



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Monitoramento da Umidade no Óleo Isolante de Transformadores de Potência Visando o Aumento da Confiabilidade Operativa

Vagner Vasconcellos	Marcos Eduardo Guerra Alves
CPFL Piratininga	Treetech Sistemas Digitais
vagnervasco@cpfl.com.br	marcos.alves@treetech.com.br

PALAVRAS-CHAVE

Diagnóstico
Monitoração on-line
Prognóstico
Transformadores
Umidade

RESUMO

A proposta deste artigo é apresentar a aplicação de monitores de umidade de óleo isolante em transformadores de potência e mostrar como as informações obtidas destes dispositivos foram importantes para definirmos os patamares máximos de carregamento mitigando a ocorrência de falhas devido a problemas advindos da umidade na isolação sólida dos transformadores.

1. INTRODUÇÃO

O excesso de água no óleo isolante de equipamentos de alta tensão como transformadores e reatores acarreta efeitos negativos amplamente conhecidos, tais como a diminuição da rigidez dielétrica e a migração de água para o papel isolante, com risco de formação de bolhas e envelhecimento acelerado na presença de altas temperaturas, colocando em risco a vida útil e a integridade do equipamento.

Tendo em vista o risco em que incorremos ao operar um transformador nessa condição, tomamos a decisão de instalar um dispositivo nos transformadores com a finalidade de monitorar a umidade no óleo isolante e dessa forma minimizar os riscos de falha do equipamento.

O equipamento instalado é composto de um sensor, instalado em contato com o óleo, e uma Interface que permitem a medição e monitoração on-line da água presente no óleo, proporcionando informações importantes para o diagnóstico do estado atual do equipamento.

A medição do percentual de saturação de água no óleo e da temperatura do óleo é feita por meio de um módulo sensor que é instalado em contato com o óleo, em uma válvula do transformador.

O dispositivo também mede a temperatura ambiente através de um sensor Pt100 e calcula qual será o valor da saturação de água caso o transformador seja desenergizado se esfrie até atingir a temperatura ambiente.

Com a instalação dos monitores de umidade no óleo nos transformadores nos permitiu operar os equipamentos com maior confiabilidade já que com as informações obtidas destes dispositivos foi possível calcularmos a temperatura de formação de bolhas que põe em risco a integridade do transformador.

Essa informação é de suma importância devido à necessidade destes equipamentos operarem acima de suas capacidades nominais por algum tempo devido a necessidades operativas na subestação.

2. ENVELHECIMENTO DA ISOLAÇÃO

2.1 Mecanismos de degradação da celulose

O principal constituinte dos diversos materiais isolantes sólidos utilizados em equipamentos de alta tensão imersos em líquido, dentre os quais se destacam os transformadores e reatores de potência, buchas, TPs, TCs, etc., é a celulose. Dentre os materiais isolantes sólidos, o mais utilizado atualmente é o papel.

A celulose é um composto orgânico, cuja molécula é composta por uma longa cadeia de anéis de glucose, ou monômeros. Cada molécula de Celulose, quando nova, possui de 1000 a 1400 anéis de glucose, interligados conforme mostra a Figura 1.

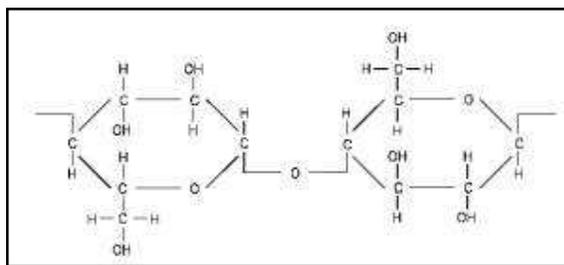


Figura 1 – Molécula de Celulose

A quantidade média de anéis de glucose interligados nesta cadeia é denominada o Grau de Polimerização Molecular.

Como o comprimento destas moléculas é o que garante a resistência mecânica de um material feito de celulose, o grau de polimerização do material dá uma medida indireta de suas características mecânicas como, por exemplo, a resistência à tração, o que pode ser associado à funcionalidade ou à vida útil do material.

A degradação da celulose é, portanto, causada pela diminuição do comprimento das cadeias de monômeros, assim como pelo seu estado. Três mecanismos podem contribuir para a degradação destas cadeias na celulose empregada em sistemas isolantes de transformadores de potência e equipamentos similares: a Hidrólise, a Oxidação e a Pirólise [2].

Embora o último deles esteja relacionado diretamente à degradação térmica, todos eles interferem neste processo de envelhecimento, de forma que os três mecanismos estão inter-relacionados.

2.1.1 Hidrólise

A água causa a ruptura da cadeia de monômeros, ao afetar o átomo de oxigênio que faz a ponte entre os anéis. São formados dois grupos -OH, cada qual anexado a um monômero. Como resultado ocorre a redução do grau de polimerização e o enfraquecimento da fibra de celulose.

Fabre e Pichon [3] formularam uma regra simples para a degradação da celulose em função da quantidade de água presente. Propuseram que a taxa de envelhecimento térmico da celulose é diretamente proporcional à quantidade de água. Assim, se os resultados de ensaios de envelhecimento térmico indicam uma dada taxa de degradação com um certo conteúdo de água, um equipamento em operação com o dobro de água terá taxa de degradação térmica da isolação igual ao dobro da taxa medida no referido ensaio. Dados obtidos por Shroff e Stannet [4] confirmam esta relação, ilustrada, pela equação a seguir, onde:

PV x QP

PV é a taxa de perda de vida da isolação, e

QP é o teor de água no papel da isolação.

2.1.2 Oxidação

Os átomos de carbono na molécula de celulose são atacados pelo oxigênio, formando aldeídos e ácidos. Consequentemente, a união entre os anéis fica enfraquecida, levando a baixos níveis de grau de polimerização. São liberados água, monóxido de carbono e dióxido de carbono.

A água liberada por este processo contribuirá também para o processo de hidrólise mencionado acima.

Não apenas a celulose é atacada diretamente pelo oxigênio, mas também o óleo sofre oxidação, produzindo ácidos, ésteres e outras substâncias que voltam a atacar o próprio óleo, gerando mais produtos de oxidação.

Estas substâncias atacam também a celulose, degradando-a.

O efeito do oxigênio na taxa de degradação da celulose foi investigado por vários pesquisadores, e o procedimento mais comum é comparar os resultados de taxas de envelhecimento em amostras de isolação seladas, sem a presença

de oxigênio, com as taxas de amostras expostas à atmosfera, como num transformador sem sistema de preservação de óleo. Alguns dos investigadores deste fenômeno foram Fabre [3] e Lampe [5], que encontraram fatores de aceleração da degradação das amostras expostas ao oxigênio em relação às seladas de 2,5 e 10 vezes respectivamente.

Fica claro que a presença de oxigênio tem uma influência extremamente negativa no envelhecimento da celulose, e deve ser definitivamente evitada. Se o sistema de preservação de óleo falha, permitindo seu contato com a atmosfera, uma aceleração drástica do processo de envelhecimento da celulose pode ser esperada.

2.1.3 Pirólise

O calor em extremo leva à carbonização das fibras de celulose. Já o calor em níveis moderados, como encontrado em transformadores, causa a quebra dos monômeros individuais na cadeia de celulose, formando um resíduo sólido e liberando os gases monóxido de carbono, dióxido de carbono e vapor de água.

Como não poderia ser diferente, o grau de polimerização é reduzido, diminuindo as características de resistência mecânica da celulose.

Como em um transformador a temperatura não se distribui de forma uniforme, geralmente a análise dos efeitos do calor na deterioração da celulose é feita considerando-se a temperatura do ponto mais quente (hot-spot), pois esse é o local em que ocorrerá a maior degradação.

3. TEOR DE ÁGUA NA ISOLAÇÃO SÓLIDA

3.1 Umidade no óleo e teor de água na isolação

Como mencionado acima no item 2.1.1, a presença de água junto ao papel do isolamento de um transformador tem participação importante na degradação das cadeias de moléculas constituintes da celulose, através do processo de hidrólise.

Experimentos realizados por diversos pesquisadores estabeleceram uma regra prática, que determina um fator de aceleração para o envelhecimento térmico da celulose proporcional ao teor de água presente no papel da isolação.

Assim sendo, se a lei de Arrhenius utilizada para o cálculo do consumo de vida útil da isolação baseia-se em um teor de água no papel menor que 1 % da massa (conforme a norma brasileira de carregamento de transformadores), um transformador com teor de água igual a 2% terá o dobro de perda de vida para uma mesma temperatura de operação.

$P_v \times Q_p$

Onde:

PV é a taxa de perda de vida da isolação, e

QP é o teor de água no papel da isolação.

A degradação da celulose pela presença de água já seria motivo suficiente para justificar a medição do teor de água no papel. Além disso, a umidade excessiva no papel traz também o risco de formação de bolhas na isolação com o aumento de temperatura e o risco de condensação da água no óleo formando água livre em caso de baixas temperaturas (condição pouco provável para o clima brasileiro, exceto em casos extremos de umidade no óleo).

Entretanto, a medição direta do teor de água no papel apresenta as dificuldades naturais de acesso ao enrolamento, além do mesmo estar submetido a um elevado potencial elétrico.

Por essas razões a medição on-line da umidade no papel só pode ser efetuada de forma indireta, através da medição da umidade no óleo.

3.2 Determinação do teor de água na isolação

Fabre e Pichon [3] e Oommen [6] determinaram que, em condições de equilíbrio, a relação entre a umidade relativa no óleo (% de saturação) e o teor de água no papel (% da massa) é dada pelas curvas mostradas na Figura 2 a seguir.

Utilizando estas curvas, o sistema de monitoração pode determinar o teor de água no papel com base na medição on-line de umidade no óleo, proveniente de um sensor instalado em uma das válvulas do transformador.

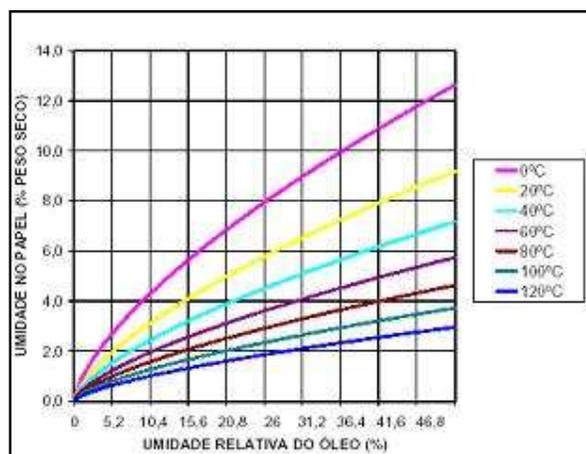


Figura 2 – Relação de umidade Papel-Óleo

A condição básica para a correta aplicação destas curvas é que exista o equilíbrio entre a umidade no óleo e a umidade no papel, ou seja, não há mais migração de água entre os dois meios. Este equilíbrio é obtido, idealmente, se a temperatura do transformador permanece estável por um longo período de tempo.

Esta condição ideal nunca é alcançada numa aplicação em campo, no entanto uma condição de equilíbrio aceitável é obtida, em temperaturas superiores a 80 °C, se a variação total de temperatura for menor que 30 °C durante o tempo necessário à migração de água.

Portanto, pelo descrito acima vemos que em temperaturas menores que 80 °C o sistema de monitoramento não realiza o cálculo da umidade no papel.

Sabendo, porém, que em baixas temperaturas a perda térmica de vida da isolamento é desprezível, e que não há risco de formação de bolhas, é preferível não efetuar este cálculo nesta condição, evitando assim o erro na conversão.

Durante os períodos em que não está sendo efetuado o cálculo da umidade no papel (temperatura menor que 80 °C ou excursão total da temperatura maior que 30 °C) o sistema de monitoração considera o último valor calculado de umidade no papel.

3.3 Temperatura de condensação de umidade

A presença de água em excesso no óleo e na isolamento, além de atuar como aceleradores do envelhecimento, apresenta os riscos adicionais de condensação da água no óleo formando água livre em caso de baixas temperaturas e de formação de bolhas na isolamento com o aumento de temperatura..

A condensação de água no óleo está associada ao fato de que, ao diminuir a temperatura do óleo, diminui também sua capacidade total de absorver água.

Desta forma, ao diminuir a temperatura aumenta o percentual de umidade relativa no óleo, ainda que a quantidade de água presente seja a mesma. Se a temperatura continua a diminuir, chega o ponto em que a umidade relativa no óleo atinge 100 %, ou seja, a esta temperatura o óleo não é capaz de absorver nenhuma água adicional.

A partir deste ponto a água passa a apresentar-se livre no óleo. Vide Figura 3, a seguir.

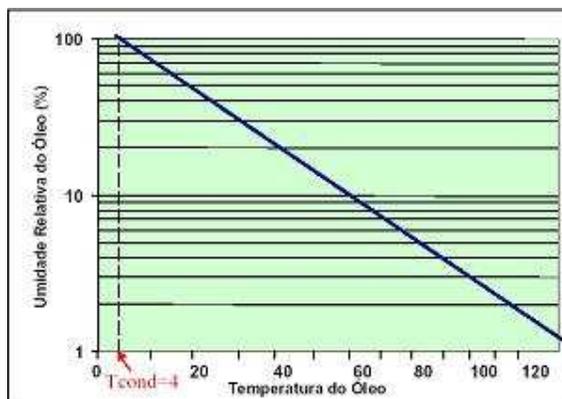


Figura 3 – Umidade Relativa x Temperatura do Óleo Isolante.

O sistema de monitoração verifica continuamente, para a umidade relativa atual informada pelo sensor on-line, qual a temperatura em que ocorreria esta condensação emitindo um alerta se a temperatura aproximar-se do valor de condensação.

Para tal, é estabelecida uma margem de segurança em °C; por exemplo: se a temperatura de condensação é de 4 °C e a margem de segurança é de 5 °C, será emitido o aviso de risco de condensação se a temperatura do óleo descer a níveis inferiores a 9 °C.

3.4 Temperatura de formação de bolhas

Quando submetido a altas temperaturas, por exemplo, devido a sobrecargas emergenciais, a umidade presente na isolamento pode dar origem a bolhas de gás que representam um sério risco ao equipamento, visto que nestas localidades, naturalmente submetidas a campos elétricos de alta intensidade, poderão ocorrer descargas pela diminuição da rigidez dielétrica do isolamento.

Uma relação entre o teor de umidade no papel isolante e a temperatura em que se inicia a formação de bolhas foi desenvolvida por Oommen et al. [7]. Esta relação está mostrada na Figura 4, a seguir.

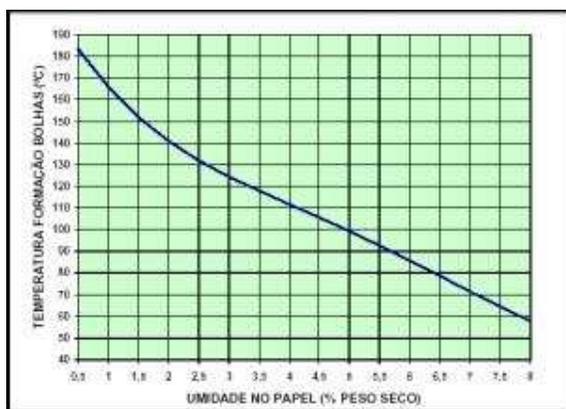


Figura 4 – Umidade x Temperatura de formação de bolhas no óleo.

Da mesma forma que para a condensação de umidade, o sistema de monitoração emite aviso de que a temperatura está próxima à região com risco de formação de bolhas caso seja atingida a margem de segurança programada (o mesmo valor de mesma margem de segurança é utilizado para a temperatura de condensação e para a temperatura de formação de bolhas).

Além de monitorar as temperaturas atuais do enrolamento, verificando se a mesma alcançou a margem de segurança para formação de bolhas, o sistema de monitoração verifica também se, nas condições atuais de carga e temperatura ambiente, a temperatura do enrolamento evoluirá para atingir estes valores de risco.

Neste caso, o sistema emite o aviso da existência desta condição, indicando o tempo restante para que seja atingida a margem de segurança. O cálculo do tempo restante é reajustado continuamente, e na iminência de se atingir este valor (tempo menor que 5 minutos) a indicação do tempo restante é substituída pela informação de que se está na iminência de atingir a margem de segurança.

4. INSTALAÇÃO NO TRANSFORMADOR

Como já mencionado anteriormente, o equipamento escolhido para os testes do equipamento de monitoração apresentava elevados índices de umidade no óleo.

Como havia sido diagnosticado anteriormente, o equipamento apresentava indícios de umidade no núcleo e isolamento sólida que durante o processo de operação fazia a água migrar para o óleo.

Devido a necessidade de operação deste transformador, escolhemos testar o equipamento com a finalidade de verificar sua eficiência além de aumentar a confiabilidade operativa do transformador.

4.1 Dados do transformador escolhido

Local: SE Porto Góes

Fabricante: General Eletric

Potência: 18,75 MVA

Tensão: 88-23 kV

Ano fabricação: 1977

Uma vez escolhido o transformador, instalamos o sistema de monitoramento da umidade do óleo e seus demais acessórios.

Juntamente com o monitoramento da umidade do óleo instalamos um sensor de temperatura ambiente, cujos valores foram utilizados para o cálculo do carregamento máximo admissível.

4.2 Carregamento Máximo Admissível

Com base na curva de carga da subestação foi calculado o carregamento máximo admissível de acordo com a norma brasileira NBR-5416/97, [8] e mostrado que, para um valor muito próximo de demanda de planejamento, dois transformadores similares apresentam carregamentos máximos admissíveis bem diferentes à mesma temperatura ambiente.

Segundo a norma de carregamento de transformadores de potência NBR-5416/97 [8] um transformador de potência pode operar acima das condições nominais por certos períodos sem prejuízo de sua vida útil.

Certamente, tais condições dependem de uma série de aspectos como condição do óleo isolante, manutenção, histórico de falhas, etc. Os transformadores estudados neste artigo encontram-se em condições de uso adequadas no que tange aos seus planos de manutenção, condições do óleo isolante e sistemas de proteção em geral.

4.3 Transformador de Potência – Diretrizes de Carregamento

Alguns tópicos que definem a normalização nacional e internacional sobre aplicação de cargas em transformadores de potência abordam questões fundamentais.

Hotest spot winding: (temperatura do ponto mais quente do enrolamento) designado pelas normas é a suposta temperatura máxima de um ponto do enrolamento em estudo, enquanto que a temperatura do óleo (Top Oil) é utilizada para conhecer os gradientes de temperatura óleo – enrolamento.

As constantes de tempo previstas na NBR-5416/97 [8] são diferentes para duas situações: para o topo do óleo é da ordem de 3 horas; e para o ponto mais quente do enrolamento menor que 15 minutos, vide Figura 3 a seguir.

De acordo com a norma de carregamento de transformadores NBR-5416/97, [8] a potência do transformador está associada à elevação de temperatura em relação à temperatura ambiente que os enrolamentos alcançam quando por eles circula a corrente que alimenta a carga, vide Figura 5 a seguir:

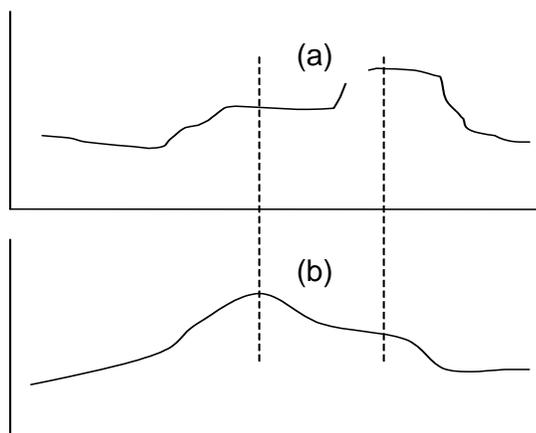


Figura 5 – (a) Carregamento Típico e (b) Temperatura Ambiente

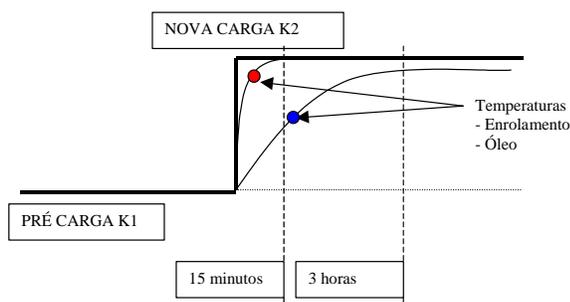


Figura 6 – Comportamento Básico de Aquecimento do Enrolamento e Óleo

Assim, quando considerarmos uma temperatura ambiente constante de 40°C e carga constante e igual à nominal, os enrolamentos do transformador estarão submetidos à elevação de temperatura especificada.

Nesta condição, considerando-se que as condições de manutenção do equipamento são adequadas (qualidade do óleo isolante, estanqueidade, integridade mecânica e elétrica, etc.), o consumo da vida útil do equipamento se resume ao envelhecimento do material isolante.

Porém, quando em operação numa subestação, tanto a temperatura ambiente quanto a curva de carga da subestação impõem condições diferentes das acima descritas, o que permitem, felizmente, o uso do transformador por períodos superiores a 7,5 anos.

Baseado nos parâmetros físicos dos equipamentos, dados do ensaio de aquecimento e uma curva de carga típica da subestação podemos calcular o máximo carregamento admissível dos transformadores em concordância com a norma NBR-5416/97 [8].

Através de algoritmos normalizados, estimamos, hora a hora, as temperaturas no chamado "ponto quente" dos enrolamentos do transformador, associando-se, a cada ciclo de carga diário, um consumo acumulado de vida útil.

5. ESTUDO DE CASO – SE PORTO GÓES

Apresentaremos os resultados do monitoramento da umidade do óleo e como calculamos o carregamento máximo admissível do transformador visando evitar a formação de bolhas no óleo.

Como já citado anteriormente, nas situações onde o transformador opera a altas temperaturas, o risco de formação de bolhas aumenta consideravelmente.

Assim sendo, com a medição em tempo real da umidade do óleo, foi feito o cálculo de umidade no papel isolante e comparada com a temperatura de operação do transformador.

Em seguida, o sistema verifica se a temperatura de operação, naquelas condições de umidade da isolação sólida, apresenta o risco de formação de bolhas.

Paralelamente ao processamento, o sistema calcula o carregamento máximo admissível do transformador baseado na curva de carga e temperatura ambiente aferida na subestação.

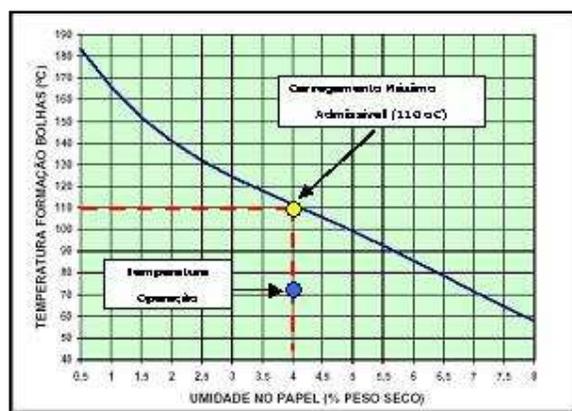


Figura 7 – Gráfico de Carregamento Máximo Admissível x Temperatura Formação de Bolhas.

5.1 Análise dos dados do transformador

Analisando o gráfico da Figura 7 mostrada anteriormente, vemos que o destaque em azul no gráfico é a temperatura de operação do transformador, cerca de 70 °C.

O destaque em amarelo é a temperatura de formação de bolhas no óleo nas condições de umidade do óleo isolante, 110 °C.

Assim sendo, o sistema emite alarmes e informa o operador o carregamento máximo admissível que o transformador pode atingir.

Neste caso, em que a temperatura ambiente estava 32 °C, o máximo de sobrecarga admissível do transformador é 21 % por 4 horas.

Acima deste patamar aumenta muito o risco de formação de bolhas no óleo podendo ocasionar falhas catastróficas no equipamento.

O sistema calcula os patamares em tempo real e automaticamente ajusta os alarmes de temperatura máxima do transformador bem como calculam nos novos valores de sobrecarga e seus respectivos períodos.

6. CONCLUSÕES

Com a implantação do monitoramento da umidade do óleo isolante foi possível determinarmos os valores máximos de temperatura do óleo e enrolamento do transformador para a operação sem risco de formação de bolhas.

Através do monitoramento no transformador foi possível postergarmos um custo de manutenção do equipamento referente a secagem de sua parte ativa.

Devido ao valor contábil do transformador não era viável economicamente o dispêndio para secagem da parte ativa uma vez que em 2 anos haverá reformas na subestação e o dois transformador será descartado por estar totalmente depreciado sob o ponto de vista contábil.

A implantação do Sistema de Monitoramento se mostrou muito eficaz já que além dos ganhos de confiabilidade do equipamento e sistema como um todo, ainda propiciou um ganho tarifário já que pudemos postergar a obra de ampliação da subestação mitigando os riscos envolvidos na operação do transformador.

7. BIBLIOGRAFIA

- [1] McNutt, W. J., Kaufmann, G. H., "Evaluation of a Functional Life Test Model for Power Transformers", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, No. 5, pp. 1151-1162, May 1983.
- [2] McNutt, W. J., "Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 7, No. 1, pp. 392-401, January 1992.
- [3] Fabre, J., Pichon, A., "Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers", CIGRE Paper 137, 1960.
- [4] Shroff, D. H., Stannet, A. W., "A Review of Paper Aging in Power Transformers", IEE Proceedings, vol. 132, Pt. C, No. 6, pp. 312-319, November 1985.
- [5] Lampe, W., Spicar, E., Carrander, K., "Continuous Purification and Supervision of Transformer Insulation System in Service", IEEE Winter Point Meeting, IEEE Paper A 78 111-7, January/February 1978.
- [6] Oommen, T. V., "Moisture Equilibrium in Paper-Oil Insulation System", Procedures of Electrical Insulation Conference, Chicago, October 1983.
- [7] Oommen, T. V., Petrie, E. M., Lindgren, S. R., "Bubble Generation in Transformer Windings Under Overload Conditions", Doble Client Conference, Boston, 1995.
- [8] NBR 5416/97 – Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência.
- [9] Vasconcellos, Vagner – Proposição de um Sistema Integrado de Gestão de Transformadores – Dissertação de Mestrado – EPUSP / 2007.
- [10] Vasconcellos, Vagner – Modernização dos Sistemas de Medição de Temperatura e Regulação de Tensão de Transformador de Potência – XVII SNPTEE – Uberlândia MG – 2003