



**GRUPO DE ESTUDO DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS E TECNOLOGIAS EMERGENTES
- GTM**

**MONITORAMENTO DE DESCARGAS PARCIAIS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA POR MEIO DE
ACOPLEMENTO CAPACITIVO NO TAP DE BUCHAS**

**LAERTY JOÃO DOS SANTOS DAMIÃO (1); GUILHERME MARTINEZ FIGUEIREDO FERRAZ (1)
HIGH VOLTAGE EQUIPMENT LTDA (1)**

RESUMO

A avaliação da condição de isolamento de um transformador é de grande importância para a eficiência operacional do sistema de potência. No entanto, como os sistemas de isolamento são complexos, muitos desafios são vistos em termos de métodos de análise e medição de parâmetros críticos. Nesse contexto, este trabalho apresenta a aplicação de um sistema de monitoramento online especialmente desenvolvido para a detecção de descargas parciais (DPs). Os resultados foram explorados para mostrar como os padrões de DPs e sua correlação com os gases dissolvidos no óleo podem ser analisados em situações práticas com o equipamento em serviço.

PALAVRAS-CHAVE

Descargas Parciais, Isolamento, Monitoramento, Transformadores.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência estão entre os ativos mais caros dos sistemas de transmissão e distribuição (1). Nesse cenário, dado o alto custo da manutenção corretiva e as altas perdas ocasionadas por uma interrupção repentina na operação de um transformador, o desenvolvimento de técnicas de monitoramento eficientes para avaliar e diagnosticar o estado de saúde desses equipamentos é um tema recorrente na indústria e centros de pesquisa.

Em geral, as falhas de transformadores são eventos críticos que podem causar danos irreversíveis, principalmente quando ocorrem em sistemas de isolamento, que, apesar dos avanços nos materiais e nas técnicas de fabricação, ainda são responsáveis por muitas contingências em subestações de alta tensão (AT). Por exemplo, no estudo apresentado em (2), mais de 30% dos transformadores avaliados em subestações europeias, com tensão primária entre 100 kV e 500 kV, apresentaram defeitos de natureza dielétrica. Por outro lado, estudos realizados pelo Cigrê-Brasil (3) mostram que mais de 45% das falhas em transformadores e reatores de potência têm origem nos dielétricos que os compõem.

As principais causas dos defeitos de isolamento em transformadores são a umidade no isolamento da celulose, a contaminação por óleo e as descargas parciais (DPs) (4), sendo esta última o foco deste trabalho. As DPs são impulsionadas por pequenas cavidades, preenchidas por gases, no material dielétrico. Dessa forma, quando tais cavidades são submetidas a intensos campos elétricos, produzem-se descargas internas que, por não se estenderem entre dois eletrodos, são ditas parciais (5).

A importância das DPs na vida útil de um equipamento é, há muito tempo, reconhecida na literatura (6). Todo evento de descarga provoca deterioração do isolamento devido ao impacto do deslocamento acelerado de elétrons que provoca diferentes transformações físicas e químicas. No entanto, o nível de deterioração depende de fatores como o tipo de material dielétrico e o número de eventos de DPs em cada intervalo de tempo, o que está fortemente relacionado ao nível de tensão CA aplicada e à condição de isolamento.

Por ser a DP um indicador confiável da condição de isolamento (7) e levando em consideração os grandes avanços no desenvolvimento de sistemas de monitoramento (8), existem diversos estudos que buscam identificar e medir as descargas parciais em grandes ativos utilizando diferentes tecnologias de dados para detecção, filtragem e processamento de dados. Por exemplo, em (9), os autores detectaram os sinais elétricos de DPs emitidos no cabo de aterramento de um transformador de distribuição especial através de um transformador de corrente de alta frequência. A análise dos pulsos detectados foi realizada pela técnica da Transformada Polinomial de Fourier Local (LPFT), que permite estimar a frequência instantânea dos pulsos adquiridos.

Em (10), um sistema de monitoramento foi desenvolvido para detectar e localizar descargas parciais em transformadores de potência. A detecção foi realizada por um conjunto de sensores acústicos de alta frequência

instalados dentro e fora do tanque. Assim, a localização espacial das DP's foi realizada por meio da técnica de Diferenças de Tempo de Chegada (TDOA).

Por sua vez, em (11), foram detectadas descargas parciais por meio dos pulsos elétricos gerados no sistema de isolamento de um transformador de potência para avaliar a ocorrência desse fenômeno em relação à qualidade do óleo. Os sinais adquiridos foram aplicados a um processo de filtragem digital para serem analisados por meio da Transformada de Fourier. Por meio dos resultados, os autores evidenciaram a influência da qualidade do óleo isolante na ocorrência de DP's.

Neste trabalho, um sistema de monitoramento de transformadores com alta taxa de amostragem e resolução de sinal foi desenvolvido para detectar e medir a ocorrência de DP's. O sistema foi aplicado em diferentes situações práticas e as análises foram realizadas para avaliar as condições de saúde do ativo com base no padrão das DP's e de sua correlação com os gases dissolvidos no óleo.

O artigo está estruturado da seguinte forma: a seção 2 aborda a ocorrência de DP's em transformadores e os princípios das principais técnicas de monitoramento; a seção 3 descreve a metodologia de medição das DP's e apresenta o sistema de monitoramento desenvolvido; a seção 4 mostra os resultados obtidos e as análises em diferentes estudos de caso; e a seção 5 contém as conclusões.

2.0 - MONITORAMENTO DE DESCARGAS PARCIAIS EM TRANSFORMADORES

Descargas parciais podem ocorrer em sólidos, líquidos e gases sem causar imediatamente uma quebra no isolamento. No entanto, a atividade contínua das DP's acabará por causar falhas na maioria dos equipamentos sujeitos a esse fenômeno, possivelmente em questão de anos. Por esse motivo, a ocorrência de descargas parciais pode ser vista como um alerta precoce de possíveis falhas.

Em geral, a avaliação das condições dos transformadores de potência através da medição de DP's segue os passos (12):

- Detecção da presença de descargas parciais;
- Processamento de sinal e análise de dados para identificação do defeito, que pode ser realizado localizando o defeito no isolamento e comparando seu padrão com outros defeitos conhecidos em um banco de dados;
- Avaliação de risco de falha no isolamento do transformador.

Existem vários métodos de detecção de DP's em transformadores: elétrico, ondas de alta frequência (UHF), acústico, óptico ou químico (13). O método elétrico convencional integra o efeito dos pulsos de DP's no domínio do tempo, conforme IEC 60270. A detecção das DP's pela medição de ondas de alta frequência é feita por meio de sensores capacitivos ou indutivos na faixa de frequência de 300 MHz a 3 GHz. No método acústico, sensores são utilizados para detectar ondas acústicas no espectro de frequência de 10 Hz a 300 kHz, que são geradas em decorrência da ocorrência das descargas. Os sensores acústicos de DP's podem ser sensores piezoelétricos ou optoacústicos. Na detecção óptica, a localização das DP's é possível por meio da amplificação de luz de baixa intensidade. Por fim, no método químico, a medição das DP's é realizada por meio de sensores de gás dissolvido em óleo (12).

Uma vez que as DP's são detectadas, a análise de sinal deve ser realizada usando métodos de processamento de sinal nos domínios do tempo e / ou frequência. Neste último caso, ferramentas importantes como filtros digitais e transformadas de Fourier ou Wavelet se destacam.

3.0 - METODOLOGIA PARA MEDIÇÃO DE DESCARGAS PARCIAIS

3.1 - MÉTODO ELÉTRICO

Neste estudo, o método elétrico foi aplicado para detectar DP's em transformadores de potência. Esse método se baseia na detecção de pulsos elétricos de corrente ou tensão resultantes da atividade de descargas parciais, que são obtidas diretamente nos terminais do objeto sob teste por meio de circuitos específicos.

As normas IEC 60270 (14) e IEEE C57.113 (15) propõem que a medição de DP's em grandes transformadores seja realizada conforme mostrado na Figura 1. Neste esquema, o instrumento de medição (M_i) se conecta ao dispositivo de acoplamento (D_c) através de um cabo (M_c). Dentro de D_c há uma impedância de medição (Z_m) que se conecta à derivação de teste da bucha do transformador.

Na implementação do esquema mostrado na Figura 1, destaca-se que, quando D_c se conecta ao *tap* de teste, a impedância Z_m estabelece, juntamente com as capacitâncias internas da bucha (C1 e C2), um divisor de tensão cuja relação deve ser adequadamente dimensionada para os instrumentos de medição. Além disso, ressalta-se que, para garantir a mais alta qualidade da medição, o cabo entre o dispositivo de acoplamento e o instrumento de medição deve ser livre de DP's e o mais curto possível, a fim de reduzir a indutância equivalente e minimizar os efeitos de

interferência eletromagnética. Além disso, a conexão entre o *tap* e o dispositivo de acoplamento deve ser direta, ou seja, sem interligação por cabos.

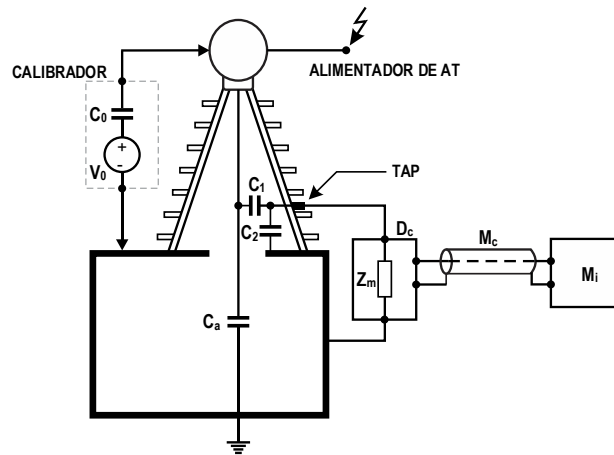


FIGURA 1 - Medição de DPs através do *tap* de buchas condensivas.

3.2 - IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

O esquema do sistema de monitoramento online desenvolvido para este trabalho é mostrado na Figura 2, onde são identificadas três unidades principais projetadas para fins de: (i) acoplamento; (ii) aquisição de dados; e (iii) processamento de dados e comunicação.

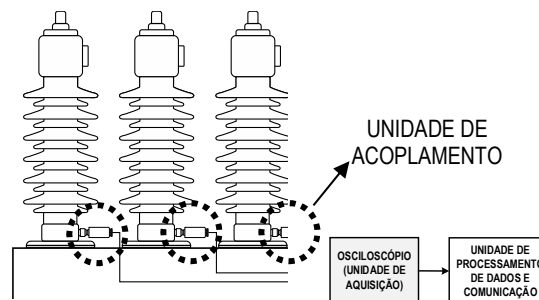


FIGURA 2 – Esquemático do sistema de monitoramento implementado.

A unidade de acoplamento, conforme mostrado na Figura 3, consiste em um dispositivo que se conecta diretamente ao *tap* da bucha do transformador para extrair os sinais de alta frequência a serem posteriormente processados para identificar as DPs. Neste dispositivo de acoplamento, a impedância Z_m é um capacitor de 3,3 μF e está alocada em paralelo com um circuito de proteção, que foi projetado para garantir a integridade da bucha em situações extremas como descargas atmosféricas e impulsos de manobras nos terminais do transformador. Isso significa que o esquema de proteção atua aterrando o *tap* de teste imediatamente no caso de altas correntes transitórias no dispositivo de acoplamento, evitando a queima do capacitor interno.



FIGURA 3 – Dispositivo de acoplamento para detecção de DPs.

A unidade de aquisição foi projetada para realizar a conversão analógico-digital dos sinais obtidos no *tap* e enviá-los para a unidade de processamento de dados e comunicação. Na prática, esta unidade é composta por um osciloscópio com frequência de amostragem de 2 GSa / s, resolução vertical de 10 bits e banda de leitura de até 200 MHz. Essas características são importantes para preservar as informações de uma DP, que pode ocorrer em intervalos menores que 1 μ s (12).

A unidade de processamento de dados e comunicação, por sua vez, é utilizada para quantificar as descargas parciais de acordo com o nível de carga aparente, em picocoulomb, de acordo com a IEC 60270 (14). Assim, uma vez obtido o valor de carga aparente, os dados são enviados em tempo real para o sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA) da concessionária.

4.0 - RESULTADOS

Para detectar e medir as ocorrências de PD, o sistema de monitoramento foi aplicado aos transformadores de potência, conforme mostrado na Figura 4. Os testes foram realizados em três transformadores diferentes em serviço e as análises foram conduzidas para avaliar as condições de isolamento com base no nível de carga aparente, padrão de descarga parcial resolvida por fase (PRPD) e correlação com a análise de gases dissolvidos no óleo.



FIGURA 4 – Sistema de monitoramento instalado.

4.1 - Estudo de caso I: Avaliação da condição de isolamento por meio do padrão PRPD

Na primeira aplicação prática, o sistema de monitoramento foi instalado em um transformador de 30 MVA com os terminais de AT especificados em 138 kV. Uma vez que os dispositivos de acoplamento foram conectados aos *taps* das buchas das fases A, B e C, foi possível detectar diversos eventos de DPs internas.

Na Figura 5, as descargas detectadas foram classificadas em cinco grupos de acordo com a concentração de DPs próxima a um determinado valor (em módulo) de carga aparente, de forma que os grupos 1, 2, 3, 4 e 5 indicam que o número de DPs detectadas em uma região foi baixo, moderado, intermediário, alto e muito alto, respectivamente. Assim, ao analisar esta figura, informações relevantes podem ser apontadas. Por exemplo, deve-se notar que, na fase A, as maiores concentrações de pulsos de DPs (grupos 4 e 5) possuem uma carga aparente próxima a 30 e 145 pC. Por outro lado, na fase B, as maiores concentrações de DPs apresentam uma carga aparente de aproximadamente 25, 45 e 105 pC. Já na fase C, existe uma alta concentração de DPs com uma carga aparente de aproximadamente 85 pC.

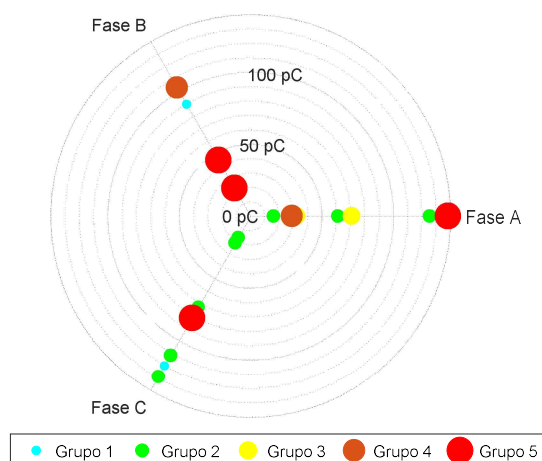


FIGURA 5 – Classificação das DP's de acordo com a quantidade de pulsos detectados e o nível de carga aparente.

A fim de fornecer uma investigação mais abrangente, é mostrado na Figura 6 o padrão do PRPD observado em cada fase do transformador, que é útil para identificar a localização das descargas em uma onda senoidal.

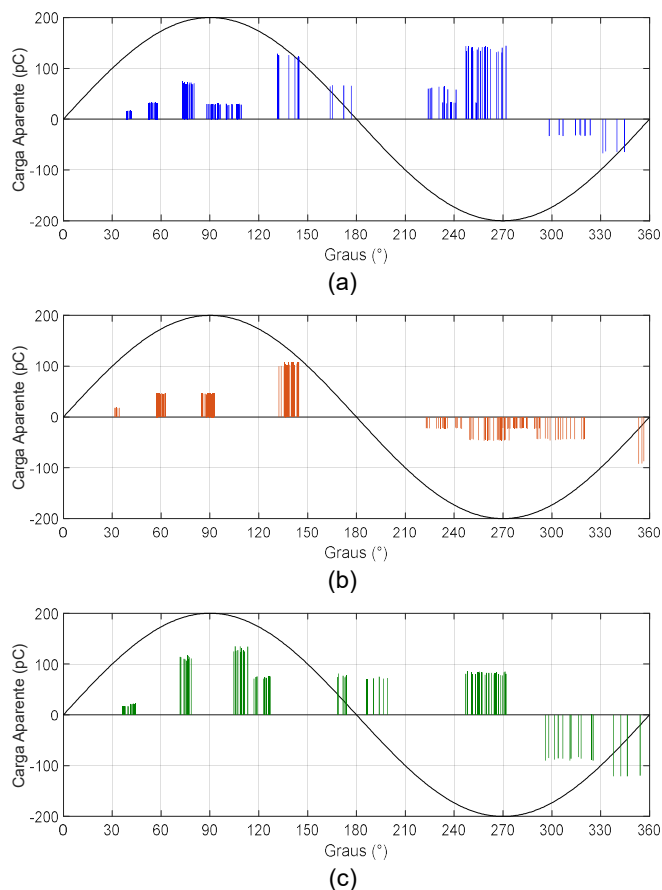


FIGURA 6 – Padrão resolvido por fase das DP's. (a) Fase A. (b) Fase B. (c) Fase C.

A partir da Figura 6, observa-se que as DP's identificadas estão espalhadas por várias regiões da onda senoidal. Este achado pode levar a diversos diagnósticos para a ocorrência de DP's, porém, como a maioria das descargas detectadas têm carga aparente abaixo de 100 pC (exceções são observadas principalmente na fase A), pode-se apontar que este transformador não apresenta nenhum risco de falha incipiente. No entanto, como a presença de DP's é evidente neste estudo de caso, o monitoramento deve ser aplicado continuamente para observar a evolução da condição de isolamento.

4.2 - Estudo de caso II: Monitoramento diário de DPs

Uma das principais vantagens do método elétrico aplicado neste trabalho é a facilidade com que os resultados podem ser exibidos em um osciloscópio, o que significa que o sinal de DP pode ser observado em função do padrão de ocorrência dentro da tensão aplicada. Embora essa análise não indique a localização precisa de uma DP no isolamento, vale ressaltar que ela é de grande valia para a definição de diagnósticos com base na comparação de padrões típicos já reconhecidos na literatura.

Neste contexto, o sistema desenvolvido foi aplicado a um transformador, cujo isolamento já se encontrava sujeito à ocorrência de DPs, para fins de identificação do padrão das descargas. Assim, uma vez conectado os acopladores no *tap* de teste, foi possível captar o sinal de tensão presente no isolamento das buchas, conforme mostrado na Figura 7 para a bucha da fase A.

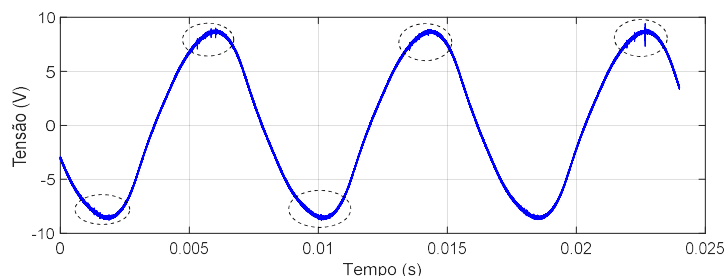


FIGURA 7 – Sinal com descargas parciais aquisitionado no *tap* da bucha da fase A.

O sinal de tensão obtido no *tap* apresenta um conjunto de componentes que, além do sinal senoidal à frequência de 60 Hz, inclui harmônicos, inter-harmônicos e descargas parciais. A presença das DPs no sinal lido pelo acoplador é evidenciada pelas regiões destacadas na Figura 7; entretanto, em razão destas descargas ocorrerem no espectro de alta frequência, pode-se melhor visualizá-las por meio da aplicação de um filtro passa-altas sobre a onda da Figura 7, conforme mostrado na figura seguinte.

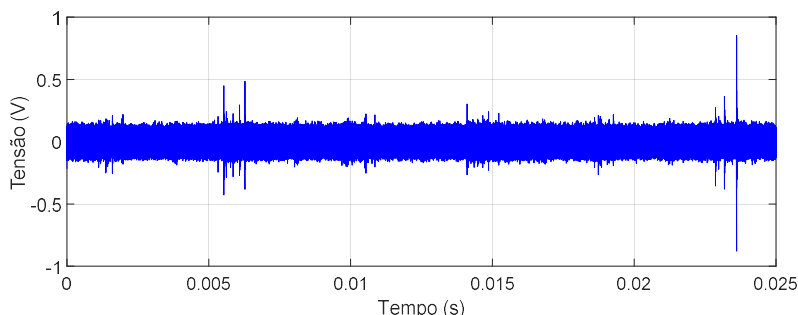


FIGURA 8 – Sinal aquisitionado do *tap* após filtragem passa-altas com frequência de corte de 100 kHz.

A partir das Figura 7 e 8, verifica-se que os pulsos de descargas são originados próximos aos extremos da onda senoidal, formando-se instantes antes dos picos e vales e estendendo-se por uma duração de, aproximadamente, 1 ms até que a tensão no isolamento atinja o valor de extinção da descarga. Vale notar que tal ponto de extinção é, por sua vez, percebido após os valores máximos e mínimos da onda de tensão.

Em uma análise mais ampla, as descargas parciais também podem ser evidenciadas quanto à sua distribuição no espectro de alta frequências. Nesse sentido, ao transformar o sinal capturado para o domínio da frequência, conforme mostra a Figura 9, é possível observar que as DPs são evidentes em uma banda de alta frequência espalhada principalmente nos seguintes intervalos: 120–500 kHz, 0,9–1,5 MHz e 2,2–2,5 MHz. Diante desta constatação, cabe destacar que a identificação de pulsos de descargas na faixa de frequência que se estende desde a faixa de 100 kHz até algumas poucas dezenas de megahertz é esperada para o método elétrico empregado, diferentemente das faixas normalmente observadas em outros métodos, como o UHF, no qual evidências de DPs são percebidas até a faixa de gigahertz.

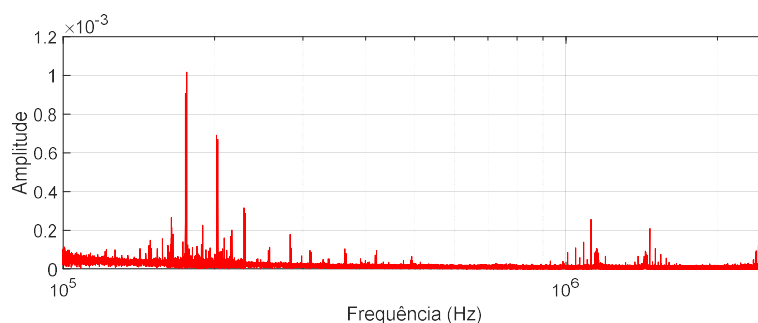


FIGURA 9 – Sinal da Figura 7 no domínio da frequência.

Complementando a investigação, nota-se que a assinatura de descarga parcial observada na Figura 7, caracterizada por pulsos concentrados próximos aos picos positivos e negativos do sinal lido do *tap*, é um padrão já conhecido, conforme é mostrado na norma IEEE Std. C57.113 (15). Dessa forma, com base neste padrão, é possível diagnosticar que o transformador monitorado apresenta um defeito no isolamento de papel impregnado em óleo ou bolha de gás em algum componente dielétrico do isolamento.

Na primeira hipótese de diagnóstico, desgastes na isolação de papel impregnado em óleo, destaca-se que o defeito em questão pode estar localizado tanto no isolamento das buchas quanto da parte ativa dentro do tanque. Assim, a confirmação deste diagnóstico pode ser obtida por meio da verificação do fator de potência e da $\tan \delta$ das buchas ou por meio de ensaios de resistência de isolamento. Por sua vez, quanto à segunda hipótese, isto é, bolhas de gases no isolamento líquido, tem-se que as mesmas podem estar associadas a reações químicas entre diferentes materiais ou a estresses térmicos. Nesse caso, um diagnóstico mais preciso deve levar em consideração o monitoramento contínuo de gases ou, de forma mais avançada, a análise cromatográfica.

Diante das análises, os resultados desta aplicação evidenciam que o sistema desenvolvido cumpre suas funções de identificar a existência das DP's para evidenciar potenciais problemas no isolamento do ativo. Além disso, há de se destacar que, quando os dados brutos são analisados, como é mostrado nesta seção, o padrão de ocorrência das descargas pode ser analisado para inferir os possíveis defeitos, embora diagnósticos mais precisos necessitem da análise de um conjunto de outros monitores do transformador.

4.3 - Estudo de caso III: Correlação de PDs e gases dissolvidos no óleo para diagnóstico

Num terceiro estudo de caso, são analisadas as condições de um transformador de potência que, repentinamente, apresentou uma variação no nível dos gases dissolvidos no óleo, conforme mostrado na Tabela 1. As variações foram registradas por um monitor de gás previamente instalado no ativo.

TABELA 1 – Gases dissolvidos em óleo.

Gás	Concentração de gases dissolvidos em óleo (ppm)		
	Dia 1	Dia 2	Dia 3
Hidrogênio (H_2)	59	276	327
Oxigênio (O_2)	3980	9230	14700
Nitrogênio (N_2)	15650	60140	52620
Metano (CH_4)	58	296	280
Monóxido de Carbono (CO)	100	258	256
Dióxido de Carbono (CO_2)	972	2710	1756
Etileno (C_2H_4)	16	389	564
Etano (C_2H_6)	19	180	132
Acetileno (C_2H_2)	-	4	6

Uma vez gerado o alerta quanto à elevação de gases dissolvidos no óleo, as concentrações obtidas no dia 3 para os gases H_2 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 e CH_4 foram aplicadas ao pentágono de Duval para diagnosticar o problema associado. Desse modo, considerando as concentrações relativas, tem-se na Figura 10 que o centroide do pentágono formado pelos gases chaves (O') é identificado na região T3 que, por sua vez, indica uma falha térmica com temperatura superior a 700°C .

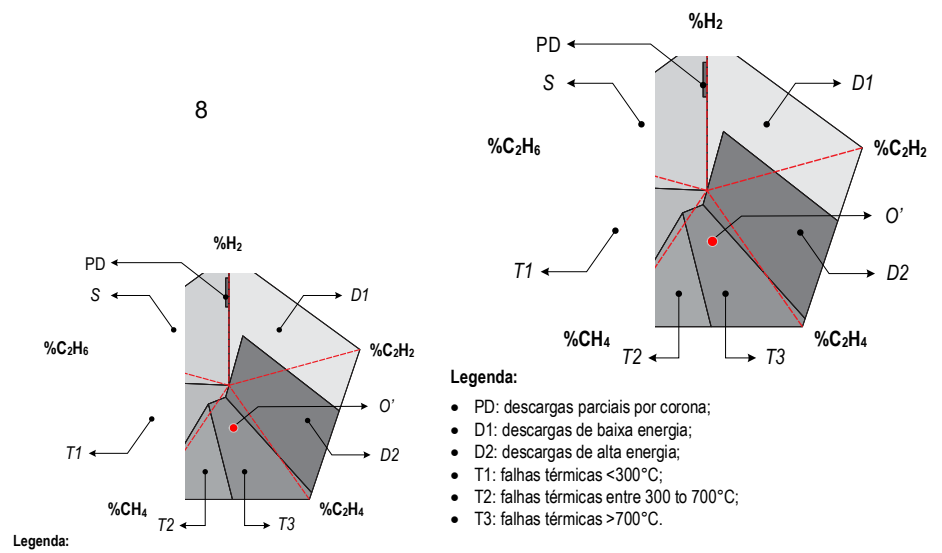


FIGURA 10 – Pentágono de Duval para concentração de gases do dia 3.

Embora a falha térmica diagnosticada através do pentágono de Duval não seja necessariamente provocada por descargas parciais, é possível verificar que o aumento anormal dos gases dissolvidos em óleo gera efeitos que, por sua vez, produzem DPs internas no isolamento do transformador. Para confirmar essa situação, o sistema de monitoramento foi aplicado a este caso, de modo que foi possível obter os gráficos resolvidos por fase conforme mostra a Tabela 2 em relação ao dia 3.

TABELA 2 – Gases dissolvidos em óleo.

Bucha de AT	Máxima Carga Aparente Positiva (pC)	Máxima Carga Aparente Negativa (pC)	Carga Aparente Média (pC)
Fase A	2164,50	-2811,39	950,89
Fase B	74,25	-82,20	39,83
Fase C	8664,31	-8721,35	4294,83

É importante mencionar que o sistema de monitoramento desenvolvido neste trabalho detecta as DPs, mas não a sua origem no ativo. A mesma observação é realizada para o monitor de gases dissolvidos em óleo. Assim, como forma de comprovar que as medições realizadas indicam, de fato, problemas internos no transformador, realizou-se a desmontagem do mesmo para uma inspeção visual, de modo que foi possível identificar sinais de degradação na conexão Y dos enrolamentos de baixa de tensão, conforme mostra a Figura 11.



FIGURA 11 – Degradação na conexão Y nos enrolamentos de BT do transformador.

Este caso é relevante de ser observado porque as descargas detectadas nas buchas são consequências de um processo que ocorreu dentro do tanque do transformador. A explicação para isso é que a degradação das conexões dos enrolamentos de BT, causada por superaquecimento do transformador, fez com que partículas fossem depositadas no óleo isolante presente no tanque. Quando isso ocorre, uma série de reações químicas são iniciadas dentro do tanque, causando o aumento da concentração dos gases dissolvidos, conforme indicado na Tabela 1, e gerando pequenas bolhas (preenchidas por gases) no isolamento. Essas bolhas, quando submetidas ao campo elétrico dentro do transformador, sofrem um processo de ionização que, por sua vez, desencadeia a formação de descargas parciais dentro do tanque. Assim, devido ao acoplamento capacitivo do circuito interno do transformador, é possível detectar tais descargas no terminal de *tap* da bucha condensiva.

5.0 - CONCLUSÕES

O monitoramento de descargas parciais em transformadores de potência foi realizado neste trabalho por meio de um sistema especialmente desenvolvido para esta aplicação. Esse sistema, que se baseia na detecção de pulsos de tensão em *tap* de teste de buchas de alta tensão, mostrou que o método elétrico é um método viável para aplicação em campo e não apenas em laboratório, como tradicionalmente é utilizado.

A partir dos dados coletados, foi demonstrado que uma análise mais abrangente das condições de isolamento dos equipamentos requer uma investigação que vai além do nível de carga aparente. Isso significa que um diagnóstico preciso deve incluir a análise do padrão PRPD e outros parâmetros importantes, como nível de tensão e gases dissolvidos no óleo. Além disso, destaca-se que, mesmo que um ativo possua DPs em níveis não críticos, é importante a aplicação de sistemas de monitoramento em operação contínua para que a evolução das DPs possa ser observada.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ISLAM, M.M., LEE, G., HETTIWATTE, S.N.. A review of condition monitoring techniques and diagnostic tests for lifetime estimation of power transformers. *Electrical Engineering*, v. 100, n. 2, p. 581-605, 2018.
- (2) VAHIDI, F., TENBOHLEN, Stefan. Statistical failure analysis of European substation transformers. *ETG-Fachbericht-Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014*, 2014.
- (3) CIGRÊ-Brasil. Avaliação de Desempenho de Transformadores de Potência e Reatores no Sistema Elétrico Brasileiro. Cigrê-Brasil – Grupo de Trabalho A2.02, 2013. Disponível online: <http://www.cigre.org.br/archives/BT_16.pdf>.
- (4) SOKOLOV, V.; BERLER, Z.; RASHKES, V. Effective methods of assessment of insulation system conditions in power transformers: a view based on practical experience. In: *Proceedings: Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference*. IEEE, 1999. p. 659-667.
- (5) LEMKE, E.; MUHR, M.; HAUSCHILD, W. Modeling of Cavity Discharges under AC and DC Voltage—Part I: Limitations of the Network-based PD Model. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, v. 27, n. 6, p. 1845-1852, 2020.
- (6) LU, S. et al. Condition monitoring based on partial discharge diagnostics using machine learning methods: a comprehensive state-of-the-art review. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, v. 27, n. 6, p. 1861-1888, 2020.
- (7) KUNICKI, M.; CICHÓN, A.; BORUCKI, S. Measurements on partial discharge in on-site operating power transformer: A case study. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 12, n. 10, p. 2487-2495, 2018.
- (8) WU, M. et al. An overview of state-of-the-art partial discharge analysis techniques for condition monitoring. *IEEE electrical insulation magazine*, v. 31, n. 6, p. 22-35, 2015.
- (9) ROJAS, H. E.; FORERO, M. C.; CORTES, C. A. Application of the local polynomial Fourier transform in the evaluation of electrical signals generated by partial discharges in distribution transformers. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, v. 24, n. 1, p. 227-236, 2017.
- (10) KAŠKA, Miloš. Experience with monitoring and location of partial discharges inside of high voltage oil power transformers. In: *2016 Diagnostic of Electrical Machines and Insulating Systems in Electrical Engineering (DEMISEE)*. IEEE, 2016. p. 56-59.
- (11) TORRES-ARIAS, Jaime A. et al. Measurement of internal partial discharges in dielectric oils by applying the electrical method. In: *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. IEEE, 2017. p. 1-6.
- (12) Chakravorti, D. Dey, and B. Chatterjee. *Recent Trends in the Condition Monitoring of Transformers*. Springer, 2013.
- (13) ZHOU, J. et al. Multispectral light pulse detection on partial discharges initiated by metal particle on insulator in SF 6 gas. In: *2017 1st International Conference on Electrical Materials and Power Equipment (ICEMPE)*. IEEE, 2017. p. 639-642.
- (14) IEC 60270, "High-voltage test techniques — Partial discharge measurements," 2000.
- (15) IEEE Std. C57.113-1991. IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors. 1991.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Laerty João dos Santos Damião possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Ouro Preto (2019) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2021). É engenheiro eletricista na HVEX, onde atua no desenvolvimento de equipamentos para o setor elétrico, estudos elétricos e ensaios.



Guilherme Martinez Figueiredo Ferraz possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2013), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2015), com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, doutorando na mesma universidade (2021). Tem experiência na área de Administração, com ênfase em Administração de Recursos Humanos e Qualidade. Sócio da empresa HVEX - High Voltage Equipment, tem experiência adquirida do LAT-EFEI, Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá. Trabalha em projetos de pesquisa e desenvolvimento com concessionárias de energia e fabricas de equipamentos elétricos além de projetar sistemas para ensaio em média e alta tensão.