

2 Diagnóstico de Transformadores de Potência

2.1. A Descrição dos Transformadores por Sistemas

De maneira elementar, os transformadores de potência imersos em óleo isolante correspondem a máquinas elétricas de elevada complexidade funcional, nas quais a transferência de energia ocorre do circuito primário para o secundário através do fenômeno de indução eletromagnética, e, de acordo com a aplicação, várias características podem diferenciar um equipamento em relação a outro. Em geral, são destinados a transformar a tensão trifásica de uma instalação seja por elevação, abaixamento ou deslocamento angular, mudando o nível de tensão e/ou o ângulo da mesma nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia (CIGRÉ, 2006). A Figura 2 apresenta um típico transformador de potência trifásico utilizado como elevador de tensão.



Figura 2 – Transformador de potência trifásico

Fonte: BUREAU RECLAMATION (2005)

Dada a sua complexidade funcional, pode-se dizer que um único transformador comporta outros sistemas que interagem entre si durante o seu

funcionamento. Desta forma, é apresentado a seguir um modelo de divisão dos transformadores em sistemas, com o objetivo de facilitar a compreensão de seus componentes e dos tipos de problemas a que podem estar sujeitos (CIGRÉ, 2006).

- Sistema de Comutação – Consiste de um conjunto de dispositivos eletromecânicos capazes de alterar as relações de tensão no transformador de potência. Podem ser do tipo Comutadores de derivação em carga (CDC) e Comutadores de Derivação Sem Tensão (CDST). Apenas os comutadores do tipo CDC podem operar com o transformador energizado e com ou sem carga. Entre os principais problemas geralmente encontrados em comutadores destacam-se o sistema de transmissão, sujeito a fadigas e rupturas nas hastes, e o desgaste dos contatos seguido de grande contaminação do óleo durante as operações em carga. A Figura 3 apresenta o comutador e seus componentes.

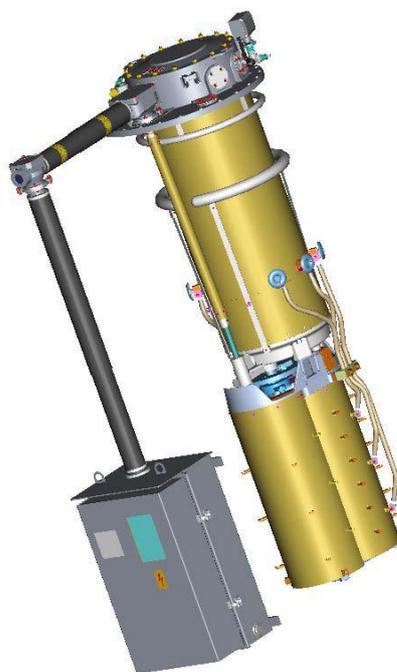


Figura 3 – Chave comutadora com comando motorizado

Fonte: ABB (2004)

- Sistemas de Conexão – Os sistemas de conexão, ou as “buchas”, são responsáveis pela interligação dos equipamentos aos sistemas em alta tensão, permitindo a passagem de forma isolada de condutores externos através de partes não-isolantes do transformador. As buchas são compostas basicamente por material condutor, instalado no interior da estrutura isolante externa de porcelana ou material polimérico, coberta por materiais que oferecem suporte mecânico, isolamento elétrica e uma distribuição de potencial que varia do condutor central à parte externa. O espaço interno entre o núcleo e o corpo isolante da bucha é preenchido pela isolamento secundária (óleo, SF₆ ou outros isolantes). Em sua grande maioria possuem “taps” capacitivos e em outros casos, taps de tensão com maior nível de isolamento, possibilitando o acoplamento de sistemas de medição, proteção e monitoramento (MARTINS, H.J.A. et. al., 2007). Os sistemas de conexão demandam grande preocupação por serem componentes críticos em relação às falhas, pois, além de apresentarem possíveis problemas de isolamento decorrentes do processo de fabricação, más condições de armazenamento e montagem, umidade e vazamentos, ao falharem geralmente implicam na explosão do transformador, tornando maiores os prejuízos sob todos os aspectos. As Figuras 4 e 5 apresentam, respectivamente, os componentes de uma bucha condensiva, com o condutor central envolvido por papel e folhas metálicas concêntricas ambas impregnadas em óleo, e a distribuição dos modos de falha de seus componentes (HEREDIA, 2008).

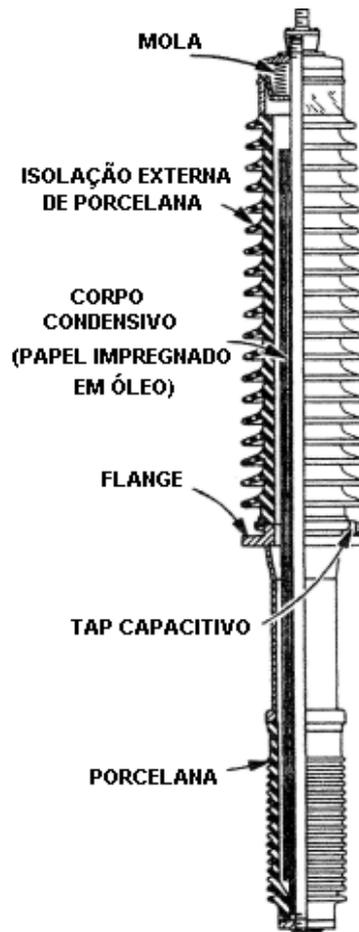


Figura 4 - Bucha condensiva e seus principais componentes

Fonte: Adaptado de HEREDIA (2008)



Figura 5 – Distribuição dos modos de falhas em buchas condensivas

Fonte: Adaptado de CIGRÉ, BRASIL (1983)

- Sistema de Resfriamento – Os sistemas de resfriamento são compostos por radiadores, ventiladores, sistemas de bombeamento, filtros, válvulas, tubulações e o próprio óleo como meio refrigerante e de transferência de calor no transformador. Tais sistemas são fundamentais, pois, tratando-se

de transformadores de potência, as grandezas envolvidas em seu funcionamento, produzem solicitações térmicas severas em todos os materiais e componentes internos, como a isolação papel-óleo, o núcleo, os enrolamentos e as conexões. Cabe ressaltar que, de acordo com a potência e o contexto operacional, um dado transformador apresentará mais recursos de resfriamento do que outro. A Figura 6 apresenta o esquema de um sistema de resfriamento com ventiladores e circulação natural de óleo.

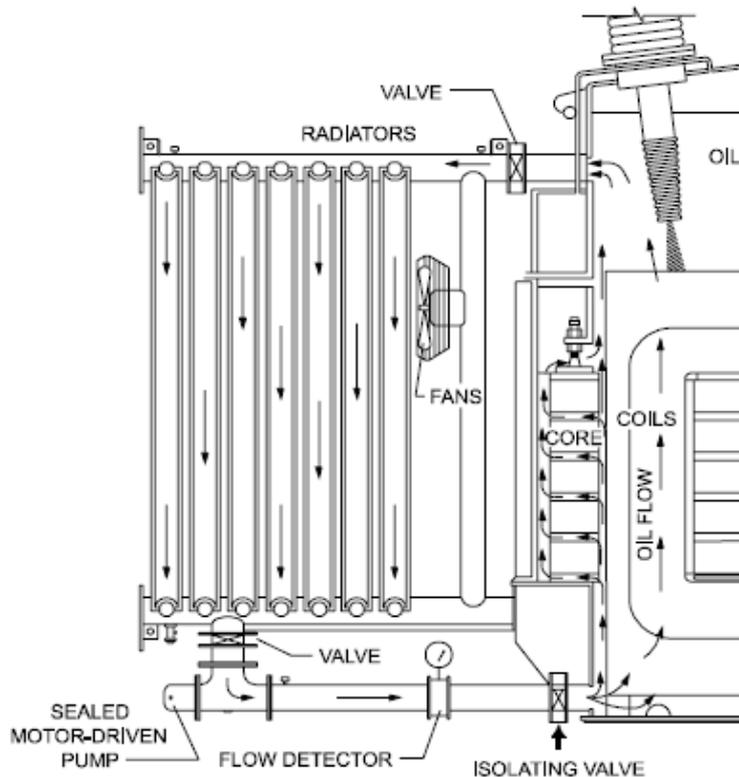


Figura 6 – Exemplo de sistema de resfriamento e o fluxo de óleo

Fonte: BUREAU RECLAMATION (2000)

- Sistema Estrutural - Conjunto de estruturas mecânicas, acessórios de suporte e obras civis destinados a comportar a instalação e permitir a substituição ou a manutenção dos transformadores. Em geral são considerados como itens deste sistema: os trilhos de deslocamento dos transformadores, paredes corta-fogo, materiais de ancoragem, canaletas de escoamento de óleo, dentre outros.
- Sistema ou Parte Ativa - Sistema que engloba os componentes elétricos de alta tensão como os enrolamentos, as conexões, o núcleo e todo o sistema de isolação dos transformadores. Trata-se de um importante sistema, pois,

além de realizar as transformações de tensão, corrente e defasagens angulares dependendo da aplicação do transformador, englobam uma parcela considerável dos defeitos e ocorrências em transformadores. A Figura 7 apresenta o núcleo e os enrolamentos de um transformador de potência trifásico.



Figura 7 – Parte ativa completa: Núcleo e enrolamentos

Fonte: SIEMENS (2001)

- Sistemas de Preservação - Os sistemas de preservação do óleo de transformadores de potência são formados pelo tanque de expansão ou conservador, além de outros componentes que variam de acordo com o projeto de fabricação. Em geral eles são classificados como sistemas abertos e selados. Os sistemas selados possuem dentro do conservador uma bolsa de borracha ou membrana que separa o líquido isolante da atmosfera, preservando-o dos efeitos da umidade e da oxidação. A ligação da bolsa ou da membrana com a atmosfera é feita pelo respiro (tubulação) que se comunica com o desumidificador de ar de sílica-gel (material higroscópico que mantém o ar seco no interior do equipamento), (WEG, 2007). Outro tipo de sistema selado, porém menos usual, é o de transformadores com gás inerte no topo do óleo – nitrogênio na maioria dos casos. Já nos sistemas abertos, não há preservação por bolsa ou membrana no interior do conservador, porém, em seguida, encontra-se a

comunicação com o respiro e o desumidificador de ar. A Figura 8 apresenta os componentes de um sistema de preservação com bolsa de borracha.

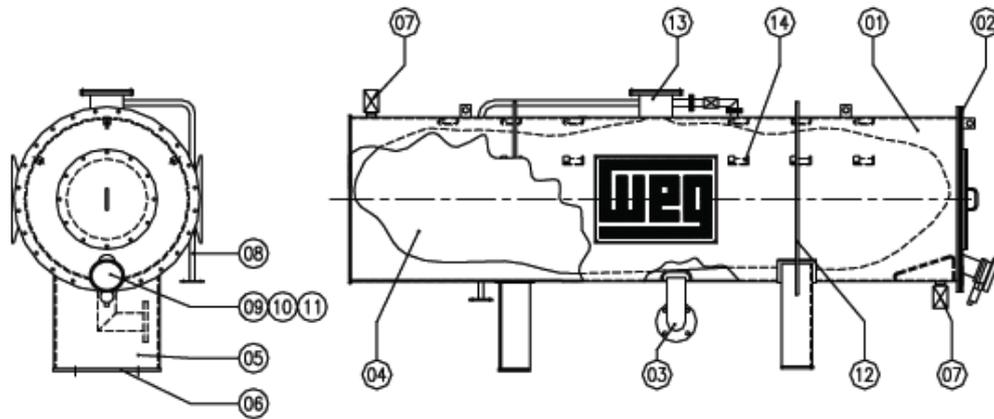


Figura 9 – Conservador de óleo com bolsa de borracha

- | | | |
|------------------------|-------------------------|------------------------|
| Onde: | 5. Suporte | 10. Indicador de nível |
| 1. Corpo | 6. Base | 11. Ajuste de bóia |
| 2. Tampa | 7. Válvula 1"FF | 12. Reforço |
| 3. Tubulação para relé | 8. Tubulação do secador | 13. Conexão para bolsa |
| 4. Bolsa de borracha | 9. Conexão para INO | 14. Suporte da bolsa |

Figura 8 – Sistema de preservação selado por bolsa de borracha

Fonte: WEG (2007)

- Sistemas de Proteção - conjunto de dispositivos instalados no próprio transformador desde a sua fabricação (ou externos a ele) que possuem as funções de desligamento, sinalização e alarme. O número de relés, equipamentos e sensores associados a um transformador depende de sua potência e aplicação. Atualmente, com a automação das estações de energia e a substituição dos relés eletromecânicos pelos sistemas digitais, um único relé digital engloba proteções diferenciais, instantâneas, além das proteções de corrente, tensão e controle de frequência. Analisando o universo de eventos que levam os transformadores à falha, os sistemas de proteção são muito importantes para o grupo de falhas que evoluem de forma rápida, como as sobretensões e os curtos-circuitos que muitas vezes não sensibilizam outras ferramentas de diagnóstico e até mesmo a AGD. A Figura 9 apresenta o diagrama de blocos de um relé digital de proteção de transformadores.

implementação destes sistemas, muitos problemas foram identificados, destacando-se:

- a obsolescência prematura de sensores e sistemas digitais em função do avanço acelerado nas áreas de hardware, software e tecnologia da informação;
- a baixa redução na taxa de falha de transformadores, fato que não justificava o grande investimento econômico de tais sistemas (inicialmente avaliado em 25% do valor do transformador e atualmente em torno de 5%) (FILHO, V.N.A.B., 2003);
- os problemas de incompatibilidade eletromagnética apresentados por alguns sistemas, sendo muitas vezes utilizados apenas para indicação de alarmes.

Em função dos problemas de desempenho, surge a necessidade de se desenvolver em metodologias e técnicas preditivas de diagnóstico, pois alguns casos de falha poderiam ser evitados em campo se, além do monitoramento, fosse aplicado alguma ferramenta de caráter preditivo que permitisse avaliar processos de falha nos transformadores.

Muitos projetos de pesquisa e desenvolvimento foram precursores de diversas metodologias e técnicas de diagnóstico em equipamentos elétricos, sobretudo em transformadores de potência. Sabe-se que os grandes fabricantes submetem seus equipamentos a diversos ensaios normalizados para que possam ter uma ampla aceitação de mercado. Muitos destes testes são realizados em grandes centros de pesquisa, que contam com a infra-estrutura necessária para tal, embora alguns fenômenos que ocorrem no campo ou se manifestam durante a vida útil dos transformadores não são facilmente simulados através de ensaios convencionais. Algumas metodologias passaram a ser adotadas em ampla escala nas grandes empresas do setor elétrico brasileiro destacando-se:

- Termovisão - grande parte das solicitações impostas aos equipamentos elétricos de potência, sobretudo os transformadores ao operarem em condições de carregamento elevado, com problemas de isolamento ou nos sistemas de resfriamento, são de origem térmica. Neste sentido, a termovisão se apresenta como uma ferramenta de grande potencial na identificação de defeitos. Através de equipamentos denominados

termovisores, torna-se possível a geração de imagens pelo espectro infravermelho, permitindo ao operador especializado uma análise quantitativa e qualitativa do perfil térmico de um dado equipamento a uma dada distância limite. Tal análise fornece informações sobre a condição operacional de um equipamento, sistema ou componente, por meio do mapeamento das temperaturas “críticas” de operação. Sua grande aplicação deve-se a não ser invasiva e, portanto, não implica no desligamento do transformador. Entretanto, especialistas a consideram como complementar, pois, em grande parte, identifica problemas em estágio já avançado no interior dos transformadores. A Figura 10 apresenta a imagem termográfica de um transformador de potência.

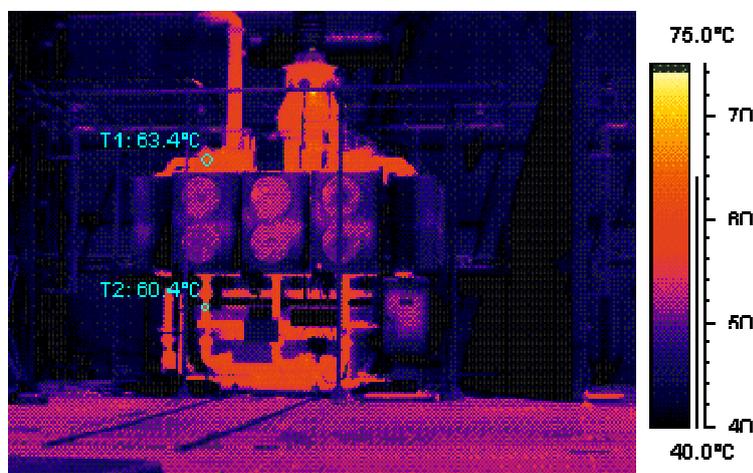


Figura 10 – Imagem termográfica de um transformador de potência

Fonte: CEPEL (2000)

- Caracterização no Domínio da Frequência (CDF) - esta metodologia, atualmente aplicada na modelagem de equipamentos, estudos de fenômenos transitórios e diagnóstico de transformadores, corresponde basicamente na medição da relação de transformação do equipamento, aplicando-se um sinal senoidal entre 5V e 10V a um dos enrolamentos do transformador e medindo a transferência deste sinal no outro enrolamento, em uma faixa de frequência entre 20 Hz a 10 MHz. Para auxiliar no diagnóstico pela CDF, utiliza-se também a medição da impedância terminal dos enrolamentos de alta e baixa tensão. Este procedimento permite avaliar as amplificações (ressonâncias) e atenuações (anti-ressonâncias), indicando em quais frequências elas ocorrem (FILHO, W.,

et. al 2000). Normalmente estes valores são normalizados em p.u., tomando-se como base a relação de transformação à frequência de 60 Hz ou em relação ao ganho em dB. Uma das vantagens de sua aplicação consiste na possibilidade de identificar que tipo de interação pode existir entre o transformador e os surtos de manobra gerados pelos equipamentos nas estações como chaves seccionadoras, disjuntores e reatores, entre outros. Outra aplicação se dá na identificação de deformações no núcleo ou deslocamentos em bobinas decorrentes de solicitações eletromecânicas ou até mesmo por problemas de transporte nos transformadores de potência antes da instalação, por meio da comparação dos gráficos de CDF de equipamentos com e sem tais problemas. Segundo Martins (2007), estudos têm sido desenvolvidos para tornar a metodologia não invasiva e permitir a CDF de transformadores no campo sem haver desligamentos. A Figura 11 apresenta a medição de Resposta em Frequência (RF) e Impedância Terminal (Z) em um transformador monofásico de 138 kV e potência nominal de 11 MVA.

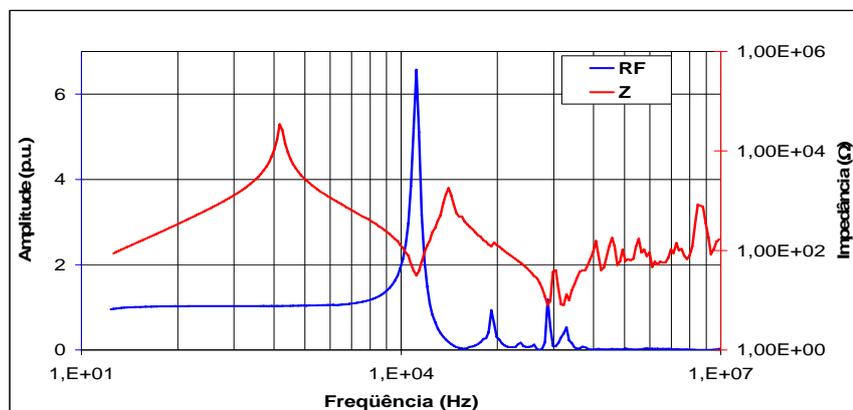


Figura 11 – Medição de RF e Z em transformador monofásico

Fonte: CEPEL (2008)

- A Análise pelo Método Acústico e Medição de Descargas Parciais - a metodologia acústica consiste basicamente na captação de ondas de pressão, internas ao transformador, através de sensores acústicos. Estes sensores acústicos atuam como transdutores, convertendo sinais mecânicos em sinais elétricos, e transmitem estes sinais ao dispositivo de medição acústica. Desta forma, vibrações mecânicas provenientes de defeitos internos, como descargas parciais (DP), componentes ou peças frouxas no

núcleo, além de problemas no funcionamento de comutadores sob carga, podem ser analisados pela comparação de mapas ou gráficos acústicos de equipamentos em condição normal com determinados padrões de defeitos. Atualmente, muitas empresas do setor elétrico vêm buscando soluções em manutenção preditiva através da metodologia acústica, por esta oferecer a vantagem de não ser invasiva além de conseguir localizar espacialmente defeitos de natureza mecânica e elétrica nos transformadores. Em relação à medição de DP pelo método eletromagnético, apesar da técnica possuir a vantagem de quantificar a intensidade das descargas em picoCoulombs (pC), ela apresenta problemas em medições de campo em função do elevado nível de ruído existente em estações de alta tensão. Em ensaios laboratoriais em transformadores, costuma-se trabalhar com o medidor de DP em conjunto com o analisador acústico para qualificar e quantificar a ocorrência do defeito e localizá-lo internamente no transformador. A Figura 12 apresenta um esquema básico de medição de descargas parciais utilizando as duas metodologias.

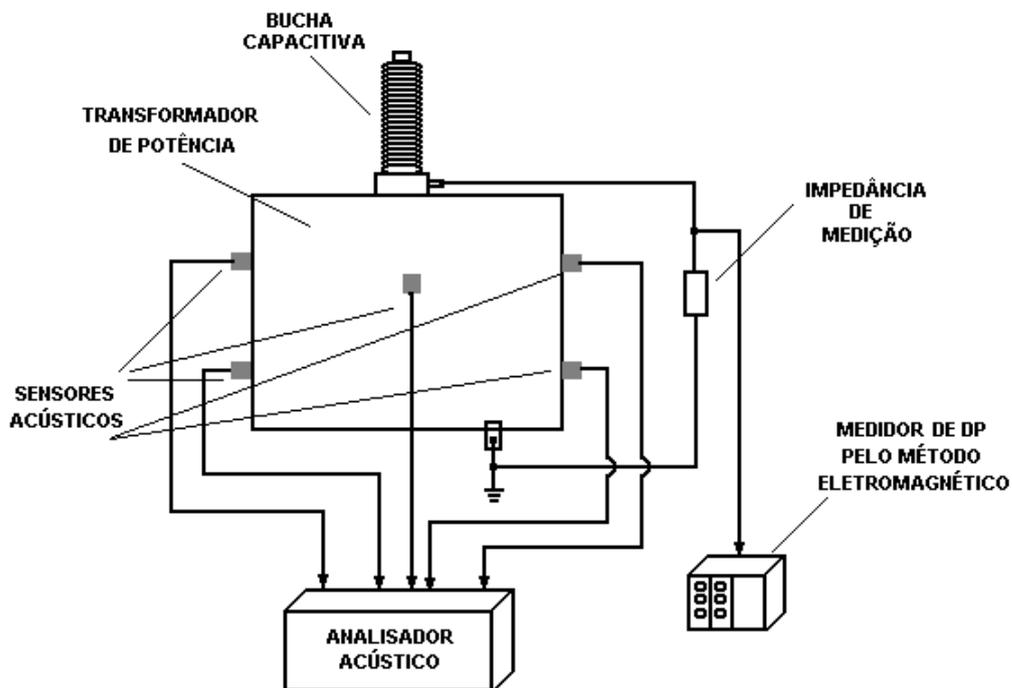


Figura 12 – Medição de DP pelo método eletromagnético e acústico

Fonte: CEPEL (2003)

A utilização de metodologias preditivas no diagnóstico de transformadores apresenta como principal proposta a identificação de faltas incipientes em campo,

além de elas serem ferramentas complementares na tomada de decisão sobre os equipamentos. As técnicas de maior aceitação pelas empresas do setor são as de caráter não invasivo, pois não indisponibilizam o equipamento e, com isso, não implicam em ônus de multas regulatórias e perdas de receita. Em face deste problema, entre as ferramentas de diagnóstico existentes, a AGD no OMI dos transformadores é considerada como a técnica de maior potencial na detecção de modos de falha em equipamentos com isolamento papel-óleo.

2.3.

A AGD Aplicada no Diagnóstico de Transformadores de Potência

Aplicada desde a década de 60, ao longo dos anos a AGD evoluiu com a normalização de procedimentos para a análise cromatográfica, além do surgimento de diversos critérios de diagnóstico com o objetivo de estabelecer procedimentos e regras para identificar mecanismos de falha. Na década de 80, os sistemas de monitoramento on-line representaram uma revolução no diagnóstico de transformadores, pois, além de eliminarem em grande parte todas as incertezas envolvidas nos processos de coleta e análise do óleo, permitiram o acompanhamento em tempo real das taxas de evolução dos gases, fator este de grande importância na tomada de decisão pela manutenção.

Sabendo-se que o transformador, durante todo seu período de operação, está sujeito a esforços de natureza térmica, elétrica e mecânica, a AGD é uma ferramenta eficiente na identificação de defeitos, pois a influência destes agentes se manifesta claramente nas propriedades e características da isolamento (ASSIS FILHO, F., 2000). Em linhas gerais, a AGD consiste basicamente na identificação de gases dissolvidos no OMI, o que possibilita a avaliação dos processos de degradação de toda isolamento e, conseqüentemente, a indicação da evolução ou da insipiência de faltas.

O óleo mineral isolante e o papel constituem os materiais dielétricos de maior aplicação nos transformadores. Entre as características de desempenho exigidas para os óleos isolantes destacam-se a rigidez dielétrica, a capacidade de refrigeração, a estabilidade química e boa compatibilidade com outros materiais. Testes convencionais como cor, rigidez dielétrica, fator de potência, entre outros, podem oferecer informações importantes sobre as condições do óleo, mas não são

suficientes na detecção de faltas incipientes nos equipamentos (PUGH, et. al, 1976).

Considerada como variável básica na AGD, a temperatura tem influência direta na formação de produtos de decomposição do papel e do óleo. As Figuras 13 e 14 apresentam modelos dinâmicos de formação dos gases com a elevação de temperatura (DUVAL, M. 1989).

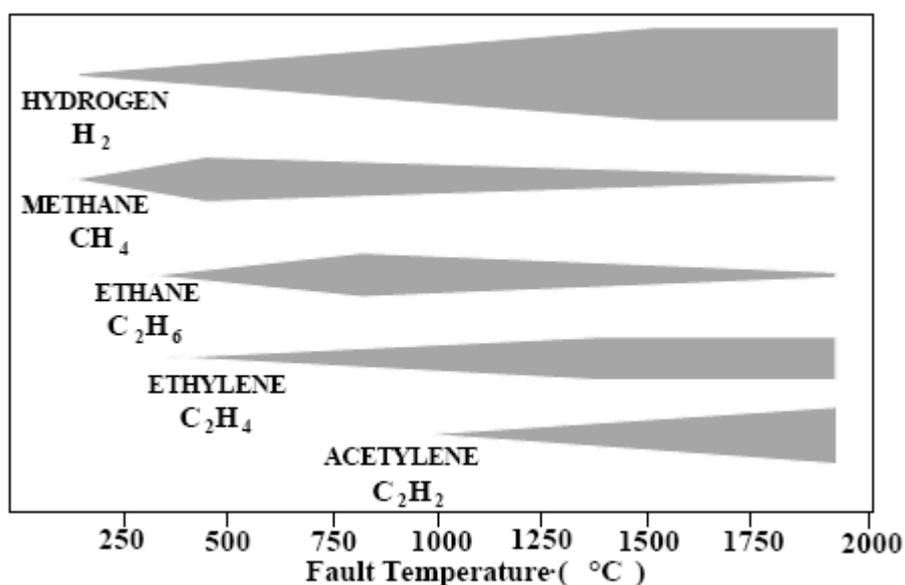


Figura 13 – Modelo de formação de gases em função da temperatura do OMI

Fonte: Adaptado de GIBEAULT (1997)

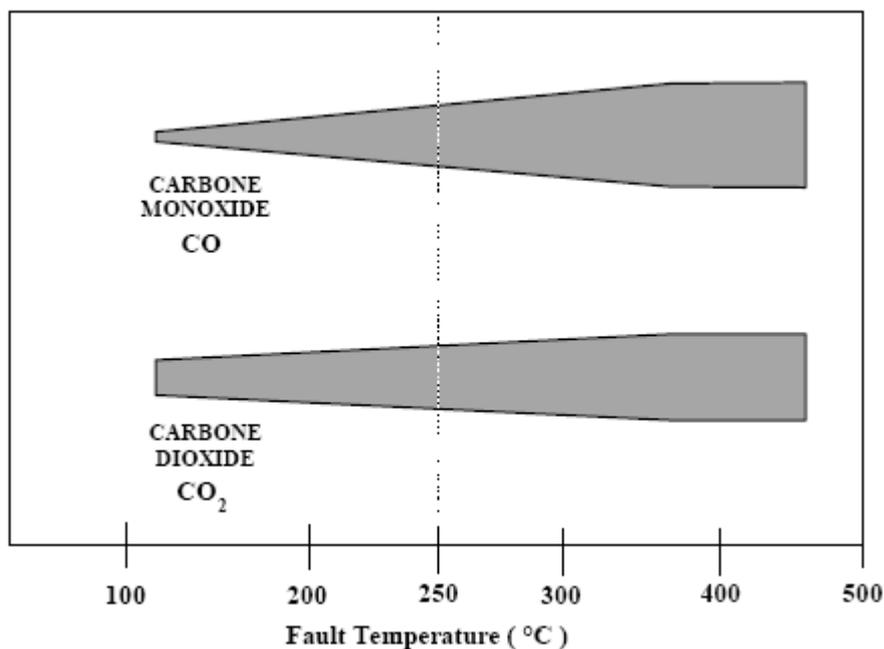


Figura 14 – Modelo de formação de gases através da degradação da isolação sólida

Fonte: Adaptado de GIBEAULT (1997)

Embora as razões físicas para a formação de gases no óleo tenham uma sólida base técnica, a interpretação dos dados não se constitui em uma ciência exata. Assim, a modelagem termodinâmica de formação de gases possui limitações, pois considera um equilíbrio isotérmico ideal, porém inexistente, na região da falta interna nos transformadores, além de não prever a possibilidade de ocorrência de múltiplas faltas (IEEE, 1991).

Considerando a temperatura como um dos principais agentes de degradação da isolação sólida, há muitos anos os grandes fabricantes de equipamentos têm adotado o papel termicamente estabilizado na fabricação de transformadores para minimizar tais efeitos, pois apresentam maior suportabilidade a variações de temperatura. Em projetos de repotenciação, que permitem um ganho de potência nos transformadores e, conseqüentemente, maior retorno financeiro para as companhias de energia elétrica, normalmente utiliza-se o NOMEX como polímero de alta integridade térmica, elétrica e mecânica (MENDES, 1991).

Em relação à expectativa de vida, técnicas complementares, como os ensaios físico-químicos e o teor de furanos para estimar o grau de polimerização do papel (GP), bem como o auxílio dos sistemas de monitoramento durante os ciclos emergenciais de carregamento, contribuem para a avaliação das condições operacionais dos transformadores (JESUS, et. al, 2007).

Além das solicitações térmicas, outros fatores também influenciam na formação de gases dissolvidos no óleo como esforços mecânicos, solicitações dielétricas, a solubilidade do próprio óleo e a umidade.

Durante o desenvolvimento da AGD, vários critérios de análise foram criados e passaram a ser adotados com o objetivo de relacionar a formação dos gases aos tipos de faltas. Dentre os diversos métodos e critérios tradicionais, destacam-se:

- TCG – *Total Combustible Gas* (Total de Gases Combustíveis);
- Método do Gás Chave;
- Método de Dörnenburg e Strittmatter;
- Método das Razões de Rogers;
- A Norma IEC 60599;
- O Critério do Triângulo de Duval;
- O Método Laborelec;

- Critério da CEGB, da GE dentre outros.

Com o decorrer dos anos, ao constatarem o grande número de casos sem diagnóstico e inconsistências entre critérios diferentes, profissionais das diversas empresas do setor passaram a ser mais conservadores na utilização de tais métodos e critérios, tornando difícil a emissão de um parecer com alta confiabilidade sobre um determinado transformador.

2.3.1.

Comentários Sobre os Critérios e Métodos Tradicionais de AGD

Os critérios tradicionais de diagnóstico inicialmente se mostraram como uma evolução da AGD no OMI e confirmaram o grande potencial da ferramenta aplicada em transformadores. A própria pluralidade de critérios existentes atualmente, pressupõe inconsistências de diagnóstico e dificuldades na tomada de decisão sobre os equipamentos (MARTINS, 2009). Os gases utilizados na AGD são classificados em:

- Hidrocarbonetos e o Hidrogênio: Compõem cinco gases combustíveis definidos por H_2 (hidrogênio), CH_4 (metano), C_2H_6 (etano), C_2H_2 (acetileno) e C_2H_4 (etileno);
- Os Óxidos Carbônicos: Neste grupo, composto pelo CO (monóxido de carbono) e o CO_2 (dióxido de carbono), apenas o CO é um gás combustível;
- Gases não combustíveis: O_2 (oxigênio) e o N_2 (Nitrogênio).

Alguns critérios utilizam apenas a concentração dos gases em ppm (partes por milhão) ou em $\mu l/l$ (microlitros por litro) para analisar os mecanismos de falha; outros utilizam relações gasosas como variáveis. Ao abordar estas duas filosofias de AGD, constata-se que ambas podem apresentar problemas na definição do diagnóstico de transformadores uma vez que:

- A simples análise da formação de um determinado gás em relação a outro, sem observar as relações entre gases e os fatores externos que exercem influência significativa no processo, certamente leva a um número excessivo de erros de diagnóstico, pois, em situações reais, grande parte dos transformadores não apresenta a predominância de um único gás. Conforme observado anteriormente no modelo térmico, existem gases que

se formam em uma ampla faixa de temperaturas, como o hidrogênio (H_2); em outras situações ocorre a inversão da tendência com o aumento da temperatura, fato observado no caso do metano (CH_4) e do etano (C_2H_6). Assim, este tipo de análise não pode ser considerada como suficiente na determinação de processos de falha (ARANTES, 2008). A interpretação individual de cada gás, adotada pelo método do “Gás Chave”, pode oferecer dificuldade quando houver mais de uma falta no interior do transformador ou quando um tipo de falta evoluir para outra, situação muito comum entre as faltas de ordem térmica e elétrica (IEEE, 1991).

- O Critério TGC (Total de Gases Combustíveis) também apresenta desvantagens pois, apesar de ser muito utilizado como um primeiro indicativo de anormalidade, não considera o dióxido de carbono (CO_2), o nitrogênio (N_2) e o oxigênio (O_2), por serem estes não combustíveis, tornando-o aplicável apenas aos transformadores com colchão de gás no topo do óleo e excluindo os equipamentos com sistema de conservação. Considerando que a maioria das faltas ocorre sob a superfície do óleo, os gases precisam primeiro saturá-lo e posteriormente se difundir na superfície para se acumularem no colchão de gás, fato que determina o atraso na detecção de falhas prematuras. Outra desvantagem do método é apresentar apenas um valor numérico para os gases combustíveis, sem identificá-los e quantificá-los separadamente. – informação esta que seria muito útil na identificação dos tipos de falta.
- Apresentando melhor desempenho na identificação de faltas em relação aos critérios que adotam somente as concentrações gasosas, as relações entre gases utilizadas em outros critérios tradicionais como as revisões da IEC 60599 (2007), as Relações de Rogers, o método de Dörnemburg, o Critério da CEGB, o método de Laborelec, entre outros, estabelecem intervalos numéricos para os valores assumidos nas relações que posteriormente são codificados em um determinado diagnóstico. Entretanto, o quociente entre os valores dos gases de uma dada amostragem nem sempre coincide com as codificações contempladas no critério. As conseqüências imediatas deste fato são os casos sem diagnóstico e a discordância entre critérios distintos.

Um dos métodos de grande potencial de diagnóstico correto, amplamente utilizado como referência no diagnóstico de transformadores e já adaptado em diversos equipamentos via software, é o Método do “Triângulo de Duval”. Os principais gases formados durante a ocorrência de faltas térmicas e elétricas são o H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , C_2H_4 , CO e o CO_2 e suas concentrações dependem do tipo de falta e da densidade de energia envolvida (DUVAL, 2001). Por meio de observações empíricas e ensaios laboratoriais foi estabelecida a correlação entre o CH_4 , o C_2H_4 e o C_2H_2 e formulou-se um triângulo com áreas correspondentes a regiões de falta. Entretanto, apesar do bom desempenho do método, constatou-se posteriormente a dificuldade de diferenciar os casos de normalidade dos demais diagnósticos. Desta forma, o método é uma boa ferramenta de diagnóstico apenas nos casos em que a condição de falta já é esperada por outros indicadores, podendo em outras situações indicar falta em equipamento em condições normais de operação. A Figura 15 apresenta a síntese da metodologia. (DUVAL, 1989).

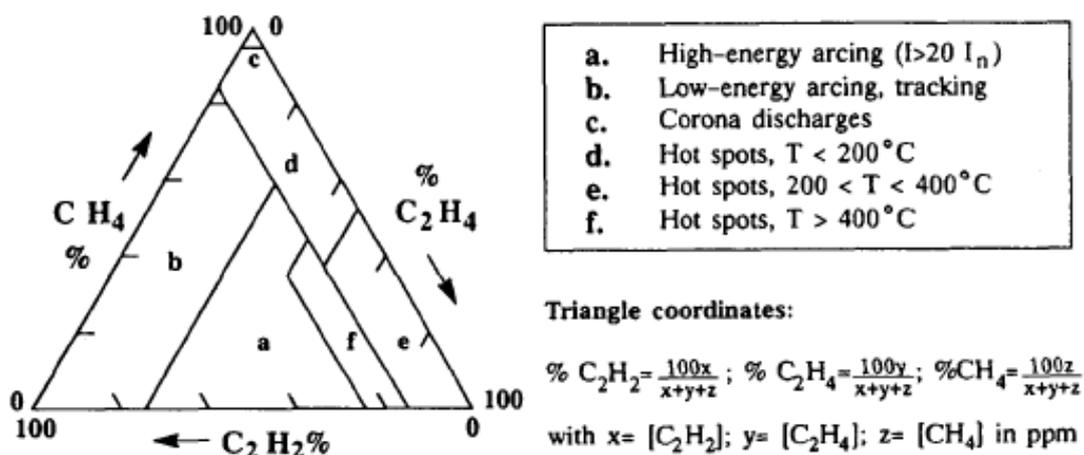


Figura 15 – Triângulo de Duval e as regiões de diagnóstico

Fonte: IEEE (1989)

Normalmente, especialistas não se baseiam somente em um único critério de diagnóstico para a tomada de decisão sobre as condições de transformadores. Em alguns casos, mesmo ocorrendo a formação de gases de grande identidade com determinados tipos de faltas, – como os casos de arco elétrico em relação ao C_2H_2 e o CO para faltas envolvendo o sobreaquecimento da celulose e fatores

como a existência de comunicação do óleo do comutador com o tanque principal e o tipo de sistema de preservação do óleo, são fundamentais para evitar casos de intervenções desnecessárias.

2.3.2.

Sistemas de Monitoramento On-line da AGD em Transformadores de Potência

Anteriormente, o controle pela AGD era tradicionalmente feito via laboratórios de análises químicas em períodos de tempo previamente estabelecidos pelos setores de manutenção nas empresas.

Com o avanço dos sistemas digitais, os equipamentos portáteis (off-line) e os sistemas de monitoramento on-line para a AGD ganharam mercado, pois oferecem agilidade nas análises de óleo, além de representarem uma boa opção como técnica preditiva não invasiva de diagnóstico em transformadores. De um modo geral, os sistemas on-line oferecem maiores recursos de transferência de dados e software, embora exijam a adaptação de instalações auxiliares como tubulações, válvulas e suportes próximos ao transformador. Alguns fabricantes possuem equipamentos portáteis mais caros em razão da compactação, em um único dispositivo, da maioria das funções disponíveis nos equipamentos fixos de monitoramento on-line.

Uma grande vantagem desses sistemas, consiste no baixo custo de investimento (muitas vezes inferior a 5% do valor de transformadores de grande porte) quando comparado ao ganho em confiabilidade. As Figuras 16 e 17 apresentam, respectivamente, o analisador portátil de gases dissolvidos no OMI e o sistema de monitoramento on-line aplicado no diagnóstico de transformadores de potência.



Figura 16 – Analisador portátil de gases dissolvidos no OMI

Fonte: KELMAN (2002)



Figura 17 – Utilização do equipamento TRANSFIX de monitoramento on-line acoplado ao transformador de potência

Fonte: KELMAN (2003)

Ao permitir o acompanhamento da evolução dos gases dissolvidos nos grandes transformadores de forma automática, os sistemas de monitoramento on-line representaram um novo conceito na AGD e conseqüentemente ofereceram maiores subsídios na tomada de decisão pelos setores de manutenção quanto a possíveis intervenções.

A primeira geração de equipamentos surgiu no início da década de 80, oferecendo apenas a indicação do total de gases combustíveis e em alguns equipamentos o teor de H_2 . Estes equipamentos forneciam apenas um indicativo de possíveis problemas no interior dos transformadores, porém não tinham recursos para oferecer legitimidade de diagnósticos (JENNINGS, 2003). Com a evolução das tecnologias de hardware e software, surgiram novos equipamentos

capazes de indicar os sete principais gases utilizados na AGD (H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , C_2H_4 , CO e o CO_2), além do O_2 e do teor de umidade.

Alguns sistemas mais desenvolvidos permitem a correlação das taxas de evolução dos gases com as condições de carregamento e temperatura ambiente, obtidas por outros sensores. A Figura 18 apresenta o gráfico obtido com a evolução dos gases dissolvidos no óleo de um transformador em um dos diversos equipamentos de monitoramento on-line disponíveis no mercado.

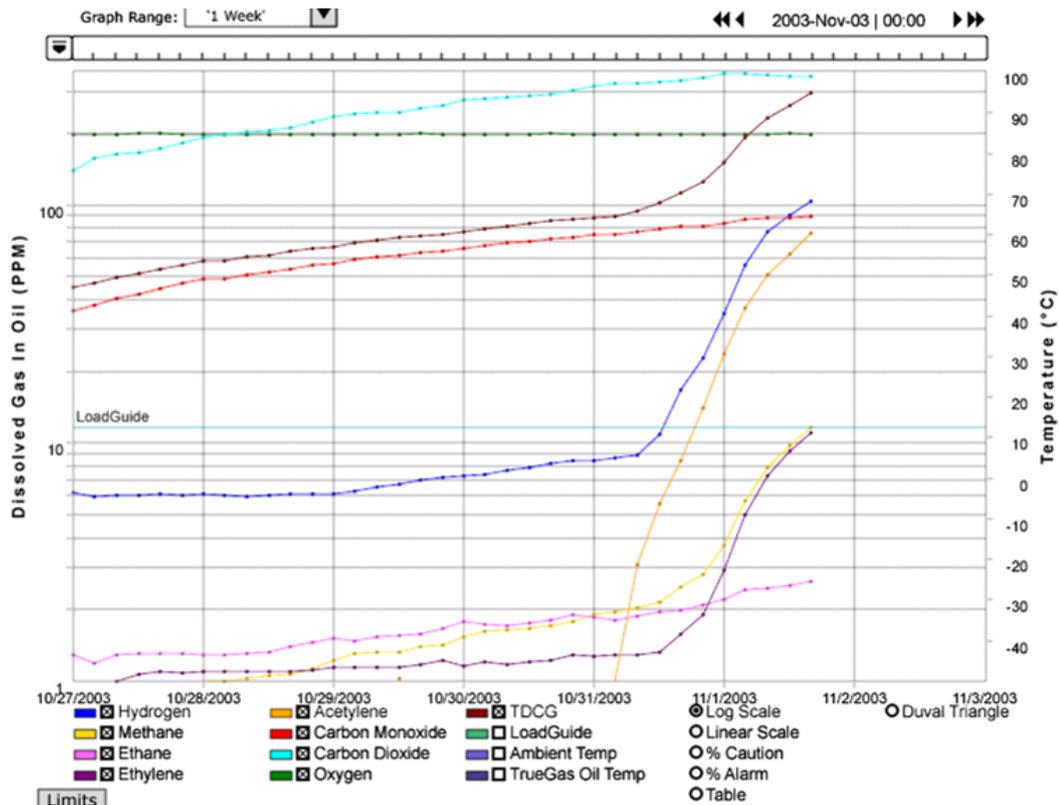


Figura 18 – Gráfico com a evolução dos gases dissolvidos no óleo

Fonte: EPRI (2005)

Com a automação das estações de energia, os sistemas de monitoramento on-line dedicados a AGD, da mesma forma que em outros sistemas de monitoramento instalados no transformador, possuem na sua grande maioria uma Interface Homem-Máquina (IHM) local para coleta e tratamento de dados no campo, além da possibilidade de acesso às medições em outros locais através dos chamados sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Arquiteturas mais caras já existentes no mercado possibilitam, além do acompanhamento em tempo real dos gases e de outros parâmetros de importância, a utilização de recursos de rede via intranet (nas próprias empresas) ou via *web*,

para o melhor gerenciamento dos parâmetros e para permitir a interação de especialistas sobre o transformador em qualquer lugar a qualquer momento (AUGENSTEIN, 2003).

Apesar do grande acervo de dados disponibilizado pelos sistemas de monitoramento em tempo real, um dos maiores desafios das empresas de energia é a tomada de decisão, de forma otimizada, acerca de manutenções e intervenções em equipamentos críticos do sistema elétrico de potência, considerando aspectos técnicos, econômicos e estratégicos.

2.3.3.

Técnicas de IC Aplicadas no Diagnóstico de Transformadores de Potência

Questões relacionadas à tomada de decisão, envolvendo várias variáveis de natureza não linear e múltiplos critérios, têm colaborado para a crescente utilização de técnicas de Inteligência Computacional (IC) em diagnóstico de equipamentos, para que as decisões sejam tomadas de forma mais confiável por meio de suportes automáticos.

Dentre as técnicas de IC amplamente difundidas, as redes neurais artificiais (RNA), a lógica fuzzy (LF), e os sistemas híbridos aos poucos têm conquistado a credibilidade dos profissionais de energia elétrica em razão do seu melhor desempenho em diagnóstico de equipamentos, devido sobretudo à utilização de dados da AGD no óleo mineral isolante de transformadores de potência como material para aplicação destas técnicas.

Considerando a AGD no óleo isolante como uma ferramenta para a identificação de faltas em transformadores, apesar de muitos critérios tradicionais de AGD serem amplamente aplicados no setor, em muitos casos observam-se indefinições quanto ao diagnóstico, fato muito comum nos critérios que utilizam relações gasosas, além de conflito entre critérios, tornando difícil a tomada de decisão quanto a possíveis intervenções nos equipamentos.

Tendo como motivação a busca por um melhor desempenho no diagnóstico por meio destes critérios, entre as técnicas de IC citadas, as maiores aplicações se concentram nas RNA e na LF.

A aplicação de RNA no diagnóstico de transformadores utilizando dados de AGD é baseada no procedimento adotado em mapeamentos não lineares.

Nestes, o relacionamento entre um vetor de entradas, composto pelos teores de gases dissolvidos no óleo isolante de diversos equipamentos, e um vetor de saída, correspondente ao diagnóstico de cada equipamento, é pré-definido pela natureza física do problema e pode ser representado por pares de entrada-saída.

Em geral as RNA possuem duas fases para este tipo de aplicação. Na primeira, de treinamento, as amostras são fornecidas à RNA e seus pesos são interativamente ajustados para memorizar o relacionamento entre os teores de gases e os respectivos diagnósticos definidos. Na segunda fase são realizados os testes, onde novos vetores de entrada são fornecidos à rede para que ela responda sem que haja modificações em sua estrutura (JUNIOR, H.A.O., et al, 2007). Aplicações utilizando redes multilayer perceptron (MLP) sobre o critério da IEC 60599 apresentaram bom desempenho na definição de diagnóstico dos casos não contemplados pelo método tradicional de AGD em transformadores de potência (BARROS FILHO, 2003). Outra aplicação de RNA sobre o mesmo critério de AGD foi utilizada por Castro (2005), na tentativa de melhorar o desempenho do mesmo em relação às lacunas de diagnóstico que ele oferece.

No diagnóstico via redes neurais, a relação entre as variáveis de entrada – teores de gases dissolvidos no óleo – e a saída da rede – diagnóstico – é de difícil interpretação, já que redes neurais são modelos do tipo “caixa preta”, isto é, não permitem o acesso ao conhecimento de suas decisões no processo de treinamento e recuperação de dados (RAMOS, 1999).

Outra questão relativa à aplicação de RNA neste tipo de problema reside no fato de que o desempenho no diagnóstico de transformadores depende fortemente da quantidade e da qualidade dos dados de treinamento para que a rede possa, por meio de um ajuste adequado dos pesos, aprender de forma consistente e robusta a relação entre as entradas e os padrões de diagnóstico definidos (HAYKIN, 1998). A necessidade de um volume considerável de dados faz com que, na grande maioria das aplicações, os padrões de treinamento sejam obtidos através de dados não confirmados por inspeções nos transformadores, e sim pela aplicação dos teores de gases dissolvidos no óleo sobre os critérios tradicionais de diagnóstico existentes. Assim, mesmo que o volume de dados seja significativo, o processo de aprendizado muitas vezes fica refém do desempenho destes critérios, que por diversas vezes se mostram pouco consistentes.

Os SIF têm sido largamente utilizados em controle, classificação de padrões, e como ferramenta de apoio à decisão no diagnóstico de equipamentos (ROSS, 1995). Aplicações na área de diagnóstico de transformadores através da AGD também utilizam, na maioria das vezes, os critérios tradicionais já existentes, representando-os sob a forma de regras fuzzy para traduzir as incertezas quanto à formação dos gases e cobrir os casos sem diagnóstico existentes nos critérios tradicionais. Miranda, V. et. al (2005) fizeram uso de sistemas neurofuzzy – ANFIS (*Adaptive Network-Based Fuzzy Inference System*), (JANG, 1995) – e de sistemas inferência puramente fuzzy para obter o diagnóstico de transformadores e melhorar o desempenho oferecido pelo método da IEC 60599.

Outra forma de aplicação da lógica fuzzy em problemas desta natureza se dá através da extração destas regras utilizando uma base de dados de cromatografia gasosa ou por meio de outras variáveis obtidas pelos sistemas de monitoramento instalados nos transformadores. Biondi Neto, L., et. al, (1999) desenvolveram um SIF para diagnóstico de transformadores através de dados obtidos com sinais de alarme provenientes de sensores de temperatura do óleo e do enrolamento, sensores de nível de óleo e sinais dos relés de sobrecorrente e diferenciais dos transformadores.

Uma das grandes vantagens da Lógica Fuzzy em relação a outras ferramentas de IC consiste no fato de que informações imprecisas são traduzidas em termos matemáticos e expressas em regras lingüísticas, as quais representam o conhecimento do especialista de forma explícita acessível na base de regras (TANSCHKEIT, 1998).

O modelo SADTRAFOS exposto neste trabalho, utiliza um SIF do tipo Mamdani (1974) em seu módulo de diagnóstico aplicado a transformadores de potência. Diferentemente de outras aplicações, as regras do SIF são obtidas pelo método de Wang e Mendel (1992) de extração automática a partir de dados históricos, utilizando dados reais de transformadores retirados de operação e que posteriormente foram inspecionados ou sofreram manutenção. Este fato torna o modelo proposto mais confiável, pois apresenta a relação real entre as variáveis de entrada e o diagnóstico como saída.

Outro fator a ser destacado e de característica singular em relação aos projetos anteriormente desenvolvidos corresponde ao fato de que, além das regras

do SIF serem explícitas, o modelo SADTRAFOS apresenta um módulo de apoio à decisão que, através do diagnóstico obtido pelo SIF, fornece ao usuário recomendações sobre ações de manutenção de acordo com as características e particularidades de cada transformador além do seu contexto operacional. Desta forma, o diagnóstico do transformador, em conjunto com as possíveis recomendações de manutenção, fornece maiores subsídios em relação às decisões a serem tomadas pelos gestores sobre o equipamento.