ponto quente foram: envelhecimento do papel isolante dos enrolamentos das bobinas, por se tratar de um equipamento com 36 anos de fabricação é natural que o papel apresente degradação; e ponto quente no comutador de tap's do transformador. O verdadeiro causador da falta só será descoberto ao se parar o equipamento e abri-lo para inspeção.

Após a conclusão da manutenção do equipamento é altamente recomendável que se troque todo o óleo do equipamento, pois caso se mantenha o óleo antigo, ele sempre irá apontar uma falta térmica. Como a presença de gases é um indicativo da ocorrência de faltas incipientes, um óleo novo não deve conter nenhum gás dissolvido, conseqüentemente nenhuma falta será detectada para o transformador com o óleo novo. Com a capacidade de planejar uma intervenção, diversos custos são cortados, visto que caso a parada do transformador fosse feita em caráter emergencial (explosão ou defeito grave) o orçamento necessário para a retomada de seu funcionamento superaria em diversas vezes o orçamento de uma intervenção planejada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARANTES, J.G (2005) ***Diagnóstico de Falhas em Transformadores de Potência pela Análise de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante através de Redes Neurais.***

CHAPMAN, S.J. ***Fundamentos de Máquinas Elétricas***, 5ª Edição 2013.

DATALINK (2011) ***Funções do óleo isolante***

DUVAL, M. (2002). ***“A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers”.*** *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, pp. 8-16, May/June 2002.

FITZGERALD, A.E.; UMANS, S.D.; KINGSLEY, C. ***Máquinas Elétricas***, 6ª Edição 2006.

GEETHA, R. (2016) ***Fault Diagnosis of Power Transformer using Duval Triangle Based Artificial Intelligence Techniques.***

<http://www.hvpcd.co.uk/technical/>

MILASCH, M.(1983) ***Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante.***

NETO, A.D., ASSUNÇÃO, T.C.B.N., ASSUNÇÃO, J.T (2008); ***Classificação de Transformadores de Potência Baseado na Análise dos Gases Dissolvidos no Óleo Isolante.***

SUKHBIR SINGH, Dheeraj Joshi e M.N. Bandyopadhyay(2011) - ***Software Implementation of Duval Triangle Technique for DGA in Power Transformers.***

NBR 7070 – Amostragem de gases e óleo mineral isolante de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos.

NBR 7274 – Interpretação da análise dos gases de transformadores em service.

SINGH, S.; BANDYOPADHYAY, M.N. (2010) ***Duval Triangle: A Noble Technique for DGA in Power Transformers.***

SHAYAN TARIQ JAN, RAHEEL AFZAL, AND AKIF ZIA KHAN ***Transformer Failures, Causes & Impact*** International Conference Data Mining, Civil and Mechanical Engineering (ICDMCME'2015) Feb. 1-2, 2015 Bali (Indonesia)

SOBHY, S. D.; AHMED, E. K.; R. A. ABD EL-AAL (2016) ***Modification of Duval triangle for Diagnostic Transformer Fault through a Procedure of Dissolved Gases Analysis.***

Tabela ANSI

WANG, M.; VANDERMAAR, A.J; SRIVASTAVA, K.D. (2002)***Review of condition assessment of power transformers in service.***