



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Método de Emissão Acústica na Medição de Descargas Parciais em Transformadores de Potência: Uma Ferramenta de Mitigação

Geraldo Lupi Filho
CPFL Paulista
lupi@cpfl.com.br

João Carlos Carneiro
CPFL Paulista
carneiro@cpfl.com.br

PALAVRAS-CHAVE

Análise de gás em óleo isolante
Descarga parcial
Emissão acústica
Transformador de potência

RESUMO

Dentre as técnicas de manutenção preventiva (preditiva) em transformadores de potência de subestações, convencionalmente realiza-se ensaios de análise cromatográfica de gases dissolvidos no óleo isolante que indica eventuais falhas ou defeitos em desenvolvimento (térmicas, descargas elétricas, descargas parciais, dentre outras). Particularmente no caso de confirmação de indícios de descargas parciais internas, decorre a necessidade de um exame complementar através de um sistema de monitoração que procure indicar a gravidade da situação atual com maior refinamento. Trata-se da metodologia de medição, acompanhamento de curto prazo (até meses) e localização de descargas parciais, através de dispositivo portátil, sem desligamento do equipamento e com resultados obtidos de forma conclusiva, sendo o método acústico uma das alternativas abordadas no presente estudo. Este assunto vem sendo muito pesquisado devido às novas tecnologias desenvolvidas, como é o caso de computadores de alto desempenho e ferramentas que facilitam na detecção e localização mais precisas das descargas parciais, o que melhora os subsídios essenciais para decisões. Lembrando que em alguns casos as ações devem ser rapidamente, evitando a evolução das descargas parciais para uma falha grave do transformador, evitando os conseqüentes prejuízos e perdas. Com este procedimento, decorre a elevada possibilidade de se determinar providencias antes da falha, salvaguardando equipamentos, instalações adjacentes, profissionais e meio ambiente.

1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos tem-se observado um forte desenvolvimento de novas tecnologias de avaliação de equipamentos, bem como evolução técnica nos processos afeitos a serviços especialmente no setor elétrico. No que diz respeito à manutenção de equipamentos, as técnicas tradicionais adotadas são compostas de manutenções corretivas e preventivas. No caso específico dos sistemas elétricos de potência há necessidade de avaliação dos equipamentos de subestações e linhas de transmissão, com o objetivo de se conhecer sua integridade, visando futuras ações seja para extensão de sua vida útil ou capacitação de suas condições normais de operação.

Transformadores de potência são elementos essenciais e de grande valor instalados e em operação nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Uma falha em um transformador de potência de subestação pode resultar na interrupção do fornecimento de energia e em elevados custos com a manutenção ou substituição do equipamento.

Em razão da crescente dificuldade de retirar um equipamento de serviço, para manutenção, vem surgindo técnicas de monitoramento de parâmetros ou grandezas que indiquem o seu estado como uma opção cada vez mais atrativa na avaliação das condições de operação e do envelhecimento do equipamento. A adoção de sistema de monitoramento em tempo real ou realizado em período de tempo regular, pelas empresas (concessionárias de energia elétrica e indústrias) que possuem instalações importantes e vitais para o funcionamento de suas atividades, tem-se tornado indispensável tanto do ponto de vista técnico, como do ponto de vista econômico-financeiro.

Os aspectos econômicos são ainda influenciados pela possibilidade de penalizações aplicadas por órgãos reguladores, no caso da ocorrência de desligamentos não previstos provocarem a indisponibilidade do sistema (interrupção de energia para os consumidores).

Do ponto de vista técnico, as monitorações com o equipamento energizado apresentam uma grande vantagem, por serem mais representativas que os ensaios realizados com o equipamento desenergizado, uma vez que aquelas são realizadas em condições mais próximas da realidade (tensões e temperaturas de serviço). Nos ensaios com os equipamentos desenergizados, é possível que um defeito não seja detectado, pois as condições são diferentes e, as tensões de ensaios são menores (pequenas) em relação às tensões de serviço ou mesmo a temperatura de operação do equipamento. Além disto, existe a limitação eventual de não operação de certos acessórios (por ex. comutador sob carga, sistemas de resfriamento, etc.).

Do ponto de vista econômico-financeiro, os custos de aquisição e implantação de um sistema de monitoramento podem ser amortizados em poucos anos, dependendo das características (tensão, potência, valor de eventual transporte e reparo, etc.) e/ou nível estratégico do transformador (localização, carregamento, quantidade, taxa de falhas, taxa de juros, etc.), considerando as perdas e prejuízos advindos de eventuais falhas. Lembrando que se o sistema evitar uma única falha, ou mesmo evitar uma explosão do equipamento, pode eliminar danos a equipamentos e acidentes com pessoas nas proximidades, sua amortização é praticamente assegurada.

Os custos resultantes das explosões e incêndios em transformadores e as classificações são citados abaixo:

- Perdas de Produção e/ou de Distribuição;
- Substituição do transformador destruído ou danificado;
- Deslocamento do transformador envolvido e instalação de uma nova unidade;
- Limpeza e reparações da central elétrica;
- Despesas de colocação em serviço;
- Danos ambientais;
- Litígios jurídicos;
- Custos diversos.

As técnicas de medição e diagnóstico tradicionais usadas individualmente ou combinadas encontram-se descritas na tabela abaixo, sendo os principais tipos de falhas e defeitos e o relacionamento com as principais partes do transformador denominadas como: 1 – isolamento sólida (umidade excessiva, envelhecimento precoce); 2 – circuito magnético (compressão do núcleo, contato com ferragens, descargas parciais); 3 – enrolamentos (empenamentos, perda de calços, deformações); 4 – condições do óleo (oxidação, envelhecimento, saturação); 5 – sistema de resfriamento, tratamento e proteção

(falhas em ventiladores, bombas, inerentes); 6 – buchas (descargas elétricas, descargas parciais, perda de referencia a terra); 7 – regulação de tensão e sistema de contatos (fadiga, torque excessivo, derretimento, danos).[13].

Tabela 1 – Avaliação de Estão de Transformadores [13]

Método Adotado	1	2	3	4	5	6	7	Situação
Varredura infravermelha		x			x	x	x	Energizado
Fator de dissipação e capacitância				x				
Relação de transformação	x							
Resistência ôhmica corrente contínua			x				x	
Impedância e ensaio reatância dispersão			x					
Descargas parciais (acústico e elétrico)	x	x	x			x	x	Energizado
Análise resposta de frequência		x	x					
Medição de resposta de tensão	x							
Análise de vibração		x	x		x			Energizado
Cromatografia – permeação de gel	x	x			x	x	x	
Análise gases dissolvidos e correlações	x			x			x	Energizado
Análises de furans (furfuraldeído)	x			x		x		Energizado
Conteúdo de umidade e/ou água	x			x				Energizado
Rigidez, acidez, interfacial e fator de potência				x				Energizado
Grau de polimerização	x							
Ângulo de perda dielétrica			x	x		x		

2. CONCEITUAÇÃO BÁSICA

2.1. Transformador de Potência

Transformadores de potência são equipamentos essenciais e de custo mais elevado no sistema elétrico. Quando são danificados ou apresentam falhas, existe necessidade de substituição e execução de serviços de reparos, demandando altíssimos custos financeiros, dentre outros, pela perda temporária da capacidade de faturamento da energia pela concessionária.

Os transformadores de energia elétrica são máquinas eletromecânicas, estacionárias e (quase) estáticas, que têm como princípio de funcionamento os fenômenos descritos na "Lei de Lenz", e como função principal modificar os valores, elevando ou rebaixando, os níveis de tensão na entrada e na saída. Para isso, necessitam de dois enrolamentos adjacentes e eletricamente isolados, situados dentro do mesmo campo (e núcleo) magnético, e uma corrente alternada responsável pela variação de fluxo magnético. Para elevados níveis de potência e tensão, característicos de sistemas de transmissão e sub-transmissão de grandes blocos de energia elétrica, utilizam-se os denominados transformadores de alta potência (também chamados transformadores de potência ou transformadores de força Figura 1) [4].

Do ponto de vista de materiais aplicados, estes transformadores são constituídos pelos seguintes componentes básicos:

- Núcleo: Construído com chapas superpostas de liga aço silício;
- Bobinas: Construídas em fios de cobre, retangulares ou redondos, revestidas pelo material isolante que poderá ser papel, vernizes ou resinas, ou combinações destes materiais;
- Tanque: Construído em aço carbono revestido por sistema de pintura adequado;
- Estrutura de Montagem da Parte Ativa: A parte ativa, constituída pelo núcleo e bobinas, é montada no interior do tanque através do uso de estruturas de madeira, papelão prensado ou mesmo aço;
- Óleo mineral isolante ou fluído sintético à base de silicone ou similar;

- Outros Componentes: Além dos materiais citados acima, são empregados outros materiais em menores quantidades para funções diferentes, como soldas de diversos tipos (estanho, prata, etc.), materiais de fixação em resina, papelão prensado, colas, tintas, elastômeros de vedação, etc..

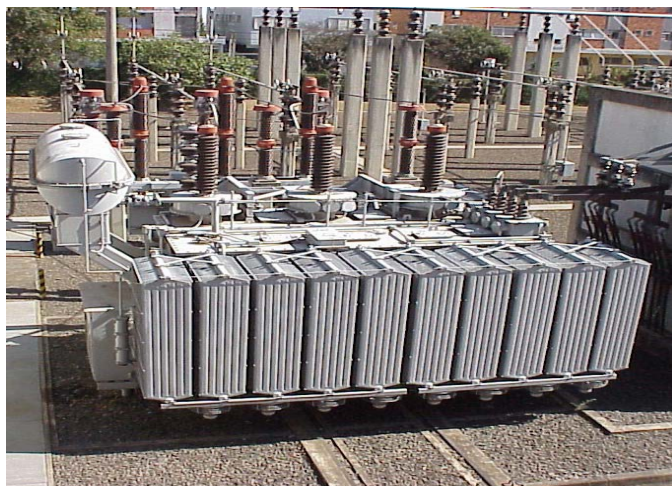


Figura 1 – Transformador de Potencia Típico 138-13,8 kV; 50 MVA - SE Campinas Centro

Desta forma os transformadores podem ser classificados em três grandes partes:

- Parte ativa, que compreende o núcleo ferro-magnético e os enrolamentos primários e secundários (em alguns casos usam-se enrolamentos terciários para aterramento ou alimentação dos serviços da subestação);
- Tanque, que compreende a carcaça ou caixa, os radiadores e os acessórios de conexão externa, controle e proteção;
- Fluido isolante e refrigeração, em quantidade e qualidade suficiente para promover a isolamento elétrica e a transferência do calor gerado na parte ativa para a superfície externa do invólucro. Na grande maioria dos casos, utiliza-se o óleo mineral isolante ou, em casos especiais e restritos, os fluidos sintéticos à base de silicone ou similares [7].

2.2. Nível de Ruído

O ruído audível característico dos transformadores é causado principalmente pela magnetostricção do núcleo. Quando um transformador é ligado a um sistema de frequência 'f', seu núcleo fica sujeito a uma vibração mecânica complexa de frequência '2f'. A não linearidade da lei de magnetostricção explica a presença de harmônicos na vibração do núcleo. A vibração complexa resulta assim da superposição de vibrações senoidais cujas frequências são harmônicas pares da frequência do sistema elétrico. No caso do Sistema Elétrico Brasileiro (ou sistema em 60 Hz) essas frequências são 120, 240, 480, 960... Hz. Em sistemas de 50 Hz as harmônicas atuam em 100, 200, 400, 800... Hz [6].

Observações de campo permitem afirmar que, relativamente à potência nominal do equipamento, quanto menor as potências transformadas, mais perceptíveis os ruídos de origem magnética. Justifica-se pelo fato do equipamento operar com valores mais próximos da "corrente de excitação" e com tensões primárias mais elevadas. Na maioria das subestações tais condições ocorrem à noite, combinando com períodos de maior "silêncio" urbano, o que acentua os efeitos desagradáveis dos ruídos no ambiente externo vizinho.

As lâminas que constituem o núcleo magnético são extremamente delgadas (cerca de 0,30 mm) e com uma largura muitas vezes inferior ao comprimento (10 a 20 vezes na maioria dos projetos). Ou seja,

relativamente ao comprimento, são placas delgadas e estreitas. Portanto, quando devidamente excitadas, são muito mais suscetíveis aos efeitos das ondas vibrantes. Esta é a principal fonte de ruídos.

As espiras que compõem os enrolamentos são confeccionadas com condutores de seções delgadas relativamente aos diâmetros e comprimentos das espiras, tornando-as figuras geométricas muito suscetíveis à influência das vibrações de origens magnéticas e mecânicas.

É possível concluir-se que os ruídos originados nos transformadores podem ser classificados em dois grupos interdependentes: os de origem eletromagnética, caracterizada por uma espécie de “zumbido” oriundo da frequência principal e suas harmônicas pares, e os de origem mecânica, como consequência das vibrações (provocadas pelo eletromagnetismo) dos componentes da parte ativa.

O fluido isolante-refrigerante comporta-se como um atenuante também neste processo. Sob um campo de observação externo ao tanque do equipamento, o nível de ruído percebido é menor devido à atenuação do fluido isolante-refrigerante. Devido a sua viscosidade, o fluido isolante-refrigerante atua também como amortecedor das vibrações da parte ativa. Na Figura 2 onda típica de descargas parciais.

Além das citadas, os transformadores de potência podem apresentar outras fontes de ruídos mecânicos de origem não magnética, por exemplo: os ruídos do sistema de ventilação forçada de ar (externa e incidente nos radiadores), os ruídos de sistemas de bombeamento (convecção forçada) do fluido isolante-refrigerante e ruídos mecânicos e elétricos de dispositivos de comutação tensão sob carga [6].

2.3. Isolação Elétrica

A isolamento elétrica é uma das mais importantes partes dos dispositivos de alta tensão e sua qualidade determina a confiabilidade dos diversos equipamentos elétricos utilizados na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, tais como cabos, capacitores, isoladores, transformadores, geradores e motores. Todo sistema de isolamento elétrica é projetado para suportar diversas solicitações ao longo de sua vida, sendo normalmente classificadas em quatro tipos principais: elétrico (tensão, frequência de operação e sobretensões), térmico (temperatura de operação e gradientes de temperatura), mecânico (vibração e torção) e ambiental (contaminação, corrosão), e, podem atuar sobre o sistema de isolamento de forma individual ou combinada.

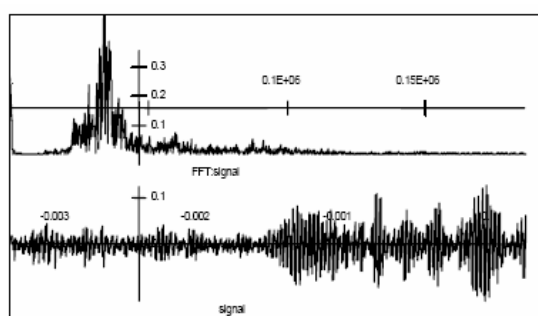


Figura 2 – Sinal Típico de Descarga Parcial Transferido da Alta para Baixa Tensão de um Transformador de Potência

Um dielétrico, ou isolante elétrico, é uma substância que possui alta resistência ao fluxo da corrente elétrica. O óleo mineral isolante é extensivamente utilizado no interior de transformadores elétricos como um fluido dielétrico e para auxiliar no resfriamento.

A rigidez dielétrica de determinado material é um valor limite de tensão aplicado sobre a espessura do material (kV/mm), sendo que, a partir deste valor, os átomos que compõem o material se ionizam e o material dielétrico deixa de funcionar como um isolante. [1], [2], [3]

O valor da rigidez dielétrica depende de diversos fatores como:

- Temperatura;
- Espessura do dielétrico;
- Tempo de aplicação da diferença de potencial;
- Taxa de elevação do nível de tensão;
- No caso de um gás, a pressão é fator importante.

2.4. Óleo isolante

O isolamento elétrico entre as espiras de um transformador de potencia, por exemplo, é feito por meio de papel ou outro isolante sólido, como os vernizes, colocado sobre a superfície do condutor.

A resistência elétrica dos condutores das bobinas de um transformador provoca o seu aquecimento, quando da passagem da corrente elétrica, e, o calor assim gerado irá causar a degradação térmica do material isolante. Portanto, não é difícil concluir que quanto mais eficientemente for removido maior será a vida útil do sistema. Assim, vemos que a principal função dos isolantes fluidos é a refrigeração das espiras de material condutor.

Além disso, quanto melhores às características isolantes do fluido utilizado, mais econômico poderá ser o projeto do sistema pela redução da quantidade do isolante sólido e pela diminuição das distancias entre espiras, entre bobinas e núcleo e entre estes e as partes aterradas do transformador.

Assim, os líquidos isolantes precisam cumprir duas funções principais nos transformadores: Refrigeração e Isolamento Elétrico, visando manter o isolamento elétrico entre as diversas partes do circuito e transferir o calor para resfriamento das bobinas e do núcleo. [5] [7].

2.5. Descargas Parciais

Descargas parciais, ou simplesmente DP são sucessões de descargas elétricas incompletas, rápidas e intermitentes na ordem de nano segundos, que ocorrem pela proximidade entre duas partes energizadas e um meio isolante, pelo efeito da existência de ionização em cavidades gasosas no interior dos materiais isolantes sólidos e líquidos.

Quando essas descargas não são visíveis e estão no interior de um equipamento, pode ocorrer bolhas, tanto nas cavidades existentes no interior de um material dielétrico quanto em superfícies condutoras. O termo descargas parciais é utilizado porque elas são localizadas, ou seja, não chegam a percorrer todo o caminho dentro de um material isolante, colocado entre dois condutores (ou condutores e terra) submetidos a uma diferença de potencial.

A detecção e medição de DP é uma das ferramentas mais utilizadas atualmente, tanto em laboratórios como no campo, para diagnosticar defeitos que possam ter sido originados na fabricação e/ou que aconteceram durante a operação do equipamento. A maioria dos casos de detecção e/ou medição dos sinais de DP estão mascarados por outros fenômenos parasitas acoplados, geralmente sinais de ruído que contaminam o sinal que se deseja conhecer. Muitas vezes o ruído se apresenta com maior amplitude e elevadas taxas acumuladas, com respeito aos sinais de DP, o que dificulta a detecção dos sinais desejados e conseqüentemente sua caracterização.

Dependendo da intensidade e da configuração do campo elétrico surgem os diversos fenômenos, transformados em problemas nos sistemas de transmissão, tais como, perdas de energia, interferência nas frequências auditivas, ondas curtas de rádio (SW – Short Wave) e TV, corona visual, descargas parciais, e, até mesmo descargas destrutivas quando o campo elétrico é suficientemente alto para

promover ionização de todo um percurso até outro elemento porventura existente nas proximidades. [4] e [9].

As DP têm como características de ocorrência normalmente em pequenas regiões do isolante, ter curta duração em relação ao ciclo da senóide (da ordem de nano segundos), tem frente muito íngreme e formas de onda discretas no tempo, podendo ser tratada como “função impulso”, são repetitivas e ocorrem seguidamente em vários pontos do dielétrico - em alguns casos aleatório dependente da configuração (4 a 10 ciclos). A grandeza utilizada para a medição das DP é a carga “q” medida normalmente em pico Coulombs; que está diretamente associada à deterioração do dielétrico (a taxa de repetição, ou seja, o número de DP por unidade de tempo, também é importante). Porém, pode ser medida em [uV] o que não é muito freqüente visto a grande influência na leitura da capacitância do objeto que se está ensaiando, promovem elevação de temperatura do fluído e erosões pelo choque mecânico entre elétrons e moléculas da parede da cavidade e, finalmente, incitam perdas de energia nas cavidades.

3. METODOLOGIA E CRITÉRIOS DE DETECÇÃO

3.1. Técnica Convencional de Detecção de Descargas Parciais

O Sistema de subtransmissão da CPFL Paulista é composto por 450 transformadores de potencia nas classes de 34,5, 69 e 138 kV, de 5 a 50 MVA dos mais variados fabricantes e tecnologias. Em torno de 50 % possuem mais de 25 anos de idade.

Pelo motivo citado acima, como em outras empresas, existe uma permanente procura de métodos de manutenção preditiva, ou seja, a determinação do ponto ótimo para execução da manutenção preventiva num equipamento, a partir do qual a probabilidade de falha assume valores indesejáveis.

A manutenção preditiva de transformadores de potencia são normalmente os ensaios físicos químicos de óleo isolante realizados anualmente, análise de gases dissolvidos no óleo isolante denominada cromatografia realizada semestralmente, antes de energizar, 24 h após energização, e, inspeção termográfica executada semestralmente através de aparelhos de infravermelho para verificação de conexões externas. Além disto, semanalmente são realizadas inspeções visuais e pequenos ensaios em equipamentos de subestações, ainda que sem desenergização da unidade. Este conceito é aplicado de maneira contínua em todos os Transformadores de Potencia da CPFL Paulista, sendo uma das ferramentas de gestão da manutenção e eventuais ações de manutenção preventiva e corretiva, especialmente os ensaios de cromatografia do óleo mineral isolante.

Os valores limites, orientativos, relacionamentos e taxas de crescimento destes gases e da composição do óleo são prescritos em normalização internacional que foram frutos de intensas pesquisas de décadas as quais procuram relacionar a evolução destes produtos com um tipo de falha em desenvolvimento, muito antes de ser detectada por proteções inerentes dos transformadores (relé de gás, válvula de alívio de pressão, etc...).

Destas análises e diagnósticos é possível definir algumas ações básicas de engenharia de manutenção, tais como:

+ Ensaio físico químico do óleo isolante:

- Necessidade de regenerar o óleo mineral isolante;
- Necessidade de recondicionar o óleo mineral isolante;
- Necessidade de substituir óleo mineral isolante.

+ Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos (DGA ou AGD):

- Acompanhar com maior freqüência casos suspeitos;

- Restringir carregamento das unidades;
- Retirar de operação para reparos, antes de uma falha catastrófica.

Vale ressaltar que nos ensaios de análise cromatográfica de gases dissolvidos no óleo isolante (AGD ou DGA), os indícios de DP, ocorrem com a presença do gás Hidrogênio (H), denominado gás principal ou gás chave, junto com quantias significativas de metano (CH₄) (cerca de 10 %) e quantias secundárias de outros gases. Volumes variáveis dos óxidos de carbono também podem resultar de descargas parciais em celulose, embora normalmente em mais baixas quantidades que os outros gases [9], [10] e [11].

Os ensaios realizados com o transformador de potencia em operação são os seguintes:

+ Análise do óleo isolante:

- Cromatografia de Gases dissolvidos –DGA;
- Físico-químicos;
- 2-Fal (furfuraldeído).

Termografia infravermelho:

As principais vantagens no uso destes procedimentos são a redução dos custos de manutenção, prevenção contra perdas de receitas devido a indisponibilidade do equipamento, redução de riscos de danos nos equipamentos e adjacências, minimização de riscos de acidentes com profissionais e meio ambiente. Na maioria dos casos associados à termografia não existe possibilidade de localização exata do defeito especialmente se for interno ao transformador de potência.

3.2. Técnica de Medição de Descargas Parciais - Método de Emissão Acústica

3.2.1. Definições Principais

A emissão acústica (AE) é o fenômeno gerado através de ondas viajantes da corrente elétrica da energia liberada de fontes localizadas dentro de um material. Durante a detecção desta característica existe necessidade de acoplamento acústico, material para a interface da estrutura ao sensor, a fim de melhorar a transmissão de energia acústica durante a emissão e monitoramento.

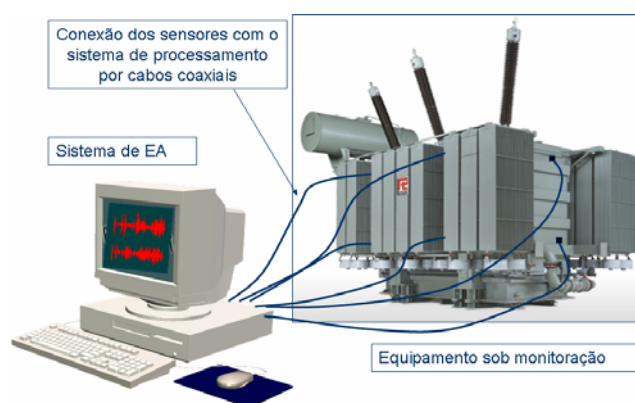


Figura 3 – Ilustração da Ligação e Teste de Descargas Parciais – Método Acústico

Na Figura 3 podemos verificar a ilustração, do posicionamento dos sensores e sua ligação em sistema de aquisição de dados.

3.2.2. Procedimento de Medição de Transformadores em Operação

Por se tratar de bens de capital de alto valor e o custo de uma falha é muito elevado tanto em despesas diretas quanto em tempo ocioso. Esses equipamentos são monitorados, periodicamente, através de uma variedade de métodos, o principal deles é a análise de gases dissolvidos no óleo, o qual indica descarga parcial interna.

Infelizmente, o método não aponta a localização da geração do gás, mas indica que o problema existe e, que provavelmente, serão necessárias análises sofisticadas de gases dissolvidos para indicar prováveis tipos de danos. Medições de RF (radio frequência) também podem indicar possíveis problemas, mas não a localização exata ou a causa do defeito ou falha em desenvolvimento.

Alguns diagnósticos por esta técnica de cromatografia não representam ameaça iminente à integridade do transformador, e ainda, sem identificar a localização ou a causa provável corre-se o risco de desperdiçar tempo e dinheiro, investigando-se problemas sem sucesso.

A localização acústica de descarga parcial é utilizada durante os testes de produção, para conhecer a existência de atividades de descarga, antes que ocorram danos significativos, e para minimizar o tempo necessário para localizar e corrigir falhas e/ou defeitos. O método utiliza um conjunto de sensores acústicos de alta frequência, em geral até 150 kHz, acoplados na parte externa do tanque. Esses sensores são sensíveis a sinais acústicos transientes, originários da estrutura, oriundos de descarga parcial ou curto circuito, mas são insensíveis as vibrações e a ruídos genéricos. Possuem componentes eletrônicos que amplificam e atenuam os sinais, tornando-os virtualmente imunes a ruídos elétricos. Métodos de tempo de chegada são utilizados para localizar as fontes, da mesma forma que terremotos são localizados, mas ampliados para 3 dimensões.

O método também pode ser empregado no campo para solução de problemas; entretanto, as fontes de ruídos existentes em transformadores que se encontram em operação, de modo geral, são descontínuas e dependem das condições operativas (carga, posição do comutador sob carga, temperatura, etc.). Por esse motivo, precisa-se de uma instrumentação que possa realizar o monitoramento automaticamente e que identifique e registre os dados necessários para localizar fontes e as condições sob as quais elas ocorrem. Essa instrumentação, sistemas de ensaio por “emissão acústica”, é capaz de adquirir dados de emissão transiente simultaneamente de 20 até 40 canais, junto com parâmetros operacionais e dados de outros métodos, como bobinas Rogowsky ou medição de RF, por longos períodos de tempo ou mesmo continuamente. A utilização de processamento paralelo distribuído, ASICs, e de processadores de sinal digital implicam em velocidades de processamento desses sistemas muito altas, sendo capazes de captar e processar milhares de sinais transientes por segundo, para fornecer uma imagem detalhada de qualquer fonte. Na Figura 4 podemos verificar a ilustração, do posicionamento dos sensores, a visualização interna do fenômeno e a propagação da onda acústica (vista de planta).

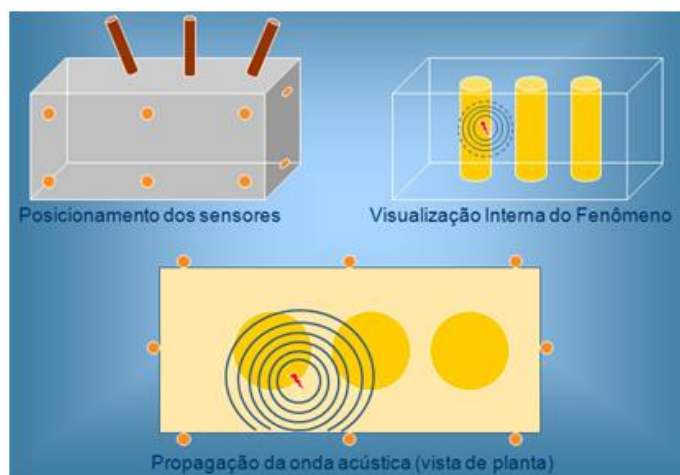
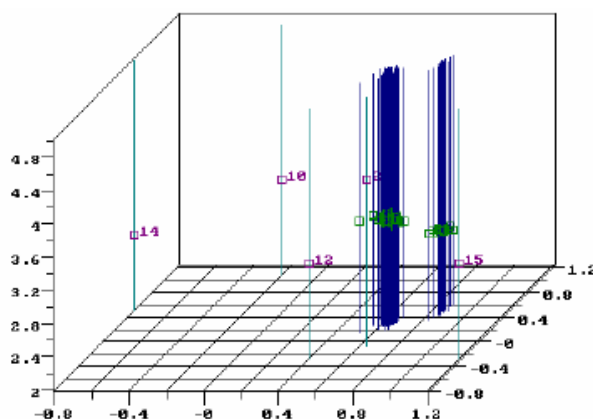


Figura 4 - Ilustração do Conceito de Geração – Aquisição de Descargas Parciais – Método Acústico

Encontrar uma fonte de sinal que esteja em contínua atividade não ocorre com frequência, assim fontes descontínuas em transformadores devem ser monitoradas em longo prazo e suas emissões registradas. Até 20 sensores podem ser empregados para essa finalidade e, se possível, parâmetros externos como carregamento, temperatura e posição do comutador sob carga devem ser registrados para eventuais correlações. Um período de 24 horas talvez seja suficiente para fornecer o resultado necessário, algumas vezes, uma semana e, ocasionalmente, as fontes são sazonais, embora nesses casos uma análise freqüente de gases dissolvidos no óleo pode fornecer essa indicação. Dependendo dos resultados preliminares, um segundo período de monitoramento talvez seja necessário, seguido de um reposicionamento dos sensores, se a fonte não “atingir” sensores suficientes para a obtenção de uma localização precisa.



Uma vez localizada(s) a(s) fonte(s), permanece a questão de qual providência tomar, mesmo que a fonte seja de natureza secundária, como arcos gerados por um parafuso solto, o efeito vai mascarar parcialmente a análise de óleo, significando que outras falhas podem passar despercebidas.

Em alguns casos, são encontradas múltiplas localizações, sendo necessária nesses casos à análise das características do sinal, aliada ao conhecimento de sua localização, o que auxilia no fornecimento de informações, indicando sua importância relativa. [8], [9], [10], [11] e [12]. (Figura 5).

3.2.3. Resultados Preliminares

Na CPFL Paulista temos 46 Transformadores de Potência com acompanhamento especial, sendo 32 unidades a título de observação de comportamento e 14 indicando possibilidade de falhas internas em desenvolvimento que merecem atenção e estamos prevendo os ensaios de medição de DP com o método EA. Para estes últimos casos a solução tradicional é o acompanhamento mais freqüente, redução de carga, novo acompanhamento e, quando necessário, a retirada de operação programada evitando falhas catastróficas.

Os procedimentos gerais para ensaios de análise de DP consiste na aquisição e coleção dos dados de transformadores em operação de forma direta: o primeiro passo é a montagem de sensores de EA sobre as paredes de um transformador, usando graxa à vácuo e dispositivos magnéticos. O número de sensores é determinado pelo tipo do núcleo, tamanho físico do tanque do transformador e presença de acessórios (como compartimento da posição do comutador sob carga, radiadores e bombas). Outros tipos de sensores monitoram a carga atual, a corrente elétrica da bomba (ventoinha) e operação do comutador sob carga. Sensores de temperatura medem a temperatura superficial sobre a parte externa da parede do tanque e compartimento do comutador sob carga. Os dados da EA, corrente e temperatura são registrados e armazenados em relação ao tempo, para serem utilizados na análise de dados pós-ensaio.

Após a montagem do ensaio e a realização da calibração, inicia-se a coleção de dados que, em geral, é feita por um período de 24 horas, para mostrar o comportamento do transformador durante um ciclo completo de carga. Um sensor de EA separado é montado sobre uma estrutura próxima (mas não conectada) ao transformador, como uma forma de determinar quando houver interferências externas (chuvas, tempestades, ventos fortes) durante a aquisição de dados.

Os estudos e viabilização da implantação desta nova tecnologia que subsidia decisões a respeito de diagnósticos mais aprofundados no campo sem a retirada de operação, para as unidades transformadoras críticas, iniciaram-se em 2007 com resultados surpreendentes.

4. CONCLUSÕES

No passado, para localizar a existência de emissão de ruídos acústicos internos ao equipamento, os operadores observavam os sinais captados em osciloscópios digitais, um trabalho altamente especializado que necessitava de uma fonte contínua geradora de sinais. Mais recentemente, vêm sendo desenvolvidos sistemas, cada vez mais empregados, o que implica maior utilização de software e de computadores para localizar e caracterizar emissões.

A Emissão Acústica é um método de ensaio não destrutivo que tem sido utilizado com sucesso em uma série de aplicações, desde o início de 1970. O método está baseado na detecção do som que se origina da estrutura (na faixa do ultra-som) que foi gerado por uma fonte de tensão. A partir desse princípio, foi desenvolvida uma aplicação portátil para ensaios no campo, sem desenergizar os transformadores de energia elétrica para detectar, localizar e avaliar falhas térmicas e elétricas originárias de sons internos ao transformador.

A partir de uma distribuição estratégica dos sensores e um software dedicado, é possível a localização precisa em três dimensões da fonte de emissão dentro do volume de óleo do transformador. Este novo método está sendo adotado para solução dos problemas e redução dos custos de manutenção e operação que se refere ao acompanhamento que podem durar longos períodos. O procedimento de medição de emissão acústico é normalizado pela IEEE [8].

Os principais resultados da aplicação do método é detectar e localizar DP internas ao equipamento, determinar periodicidade do monitoramento, dependendo do resultado da EA, evitar interrupções não programadas e falhas catastróficas e seus transtornos, reduzir tempo de interrupção do sistema e atender a normalização internacional, diminuir custos de recuperação do equipamento e custos de manutenção e aumentar a confiabilidade do sistema elétrico.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] FRUTH, B.; NIEMEYER, L. The Importance of Statistical Characteristics of Partial Discharge Data. IEEE TEI, v. 27, n. 1, p. 60-65, Feb. 1992.
- [2] STONE, G. C. The Statistics of Aging Models and Practical Reality. IEEE TEI, v. 28, n. 5, p. 716-728, Oct. 1993.
- [3] GJAERDE, A. C. Multifactor Aging Models – Origin and Similarities. IEEE EIM, V. 13, n. 1, p. 6-13, Jan./Feb. 1997.
- [4] PESENTE, J. R. e MARCELO FABIANO LATINI (2004). Fundamentos de técnicas de alta tensão. Paraná – UNIOESTE, Foz do Iguaçu, 2004, Laboratório Eletromecânico da Usina Hidrelétrica de Itaipu Binacional (SMIL.DT / IB).
- [5] MILASCH, Milan, 1984. Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante. Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Editora Edgar Blücher Ltda., São Paulo-SP, Brasil, 1984, 354 p.
- [6] GUARALDO, Newton J., MONTEIRO, Carlos L., GRIMONI, José A. B., KIATAKE, Luís G. G., SAIDEL, Marco A. e BISTAFÁ, Sylvio R., 1997. Avaliação do Ruído de Transformadores Entorno de SE's – Aplicativo e Simulação. Publicação científica, XIV SNPTEE – XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, Brasil, 7 p.
- [7] MARTIGNONE, Alfonso, 1971. Transformadores. Ed. Globo. Porto Alegre, RS, Brasil, 307 p.
- [8] IEEE Guide for the Detection and Location of Acoustic Emissions from Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers and Reactors - Approved 22 March 2007 IEEE-SA Standards Board, Approved 9 August 2007 American National Standards Institute – IEEE Std C57.127-2007.
- [9] LUNDGAARD, L. E., “Acoustic Partial Discharge Detection – Practical Application”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Sep/Oct 1992 – Vol. 8, N° 5.
- [10] DUVAL, M., and De Pabla, A., “Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases,” IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 17, no. 2, pp. 31–41, Mar./Apr. 2001.
- [11] DUVAL, M., “A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers,” Electrical Insulation Magazine, vol. 18, no. 3, pp. 8–17, May/June 2002.
- [12] COLE, P. T. , - Physical Acoustics Limited – “Location of Partial Discharges and Diagnostics of Power Transformers Using Acoustic Methods”; Presented at the IEEE Conference "Diagnostic methods for Power Transformers", London, 1997.
- [13] AGORIS, P.D., Meijer, S., Gulski, Smith, J.J. Delft University of Technology; Kanters, L.M. e Jos, A., TennerT B.V. “ Técnicas de Detecção On Line de Descargas Parciais”. Holanda – 2006. Trabalho apresentado no Congresso Internacional de Redes Elétricas de Distribuição, realizado em Turin, Itália, 2006.