

ESTUDO COMPARATIVO DAS TÉCNICAS DE ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

RAFAELA M. M. DE LACERDA, FÁBIO B. NUNES, DANIEL BARBOSA, KLEBER F. SILVA

*Mestrado em Energia, UNIFACS / Departamento de Engenharia Elétrica, UFBA
Rua Dr. José Peroba, 251 Edf. Civil Empresarial - Stiep, Salvador - BA, 41770-235.*

*E-mails: raffamendes@live.com, fbnunes@gmail.com,
daniel.barbosa@pro.unifacs.br, kfreire@unifacs.br.*

Abstract— The analysis of dissolved gas in the transformer insulating oil is used for monitoring the internal condition of power transformers in order to identify incipient faults in such equipment. From the results collected by gas chromatography it is possible to obtain the concentrations of dissolved gases in the insulating oil and this result is analysed by techniques that indicate the nature of the failure. This paper presents in the form of a case study, the dissolved gases analysis of gases in a power transformer through the study of traditional methods of gas analysis in order to compare the results of the techniques used and identify the method that most approaches the failure identified in the analysed transformer.

Keywords— Transformer, dissolved gas analysis, insulation oil, chromatography.

Resumo— A análise de gases dissolvidos em transformadores a óleo mineral isolante é utilizada para acompanhar o estado interno dos transformadores de potência de modo a identificar falhas incipientes nesses equipamentos. Através dos resultados coletados pela cromatografia gasosa é possível obter as concentrações dos gases dissolvidos no óleo isolante e este resultado é analisado por técnicas que indicam a natureza da falha. Este trabalho apresenta, em forma de um estudo de caso, a análise de gases dissolvidos em um transformador de potência através do estudo dos métodos tradicionais de análise de gases com o objetivo de comparar os resultados das técnicas utilizadas e identificar o método que mais se aproxima da falha identificada no transformador analisado.

Palavras-chave— Transformador, análise de gases dissolvidos, óleo isolante, cromatografia.

1 Introdução

Em um Sistema Elétrico de Potência (SEP), os transformadores são equipamentos, robustos e de custo elevado, que desempenham uma tarefa essencial ao fornecerem energia, em níveis adequados de tensão aos consumidores. Sendo assim, e de modo a se manter a confiabilidade do SEP, torna-se necessário realizar o acompanhamento das condições de operação dos equipamentos que o compõem, em especial os transformadores de força. (Faria Jr., Costa, Olivas, 2014).

Transformadores são equipamentos que operam sob condições térmicas e elétricas bastante adversas (Ghoneim e Taha, 2016). Essas circunstâncias podem comprometer o óleo mineral isolante, cujas principais funções são garantir o isolamento elétrico e a refrigeração. Sob situações anormais de operação, este óleo pode sofrer degradações que afetam a integridade do equipamento, justificando assim a necessidade de se monitorar o estado da isolação para detectar precocemente uma falha interna.

Dentre as diversas alternativas de monitoramento e avaliação dos transformadores de potência, a análise de gases dissolvidos (DGA) se destaca por ser uma ferramenta de diagnóstico amplamente reconhecida por sua efetividade na detecção de falhas, uma vez que permite a verificação do estado interno dos transformadores (Bacha, Souhlia e Gossa, 2012).

Tal análise é realizada por meio de estudo cromatográfico, ou cromatografia, que permite mediante separação identificar e quantificar as concentrações dos gases imersos no óleo isolante, sendo estes obtidos em partes por milhão (ppm) (Bhalla, Bansai e Gupta, 2013). Com o resultado obtido da cromatografia, é

possível avaliar a distribuição relativa dos gases, a origem da produção, a taxa com que os mesmos foram gerados e a intensidade da falha (Singh e Bandyopadhyay, 2010). Nas últimas décadas estudos têm demonstrado que a monitoração regular dos gases dissolvidos no óleo do transformador está estreitamente relacionada com condições do equipamento e as informações prévias de falhas (Faria Jr., Costa, Olivas, 2014).

Técnicas tradicionais de DGA em óleo isolante podem, no entanto, apresentar imprecisões devido às mesmas não serem uma ciência exata, estando sujeitas a variabilidade (IEEE C57.104, 2008). Em virtude tanto da flexibilidade de aplicação quanto das incertezas dos resultados, diversos autores propuseram métodos de análises que podem ser empregadas de forma a mensurar a degradação térmica do óleo e do papel isolante do transformador.

Em face da diversidade das propostas apresentadas na literatura, o objetivo deste artigo é realizar comparativo utilizando um estudo de caso e as quatro técnicas tradicionais: Relações de Dornenburg, Relações de Rogers, Triângulo de Duval e Método do Gás Chave. A análise visa identificar a técnica que mais se aproxima da falha existente em um transformador abaixador 230kV/13,8 kV e 25 MVA, visto que este apresentou classificação quatro, conforme o guia do IEEE StdC57.104-2008 que recomenda que para as concentrações de gases o equipamento deve ser retirado de operação.

2 DGA

A análise de gases dissolvidos (DGA, do inglês *Dissolved Gas Analysis*) é uma técnica de manutenção preditiva bastante utilizada na identificação de falhas em evolução em transformadores, dado que este identifica o processo de degradação e os estados dos componentes internos através do estudo dos gases presentes no óleo isolante (Faria Jr., Costa, Olivas, 2014).

Os principais gases produzidos através da decomposição dos isolantes internos do transformador detectados pela cromatografia, processo de identificação e quantificação dos gases, são: hidrogênio (H_2), oxigênio (O_2), nitrogênio (N_2), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4) e etano (C_2H_6). Todavia, as composições desses gases dependem do tipo de falha e podem ser classificados como combustíveis ou não combustíveis (Suna, Huang, Huang, 2012).

A cromatografia é o processo realizado a partir da extração de uma amostra de óleo do equipamento. Entretanto, para realização de um diagnóstico preciso, não é recomendável avaliar o estado do equipamento com apenas uma única amostra de óleo, pois podem existir contaminações de diversas naturezas que implicariam no resultado da análise dos gases, como descrito na NBR 7274. Desta forma, para um diagnóstico confiável é necessário coletar mais de uma amostra para confirmar os resultados.

Por outro lado, a quantidade de cada gás que surge é variável em cada equipamento, sendo de fundamental importância a avaliação do histórico do transformador, o regime de carga, o tipo de isolamento bem como a localização da avaria, entre outros fatores pertinentes que poderão auxiliar na identificação da natureza da falha (Martin, 1998).

Em face ao supracitado, diversos métodos de interpretação com base na DGA foram propostos na literatura, sendo os métodos mais utilizados (Souza, Amora, Barbosa *et. al.*, 2012)

- Relação de Dornenburg;
- Relação de Rogers;
- Método Triângulo de Durval;
- Método do Gás Chave.

2.1 Relação De Dornenburg

Em 1970, Dornenburg diferenciou falhas térmicas e elétricas por meio das concentrações dos gases H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 e C_2H_6 para indicar um determinado diagnóstico. Este método é baseado em princípios de degradação térmica e emprega um conjunto de quatro variáveis (R_1 , R_2 , R_3 e R_4) que relacionam os gases combustíveis obtidos como indicadores do tipo de falha, conforme Tabela 1 (Rogers, 1978).

Tabela 1. Relação das Concentrações de Gases.

Razão	R_1	R_2	R_3	R_4
Gás	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$

É importante salientar que para este método, de Dornenburg, poder ser utilizado, é necessário, primeiramente, realizar uma comparação entre as concentrações L1 (Tabela 2) com o resultado da quantidade de gases extraído por cromatografia. Se a quantidade dos gases, C_2H_2 , C_2H_4 e C_2H_6 excederem duas vezes os valores para o limite L1 e as quantidades de CO e C_2H_6 também excederem os limites L1, o equipamento analisado possui algum tipo de falha e uma validação se faz necessária.

Tabela 2. Limites de Concentrações dos Gases (IEEE, 2008).

Gás Chave	Concentrações L1 ($\mu L/L$ - ppm)
Hidrogênio	100
Metano	120
Monóxido de Carbono	350
Acetileno	1
Etileno	50
Etano	65

A validade do procedimento, por sua vez, é confirmada se pelo menos um dos gases presentes nas relações da Tabela 1 exceder o limite de L1, caso contrário, as proporções não são significativas e uma nova amostra deverá ser coletada para a investigação por procedimentos alternativos (IEEE C57.104, 2008).

Sendo a relação válida, verifica-se o tipo de defeito em acordo com o diagnóstico sugerido Dornenburg e apresentado na Tabela 3. É factível verificar que as falhas são classificadas em três tipos principais: sobreaquecimento, descargas de baixa energia (corona) e descargas de alta energia (arco elétrico).

Tabela 3. Critério de Identificação de falhas de Dornenburg.

Diagnóstico de Falha	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$
Decomposição Térmica	> 1.0	< 0.75	< 0.3	> 0.4
Corona	< 0.1	-	< 0.3	> 0.4
Arco	0.1 - 1.0	> 0.75	> 0.3	< 0.4

2.2 Relação de Rogers

Seguindo a mesma tendência de identificar e interpretar as falhas incipientes em transformadores de potência, Rogers (1978) realizou diversos estudos nesses equipamentos utilizando DGA, cujo resultado foi a proposição de um método baseado nas relações entre as concentrações dos gases obtidos na análise de DGA.

Com a evolução tecnológica, a proposta de Rogers foi aprimorada por meio de algumas modificações, visto que ajustes foram necessários em face ao aumento da precisão dos equipamentos utilizados na análise. A princípio, o método de Rogers utilizava quatro relações, sendo então a relação C_2H_6/CH_4 eliminada devido a limitação da faixa de temperaturas de decomposição dos isolantes (Rogers, 1978).

Atualmente, o método das Relações de Rogers avalia três relações de concentração de gás e assemelha-se ao método de Relações Dornenburg, posto que utiliza como base as relações entre as concentrações dos gases, conforme Tabela 4. A principal diferença, contudo, entre ambos é que no Método de Rogers não é necessário avaliar os limites de concentrações dos gases específicos para que o diagnóstico seja válido (IEEE C57.104, 2008).

Tabela 4. Relação das Concentrações de Gases.

Razão	R_1	R_2	R_3
Gás	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$

Desta forma, a análise do método é dividida, essencialmente, em duas partes. A primeira relaciona os gases avaliados pelo método, enquanto que a segunda, verifica o diagnóstico a partir das referidas relações, conforme a Tabela 5.

Tabela 5. Critério de Identificação de falhas de Rogers.

Caso	R_1	R_2	R_3	Diagnóstico
0	$> 0,1$ a $< 1,0$	$< 0,1$	$< 1,0$	Unidade Normal
1	$< 0,1$	$< 0,1$	$< 1,0$	Descarga de baixa energia
2	$0,1$ a $1,0$	$0,1$ a $3,0$	$> 3,0$	Descarga de alta energia
3	$> 0,1$ a $< 1,0$	$< 0,1$	$0,1$ a $3,0$	Falha térmica de baixa temperatura
4	$> 1,0$	$< 0,1$	$0,1$ a $3,0$	Falha térmica < 700 °C
5	$> 1,0$	$< 0,1$	$> 3,0$	Falha térmica > 700 °C

Entretanto, é factível salientar que o Método de Rogers, assim como o método Dornenburg, pode ser inconclusivo, ou seja, as proporções observadas podem não ser classificadas com os códigos de diagnóstico mostrado na Tabela 5.

2.3 Método Triângulo de Durval

O Método Triângulo de Durval (DTM, do inglês *Durval Triangle Method*) foi desenvolvido por Michel Durval a partir do Método IEC 60599 e IEC TC 10 e é uma interpretação gráfica dos valores percentuais de três gases em relação à soma das concentrações desses mesmos em ppm. Os gases verificados são: CH_4 , C_2H_4 e C_2H_2 , e as relações são apresentadas em (1)-(3).

$$\%CH_4 = \frac{100z}{x + y + z} \quad (1)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100y}{x + y + z} \quad (2)$$

$$\%C_2H_2 = \frac{100x}{x + y + z} \quad (3)$$

nas quais, x é C_2H_2 , y é C_2H_4 e z é CH_4 .

Os resultados encontrados através das variações dos gases permitem a identificação de um ponto em um sistema de coordenadas triangulares que determinam o diagnóstico de prováveis falhas. A Figura 1 apresenta o triângulo de Durval com as suas delimitações internas por zonas de identificação de falhas (Sica, Guimarães *et. al.*, 2015).

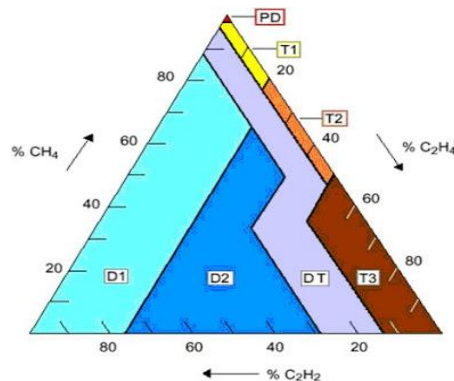


Figura 1. Triângulo de Durval.

Os códigos de identificação das falhas determinadas pelas zonas são apresentados na Tabela 6, e suas evidências podem ser comprovadas através de inspeção visual do equipamento analisado (Durval, 2001). As evidências verificadas em função do tipo de falha são descritas na Tabela 7.

Tabela 6. Códigos de falhas detectáveis.

Diagnóstico de Falhas	
PD	Descargas Parciais
D1	Descarga de baixa energia
D2	Descarga de alta energia
DT	Combinação de Descargas elétricas e térmicas
T1	Falhas Térmicas abaixo de 300 °C
T2	Falhas Térmicas entre 300 °C e 700 °C
T3	Falhas Térmicas acima de 700 °C

Tabela 7. Códigos de falhas e evidências no equipamento.

Código	Diagnóstico de Falhas
PD	Formação de centelhamentos que podem induzir pequenas rupturas carbonizadas no papel e descargas de baixa energia.
D1	Evidenciadas por significativas rupturas no papel e partículas de carbono no óleo.
D2	Evidenciadas através de extensa carbonização, fusão de partes metálicas (enrolamentos, lâminas, etc.), e eventual disparo do equipamento.
DT	É atribuída principalmente a transformadores com comutadores de tap em carga, OLTC (<i>On Load Tap Changer</i>).
T1	São identificadas quando o papel apresenta coloração amarronzada.
T2	Evidenciada por carbonização do papel.
T3	Carbonização do óleo, coloração metálica, ou fusão.

2.4 Método Gás Chave

O diagnóstico da DGA pelo método do gás chave (*key gas*) indica o tipo de falha baseado na proporção dos gases presentes na amostra analisada. De acordo com a norma IEEE C57.104 (2008), a temperatura de

decomposição do óleo e da celulose fornece a base para a determinação qualitativa dos tipos de falhas em face aos gases predominantes e as várias temperaturas.

Desta forma, os gases chaves são correlacionados com quatro tipos de falhas: falha térmica no óleo, falha térmica na celulose, descargas parciais e falha por arco elétrico. As figuras 2 a 5 apresentam as combinações e as proporções dos gases envolvidos nos quatro tipos de falhas.

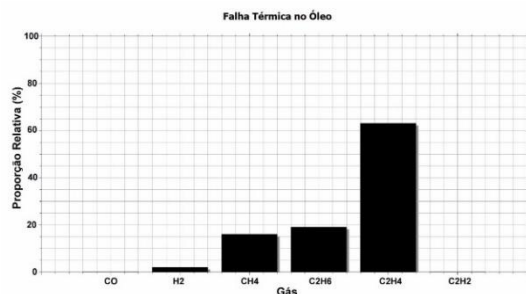


Figura 2. Gás Chave para Falha de Térmica no Óleo.

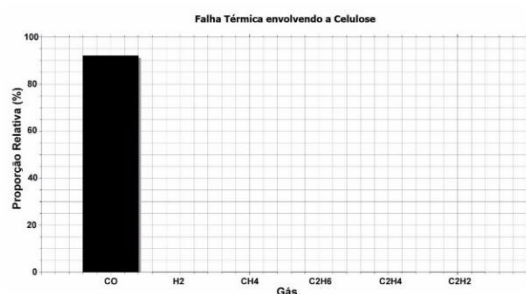


Figura 3. Gás Chave para Falha de Térmica na Celulose.

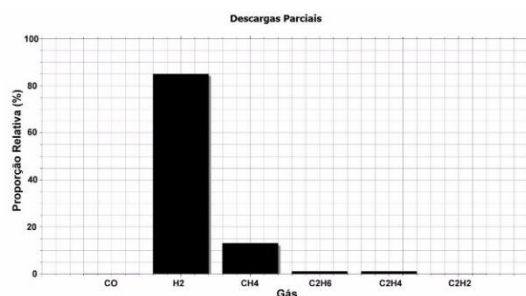


Figura 4. Gás Chave para Falhas Elétricas.

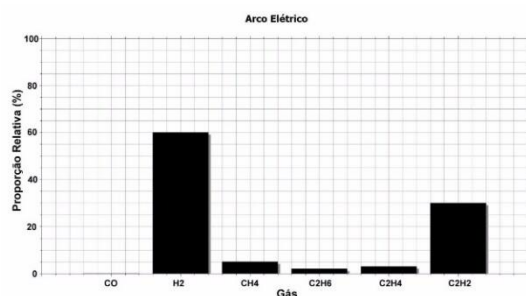


Figura 5. Gás Chave para Falhas Elétricas.

O gás chave para falha térmica no óleo é o etileno, associado a outros gases em menores quantidades tais como etano, hidrogênio e metano. Quando for detectada a presença de acetileno pode indicar falhas severas ou envolvimento dos contatos elétricos.

Falhas térmicas envolvendo a celulose produzem monóxido de carbono, associado a grandes quantidades de dióxido de carbono. Entretanto, quantidades de gases, tais como etileno e metano, poderão surgir se a falha envolver uma estrutura impregnada de óleo.

Para situações de descargas parciais, por exemplo, há a presença de hidrogênio em conjunto com pequenas concentrações de metano, de etano e de etileno. Mas, se durante a análise for verificado concentrações comparáveis de monóxido e de dióxido de carbono, há indícios de descargas parciais envolvendo a celulose do equipamento.

Em relação as falhas promovidas pela presença de arco elétrico, estas são caracterizadas pela presença de gás acetileno no óleo, o gás chave para este tipo de falha, com concentrações significativas de hidrogênio e acetileno associadas com pequenas concentrações de metano e de etileno. Adicionalmente, se houver a identificação de dióxido e monóxido de carbono dissolvidos, pode indicar o envolvimento da celulose no processo de falha (IEEE C57.104, 2008).

3 Estudo de Caso

Diante do supracitado, onde diversas técnicas podem ser utilizadas no indicativo de falhas em transformadores de potência, aplicou-se estas em um transformador trifásico, operado como abaixador em uma unidade industrial localizada no estado da Bahia. Este transformador foi projetado e fabricado originalmente em 1971 com potência de 10/13.3/16.6MVA, mas foi repotenciado em 1997 para 18/25MVA.

Assim, no presente estudo, foi avaliado o histórico de evolução das concentrações de gases referente ao período de 30 de abril de 1998 a 16 de dezembro de 2013, quando o equipamento apresentou conteúdo elevado dos seguintes gases combustíveis: CH_4 , C_2H_4 e C_2H_6 . As Figuras 6 e 7 mostram o histórico das concentrações de gases dissolvidos no óleo do transformador em referência.

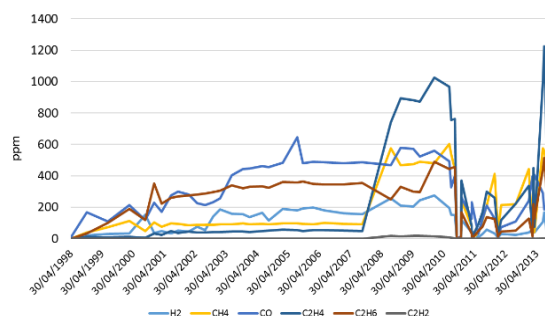


Figura 6. Histórico de cromatografia para alguns gases utilizados nas análises.

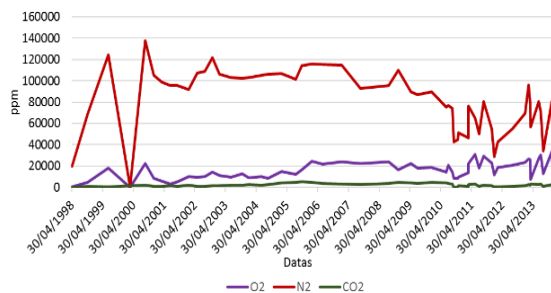


Figura 7. Histórico de cromatografia para os gases O_2 , N_2 e CO_2 .

  possível verificar nas figuras supracitadas que no período entre os anos de 2010 e 2013 o transformador passou pelo processo de desgaseificação do óleo isolante. Tal procedimento de condicionamento utilizou o sistema termo vácuo, sendo este evidenciado nas imagens pelo declínio nos respectivos anos. É importante salientar que a desgaseificação do óleo visa minimizar os riscos de falha no equipamento devido aos altos índices de gases detectados pela análise cromatográfica.

Avaliando as concentrações dos gases da cromatografia realizada em 16/12/2013, apresentada nas figuras 7 e 8, verifica-se que o estado geral do transformador é classificado como estado de alerta (condição 2) para o total de gases combustíveis que corresponde a 1893,8 ppm; estado de falta crítica (condição 3) para a análise individual do conteúdo do gás combustível CH_4 ; e estado de falta severa (condição 4) para a análise individual do conteúdo dos gases combustíveis C_2H_4 e C_2H_6 , de acordo com a IEEE C57.104 (2008).

Após a verificação geral do estado do transformador, aplicou-se os seguintes métodos internacionais de diagnósticos: Dornenburg, Rogers, Duval e Gás Chave. Tal fato teve o intuito de verificar a condição operativa do equipamento frente às concentrações de gases dissolvidos verificados durante o acompanhamento de sua manutenção preditiva. É importante destacar, portanto, que o diagnóstico precoce de eventuais falhas reduz o custo de manutenção e o tempo de indisponibilidade.

Assim, aplicando os métodos já descritos, os seguintes valores foram obtidos:

- Método de Dornenburg

No período que compreende os anos de 2008   2010   possível avaliar os resultados pelo método de Dornenburg, pois os gases H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 excederam duas vezes os valores para o limite L1 estabelecido na Tabela 3 e as quantidades de CO e C_2H_6 também excederam os limites estabelecidos na mesma Tabela.

Tomando como exemplo a amostra coletada em 14/01/2010, teremos como resultados das relações dos gases: $R_1 = 1,75$, $R_2 = 0,01$, $R_3 = 0,05$ e $R_4 = 37,69$. Segundo o método de Dornenburg, o diagnóstico proposto para todas as amostras que podem ser avaliadas indica falhas térmicas no transformador.

As demais amostras não podem ser avaliadas por este método, visto que não atendem aos critérios estabelecidos.

- Método de Rogers

Avaliando as 55 amostras coletadas entre o período de 1998 a 2013,   possível observar resultados diferentes ao longo dos anos. Cerca de 62% dos resultados analisados indicam falha térmica com temperatura inferior a 700  C, 29% indicam unidade normal ou falha térmica de baixa energia (essa duplicidade de diagnóstico é ocasionada pela sobreposição entre as faixas), 2% das amostras indicam apenas falha térmica de baixa temperatura, 2% está relacionado com falhas térmicas com temperaturas acima de 700  C e 5% são inconclusivas para este método.

- Método do Triângulo de Durval

Semelhante ao método de Rogers, o método de Durval apresenta diagnóstico diferentes para o período avaliado. Cerca de 51% das amostras indicam falhas térmicas entre 300  C e 700  C (zona T2), 40% está relacionado com Falhas Térmicas acima de 700  C (zona T3), 5% das amostras indicam falhas térmicas abaixo de 300  C e apenas 4% dos resultados são inconclusivos para este método. Tomando como exemplo a amostra coletada em 16/12/2013, obt m-se:

$$\%CH_4 = \frac{100 \times 557,6}{0 + 712 + 557,6} = 43,92 \quad (4)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100 \times 712}{0 + 712 + 557,6} = 56,08 \quad (5)$$

$$\%C_2H_2 = \frac{100 \times 0}{0 + 712 + 557,6} = 0 \quad (6)$$

Com as coordenadas dos gases, o ponto indicado está na zona T3, ou seja, falha térmica com temperaturas acima de 700  C. Através da análise do histórico da cromatografia gasosa   possível constatar que as temperaturas das falhas foram progressivas ao longo dos anos, o que implica no envelhecimento do transformador.

- Método do Gás Chave

Para o método baseado no Gás Chave, contudo, os percentuais encontrados mostram-se inconclusivos, uma vez que os percentuais característicos relatados no método não são equivalentes aos percentuais encontrados no resultado das amostras de  leo.

Avaliando os resultados dos métodos apresentados, verifica-se que o método de Dornenburg indica que há degradação térmica do óleo, mas não relaciona esta falha com possíveis danos internos no equipamento, o que dificultaria identificar o exato diagnóstico da falha.

Já o método de Rogers apresenta quatro diagnósticos distintos, destacando-se o diagnóstico por falhas térmicas de baixa energia. Nesse tipo de análise, a decomposição térmica da celulose fica evidenciada através do aumento de etileno em comparação com o etano, além do aumento de CO em conjunto com CO_2 (Rogers, 1978).

Assim como Rogers, o método de Durval apresenta quatro diagnósticos divergentes, sendo que dois dos diagnósticos apresentam envolvimento do papel no ponto da falha. Segundo Durval as falhas classificadas como T2 são evidências da carbonização do papel.

Através da inspeção interna do transformador, foi identificado que uma parte do papel isolante que envolvia o condutor estava carbonizado, associado à saída de baixa tensão, encostado na base de aço do comutador, conforme a Figura 6.



Figura 6. Condutor com avaria do transformador avaliado.

4 Conclusão

O presente estudo apresenta os resultados do diagnóstico de um transformador à óleo com formação de gases imersos no isolante indicando alguma anomalia. Por meio da aplicação dos métodos tradicionais de análise cromatográfica, pode-se observar que falhas envolvendo a degradação da celulose podem ser difíceis de serem detectadas.

Todavia, de um modo geral, os métodos fornecem indícios do ponto de falha com alguma variação do resultado. Para este trabalho específico, os métodos de Dornenburg, Rogers e Gás Chave foram menos conclusivos quando comparados ao método de Durval, cujo diagnóstico foi o mais contundente sobre a falha detectada no transformador estudado.

Apesar do presente estudo de caso ter apontado o método de Durval como o mais conclusivo, isso não significa que esse método deve ser o mais indicado em outras falhas em transformadores. O objetivo geral é utilizar todos os métodos para analisar falhas em transformadores e a partir de então identificar diagnósticos semelhantes para a mesma amostra de óleo o resultado dessas análises irão fornecer uma precisão maior sobre o ponto de falha interna no transformador.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Universidade Salvador (UNIFACS) pelo apoio disponibilizado no decorrer dos trabalhos.

Referências Bibliográficas

- ABNT NBR 7274- Interpretação da Análise dos Gases de Transformadores em Serviço, 2012.
- IEEE. Std C57.104-2008. "Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers".
- Bacha, K., Souhlia, S. and Gossa, M. (2012), Power transformer fault diagnosis based on dissolved gas analysis by support vector machine. ELSEVIER Electric Power System research, Vol 83, pp. 73-79.
- Bhalla, D., Bansai, R.K. and Gupta, H.O. (2013), Integrating AI based DGA fault diagnosis using Dempster-Shafer Theory. ELSEVIER Electrical Power and Energy Systems, Vol 48, pp. 31-38.
- Duval, M. and Pablo, A. (2001), Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases. IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol 17, n 2, pp. 31-41.
- Faria Jr., H., Costa, J. and Olivas, J. (2014), A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis, ELSEVIER Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 46, pp. 201-209.
- Ghoneim, S.S.M. and Taha, I.B.M. (2016), A new approach of DGA interpretation technique for transformer fault diagnosis. ELSEVIER Electrical Power and Energy Systems, Vol 81, pp. 265-274.
- Martin H., J & P Transformer Book 12th Edition, Butterworth-Heinemann Ltd. Great Britain, 1998.
- Németh, B., Vörös, C., Cselkó, R., and Göcsei, G.(2011), New Method For Improving The Reliability Of Dissolved Gas Analysis. IEEE Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), pp. 296 - 301.
- Rogers, R. R. (1978), IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis. IEEE Trans. Electr. Insul, Vol EI-13, n 5.
- Sica, F.C., Guimarães, F. G., Duarte, R. de O. and Reis, A.J.R. (2015), A cognitive system for fault prognosis in power transformers. Elsevier Electric Power Systems Research, Vol. 127, pp. 109-117.
- Singh, S. and Bandyopadhyay, M.N. (2010), Dissolved Gas Analysis Technique for Incipient Fault Diagnosis in Power Transformers: A Bibliographic Survey. IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol 26, n 6, pp. 41-46.
- Sousa, R. O., Amora, M.A.B., Barbosa, F. R., Pontes, R.S.T., Braga, A.P.S. e Almeida, O. da M. Análise de Métodos para o Diagnóstico de Falhas Incipientes em Transformadores com Base na Concentração de Gases no Óleo Isolante. IV SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas elétricos, Goiânia, 2012, 6 pp.
- Sun, Huo-Ching; Huang, Yann-Chang and Huang, Chao-Ming (2012), A Review of Dissolved Gas Analysis in Power Transformers. Elsevier Energy Procedia, Vol 14, pp. 1220-1225.