



Avaliação da Possibilidade de Falhas de Transformadores de Potência Associada à Formação de Bolhas

José Mak, BM e A. Bassetto Filho, BM, e F. Faria, Elektro

Resumo

Analisou-se a influência da umidade na possibilidade de falhas durante contingências envolvendo um grupo de 59 transformadores de potência. Por meio do desenvolvimento de um método de ensaio de campo, determinou-se o teor de água no isolamento sólido dos transformadores estudados. Observou-se que cerca de 67% dos transformadores estão com altos teores de umidade nos enrolamentos entre 2 e 4%. O estudo da influência da umidade na possibilidade de falhas demonstrou que 35 transformadores (59%) estão em condições críticas quanto à possibilidade de formação de bolhas em contingência.

Palavras-chave— Transformador de potência – Falha – Formação de bolhas – Confiabilidade - Umidade

I. INTRODUÇÃO

A necessidade de conhecer o nível de confiabilidade dos equipamentos e do sistema de subtransmissão fez com que a Elektro tomasse a decisão de conduzir o presente estudo.

Com base nas informações obtidas no estudo, buscou-se alterar filosofias, intervir no sistema e investir em áreas mais críticas, de modo a permitir ganhos na qualidade e na confiabilidade do fornecimento de energia.

O estudo buscou avaliar a potencialidade de falhas, causadas principalmente por excesso de umidade nos enrolamentos dos transformadores de potência. Para tanto, foi pesquisado um modelo para levantamento da condição de cada transformador estudado e foi desenvolvido um sistema computacional. Dessa forma, foi possível identificar pontos críticos no sistema e apontar soluções efetivas para os casos estudados.

II. OBJETIVOS

O presente estudo teve os seguintes objetivos:

- Definir metodologia de ensaio de campo para determinação de condições mais propícias para a medição do nível de água do isolamento sólido de transformadores energizados.
- Avaliar os principais parâmetros para o desenvolvimento de modelo envolvendo falhas de transformadores em contingências e emitir diagnósticos com base no modelo desenvolvido.
- Analisar a influência da umidade na possibilidade de falhas durante contingências envolvendo os transformadores estudados.

III. AVALIAÇÃO DO TEOR DE ÁGUA NOS ENROLAMENTOS

A. Equilíbrio da Água no Sistema Papel-Óleo

Os componentes do sistema isolante papel-óleo de transformadores podem ser divididos em três grupos:

- 1) “**Estrutura grossa**” compreende cerca de 50% da massa total do isolamento sólido, porém tem muito pouca contribuição na migração da umidade em razão da elevada constante de tempo para difusão.
- 2) “**Estrutura fina fria**”, que opera na temperatura do óleo: cilindros isolantes de “pressboard”, cartolas, etc. Estes representam de 20 a 30% da massa total.
- 3) “**Estrutura fina quente**”, que opera à temperatura próxima à do condutor (isolamento das espiras). Cerca de 5% da sua massa está a temperaturas elevadas, isto é, os chamados pontos quentes.

A experiência tem demonstrado que a maior parte da umidade fica armazenada nos componentes do segundo grupo. Cerca de 10% em massa desse grupo (a parte mais fria) forma certas zonas “frias” com teor de entre 1-1,5% acima da média. Os componentes desse grupo são as fontes principais da contaminação do óleo a temperaturas elevadas, quando a concentração de umidade nas camadas superficiais de celulose torna-se maior que aquela do óleo adjacente.

Este trabalho foi apoiado integralmente pela Elektro Serviços de Eletricidade.

A. Bassetto Filho trabalha na BM Pesquisa e Desenvolvimento (e-mail: abf@aquarium.com.br).

J. Mak trabalha na BM Pesquisa e Desenvolvimento (e-mail: josemak@terra.com.br).

F. Faria trabalha na Elektro Serviços de Eletricidade (e-mail: ffaria@elektro.com.br).

O teor de umidade nos componentes do terceiro grupo é muito menor do que o do segundo, embora seu efeito danoso possa ser maior na ocorrência de temperaturas maiores.

O óleo é o meio de transferência de água do papel isolante no transformador. A água está presente no óleo de forma solúvel, bem como na forma hidratada sendo absorvida por produtos polares de envelhecimento. As partículas de fibra no óleo também contêm certa quantidade de água. O teor de água do óleo é diretamente proporcional à concentração relativa de (saturação relativa) até o ponto de saturação [1]. A relação de saturação da água - temperatura ($W_s - T$) é expressa pela fórmula

$$W_s = W_0 \exp. (- B / T) \quad (1)$$

Onde W_0 e B são constantes, normalmente diferentes para óleos distintos, sobretudo graças a diferenças no teor de aromáticos. Alguns dados sobre as constantes de solubilidade estimadas e teor saturado de água são apresentados na tabela I [2].

TABELA I
CONSTANTES DE SOLUBILIDADE ESTIMADAS E TEOR SATURADO DE ÁGUA [2]

Óleo	Aromáticos C_A , %	W_0	B	Solubilidade (ppm)		
				20 C	40 C	70 C
1	5	$16.97 \cdot 10^6$	3777	42.8	97.5	279
2	8	$23.08 \cdot 10^6$	3841	46.8	108	316
3	16	$22.76 \cdot 10^6$	3783	56.2	128	369
4	21	$13.16 \cdot 10^6$	3538	75	162	436
5	Silicone	$1.953 \cdot 10^6$	2733	174	315	675

O surgimento de produtos polares de envelhecimento aumenta a solubilidade da água. A resposta ao envelhecimento de diferentes óleos é distinta. De acordo com dados disponíveis, a "água total" no óleo envelhecido é duas vezes maior que a água dissolvida. As temperaturas elevadas, certa quantidade de água "hidratada" pode ser transferida para água dissolvida.

B. Procedimentos de Campo

Foram executados os seguintes procedimentos de campo para avaliação do teor de água dos enrolamentos:

- Retirou-se amostra de óleo isolante (amostra inicial) para ensaios de teor de água, rigidez dielétrica, tensão interfacial e teor de aromáticos e foram anotadas as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos, bem como a corrente de carga em condições normais de operação do transformador.
- Desligou-se o "trip" de temperatura do óleo. Quando o "trip" dos enrolamentos estava regulado para temperaturas inferiores a 120°C , este também foi desligado. Assim, foi possível garantir a continuidade em

operação do transformador. Todas as temperaturas durante o aquecimento do transformador estavam de acordo com a Norma Brasileira NBR 5416/97 "Procedimentos para Carregamento de Transformadores de Potência" [3], que estabelece as temperaturas máximas confiáveis de 105°C para o óleo e de 140°C para os enrolamentos.

- Efetuou-se o aquecimento do transformador por meio do fechamento das válvulas inferiores dos radiadores (fechou-se no máximo 90% do curso da válvula).
- Instalou-se termômetro padrão externo com conversão dos valores por procedimento normalizado para referência e verificação de eventuais desvios dos termômetros instalados no transformador.
- Foram retiradas amostras de óleo isolante (um litro por amostra) para ensaios de teor de água e rigidez dielétrica após ter sido atingido o nível de aquecimento necessário, cerca de quatro horas após a retirada da amostra inicial.
- Repetiu-se a amostragem em intervalos regulares, variando de duas a quatro. O processo completo variou de quatro a 48 horas. Anotaram-se as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos. A corrente de carga foi anotada a cada hora, no período de supervisão por componentes da equipe.
- Durante o aquecimento do transformador, anotaram-se as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos, assim como a corrente de carga.
- Ao final do período de ensaio, retirou-se amostra de óleo isolante para ensaios de teor de água e rigidez dielétrica. Foram anotadas as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos, assim como a corrente de carga.

IV. AVALIAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE FORMAÇÃO DE BOLHAS E DA UMIDADE NOS ENROLAMENTOS

A partir dos dados levantados para os transformadores do estudo, calculou-se a possibilidade de formação de bolhas com base na metodologia de cálculo desenvolvida no estudo [4]. Tomou-se como referência a curva de carga de um dia típico, além de resultados ensaios no óleo tais como teor de água e concentração de gases como nitrogênio, oxigênio, monóxido de carbono e dióxido de carbono.

Foram feitas simulações no perfil de carga, de modo a obter as condições mais críticas para formação de bolhas. Na tabela II-A e B, pode-se observar a potencialidade de todos os transformadores do plano-piloto quanto à formação de bolhas.

AVALIAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE FORMAÇÃO DE BOLHAS

TRANSFORMADOR			
Pot. Nominal (MVA)	Nº Série	Umidade (%)	Bolhas
10	20.238	2,20	Crítico
10	11.681	2,65	Crítico
18,75	SP-4.265	2,37	Eminente
18,75	17.480	4,18	Crítico
18,75	8.099	2,44	Crítico
18,75	55.884	3,26	Crítico
18,75	500.537	1,65	Eminente
18,75	500.974	1,09	Ausente
30	500.373	1,51	Eminente
30	500.372	1,78	Crítico
10	B51684	2,76	Crítico
12,5	8.018	3,48	Crítico
18,75	8038	3,20	Crítico
12,5	20.174	3,40	Crítico
7,5	8.016	2,53	Crítico
7,5	8.015	3,51	Crítico
18,75	8.097	1,58	Ausente
18,75	8.096	2,11	Ausente
30	57.558	1,50	Eminente
30	48.976	2,48	Crítico
33	KA0984A002	2,63	Crítico
33	KA768A001	2,05	Eminente
18,75	8.071	1,99	Eminente
18,75	55.887	5,87	Crítico
33	KA1165A001	1,67	Ausente
30	58.501	2,65	Crítico
12,5	64.717-G	1,71	Eminente
12,5	500.138	2,83	Crítico
18,75	59.847	2,35	Eminente
18,75	60.392	3,81	Crítico

Com o objetivo de facilitar a visualização da gravidade da situação para cada transformador estudado, empregou-se um sistema de cores na tabela II-A e B. Os transformadores cujas possibilidades de carregamento aparecem com fundo em verde são aqueles que não se encontram em condições de formação de bolha. O fundo amarelo indica que a condição de carregamento apresentada possibilitou no mínimo 80% da pressão crítica para formação de bolhas. Portanto, os enrolamentos do transformador deverão ser secos e seu óleo deverá ser desgaseificado. Por fim, o fundo em vermelho indica que o transformador já atingiu a possibilidade de formação de bolha na condição de carregamento indicada. O fundo vermelho também foi utilizado para indicar se algum acessório ou equipamento associado ao transformador está limitando sua possibilidade de carregamento.

Os resultados obtidos quanto à possibilidade de formação de bolhas permitiram constatar que há vários transformadores com possibilidade de formação de bolhas. Há casos com possibilidade de formação de bolhas mesmosendo baixo o teor de água dos enrolamentos.

TABELA II-B

AVALIAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE FORMAÇÃO DE BOLHAS

TRANSFORMADOR			
Pot. Nominal (MVA)	Nº Série	Umidade (%)	Bolhas
18,75	57.561	2,36	Crítico
18,75	57.562	2,87	Crítico
18,75	55.882	1,16	Ausente
30	15.304	0,90	Ausente
18,75	58.500	2,17	Eminente
18,75	57.735	3,55	Crítico
18,75	32.131	1,84	Eminente
10	30.568	3,07	Crítico
12,5	SPT-1.845	3,07	Crítico
18,75	55.888	3,88	Crítico
18,75	56.487	2,52	Crítico
18,75	8.070	2,60	Eminente
18,75	17.483	2,92	Crítico
33	KA0629A001	2,73	Ausente
12,5	B-54.840	1,58	Eminente
12,5	B-54.839	3,88	Crítico
12,5	5.100.594	2,82	Crítico
12,5	5.100.595	2,51	Crítico
18,75	17.482	3,90	Crítico
18,75	17.481	3,74	Crítico
10	5.100.224	3,13	Crítico
10	2.041	1,54	Eminente
9	8.017	2,96	Crítico
9	5.100.462	3,67	Crítico
18,75	4.263	1,41	Eminente
30	305.088	1,29	Eminente
18,75	500.538	3,38	Crítico
18,75	8.074	1,81	Ausente
18,75	8.072	1,69	Eminente

Avaliou-se o desempenho dos sistemas selados com bolsa ou membrana e o sistema de sílica quanto à contaminação com água. Na figura 1, pode-se observar o teor de umidade dos enrolamentos em relação à idade dos transformadores. Embora a figura mostre grande dispersão dos dados, foram feitas curvas para ilustrar as tendências do aumento do teor de umidade para os sistemas de bolsa/membrana e sílica. Vale ressaltar que a dispersão dos dados para os transformadores com o sistema bolsa/membrana foi tão significativa que a curva obtida é quase paralela ao eixo horizontal, referente à idade. Isto reforça o aspecto meramente ilustrativo da curva.

Do total de transformadores estudados, cerca de 67% está com altos teores de umidade nos enrolamentos entre 2% e 4%. Em torno de 60% dos transformadores com membrana ou bolsa estão com teores de umidade nos enrolamentos entre 2 e 4%, sendo que a idade da maioria desses equipamentos é inferior a 25 anos. Em torno de 75% dos transformadores com sílica estão com teores de umidade nos enrolamentos entre 2 e 4%, e a idade da maioria é acima de 25 anos.

Em razão da grande dispersão de dados e de altos teores de umidade dos enrolamentos dos transformadores

com bolsa/membrana, apesar de mais novos em comparação com os de sílica, pode-se afirmar que, em geral, o desempenho desse sistema não foi melhor que o do sistema com sílica na base de dados estudada.

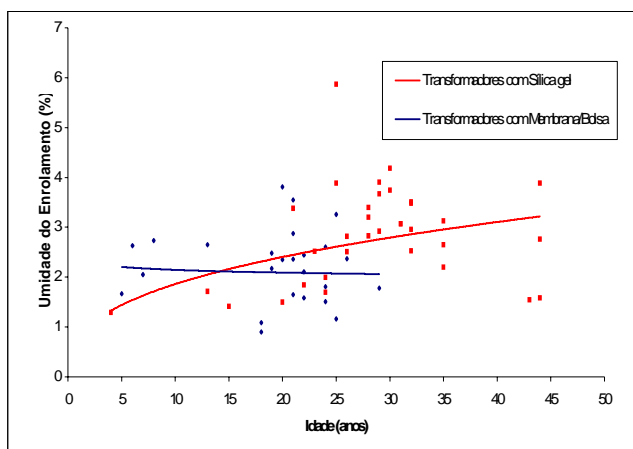


Figura 1. Teor de umidade do enrolamento em relação à idade dos transformadores.

V. CONCLUSÃO

A partir do levantamento de dados por meio de ensaios de campo e de laboratório, foi possível estabelecer um método para avaliação do teor de água do isolamento sólido de transformadores energizados.

Observou-se que cerca de 67% de um total de 59 transformadores estudados está com teores de umidade nos enrolamentos entre 2 e 4%. A norma brasileira de carregamento de transformadores, NBR 5416/97 [3], estabelece o valor máximo de 1% de teor de umidade nos enrolamentos para carregamento e vida útil conforme limites de projeto.

Com relação ao teor de umidade dos enrolamentos, o sistema de preservação de óleo por membrana ou bolsa não apresentou desempenho superior ao sistema por sílica. Cerca de 60% de um total de 25 transformadores com membrana ou bolsa está com teores de umidade nos enrolamentos entre 2 e 4%, sendo que a idade da maioria desses equipamentos é inferior a 25 anos. Em torno de 75% de um total de 34 transformadores com sílica está com teores de umidade nos enrolamentos entre 2 e 4%, e a idade da maioria é acima de 25 anos.

O estudo da influência da umidade na possibilidade de falhas demonstrou que 35 transformadores do plano piloto (59%) estão em condições críticas quanto à possibilidade de formação de bolhas em contingência.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as contribuições de J.E. Daniel Jr. recebidas durante a elaboração deste estudo.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R.B. Kaufman, C. Shimansky, and E.J. Mc Fadien, "Gas and moisture equilibrium in transformer oil," *Transactions AIEE*, v.74, p.111, 1955.
- [2] P.J. Griffin, V. Sokolov, and B. Vanin, "Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation system," in *Proceedings of CIGRE SC12 Transformer Colloquium, Budapeste*, Jul 1999.
- [3] *ABNT Procedimentos para Carregamento de Transformadores de Potência*, NBR 5416/97, Jul. 1997.
- [4] A. Bassetto Filho, J. Mak, F. Faria, and M. Kubota, "Estudo da confiabilidade para carga do sistema de subtransmissão da Elektro por meio do desenvolvimento de um modelo determinístico da possibilidade de falhas em transformadores," *Elektro*, Rio Claro, SP, Relatório Técnico. RT – 002/00, Out. 2000.