



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GSE 19
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VIII

GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS – GSE

SEGREGAÇÃO DO NÚCLEO E FERRAGENS INTERNAS DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA, EVITANDO SOBREAQUECIMENTOS CAUSADOS POR CIRCULAÇÃO DE CORRENTE.

Roberto de Aguiar (*)
COPEL TRANSMISSÃO S.A.

RESUMO

O acompanhamento do desempenho de transformadores de potência tem como uma das principais ferramentas o ensaio de gascromatografia.

Nos ensaios periódicos verificou-se ser considerável a quantidade de transformadores com incidência de gases indicativos de sobreaquecimento. Observou-se que uma das principais causas era a circulação de corrente no núcleo e/ou nas ferragens de sustentação do núcleo.

Começou-se a exigir, na especificação de transformadores, a segregação do aterramento do núcleo e das ferragens. Essa exigência possibilitou melhoria nas técnicas para isolar o núcleo e principalmente as ferragens. Com a utilização dessas técnicas, o número de transformadores com presença de gases indicativos de sobreaquecimento diminuiu significativamente.

PALAVRAS-CHAVE

Transformador, Gascromatografia, Sobreaquecimento, Núcleo.

1.0 - INTRODUÇÃO

Há mais de 25 anos, o acompanhamento do desempenho de transformadores de potência tem como ferramenta principal, o ensaio periódico de gascromatografia do óleo isolante.

Essa ferramenta é bem aceita e na COPEL tem apresentado bons resultados, sendo hoje praticamente o único ensaio periódico efetuado nos transformadores.

A condição de operação do isolamento sólido de transformadores de potência pode ser avaliada através da análise dos gases dissolvidos no óleo isolante. O sobreaquecimento do isolamento, núcleo e ferragens (de sustentação do núcleo) ou a ocorrência de descargas elétricas no interior do transformador são os processos identificáveis através da gascromatografia.

Existem várias técnicas para análises dos gases dissolvidos em óleo isolante, porém reconhece-se que a análise e a interpretação dos significados não é uma ciência, mas uma arte sujeita a variabilidade.

(*) Rua José Izidoro Biazzetto, 158 – Bloco A – Mossunguê – Curitiba – PR – Brasil – CEP 81200-240
Telefone : (+55 41) 3331-3568 – Fax : (+55 41) 3331-3575 – Email : roberto.aguiar@copel .com

Através da análise dos gases dissolvidos no óleo isolante é possível avaliar a condição de operação do isolamento de um transformador de potência, com a identificação de eventuais processos de falha que possam estar ocorrendo. Os processos identificáveis têm como origem o sobreaquecimento do isolamento ou a ocorrência de descargas elétricas em seu interior (MORAES, 2004).

A primeira indicação de mau funcionamento de um transformador de potência é o surgimento de certos gases dissolvidos no óleo isolante. A análise destes gases pode identificar alguns mecanismos de falha como descargas de baixa energia, de alta energia e sobreaquecimento do equipamento. Estes eventos acarretam a decomposição dos materiais isolantes ocasionando a formação de vários gases combustíveis e não combustíveis.

O processo de falha é relacionado com as temperaturas esperadas no óleo em função de seus mecanismos. Assim a ocorrência de sobreaquecimento no isolamento deve elevar a temperatura a valores que variam em função de sua severidade. Da mesma forma, a ocorrência de ruptura da rigidez dielétrica do óleo, com o surgimento de descargas, pode ser associada com as temperaturas de formação do arco em função de sua intensidade. Desta forma são estabelecidas faixas de temperatura para as quais existe uma maior probabilidade da ocorrência de um determinado processo. Estabelecida a correlação de temperatura, o processo de falha e sua intensidade é possível estimar nos equipamentos os processos envolvidos e faixas de temperaturas esperadas para falhas específicas. Esta é a forma usual de estabelecer uma correlação entre a formação de gases no óleo e processos ou falhas específicas (ZIRBES, 2003).

As quantidades de gases dissolvidos gerados no óleo isolante de um transformador de potência dependem da energia envolvida, localização da falha e se a falha é intermitente ou contínua. Todos estes fatores afetam de maneira diferente o óleo e o papel isolante do equipamento.

Os gases que são verificados nas análises cromatográficas são mostrados na tabela 1, com os seus respectivos símbolos.

TABELA 1 – Nomenclatura e símbolo dos gases analisados no ensaio de gascromatografia do óleo isolante de transformadores.

GAS	SIMBOLO
HIDROGÊNIO	H ₂
METANO	CH ₄
ETANO	C ₂ H ₆
ETILENO	C ₂ H ₄
ACETILENO	C ₂ H ₂
OXIDO DE CARBONO	CO
DIÓXIDO DE CARBONO	CO ₂

Existem alguns métodos de diagnósticos, que tem como premissa na análise dos resultados dos ensaios de gascromatografia a relação entre os gases característicos, que dependendo dos valores das relações apresentam os possíveis defeitos.

Entre esses métodos os principais são: NBR 7274 (IEC 599/79), Diagrama de Gases-Chaves, Duval, Rogers, Doernenburg.

Uma característica importante desses métodos é que quando um transformador apresenta gases característicos de sobreaquecimento (até 700 °C), independente do método que se utilize o diagnóstico é quase sempre o mesmo. Isso já não acontece para outras falhas, tais como, arco elétrico, centelhamento e descargas parciais, para esses casos os métodos apresentam divergências.

Sendo assim, como nesse trabalho serão apresentadas soluções para algumas causas de sobreaquecimento até 700 °C, o método que será utilizado para análise é indiferente, pois para esse tipo de falha, o diagnóstico é praticamente idêntico, independente do método.

De qualquer forma, os critérios para análise dos resultados dos ensaios de gascromatografia estão bem difundidos, tendo até disponível alguns software para diagnósticos automáticos. É lógico que para uma análise mais apurada é necessário acompanhamento do crescimento dos gases no decorrer do tempo, avaliar as quantidades dos diferentes gases, ter conhecimentos relativos aos aspectos construtivos dos transformadores, etc... Todas essas informações contribuem para subsidiar os diagnósticos.

A COPEL transmissão possuía em 1990 um total de 200 (duzentos) transformadores nos quais eram feitos o acompanhamento com os ensaios de gascromatografia desde 1980. Uma grande parte desses equipamentos apresentava gases indicativos de sobreaquecimento.

Apesar de se saber que a maioria dos defeitos que ocasionam esses sobreaquecimentos não acarretariam em falhas graves para os transformadores, a presença desses hidrocarbonetos e seu aumento constante, atrapalhavam a investigação em relação a outros problemas e também, em alguns casos, o volume de gases combustíveis chega a tal ponto que é necessária intervenção no equipamento para desgaseificação.

2.0 – LEVANTAMENTO ESTATÍSTICO.

Dos 200 transformadores de potência, 50 encontram-se em condição de *acompanhamento especial*. A COPEL considera que, quando existe geração anormal de gases nas análises cromatográficas, ou anormalidade nos ensaios físico-químicos, o transformador é considerado em *acompanhamento especial*, fazendo com que as coletas de óleo para análise sejam feitas em espaços de tempo menores.

No nosso caso, todos os transformadores que encontram-se em acompanhamento especial, era por apresentarem pontos quentes, com temperaturas variando na faixa de 300 a 700 °C.

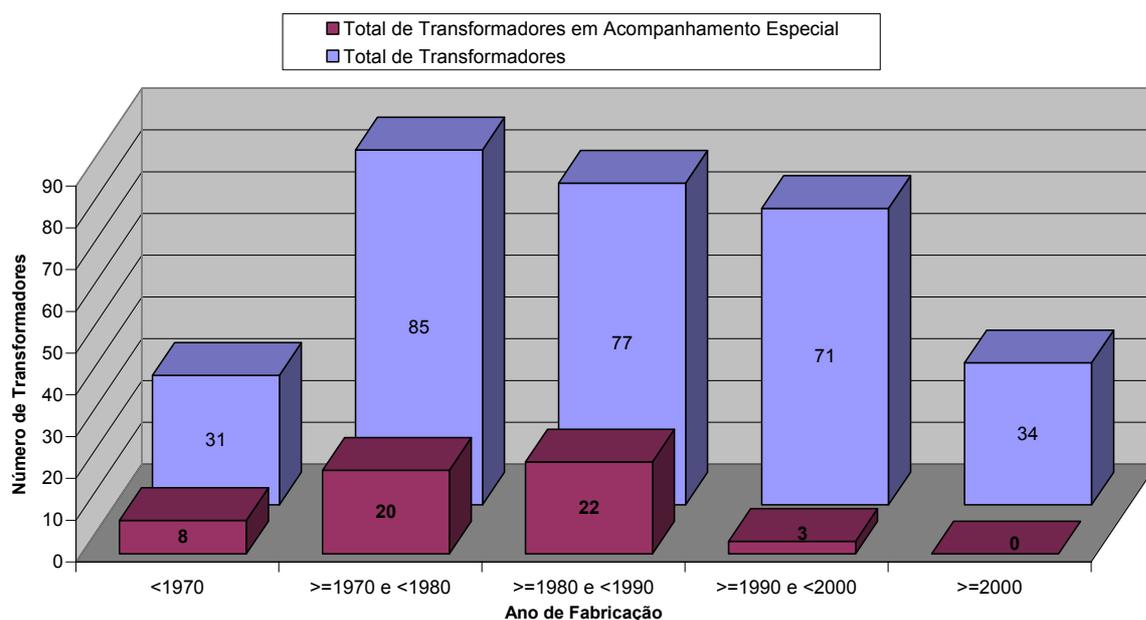


FIGURA 1 – Gráfico comparando o número de transformadores em acompanhamento especial em relação ao número total de transformadores separados por anos de fabricação.

Nota 1 – Para essa primeira análise, considerar somente os transformadores fabricados até 1990. No total de 200 transformadores, sendo que 50 encontravam-se em acompanhamento especial.

Iniciaram-se os levantamentos, buscando parâmetros para subsidiar as pesquisas para tentar determinar as principais fontes causadoras desses sobreaquecimentos.

Nos levantamentos estatísticos, relacionou-se os transformadores em acompanhamento especial, com algumas características comuns aos vários transformadores.

Para as características: Tensão primária, potência e ano de fabricação, não se observaram nenhuma variação nas curvas, que indicassem relacionamento entre essas características e os transformadores em acompanhamento especial. Como exemplo, pode-se verificar no gráfico da figura 1, onde é mostrado uma proporcionalidade entre o número total de transformadores e o número de transformadores em acompanhamento especial, classificados pelo seu ano de fabricação (considerar somente os transformadores fabricados até 1990).

Já para o quesito Fabricante, foi possível observar desproporcionalidade, os transformadores de alguns fabricantes apresentavam um percentual de transformadores em acompanhamento especial em relação ao número total de transformadores bem significativo, enquanto para outros esse percentual era baixo ou inexistente.

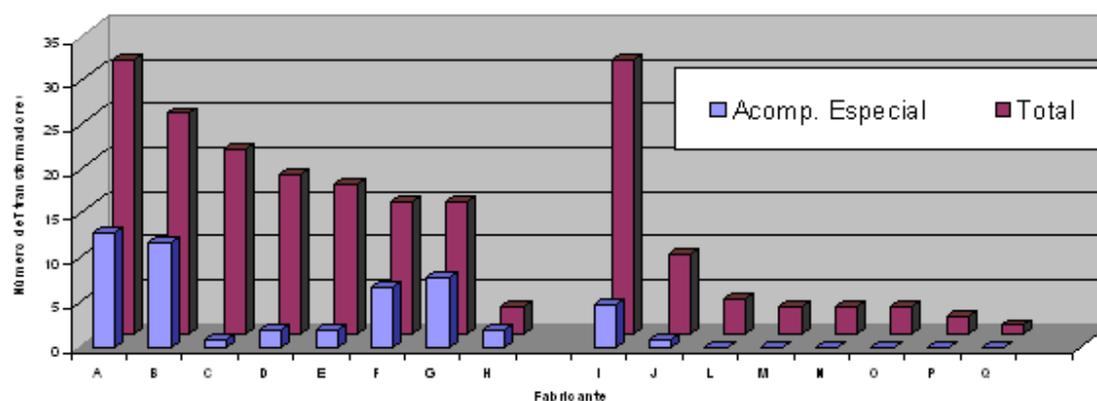


FIGURA 2 – Gráfico relacionando o total de transformadores de Potência por fabricante aos transformadores em acompanhamento especial.

Desta forma, os problemas de sobreaquecimento, ficaram estaticamente relacionados ao projeto e/ou materiais.

O fabricante identificado pela letra "J" tem um excelente desempenho com relação à formação de gases, apresenta um único transformador com gases de sobreaquecimento, porém é o pior caso que temos. Esse caso relaciona o sobreaquecimento a montagem / mão de obra.

Um dado importante é de que as maiorias dos transformadores em acompanhamento especiais são de fabricantes nacionais. No gráfico acima os fabricantes identificados das letras "A" até "H" são nacionais e das letras "I" até "Q" são transformadores importados.

3.0 – LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS

Apesar de não ser a única, a circulação de corrente no núcleo e armadura (ferragens de sustentação do núcleo / parte ativa) é a principal causa dos pontos quentes responsáveis pelo sobreaquecimento causados por temperaturas na faixa de 300 a 700 °C. Assim sendo, o primeiro passo foi fazer um levantamento dos modos construtivos, com relação ao núcleo e armadura, dos nossos transformadores.

Utilizando os desenhos de projeto, os relatórios fotográficos efetuados durante a fabricação e/ou os relatórios daqueles que sofreram algum tipo de intervenção interna, foi possível avaliar uma boa quantidade dos nossos equipamentos, de diferentes projetos e fabricantes. Também foram efetuadas inspeções internas no campo e/ou oficina dos transformadores que apresentavam as situações mais críticas relativa à formação de gases. Resaltando-se que foram estudados também os transformadores com bom desempenho, justamente para se comparar os diferentes projetos.

Podemos listar as principais observações acerca dos itens em pesquisa:

Todos os núcleos analisados, como não poderia deixar de ser, estavam isolados eletricamente e solidamente aterrados a um ponto interno ao transformador (apesar de haver a indicação na ABNT sobre o aterramento do núcleo externamente ao transformador, na época, ainda não era utilizada essa prática).

A totalidade das armaduras tinha sua interrupção elétrica na parte superior, com utilização de diversos materiais e técnicas para isolar um dos lados dos tirantes (normalmente horizontais).

As armaduras formavam um “U”, ou seja, tirantes inferiores sem isolamento entre os lados direito e esquerdo (eletricamente conectados) e tirantes superiores com um dos lados isolado (a foto número 3 ilustra as armaduras e tirantes).

Uma das principais implicações dessa técnica é que a ocorrência do rompimento do isolamento de qualquer um dos tirantes superiores, torna a armadura um circuito eletricamente fechado e é praticamente impossível localizar no campo a falha de isolamento desse tirante.

A fixação da parte ativa ao tanque era invariavelmente efetuada na parte superior, utilizando diversas técnicas, mas quase sempre com conexão direta da ferragem ao tanque ou tampa. Em algumas situações as conexões da armadura ao tanque ou tampa do transformador acabava eliminando o isolamento dos tirantes superiores.

O assentamento inferior da parte ativa ao tanque era efetuado com contato direto das sapatas ao fundo do tanque, ou quando tinha isolamento nem sempre era garantido que não houvesse o contato das ferragens (armaduras) com o fundo do tanque. Nos transformadores que foram abertos para inspeção, esse foi o ponto em que mais foram encontrados pontos (marca) de aquecimento e/ou descargas, ocasionando até formação acentuada de acetileno.

Encontrou-se alguns casos com pacotes do núcleo flutuando. Quando havia canais para circulação de óleo no núcleo, todas as partes separadas por esses canais eram aterradas, porém, houve casos em que materiais semicondutores eram interpostos ao núcleo, formando vários pacotes (recurso normalmente utilizado para diminuir o nível de ruído). Foram encontrados, alguns desses pacotes, isolados (flutuando) e ocasionando centelhamento com formação de pequena quantidade de acetileno.

4.0 – IMPLANTAÇÃO DAS MODIFICAÇÕES NO PROJETO DOS TRANSFORMADORES.

É fato, que ter qualquer componente sem aterramento (flutuando) no interior de um transformador, é menos desejável que ter esse mesmo componente aterrado a dois pontos. Ficou claro nos nossos levantamentos, que a incidência de aterramentos múltiplos era muito maior, sendo assim, era o ponto que deveria ser atacado.

A decisão tomada foi isolar a armadura do tanque e também separar eletricamente a armadura do lado esquerdo, da armadura do lado direito, isolando um lado dos tirantes superiores e inferiores.

Isto pode ser melhor ilustrado, analisando a Figura 3. Se não considerarmos o isolamento dos tirantes, a armadura forma um conjunto eletricamente fechado, lado direito com o lado esquerdo e a parte de cima com a parte de baixo (interligada através da chapa de aperto, indicada pela letra “A”).

A condição normal é ter-se os tirantes superiores isolados em um dos lados. Com esse ponto isolado somente na parte superior, a armadura forma eletricamente o que se chama de circuito em “U”. Como é possível verificar na figura 4, tem-se vários tirantes na parte superior, se o isolamento de um desses tirantes se rompesse não era possível fazer a confirmação dessa falha através de ensaios (continuidade e/o isolamento). Essa condição acaba por impossibilitar qualquer teste de verificação, mesmo em transformadores novos. Para esses, a verificação deveria ser feita durante a fabricação, antes da colocação da parte ativa no tanque.

A técnica que se encontrou para garantir que a falha no isolamento dos tirantes possam ser verificadas (e principalmente evitada), foi isolar também um dos lados dos tirantes inferiores, dessa forma a armadura forma um circuito que se chama de “II” (duplo i). Como os dois lados da armadura ficaram eletricamente separados, qualquer rompimento de isolamento dos tirantes pode ser verificado através de ensaios de continuidade ou isolamento.

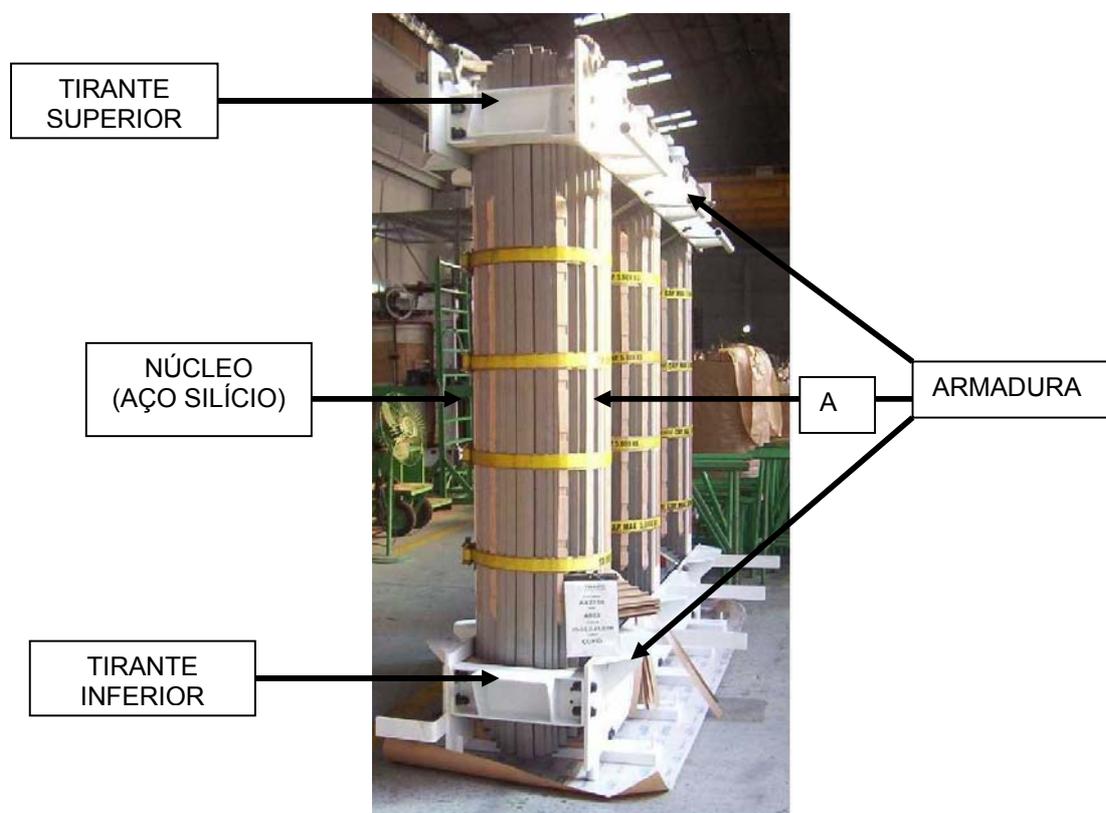


FIGURA 3 - Vista do núcleo e armaduras

A armadura foi também isolada totalmente do tanque, as travessas inferiores (sapatas) isoladas do fundo do tanque, como também os pontos de fixação na parte superior, conforme mostram os detalhes da figura 4.

O núcleo (ou partes do núcleo separadas por canal de óleo) e as armaduras “direita” e “esquerda” são conectados a uma caixa de passagem e aterrados externamente ao tanque.

O detalhe “B” da figura 4 mostra os pontos onde são conectadas as cordoalhas de aterramento do núcleo e armaduras.

A figura 5 mostra a conexão das cordoalhas de aterramento às buchas de passagem (conexão interna ao transformador). O projeto prevê janela de inspeção próxima a esse ponto, para possibilitar acesso fácil a esses pontos de aterramento.

A figura 5 mostra também a conexão externa ao transformador, onde são aterrados os quatro pontos (se houver mais de um canal de óleo no núcleo, têm-se mais pontos de aterramentos externos).

O acesso externo possibilita a realização de ensaios de forma fácil e rápida possibilitando verificar se houve danos aos isolamentos do núcleo e armadura.

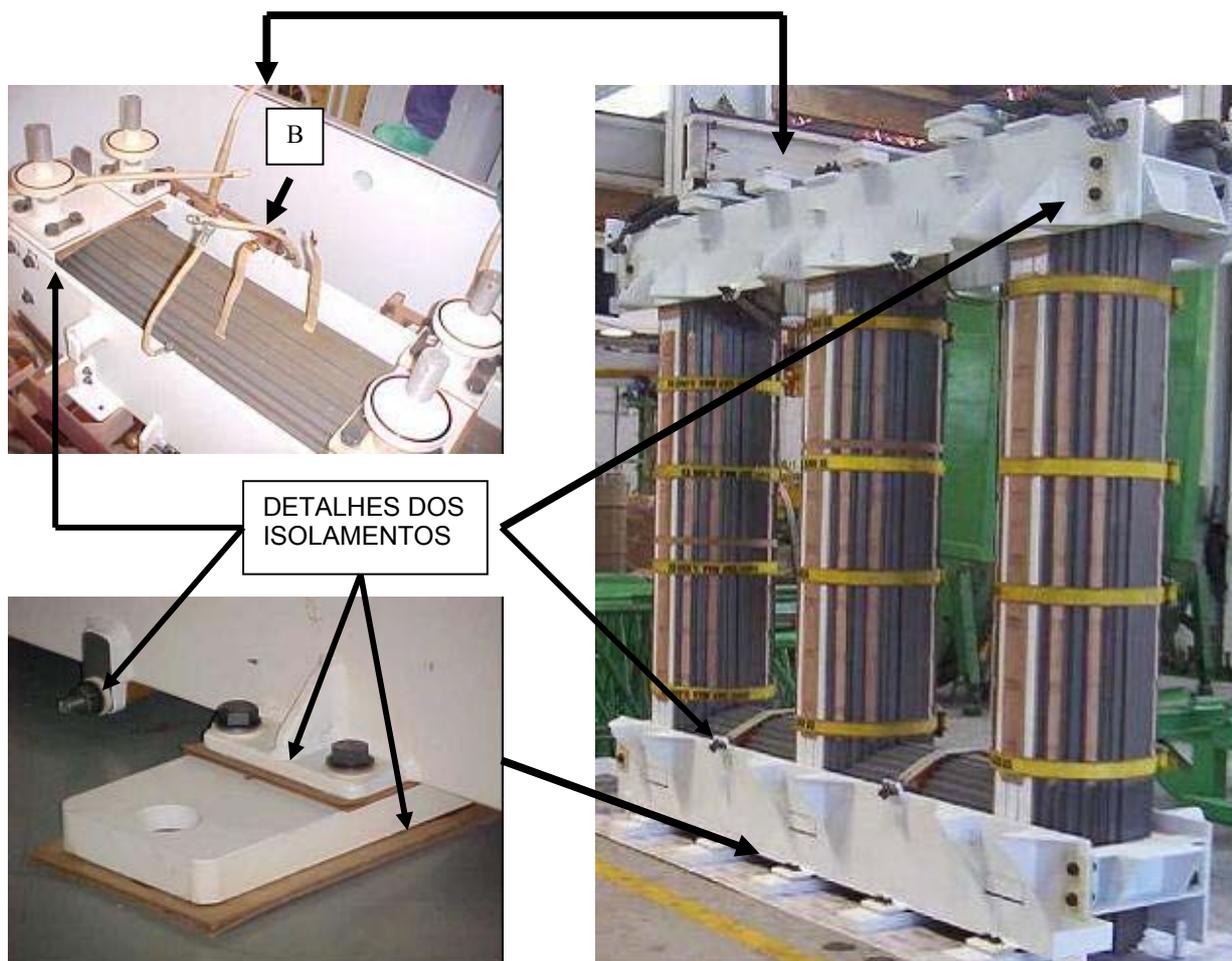


FIGURA 4 – Detalhes dos isolamentos dos tirantes e sapatas.



FIGURA 5 – Ligação interna das cordoalhas de aterramento às buchas de passagem e o aterramento dos dois lados do núcleo e dos dois lados da armadura externa ao transformador (caixa própria).

5.0 – QUANTIDADE DE TRANSFORMADORES EM OPERAÇÃO COM ESSA TECNOLOGIA.

Atualmente a COPEL possui aproximadamente 80 transformadores em operação, utilizando essa tecnologia.

A exigência da segregação no núcleo e armaduras se faz desde 1995 na especificação da COPEL. No princípio, houve dificuldades para os fabricantes de transformadores se adequarem a essa nova filosofia, principalmente no material e técnica para isolar as armaduras do tanque do transformador. Hoje todos os fornecedores da COPEL estão cientes dessa exigência, bem como, desenvolveram técnicas para executar esses isolamentos, que tem se mostrado muito eficiente.

6.0 - CONCLUSÃO

A principal vantagem da utilização dessa técnica foi a diminuição dos transformadores com gases característicos de sobreaquecimento, da lista de transformadores em acompanhamento especial devido a presença de gases indicativos de sobreaquecimento, nenhum foi fabricado após 1995. Os três transformadores em acompanhamento especial mostrado na figura 1, relativo aos transformadores fabricados de 1990 a 2000, foram fabricados em 1991, antes da implantação da técnica.

Isso não significa dizer que todos os problemas acabaram, porém pode-se afirmar com certeza que esse aprimoramento eliminou os sobreaquecimentos causados por circulação de corrente por duplo aterramento.

Um benefício indireto que tem se mostrado muito importante é o ensaio de isolamento do núcleo e armadura por ocasião do recebimento de transformadores, após transporte. Esse ensaio tem se mostrado eficiente para verificar se não houve deslocamento da parte ativa durante o transporte. O ensaio de isolamento do núcleo e culatras foi incorporado como ensaio de aceitação de transformadores, após transporte.

Desde que os ensaios no óleo isolante, tanto a gascromatografia, como também os ensaios físico-químicos, tem sido utilizados como ferramenta para o acompanhamento de transformadores, algumas modificações tem sido feitas no projeto dos transformadores, entre as quais podemos citar como exemplo, a separação da chave comutadora do tanque do transformador, os sistemas de selagem, entre outros. Algumas melhorias procuram preservar a integridade do equipamento e outras, têm como principal objetivo, melhorar a qualidade do acompanhamento, eliminando a presença de gases, que mesmo quando não originários de defeitos que tragam prejuízos à operação do equipamento, atrapalham o diagnóstico de possíveis defeitos.

Consideramos que uma preocupação maior com as ferragens de sustentação do núcleo (armaduras), com certeza, contribui para melhorar o acompanhamento do desempenho do transformador através dos ensaios de gascromatografia do óleo isolante.

7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MORAIS, D. R. Sistema Multiagente para Diagnóstico Integrado de Transformadores de Potência. Florianópolis. Proposta de Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.
- (2) ZIRBES, Roberto; 2003. Metodologias para Avaliação e Diagnóstico do Estado de Isolamentos de Papel Impregnado com Óleo Mineral. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- (3) MARIN, M. A; Estudo Sobre Análises Cromatográficas de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante Mineral de Transformadores de Potência. Monografia apresentada no curso de Gerência de Manutenção - Universidade Tecnológica Federal do Paraná.