

Abordagem Combinada dos Guias IEEE e IEC para Interpretação de Análises de Gases Dissolvidos em Óleo Mineral Isolante

Leonardo C. Brito¹, Cacilda de J. Ribeiro¹, Adson S. Rocha², Yuri A. Dias¹, Nicolas K. de Moura¹, Pedro H. S. Palhares¹

¹Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) – Universidade Federal de Goiás (UFG)

²Instituto Federal Goiano (IFGoiano), Goiânia/GO, Brasil
brito.lc@gmail.com

André P. Marques^{1,3,4}, Cláudio H. B. Azevedo³, José A. L. dos Santos³

³CELG Distribuição (CELG D)

⁴Instituto Federal de Goiás (IFG)

Goiânia/GO, Brasil

andre.pm@celg.com.br

Resumo— Este trabalho apresenta uma nova abordagem com o objetivo de contribuir para a interpretação das análises de gases dissolvidos de transformadores de potência imersos em óleo mineral isolante, por meio da aplicação de um procedimento combinado, que considera elementos dos guias do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) e da norma do IEC (*International Electrotechnical Commissions*). Tal procedimento foi aplicado a um conjunto de dados coletados em diferentes transformadores de potência em serviço, os quais foram posteriormente submetidos a inspeções internas na oficina eletromecânica da concessionária CELG D ou tiveram seu estado inferido por meio de medições indiretas em campo, de forma que os estados reais destes equipamentos foram validados. Os resultados foram significativos, permitindo concluir que a abordagem proposta apresenta maior precisão no diagnóstico do que os obtidos quando os procedimentos dos referidos guias são aplicados separadamente, auxiliando, de forma eficiente, os especialistas em tomadas de decisão.

Palavras-chave— análise de gases dissolvidos, guias IEEE e IEC, óleo mineral isolante, transformadores de potência.

I. INTRODUÇÃO

A Análise de Gases Dissolvidos (AGD) [1]-[5] está entre as principais técnicas preditivas não-invasivas e que não demandam desligamento do transformador de potência, o qual é um elemento fundamental e de alto custo do sistema de fornecimento de energia elétrica. Este método se mostra confiável no setor elétrico para a detecção de falhas incipientes em transformadores imersos em óleo mineral isolante.

Geralmente, a correta interpretação dos resultados de análises de gases dissolvidos em óleo é um processo que depende de uma grande experiência do especialista em manutenção de transformadores de potência. Assim, o objetivo deste artigo é apresentar uma nova abordagem de interpretação utilizando guias como os do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) [1] e do IEC (*International Electrotechnical Commissions*) [2], para se aperfeiçoar o conhecimento especializado nesta área e, principalmente,

auxiliar no diagnóstico e na tomada de decisões quanto à operação do transformador de potência.

Sendo já consagrado no setor elétrico, o método de Análise de Gases Dissolvidos (AGD) permite avaliar continuamente ou periodicamente o estado de funcionamento do transformador, identificando o potencial de falhas incipientes e causas de formações de gases, por meio da utilização de diferentes critérios. Na classificação desses gases, têm-se os combustíveis (monóxido de carbono, hidrogênio, metano, etano, etileno e acetileno) e os não combustíveis (oxigênio, nitrogênio, e dióxido de carbono) [6].

Existem diferentes métodos para o diagnóstico de falhas incipientes em transformadores por meio da AGD, por exemplo: Método IEC 60599; Método do Gás Chave; Método de Duval; Método de Doernenburg; e o Método de Rogers [6]. E também: a norma ABNT NBR 7274 [3] que possui requisitos semelhantes à IEC 60599:2015 [2], IEEE Std C57.104-2008 [1], entre outros [7].

Porém, o que diferencia este trabalho dos apresentados na literatura é a contribuição da abordagem proposta para a interpretação da análise de gases dissolvidos, com validação efetuada em diferentes casos de transformadores de potência, em campo e na Oficina eletromecânica da concessionária CELG D, com base em inspeções internas ou em inferências por medições indiretas de grandezas. Assim, os estados reais destes equipamentos foram previamente constatados ou presumidos, evidenciando maior precisão no diagnóstico para a tomada de decisão.

Como motivação a este estudo, é apresentado também, na Fig. 1, o resultado das estatísticas referentes às técnicas preditivas utilizadas nos diagnósticos, com base nos dados extraídos do *software* GITP (Gerenciador de Interrupções em Transformadores de Potência) e do SAP (Sistema de Gestão Integrada), ambos da concessionária de energia elétrica CELG D, no período de 1979 até março de 2015 (36 anos de banco de dados), relacionados por meio do tipo de ocorrência e por motivo de retirada para a realização da manutenção corretiva.

É tecnicamente recomendável que os transformadores e autotransformadores de potência venham a ser retirados de

operação antes da ocorrência de falhas, observando-se, para isso, a criticidade dos defeitos ou falhas incipientes detectados por meio da aplicação de técnicas preditivas, tais como a análise de gases dissolvidos em óleo – já citada –, a análise físico-química e o ensaio de detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica, as quais são não-invasivas e podem ser realizadas com o equipamento em operação (energizado).

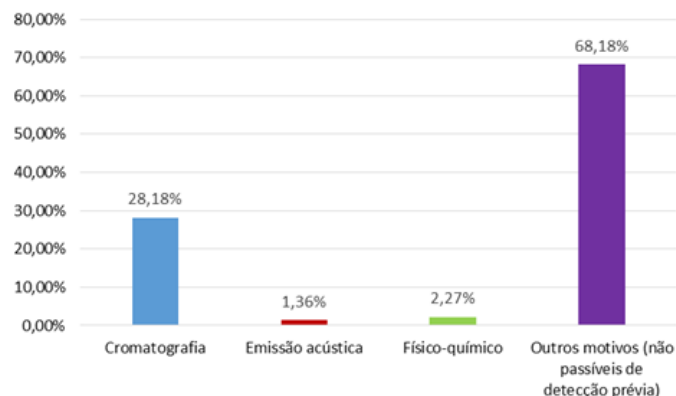


Fig. 1. Falhas incipientes em transformadores e autotransformadores por motivo de retirada, no período de 36 anos (1979 a março de 2015)

Na Fig. 1, têm-se as porcentagens de falhas incipientes nestes equipamentos, discriminadas por motivo de retirada, mediante as análises destas técnicas preditivas, durante este período de 36 anos. Observando-se que:

- destaca-se, quanto à detecção de falhas incipientes, a análise de gases dissolvidos em óleo (28,18%), ressaltando que a técnica de detecção de descargas parciais pelo método de emissão acústica foi implementada na empresa a partir do ano de 2009 [8], daí o seu menor valor percentual no período considerado; e
- nos demais casos (outros motivos), elas são causadas por fatores não passíveis de prévia detecção, como descargas atmosféricas e distúrbios elétricos.

De um modo geral, na Tabela I têm-se valores – considerados baixos – de taxas globais de interrupções (devido às falhas ou aos defeitos) por tensão nominal, sendo calculadas por meio da relação entre o total de interrupções ocorridas nesse período e o total de transformadores e autotransformadores efetivamente em operação – calculados ano a ano – no período de 36 anos (de 1979 a março de 2015), constatando-se assim os resultados significativos destas técnicas preditivas na área de engenharia de manutenção da empresa.

Nesse sentido, é descrita a seguir uma nova abordagem visando a contribuições na interpretação das análises de gases dissolvidos em óleo, diminuição das interrupções em transformadores de potência e, conseqüentemente, redução dos custos com as manutenções não programadas no sistema elétrico.

TABELA I. TAXA GLOBAL DE INTERRUPTÕES POR TENSÃO NOMINAL

	Taxa global de interrupções, por tensão nominal (de 1979 até março de 2015)		
	34,5 kV	69 kV	138 kV
Total de interrupções (defeitos + falhas)	205	107	57
Taxa (%)	2,73%	3,80%	3,43%

Um exemplo de defeito detectado pelas técnicas preditivas num transformador de potência de 6,25 MVA, 34,5 kV/13,8 kV, que foi retirado de operação para a manutenção corretiva é ilustrado na Figura 2. Sendo que, na inspeção interna, destacou-se a existência de grânulos de cobre fundido entre as bobinas de alta tensão (Fig. 2a) e de erosão elétrica em um parafuso de fixação de *lide* do comutador (Fig. 2b), causados por solicitações de corrente superiores à suportabilidade do equipamento devido à ocorrência de curto-circuito.



Fig. 2. Defeitos no transformador de potência retirado de operação por meio da aplicação de técnicas preditivas: a) grânulos de cobre; b) erosão no parafuso.

II. METODOLOGIA - ABORDAGEM PROPOSTA PARA INTERPRETAÇÃO DE AGD

Nesta nova abordagem, são considerados os guias IEEE [1] e IEC [2] para interpretação da análise de gases dissolvidos em transformadores de potência imersos em óleo. A metodologia empregada neste artigo utilizou o guia IEEE como procedimento principal, ao passo que elementos do guia IEC foram também aplicados como reforço no processo de identificação de falhas. Sendo assim, o procedimento completo pode ser visto como uma integração dos conhecimentos expressos dos especialistas, depurados através dos anos, os quais compuseram os dois referidos guias.

Na abordagem proposta, foram considerados os seguintes elementos:

- Tabela 1 (Avaliação da Condição Sem Histórico) de [1]:* concentrações de gases dissolvidos, a qual fornece a condição do transformador quando não há histórico recente de medições.
- Tabela 3 (Avaliação da Condição Com Histórico) de [1]:* ações baseadas no total de gases combustíveis dissolvidos no óleo, a qual fornece a condição do transformador, o respectivo intervalo de amostragem sugerido e o respectivo conjunto de procedimentos de operação.
- Figura 3 (Método do Gás-chave) de [1]:* avaliação dos gases-chaves, o qual fornece uma indicação possível

da falha no transformador, que pode ser elétrica ou térmica.

- iv. *Tabela 5 (Método de Doernenburg)* de [1]: método de Dornenburg para avaliação dos gases, o qual sugere o diagnóstico da falha.
- v. *Tabela 6 (Método de Rogers)* de [1]: método de Rogers para avaliação dos gases, o qual também sugere o diagnóstico da falha.
- vi. *Figura B.1 (Método da Relação de Gases)* de [2]: método da relação dos gases, que fornece o diagnóstico de falha.
- vii. *Figura B.3 (Método do Triângulo de Duval)* de [2]: método do triângulo de Duval para avaliação dos gases, o qual também sugere o diagnóstico da falha.
- viii. *Seções 5.4, 5.5 e 5.6 (Observações Complementares)* de [2]: métodos para verificar, respectivamente, se há anomalia envolvendo a celulose devido ao possível crescimento excessivo de CO₂ (dióxido de carbono) e de CO (monóxido de carbono), para identificar crescimento excessivo de O₂ e para verificar possível comunicação entre o tanque principal e o tanque do comutador, respectivamente.

É necessário ressaltar que, para a aplicação dos métodos indicados, foram utilizados os limites mínimos das concentrações dos gases dissolvidos apresentados na *Tabela 4* de [1], de tal forma que, se nenhum dos gases atinge seu respectivo limite mínimo (para possibilitar análise confiável), é atribuído o estado de normalidade ao transformador.

Adicionalmente, podem ser considerados os métodos referenciados no elemento “viii”, de forma a complementar as observações referentes ao diagnóstico. Contudo, cabe ressaltar que estes não foram empregados nas análises subsequentes deste artigo.

Aplicações dos métodos implementados sugerem que o guia IEEE [1], representado neste trabalho pela aplicação de seus elementos “i” a “v”, é mais completo e sistemático, pois, além de sugerir uma indicação da possível falha no transformador, também sugere o intervalo de reamostragem adequado, com base no histórico de valores absolutos de gases e em suas taxas de crescimento. Não obstante, observou-se que elementos sugeridos no guia IEC [2] podem ser utilizados para reforçar as interpretações, de forma a se prover uma interpretação mais segura.

Objetivando-se verificar a precisão dos métodos indicados, estes foram aplicados em casos de transformadores de potência de subestações da CELG D que haviam sido submetidos a inspeções internas ou medições indiretas, de forma que os estados reais destes foram previamente verificados ou presumidos. O conjunto de 38 (trinta e oito) casos de equipamentos (variando de 2,5 a 50 MVA, tensão de 34,5 kV a 138 kV, e ano de fabricação de 1972 a 2015) para as análises é ilustrado na Fig. 3, sendo composto por:

- a) 11 (onze) casos em que os transformadores foram inspecionados internamente e suas falhas foram minuciosamente examinadas; e
- b) 27 (vinte e sete) casos para os quais presumiram-se seus estados como sendo de normalidade, visto que

não apresentavam nenhum indício de falha por medições indiretas.

São considerados:

- a) Diagnóstico presumido: aquele feito com base em análise de grandezas de forma indireta, tais como resultados de ensaios de AGD, complementada por medição do carregamento e de temperaturas, em que se presume a condição do equipamento; e
- b) Diagnóstico com inspeção: aquele feito com base em inspeção direta no equipamento.

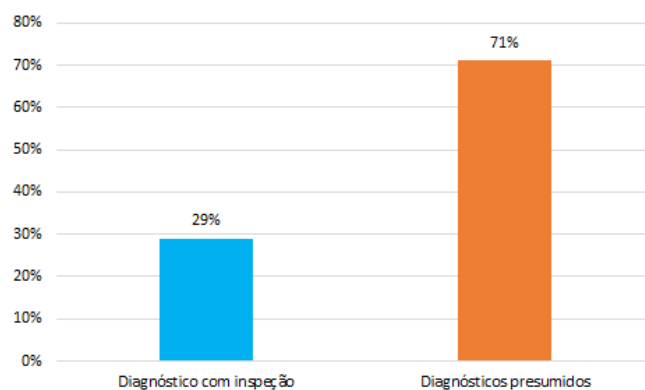


Fig. 3. Conjunto de dados de diagnósticos em transformadores de potência

O procedimento utilizado para se analisar os resultados dos montantes de gases dissolvidos presentes no óleo do transformador é apresentado na Figura 4. Dada a sugestão da condição do óleo do equipamento, aplicando-se “i” e “ii”, utilizaram-se, em seguida, os métodos “iii” a “vi”. Este procedimento de duas etapas primeiramente verifica se os valores absolutos dos gases, bem como suas tendências de crescimento, estão em níveis normais (condição 1), preocupantes (condição 2), alarmantes (condição 3) ou extremos (condição 4), aplicando-se o procedimento de avaliação da condição com e sem histórico. Se níveis alarmantes ou extremos forem constatados, os métodos para interpretação de análise de gases dissolvidos são aplicados (métodos de Doernenburg, Rogers, Gás-chave, Relação de Gases e Triângulo de Duval), de forma a se fornecer um diagnóstico da falha.

Com este procedimento, obteve-se coerência frente aos resultados de inspeção e de medições indiretas disponibilizados. Neste trabalho, considerou-se como acerto parcial os casos nos quais se obteve, aplicando-se o método de interpretação, indicações de descargas elétricas ao invés de falha térmica verificada por inspeção e falha térmica ao invés de descargas elétricas, também constatada por inspeção do equipamento. Considerou-se, assim, que não houve erro total nos diagnósticos, pois os dois tipos de falhas podem ter coexistido ou evoluído de uma para a outra. Ademais, a gravidade dos diagnósticos parcialmente corretos inspiraria maiores investigações, o que poderia levar à verificação mais cuidadosa da real situação do transformador.

justifica a utilização dos elementos de [2] em conjunto com os de [1] para os casos em que falhas foram verificadas após inspeções.

Para os casos com estados presumidos, como é mostrado na Tabela III, vê-se que a abordagem proposta ofereceu o melhor desempenho, seguido do método de Doernenburg (IEEE) [1]. Para estes casos, a abordagem proposta avaliou a condição do transformador, tanto considerando o histórico (procedimento de Avaliação da Condição com Histórico) quanto não o considerando (procedimento de Avaliação da Condição Sem Histórico), resultando em condição “normal”, o que forneceu o estado presumido sem a necessidade de se aplicarem os métodos de interpretação de análise de gases dissolvidos (métodos de Doernenburg, Rogers, Gás-chave, Relação de Gases e Triângulo de Duval). Contudo, tomado separadamente, o método de Doernenburg ofereceu resultados consistentes com o estado presumido de normalidade dos transformadores.

Finalmente, considerando o conjunto completo de casos de teste, observa-se que a abordagem proposta oferece resultado de diagnóstico superior aos demais métodos tomados separadamente. Cabe também observar que, aplicado de forma independente aos casos disponíveis, o Triângulo de Duval ofereceu um percentual de acertos totais ou parciais significativos.

TABELA II. RESULTADOS ESTATÍSTICOS COMPARATIVOS CONSIDERANDO OS DIAGNÓSTICOS VERIFICADOS COM INSPEÇÃO

Método	Diagnósticos corretos	Diagnósticos parcialmente corretos	Erros nos diagnósticos de falhas
Gás-chave	33,30%	41,70%	25,00%
Doernenburg	16,70%	16,70%	66,70%
Rogers	33,30%	16,70%	50,00%
Relação de Gases	16,70%	16,70%	66,70%
Triângulo de Duval	83,30%	16,70%	0,00%
Abordagem proposta	83,30%	16,70%	0,00%

TABELA III. RESULTADOS ESTATÍSTICOS COMPARATIVOS CONSIDERANDO OS DIAGNÓSTICOS PRESUMIDOS

Método	Diagnósticos corretos	Diagnósticos parcialmente corretos	Erros nos diagnósticos de falhas
Gás-chave	44,40%	3,70%	51,90%
Doernenburg	81,50%	0,00%	18,50%
Rogers	74,10%	3,70%	22,20%
Relação de Gases	74,10%	0,00%	25,90%
Triângulo de Duval	74,10%	3,70%	22,20%
Abordagem proposta	96,30%	3,70%	0,00%

TABELA IV. RESULTADOS ESTATÍSTICOS COMPARATIVOS CONSIDERANDO O CONJUNTO COMPLETO DE DIAGNÓSTICOS

Método	Diagnósticos corretos	Diagnósticos parcialmente corretos	Erros nos diagnósticos de falhas
Gás-chave	41,00%	15,40%	43,60%
Doernenburg	61,50%	5,10%	33,30%
Rogers	61,50%	7,70%	30,80%
Relação de Gases	56,40%	5,10%	38,50%
Triângulo de Duval	76,90%	7,70%	15,40%
Abordagem proposta	92,30%	7,70%	0,00%

IV. CONCLUSÕES

Um procedimento implementado em *software* pode auxiliar o especialista responsável pela manutenção preventiva a identificar falhas incipientes em transformadores de potência de forma mais robusta, especialmente naqueles casos em que ainda haja lacunas de experiência empírica na interpretação de análises de gases dissolvidos. Para tal, evidenciou-se ser apropriado combinar elementos dos guias IEEE e IEC para a interpretação de análises de gases dissolvidos em transformadores de potência imersos em óleo, do que utilizar os referidos guias separadamente, auxiliando, de forma eficiente, os especialistas nas tomadas de decisão. O estudo foi realizado tomando-se um conjunto de casos formado por resultados de análise de gases dissolvidos de transformadores de potência da planta da concessionária CELG D. Os resultados empíricos, obtidos por meio de comparação entre resultados de inspeção somados aos resultados presumidos, e as propostas de diagnóstico oferecidas pelo procedimento elaborado neste trabalho, apresentam taxas de acertos total e parcial consideráveis, cuja soma foi de 100%, não tendo havido, assim, erro de diagnóstico de falha para o conjunto de testes utilizado. Cabe ressaltar ainda que, haja vista que os resultados obtidos em uma massa de dados maior, a qual considera transformadores inspecionados e não-inspecionados (ou seja, com condição presumida), constatou-se ser mais prudente – com base no algoritmo, corroborado pela *expertise* dos especialistas – reduzir os intervalos de reamostragem indicados no guia IEEE, dividindo-os por um fator igual a dois, de forma a aumentar a precaução quanto às evoluções dos gases.

Cabe destacar que a implementação desta abordagem não requer desenvolvimento computacional complexo, como aqueles necessários quando do emprego de técnicas de Inteligência Computacional [7], tais como Sistemas de Inferência *Fuzzy*, Redes Neurais, Algoritmos Evolucionários, dentre outras.

Portanto, conclui-se que a abordagem proposta neste trabalho proporciona, para as empresas do setor elétrico, de maneira prática (ilustrada no fluxograma da Fig. 4), diagnósticos eficientes, visando diminuir as interrupções no fornecimento de energia elétrica, bem como preservar a vida

útil desses equipamentos tão importantes que são os transformadores de potência.

AGRADECIMENTOS

Ao Departamento de Engenharia e Controle da Manutenção e ao Departamento de Manutenção da Alta Tensão da Celg Distribuição S.A. e à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da UFG, pelas colaborações. À Agência Nacional de Energia Elétrica e à Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado de Goiás, pelos apoios financeiros.

REFERÊNCIAS

- [1] IEEE Std C57.104-2008, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-immersed Transformers. IEEE Power & Energy Society, 2009.
- [2] IEC 60599:2015, Mineral Oil-impregnated Electrical Equipment in Service – Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis. International Electromechanical Commission, 2015.
- [3] ABNT NBR 7274, Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2012.
- [4] M. Duval and J. Dukarm, “Improving the Reliability of Transformer Gas-in-Oil Diagnosis”, IEEE Elec. Insul. Mag., vol.21, n.4, pp. 21-27, 2005.
- [5] M. Duval, “A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers”, IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 18, n. 3, pp.8-17, 2002.
- [6] H. Faria Jr, J.G.S. Costa, and J.L.M. Olivas, “A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis”, Renewable and Sustainable Energy Reviews Journal, 46, pp. 202-209, 2015
- [7] N.A. Bakar, A.A. Siada and S. Islam, “A Review of Dissolved Gas Analysis Measurement and Interpretation Techniques”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 30, no. 3, 2014.
- [8] A.P. Marques, C.J. Ribeiro, C.H.B. Azevedo, L. C. Brito, J.A.L. Santos; M.A.S. Carvalho, e R.B. Nascimento, “Análise sobre a implementação de um sistema inteligente de classificação de descargas parciais em transformadores de potência”, In: XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE 2015), Foz de Iguaçu – PR, 2015.