



**XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil**

Dilney C. Bitencourt P. Jr	Rafael Paulo dos Santos
CELESC Distribuição S.A.	CELESC Distribuição S.A.
dilneybp@celesc.com.br	rafaelps@celesc.com.br

Monitoramento por Emissão Acústica para Avaliação e Diagnósticos de Transformadores da Celesc Distribuição.

Palavras-chave

Análise Cromatográfica
Aquecimento
Descargas Parciais
Emissão Acústica
Transformadores

Resumo

Diversas são as técnicas utilizadas para a avaliação e diagnóstico de transformadores de potência em operação. Uma das técnicas que tem se mostrado muito eficiente para detecção e localização de anomalias internas de transformadores como descargas parciais, arcos elétricos e aquecimento, é a análise por emissão acústica. Esta análise, em conjunto com a Análise dos Gases Dissolvidos no óleo (AGD), auxilia na tomada de decisões identificando a necessidade de manutenções corretivas e aumentando a confiabilidade do sistema. O método consiste em extrair parâmetros de formas de ondas acústicas que se propagam através do óleo isolante da fonte até a parede do tanque do transformador. Estas formas de ondas são captadas através de sensores piezoelétricos instalados no tanque do transformador em operação. Vários monitoramentos por emissão acústica têm sido realizados nos transformadores da Celesc. O que motiva a realização destes ensaios é algum indicativo de defeito que venha a ser encontrado nas análises cromatográficas do óleo. Estas análises são realizadas semestralmente tendo seu período de amostragem modificado com o aparecimento de gases.

1. Introdução

O sistema elétrico da Celesc Distribuição SA é composto por aproximadamente 270 transformadores com tensões primárias de 138 e 69 kV de diversos fabricantes e potência. Cerca de 65% destes equipamentos apresentam mais de 25 anos de operação. Estes são os motivos que nos levam a procurar alternativas que minimizem as perdas financeiras provenientes de falhas inesperadas nestes equipamentos e que, sem sua

retirada de operação, possibilite determinar o momento ideal para a intervenção do equipamento.

Técnicas consagradas como a Análise Cromatográfica dos Gases Dissolvidos no óleo, são utilizadas como manutenção preditiva de transformadores de potência. A AGD consegue, de forma bastante confiável, através dos gases gerados durante a evolução de um defeito, identificá-lo e até quantificá-lo. Mas uma informação muito valiosa não pode ser fornecida por este método, a localização do defeito. O ensaio por emissão acústica pode identificar o local da falha dentro do equipamento. Os dois métodos em conjunto e ainda o conhecimento dos detalhes construtivos dos equipamentos podem melhorar muito a qualidade do diagnóstico de possíveis defeitos no transformador (SANTOS & ZAGHETTO & PEREIRA, 2008).

Neste trabalho faremos uma breve definição dos parâmetros extraídos dos sinais de EA que são captados pelos sensores e ainda alguns procedimentos de ensaios e fatores determinantes para análise. Na sequência, serão apresentados dois casos de sucesso na análise de transformadores utilizando Emissão Acústica na Celesc.

2. Desenvolvimento

A técnica de Emissão acústica tem sido usada para diagnóstico de transformadores de potência desde 1980. Desde então, instrumentação e procedimentos sofreram melhorias, especialmente nos últimos cinco anos. A técnica só era aplicada quando o transformador apresentava geração de gases combustíveis associados a descargas parciais e arcos elétricos (hidrogênio e acetileno), entretanto, através de experimentos em laboratório e testes em campo (como será apresentado no estudo de caso), a técnica também permite detectar e localizar faltas de origens térmicas (NÚÑES, 2006).

2.1 Definições dos Parâmetros de Medição

Emissão Acústica (EA) é um fenômeno gerado através da liberação de energia de fontes localizadas dentro do equipamento. A técnica de Emissão Acústica, considerada um método de ensaio não destrutivo (END), consiste na captação de som em escala ultra-sônica emitido por fontes como descargas parciais, arcos elétricos e aquecimento.

As ondas mecânicas de natureza transitória são captadas e convertidas em sinal elétrico por meio de sensores piezoelétricos. O sistema considera apenas sinais que possuam amplitudes acima do limite de referência estabelecido na configuração do programa de aquisição. Depois de capturados, os sinais são amplificados e transmitidos até o sistema de monitoramento através de cabos coaxiais onde são digitalizados e processados (IEEE Std C57. 127, 2007). Nesta etapa, diversos parâmetros são extraídos de um sinal de ruído captado por cada sensor, a Figura 1 mostra um exemplo de sinal de EA. Os parâmetros mais utilizados são os seguintes:

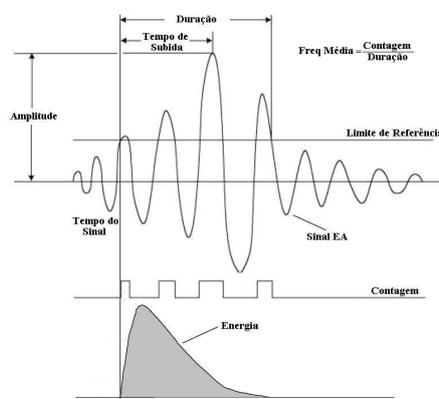


Figura 1 - Parâmetros de um sinal EA.

- Tempo do sinal – instante em que o sinal foi capturado pelo sistema, utilizado para cálculo de localização do sinal.
- Limite de Referência – Valor de amplitude expressa em dB, acima do qual o sinal é detectado. Ao ultrapassar este limite são armazenados para pós-processamento.
- Amplitude (dB) – é a máxima (positiva ou negativa) tensão de pico, excursão de um sinal de EA.
- Tempo de Subida – é definido como o tempo entre o primeiro cruzamento pelo limite de referência e o pico deste sinal.
- Duração – definido pelo tempo entre o primeiro cruzamento pelo limite de referência e o último.
- Contagem – é o número de vezes que o sinal ultrapassa o limite de referência adotado na medição.
- Energia – é a área medida sob o sinal retificado, em coordenadas de amplitude e tempo, sendo considerado um parâmetro adimensional.
- Frequência Média – é a contagem dividida pelo tempo de duração do sinal.

Todos estes parâmetros, através de gráficos ou tabelas, são utilizados para a análise dos sinais captados. O tempo do sinal é importante para o cálculo de localização deste sinal. A amplitude determina a intensidade do mesmo e a frequência média, que é uma relação do número de contagens pela duração, em alguns casos pode determinar a natureza do sinal. Descargas parciais, por exemplo, são fenômenos que ocorrem muito rapidamente, produzindo sinais de curta duração e com frequência média elevada, entre 100 e 300kHz. Por outro lado, ruídos de origem mecânica possuem alta energia e durações maiores com frequências média abaixo de 50kHz (TRINDADE & MENEZES & MARTINS, 2007).

Outra forma de analisar a natureza do sinal pode ser através de gráficos que mostram quantos sinais são capturados em um segundo por um determinado canal. Sendo a frequência do sinal da rede de 60 Hz, ou seja, 60 ciclos por segundo, e cada ciclo possui dois picos de tensão, um máximo e um mínimo, havendo 120 sinais em um segundo é mais um indício de presença de descargas parciais.

2.2 Condições para ensaio e localização do sinal

Através de sensores acoplados e distribuídos estrategicamente no tanque do transformador, conforme Figura 2, é possível monitorar as atividades acústicas dentro do equipamento. Os sensores são associados cada um a um canal do sistema de aquisição e recebe uma cota nas coordenadas x, y e z a partir de uma origem estabelecida pelo operador.

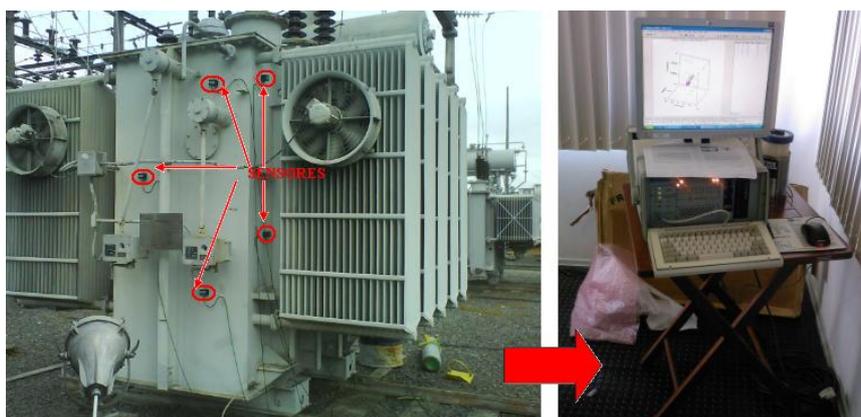


Figura 2 – Sistema de Monitoramento.

O ensaio de emissão acústica consiste em monitorar o transformador energizado por um período de aproximadamente 24 horas, período ao longo do qual o equipamento será submetido a todos os níveis de carga durante sua operação normal (NÚÑES, 2006). Com as informações de carregamento, tensão e temperatura do transformador, é possível fazer uma correlação entre as atividades acústicas e suas grandezas operacionais. Se as atividades acústicas se intensificam com o aumento da tensão, pode ser um indicativo de descargas parciais ou arco elétrico, devido ao aumento das tensões nos espaços sujeito ao campo elétrico (LUPI FILHO & CARNEIRO, 2008). Entretanto se há um aumento do carregamento do transformador

(corrente) junto com as atividades acústicas, é um indicativo de falha relacionada com aquecimento.

Quando da liberação de energia por uma fonte de ruído, uma onda transiente se propaga pelo óleo isolante até atingir a parede do tanque. Vários sensores podem captar o mesmo ruído, mas as diferentes distâncias entre os sensores e a fonte, produzem diferentes tempos de chegada em cada sensor como representado na Figura 3. Estas diferenças de tempo são consideradas como o tempo de propagação da onda para cada sensor. Com esta informação, juntamente com configurações do sistema de monitoramento, definições de cotas dos sensores e velocidade de propagação da onda no óleo isolante, determina-se a localização da fonte de ruído (GISCARD & SILVA& TORRES, 2006). É necessário que um número mínimo de sensores capturem um único sinal para que seja possível fazer a triangulação e a localização da fonte. Pelo menos quatro sensores devem ser sensibilizados por um mesmo sinal.

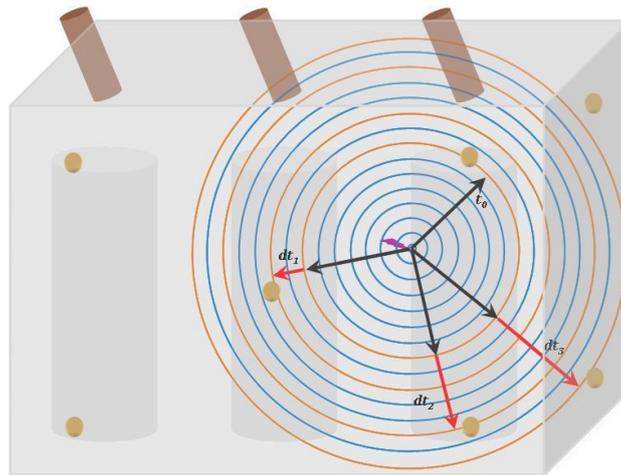


Figura 3 – Localização de uma Fonte.

2.3 Estudos de Casos

2.3.1. Transformador trifásico 138/23kV com 20/26,67MVA

O equipamento monitorado, mostrado na Figura 4, através das análises cromatográficas dos gases dissolvidos no óleo, começou a apresentar crescimento de etileno e metano acompanhado de pequenas quantidades de hidrogênio e etano, sendo um indicativo de aquecimento do óleo sem a presença de celulose.



Figura 4 – Equipamento Analisado.

Uma hipótese levantada foi de que o comutador sem carga da baixa tensão do transformador estaria apresentando problema de mau contato, gerando os gases encontrados na análise. Então, foi solicitado para a

operação um desligamento do equipamento para que fossem realizados ensaios elétricos. Desta forma, esperava-se que os ensaios de resistência dos enrolamentos da baixa tensão apresentassem alguma discrepância de valores com relação aos ensaios de recebimento. Mas nada foi encontrado, nenhum indicativo de que o problema de aquecimento fosse realmente no comutador sem carga do transformador.

Um monitoramento do transformador pelo método de emissão acústica foi executado. O ensaio foi realizado por um período de aproximadamente 24 horas utilizando-se 16 sensores. Ao final do monitoramento foi possível ver uma concentração de eventos em uma região do transformador conforme mostra a figura abaixo.

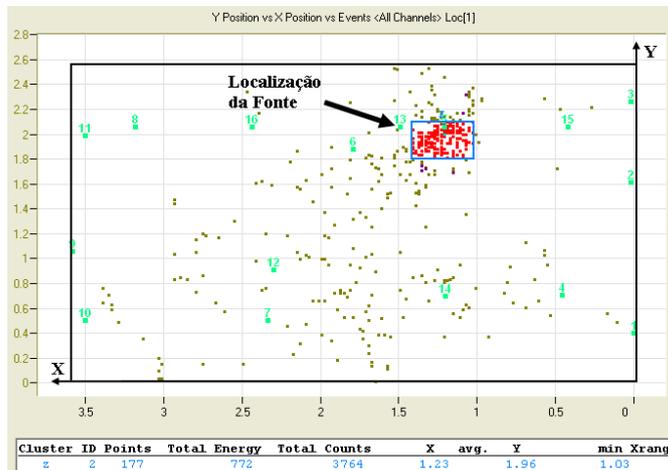


Figura 5 – Localização da Fonte.

Através de uma informação muito importante, adquirida por meio de uma foto tirada durante a montagem em fábrica do transformador, constatou-se que a concentração de ruído presente no transformador realmente era proveniente do comutador sem carga da fase 2 da baixa tensão, conforme mostra a Figura 6.

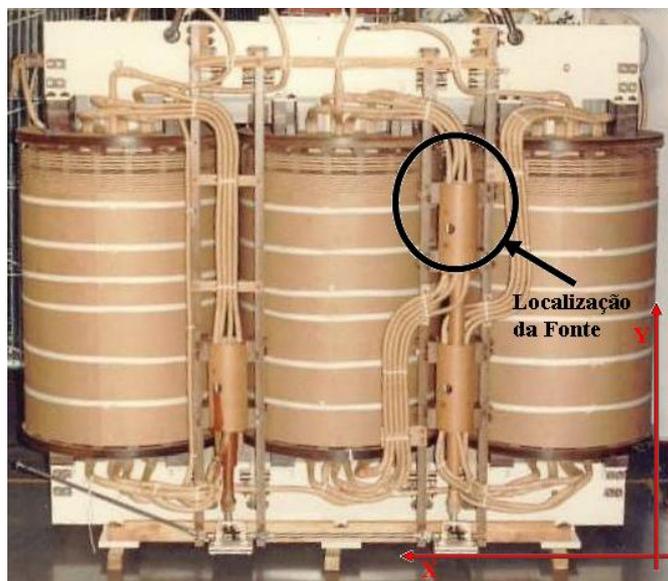


Figura 6 – Foto interna do Transformador.

Diante das evidências de a geração de gases serem devido aos contatos do comutador de baixa tensão, foi programada a retirada do transformador de serviço para que fosse feita uma manutenção corretiva. Desta forma, foi decidido pela retirada das chaves comutadoras da baixa tensão, deixando o transformador com a relação de transformação fixa. O equipamento foi levado para oficina e o serviço foi acompanhado sendo possível validar o ensaio de monitoramento por emissão acústica conforme fotos abaixo.



Figura 7 – Comparação entre os contatos da chave comutadora.

A foto abaixo mostra com mais detalhe o mau contato que havia no comutador de tap sem carga da fase 2 da baixa tensão.



Figura 8 – Detalha do contato da fase X2.

Após a intervenção, onde foram retiradas as chaves comutadoras, o transformador foi colocado novamente em funcionamento, operando até o momento normalmente, sem apresentar geração de gases que indicassem a presença de algum defeito.

Ficou evidente, através das fotos, que caso o transformador continuasse em serviço, este problema poderia evoluir para uma falha catastrófica. Desta forma, através da análise por emissão acústica, foi possível precisar a localização do defeito e determinar que o mesmo fosse de fácil solução.

2.3.2. Transformador trifásico 138/13,8kV com 30MVA

O transformador em questão estava operando normalmente até que na análise dos gases dissolvidos no óleo apareceu uma grande quantidade de gases relacionados a aquecimento. Uma nova amostra foi retirada no dia seguinte e confirmou a saturação dos picos de metano e etileno, sugerindo sobre aquecimento do óleo de intensidade muito elevada apresentando uma evolução na formação dos gases. O transformador foi retirado de operação e um transformador móvel foi colocado em seu lugar.

Na fábrica, o transformador foi aberto para que fosse feita uma inspeção interna tentando identificar o motivo da geração dos gases descritos acima. Como as bobinas não foram retiradas do núcleo, nenhum ponto crítico foi encontrado, apenas indícios de aquecimento excessivo nos leads do comutador.

Após o final do reparo, os ensaios de rotina apresentaram valores satisfatórios, não evidenciando nenhum defeito. Com o objetivo de investigar melhor a falha encontrada em campo, foi solicitado que os ensaios com tensão de 100% da tensão nominal em 60Hz por um período de 6 horas, 112,5% tensão nominal em 240Hz com medição de descargas parciais por 2 horas e o ensaio de elevação de temperatura fossem realizados juntamente com o monitoramento por emissão acústica. Nos dois primeiros ensaios, apareceu ruído em apenas dois sensores, localizados na parte superior do transformador, mas no ensaio de elevação de temperatura, todos os canais captaram ruídos, com concentração maior nos canais 2 e 12 localizados no topo do transformador, e com intensidades elevadas, chegando a picos de 80dB, conforme mostra Figura 9.

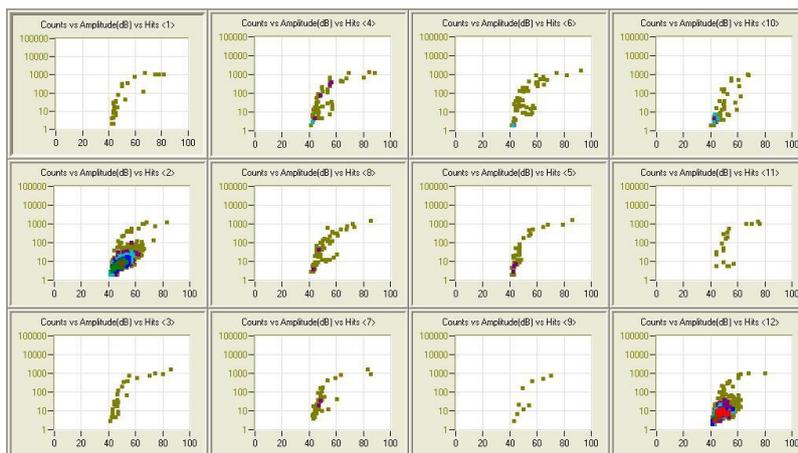


Figura 9 – Concentração de ruído por canal.

Diante das evidências de ruídos excessivos, foi solicitado que os ensaios com emissão acústica fossem repetidos, agora com sobre tensão de 110% 60Hz e ensaio de sobre corrente de 120%. Os sensores foram realocados para próximo dos canais que captaram maior concentração de ruído, inclusive, alguns sensores foram colocados na tampa do transformador. Nestas configurações de ensaio, os níveis de ruído aumentaram muito, conforme Figura abaixo. Logo em seguida, antes do término do ensaio, o transformador queimou.

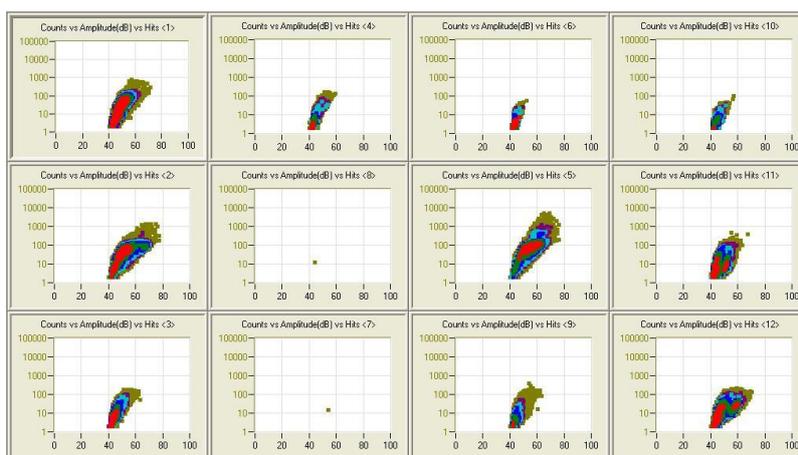


Figura 10 – Aumento do nível de ruído.

Utilizando-se o ensaio de emissão acústica em conjunto com outros ensaios, evitou-se que um transformador com defeito saísse de fábrica. O ensaio de emissão acústica, neste caso, não localizou o defeito, como é

possível observar na figura abaixo. Com a nova configuração de sensores, vários eventos foram localizados na parte superior do transformador entre as fases 2 e 3, mas de forma muito dispersa, como verificado na Figura 11, não sendo possível localizar o defeito sem uma inspeção.

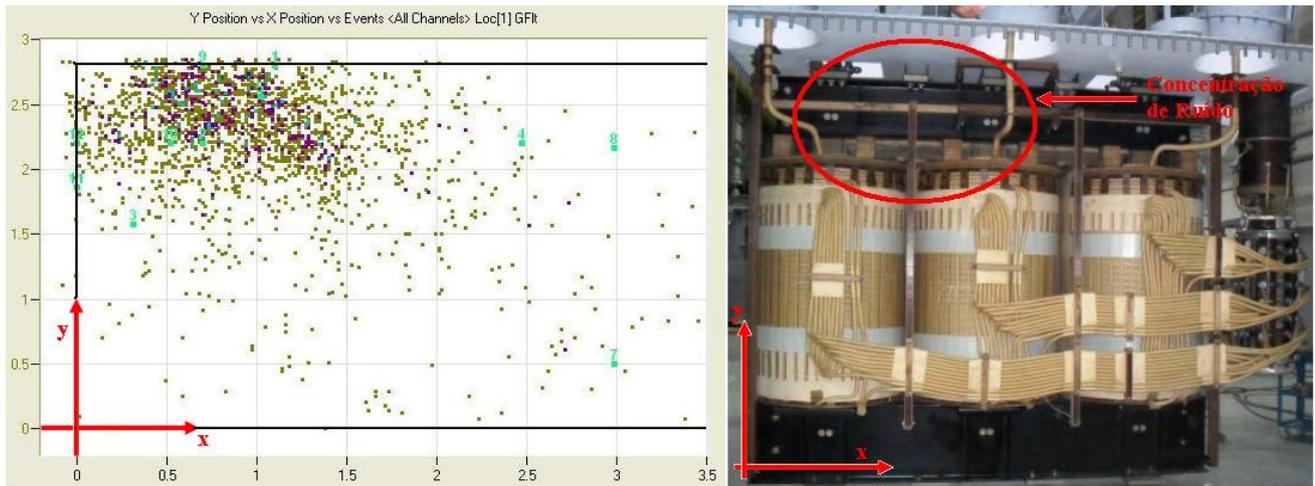


Figura 11 – Localização e foto da parte ativa.

Nos casos onde a fonte de ruído pode estar dentro da bobina, torna-se muito difícil as ondas acústicas geradas pela fonte, chegarem até o tanque do transformador. Outro agravante é a velocidade que se utiliza na configuração do sistema. Considera-se somente a velocidade de propagação da onda no óleo, mas o sinal tem que passar por diversas barreiras, distorcendo estes valores, não permitindo localizar de forma correta.

O transformador foi aberto novamente para uma nova inspeção, ainda mais detalhada, incluindo o desmonte das bobinas. Constatou-se um curto entre condutores da mesma espira, conforme Figura 12. Neste caso, como os caminhos de circulação de óleo da bobina levavam para o topo da bobina os eventos foram localizados nesta região, como mostra a figura acima.



Figura 12 – Detalhe do defeito encontrado.

3. Conclusões

A análise por emissão acústica mostrou-se eficaz para localizar um defeito, que por conhecimento, foi identificado como sendo de fácil solução retirando-se as chaves comutadoras. Em outra ocasião, com o

equipamento na fábrica, em conjunto com outros testes foi determinante para a reprovação do equipamento que havia passado em todos os ensaios de rotina e sairia de fábrica ainda com defeito.

Foi possível observar também que o monitoramento por emissão acústica, com o objetivo de localizar o defeito, só será eficaz se o mesmo não encontrar barreiras para a propagação das ondas de EA até a parede do tanque onde se encontram os sensores. Em situações onde a falha está dentro da bobina, mais próxima ainda do núcleo, é impossível localizar o defeito, uma vez que as influências das barreiras ali presentes distorcem os valores da velocidade de propagação da onda no óleo e também atenuam o sinal, levando a cálculos de localização incorretos. Mesmo não sendo possível localizar o defeito, o monitoramento por EA, através da análise dos parâmetros captados, pode indicar a presença de defeito.

4. Referências bibliográficas

GISCARD, F. C. V., SILVA, L. E. B. e TORRES, G. L., “Localization of Partial Discharges in Transformers by the Analysis of the Acoustic Emission” – IEEE ISIE 2006, Montreal, Quebec, Canadá, July 9-12, 2006;

IEEE Standard C57.127-2007 – “Trial-Use Guide for the Detection of Acoustic Emissions from Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers”;

LUPI FILHO, G. e CARNEIRO, J. C., “Método de Emissão Acústica na Medição de Descargas Parciais em Transformadores de Potência: Uma Ferramenta de Mitigação”, XVII SENDI 2008, Olinda, Pernambuco, Brasil;

NÚÑES, A., “Recent Case studies in the Application of Acoustic Emission Technique in Power Transformers” Transmission & Distribution Conference and Exposition – Latin America, 2006 IEEE;

NÚÑES, A., MILLER, R. K. e WARD, B., “Reduction of Failure Risk in Power Transformers Through the Detection and Location of Incipient Faults Using Acoustic Emission”, Techcon, America do Norte, 2003;

SANTOS FILHO, O. G., ZAGHETTO, S. L. e PEREIRA, G. O., “Case Studies of Electric Power Equipment Diagnostics Using Acoustic Emission”, 17th World Conference on Nondestructive Testing, Shanghai, China, 25-28 October 2008;

TRINDADE, M. B., MENEZES, R. C. e MARTINS, H., “Partial Discharges Detection in Power Transformers Using Acoustic Emission Technique”, 15th International Symposium on High Voltage Engineering, CIGRE/IEEE, Ljubljana, Slovenia, 27-31 August 2007;

ZAGHETTO, S. L., SILVA NETO, F. F. e SANTOS FILHO, O. G., “A Consolidação e Implantação da Técnica de Emissão Acústica como Técnica Preditiva no Diagnóstico de Transformadores e Reatores na Eletronorte”, XIII ERIAC, Puerto Iguazu, Argentina, 24-28 Maio 2009.