



GRUPO XIII

ESTUDO DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS E MATERIAIS DE SUBESTAÇÕES (GEM)

NOVO MODELO PARA AVALIAÇÃO DA VIDA REMANESCENTE DE TRANSFORMADORES

Carlos J. Dupont^(*)

Luiz A. V. Cheim

CEPEL

RESUMO

Este trabalho propõe um modelo teórico-experimental inédito para a avaliação e modelagem da vida dos transformadores a partir da perda de vida percentual (PV%) - calculada pela equação de Arrhenius, do valor do grau de polimerização (GP) do papel isolante e do teor de 2-Furfuraldeído (2Fal) dissolvido no óleo. Demonstra-se que considerando algumas hipóteses simplificativas um modelo único de ampla utilização pode ser obtido. Simulações utilizando o modelo demonstram a sensibilidade dos resultados aos valores da temperatura de operação dos transformadores, indicando a importância de um monitoramento adequado de carregamento ao longo da vida desses equipamentos.

PALAVRAS-CHAVE:

Transformadores, Envelhecimento, Perda de Vida

1.0 - INTRODUÇÃO

A avaliação da expectativa de vida de transformadores envolve a análise da influência de parâmetros coletivos relacionados, basicamente, com o projeto dos transformadores, o tipo de papel isolante utilizado, teores de oxigênio e de umidade no óleo, temperatura e tempo de operação.

Os dados existentes que poderiam ser utilizados em bancos de dados para a confecção de um modelo matemático genérico, na maioria das vezes, não apresentam um detalhamento que permita sua classificação adequada. Isto dificulta a obtenção de um modelo único a partir de dados experimentais, já que um modelo puramente empírico teria embutido em seus parâmetros de ajuste muitos fatores simultâneos, dificilmente separáveis. Para uso prático, um modelo teórico-experimental simples é, assim, mais conveniente.

Não existem ainda informações disponíveis que permitam inserir com segurança, em algum modelo, o efeito da umidade e do teor de oxigênio no envelhecimento dos transformadores. Felizmente, a umidade e o teor de oxigênio são variáveis razoavelmente controladas pelo uso de transformadores selados, tendo assim, seus efeitos minimizados.

A temperatura é função das características de projeto de cada transformador, das condições de ambiente e do carregamento imposto às unidades, podendo ser monitorada e controlada através de ações externas. Ao contrário da umidade e do oxigênio, a "temperatura" é assim, um parâmetro que não pode ser deixado de lado na elaboração de um modelo. O mesmo se aplica à variável "tempo de operação".

Quanto ao papel isolante, destacam-se os parâmetros grau de polimerização (GP) do papel e teor de 2-Furfuraldeído (2Fal) dissolvido no óleo, como os que melhor indicam o estado de envelhecimento de um transformador [1,2].

Em trabalho anterior [3], ficou clara a possibilidade de construção de um modelo único relacionando a perda de vida percentual (PV%) - calculada pela equação de Arrhenius, com o GP e o 2Fal. Ficaram também claras as limitações no uso dessas variáveis e as dificuldades inerentes a uma tentativa de sua correlação, uma vez que o GP e a PV% são variáveis locais (funções do ponto em que o papel foi amostrado, da temperatura daquele ponto e do tempo em que o papel ficou submetido àquela temperatura), enquanto o 2Fal é uma variável global que reflete no óleo um efeito médio da degradação de todo o papel submetido a gradientes internos de temperatura, isto, é, ao perfil térmico radial e longitudinal de temperaturas nas bobinas do transformador.

Neste trabalho apresenta-se um modelo matemático com uma possível solução para a correlação entre PV%, GP e 2Fal, com a temperatura e o tempo de operação. Uma vez deduzido o modelo, curvas mostrando a influência da temperatura e do tempo de operação na evolução do teor de 2Fal gerado nos transformadores e a possível relação entre a PV% e 2Fal são apresentadas.

2.0 - AVALIAÇÃO DA PV%

A avaliação da perda de vida percental (PV%) de um transformador pode ser feita pela equação de Arrhenius conforme abaixo:

$$PV\% = 100 \cdot t \cdot 10^{-\left(A + \frac{B}{T}\right)} \quad (1)$$

Onde:

PV% - perda de vida percental em um ponto específico com temperatura T do transformador;

t - tempo de operação em horas;

T - temperatura do ponto quente em Kelvin;

A e B - parâmetros de ajuste, funções da classe de temperatura do transformador e do tipo do papel isolante.

Os parâmetros A e B estão definidos nas normas NBR 5416, ANSI C57.91 e ANSI C57.92 [5,6,7], sendo portanto de conhecimento geral, o que facilita sua utilização a nível de modelagem.

Uma limitação existente quanto à utilização desta equação, fica evidente se notar-se que a PV% é sempre calculada considerando a temperatura de um ponto (ponto quente), enquanto na realidade, existe um perfil radial e longitudinal de temperaturas no interior dos transformadores, conforme a Figura 1.

Nesta figura, reproduzida da referência [3], observa-se para um modelo simplificado de transformador submetido a envelhecimento acelerado e construído com termopares internos instalados entre as camadas do enrolamento, uma distribuição longitudinal de temperaturas (topo, meio e fundo do transformador) com variação máxima entre topo e fundo de aproximadamente 25°C, e distribuição radial de temperaturas, com variação bem menos pronunciada, da ordem de 5°C.

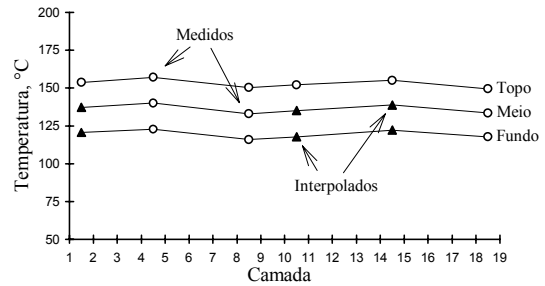


FIGURA 1 -Perfil de temperatura do enrolamento [3]

Desta forma, a PV% é uma variável local, ou seja função do ponto onde se considera a temperatura do enrolamento. Poderia-se assim dizer, que há diversos PV% no interior do transformador, uma vez que para cada ponto com temperatura diferente e mesmo tempo de operação pode-se calcular uma PV% diferente. Isto pode ser visto na Figura 2, derivada da Figura 1, considerando-se um tempo de operação de 120 horas, com parâmetros A=-14.133 e B=6972,15.

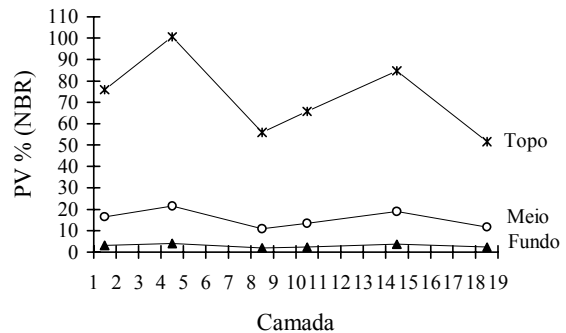


FIGURA 2 - Perfil de PV% do enrolamento [3]

3.0 - RELAÇÃO ENTRE PV% E GP,

Da mesma forma que a PV%, o grau de polimerização do papel isolante GP é uma variável local, uma vez que seu valor é determinado pelo tempo de operação ao qual o papel ficou submetido, associado a uma determinada temperatura do ponto onde a amostra de papel foi obtida. Isto pode ser visto nas Figuras 2 e 3, também reproduzidas a partir de [3].

Percebe-se que no caso das Figuras 2 e 3, co-existem no interior do transformador GP's da ordem de 700 com PV% de 1%, e GP's da ordem de 250 com PV% de 100%. Para efeitos do modelo aqui desenvolvido, a relação entre PV% e GP foi considerada como sendo dada por uma curva de potência do tipo:

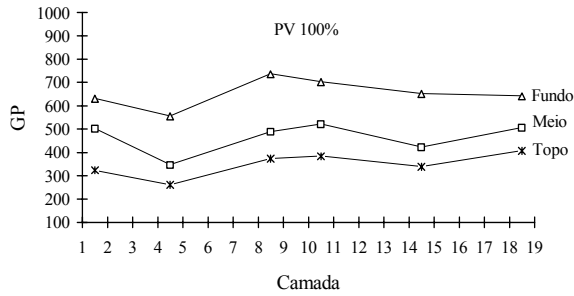


FIGURA 3 - Perfil de GP do enrolamento [3]

$$PV\% = c.GP^d \quad (2)$$

Onde:

GP - grau de polimerização do papel isolante em um ponto específico do transformador submetido a temperatura T por um tempo t.

c, d - parâmetros experimentais de ajuste.

Esta hipótese está de acordo com o observado em [3], sendo direta uma vez tratarem-se de duas variáveis "locais". Assim, de (1) e (2) vem:

$$GP = d \sqrt[100.t.10]{\frac{-(A + \frac{B}{T})}{c}} \quad (3)$$

4.0 - AVALIAÇÃO DO NÍVEL DE 2Fal

Como o 2Fal (ppm) dissolvido no óleo se origina da degradação do papel isolante, ele representa um valor médio de toda a degradação interna do transformador. Desta forma, o 2Fal deve ser visto como uma variável de caráter global. Assim, para um mesmo valor de 2Fal medido após algum tempo de operação, podem existir simultaneamente muitos valores diferentes de GP e consequentemente de PV%. Isto está identificado nas Figuras 4 e 5, para os mesmos dados das figuras anteriores.

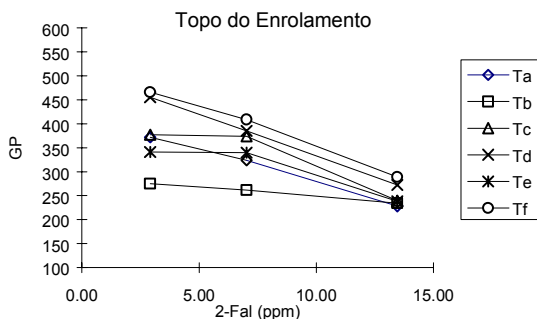


FIGURA 4 - Valores de 2Fal associados a GP para o topo do enrolamento e termopares Ta a Tf [3]

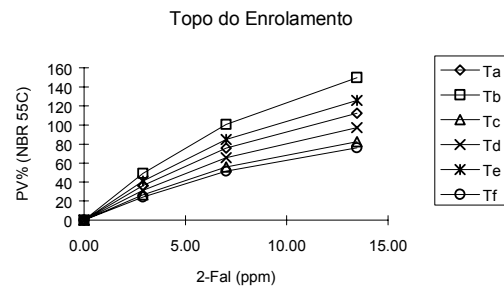


FIGURA 5 - Valores de 2Fal associados a PV% para o topo do enrolamento e termopares Ta a Tf [3]

5.0 - PV% COMO VARIÁVEL GLOBAL

A partir de (3) percebe-se que uma vez estabelecida a relação entre PV% e GP (a partir da determinação de A, B, c, d, que levam a ajustes adequados com dados experimentais), qualquer uma dessas duas variáveis poderá ser utilizada na busca de uma relação com 2Fal. Neste trabalho utilizou-se a expressão de PV%, para diminuição do número de parâmetros envolvidos.

Já foi comentado anteriormente que PV% (e também GP) é uma variável pontual (ou local), enquanto 2Fal é uma variável que caracteriza um valor global. Para obter-se uma relação matemática simples entre as grandezas que apresente a temperatura como parâmetro, é necessário, de alguma forma, transformar a PV% em variável global para que possa ser comparada diretamente com 2Fal.

Um artifício matemático que pode ser utilizado é a integração de PV% em relação ao volume de papel presente no transformador, levando em conta o perfil de temperaturas radial e longitudinal.

Considerando os resultados apresentados nas Figuras 1 a 5, nota-se que o perfil radial de temperaturas em uma bobina de transformador pode ser considerado como aproximadamente constante com o raio (considerar transformador tipo núcleo envolvido). Da mesma forma [4 e 8], admite-se como razoável supor que a distribuição de temperaturas ao longo da altura de um enrolamento possa ser representado por uma reta, onde a menor temperatura do enrolamento corresponde ao fundo da bobina (Tmin) e a maior temperatura ao topo desta (Tmax).

As hipóteses adotadas estão demonstradas na Figura 6, onde representa-se esquematicamente o enrolamento do transformador por um cilindro.

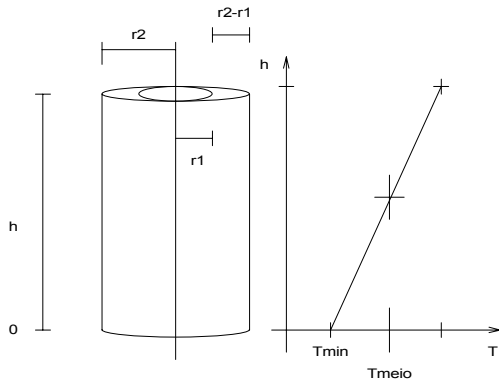


FIGURA 6 - Representação do perfil de temperaturas radial e longitudinal em uma bobina de transformador de altura hmax e raios r1 e r2

A partir da Figura 6 tem-se que:

$$T = T_{\min} + \frac{T_{\max} - T_{\min}}{h_{\max}} \cdot h \quad (4)$$

$$T_{\text{meio}} = \frac{T_{\min} + T_{\max}}{2} \quad (5)$$

A expressão (4) deve ser substituída em (1) para introduzir na equação da PV% o efeito do gradiente de temperaturas do transformador.

Integrando-se (1) em função do volume e normalizando em relação a este volume tem-se, após alguma manipulação matemática [9], uma variável global (PV%_{médio}/vol.), representativa do valor médio de PV% em todo o transformador:

$$PV\%_{\text{médio}} / \text{vol} = 2 - A + \log(t) - \frac{B}{T_{\max} - T_{\min}} \cdot \ln\left(\frac{T_{\max}}{T_{\min}}\right) \quad (6)$$

Esta variável PV%_{médio}/vol, pode agora ser relacionada diretamente com o valor de 2Fal medido.

5.0 - MODELO PARA A EVOLUÇÃO DE 2FAL NO TEMPO

A partir de (6) e dos resultados da referência [3], conclui-se que a expressão matemática que melhor corresponde à relação PV%_{médio}/vol x 2Fal é do tipo:

$$PV\%_{\text{médio}} / \text{vol} = \alpha \cdot \ln(2\text{Fal}) + \beta \quad (7)$$

Onde:

α e β - parâmetros experimentais de ajuste

2Fal - valor medido em ppm em transformador que operou por um tempo t e tem um perfil de temperaturas com T_{min} e T_{máx} conforme a hipótese da Figura 6.

De (6) e (7) infere-se, imediatamente, que a evolução do teor de 2Fal em um transformador deve depender do tipo de papel e do projeto do transformador (que define

seu perfil de temperatura no enrolamento) podendo ser traduzido pela expressão:

$$2\text{Fal} = \gamma \cdot t^{\Psi} \quad (8)$$

Onde:

$$\gamma = e^{\left\{ \frac{1}{\alpha} \cdot \left[2 - A - \frac{B}{T_{\max} - T_{\min}} \cdot \ln\left(\frac{T_{\max}}{T_{\min}}\right) - \beta \right] \right\}} \quad (9)$$

$$\Psi = \frac{1}{\alpha \cdot \ln(10)} \quad (10)$$

Na expressão (9), T_{max} e T_{min} referem-se a temperaturas em regime permanente no ponto mais quente e mais frio do enrolamento em graus Kelvin.

6.0 - MODELO PARA A RELAÇÃO PV% E 2FAL

A relação PV% x 2Fal permite avaliar a perda de vida percentual de um ponto qualquer do enrolamento, diretamente dos valores medidos de T e 2Fal, para um transformador com T_{máx} e T_{min} conhecidos.

A partir de (8) e (1) vem:

$$PV\% = 10^{-\left(\tau + \frac{B}{T}\right)} \quad (11)$$

Onde:

$$\tau = -\alpha \cdot \ln(2\text{Fal}) - \beta - \frac{B}{T_{\max} - T_{\min}} \cdot \ln\left(\frac{T_{\max}}{T_{\min}}\right) \quad (12)$$

Observe-se na expressão (12), que como PV% é uma variável local e 2Fal é uma variável global, para cada ponto com temperatura T diferente dentro do transformador, estará associada uma perda de vida diferente embora o 2Fal seja o mesmo. A condição mais crítica (maior PV%) será obtida fazendo T=T_{max}.

7.0 - APLICAÇÃO DO MODELO

Para ilustrar o uso do modelo, conforme desenvolvido acima, e realizar uma análise de sensibilidade, apresentam-se a seguir algumas figuras. Utilizou-se os dados de [3] sendo ajustados os seguintes parâmetros:

$$A = -14,133 ; B = 6972,15 ; c = 5 \times 10^{10} ; d = -3,624$$

$$\alpha = 0,3628 \quad \beta = 0,4615$$

O papel utilizado nas experiências de [3] foi o isógeno. Diferentes parâmetros de ajuste são necessários para uso do modelo com papel KRAFT. O modelo proposto deve manter, entretanto, sua validade.

A partir da equação (3) obteve-se a Figura 7, que demonstra a influência da temperatura na evolução do grau de polimerização ao longo do tempo de operação. Observe-se nos resultados do modelo a conhecida

tendência de evolução do GP com uma saturação nos valores considerados na literatura como representativos do final de vida do papel (GP da ordem de 200).

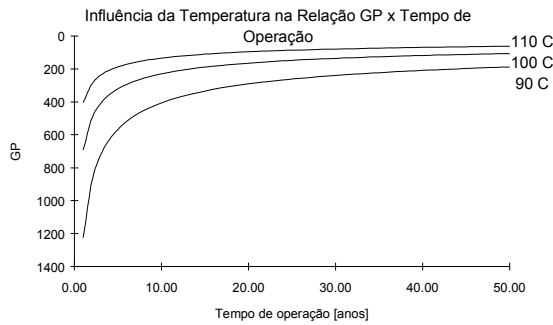


FIGURA 7 - Evolução de GP em função de do tempo de operação e de algumas temperaturas T de enrolamento

A partir das equações (8), (9) e (10) obteve-se a Figura 8, que apresenta a influência do gradiente de temperaturas do transformador (representado por $T_{meio} = (T_{max} + T_{min})/2$) na evolução do teor de 2Fal ao longo do tempo de operação. Observe-se que diferenças acentuadas nos valores de 2Fal podem ocorrer, dependendo apenas do regime de carregamento (e conseqüentemente das temperaturas) a que o transformador fique sujeito durante sua operação. Quanto maior a temperatura T_{meio} maior o valor esperado para o 2Fal.

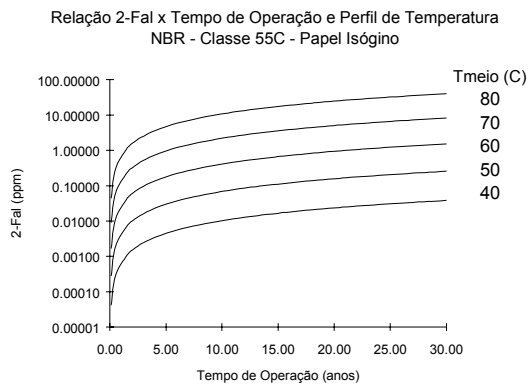


FIGURA 8 - Evolução de 2Fal em função do tempo de operação e de algumas temperaturas T_{max} e T_{min} de enrolamento representadas pela temperatura T_{meio} . O uso da variável T_{meio} na confecção da Figura 8 permite uma rápida visualização do seguinte efeito representado no modelo e relacionado ao tipo construtivo de cada transformador: *A evolução do teor gerado de 2Fal será a mesma para transformadores que operem com temperaturas T_{meio} iguais, independentemente do perfil longitudinal de temperaturas.*

Isto é, o resultado do 2Fal será idêntico para transformadores que operem, por exemplo, o primeiro

com $T_{máx}=95$ °C e $T_{mín}=65$ °C e o segundo com $T_{máx}=85$ °C e $T_{mín}=75$ °C, ambos com $T_{meio}=80$ °C. Os dois, evidentemente apresentam diferentes perfis internos de temperatura, o primeiro com diferença de 30°C e o segundo com diferença de 10°C entre as temperaturas de enrolamento no topo e no fundo das bobinas.

Percebe-se da Figura 8 que valores bastante diferentes de 2Fal poderão ser encontrados para um mesmo transformador, dependendo das condições operativas do mesmo. Desta Forma, um dado transformador que operar com temperatura $T_{meio} = 80$ °C poderá apresentar ao final de sua vida teores de 2Fal da ordem de 10 ppm. O mesmo transformador operando com $T_{meio} = 60$ °C, no mesmo tempo de operação, deverá apresentar 2Fal da ordem de 1 ppm ou seja, um teor 10 vezes menor.

A partir das equações (11) e (12) obtiveram-se as Figuras 9 e 10, que relacionam a perda de vida esperada para um transformador que apresente um nível de 2Fal qualquer medido e para o qual conheça-se a temperatura de operação do ponto quente $T_{máx}$ e o gradiente entre topo e fundo dos enrolamentos $T_{máx}-T_{mín}$.

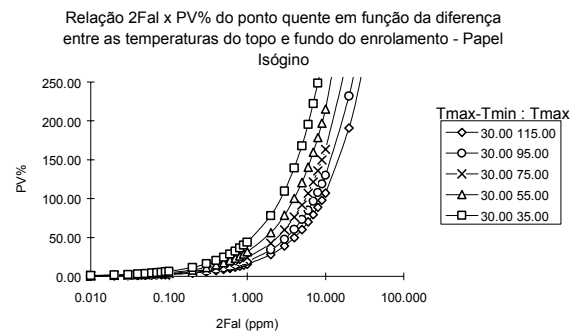


FIGURA 9 - Evolução de 2Fal em função da PV% para $T=T_{max}$ (°C) e diferença $T_{max}-T_{min} = 30$ °C

Como já verificado anteriormente, quanto maior for a diferença $T_{máx}-T_{mín}$ do transformador para um mesmo valor medido de 2Fal, maior será a faixa de possíveis PV% associadas às temperaturas $T_{máx}$.

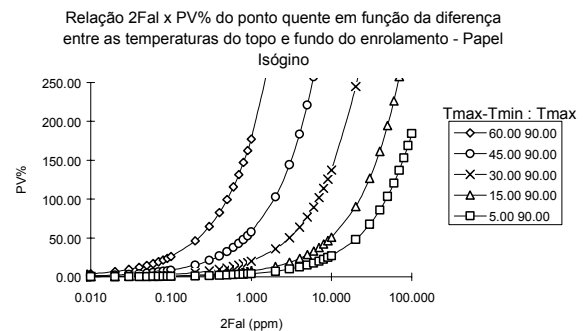


FIGURA 10 - Evolução de 2Fal em função da PV% para $T=T_{max}=90^{\circ}C$ e diferença $T_{max}-T_{min} = 5^{\circ}C, 15^{\circ}C, 30^{\circ}C, 45^{\circ}C$ e $60^{\circ}C$

Desta forma, para utilizar adequadamente o 2Fal como instrumento de diagnóstico da perda de vida, faz-se extremamente necessário conhecer o comportamento do projeto do transformador ($T_{máx}-T_{mín}$) e seu regime de carga ($T_{máx}$).

8.0 - CONCLUSÕES

Desenvolveu-se um modelo para relacionar conjuntamente PV%, GP e 2Fal. O modelo considera a influência simultânea da distribuição de temperaturas nos transformadores e o tempo de operação dos mesmos. Não considera, porém, os efeitos do oxigênio e da umidade no envelhecimento do papel.

As figuras geradas a partir do modelo indicam boa correlação com os resultados disponíveis em [3]. Apesar das hipóteses simplificativas adotadas, o modelo também poderá ser utilizado para representar transformadores de potência com papel KRAFT. Para tal, deverão ser utilizados outros parâmetros A, B, α , β , c e d. Dos resultados disponíveis em [3] e de simulações realizadas, acredita-se que valores de $A = -11,968$, $B = 6328,8$, $c = 5 \times 10^6$, $d = -2,0664$ poderão ser utilizados como primeira aproximação para o papel KRAFT. Maiores informações serão necessárias para a determinação dos parâmetros α e β . Estes parâmetros deverão originar-se de pesquisas em condições controladas, onde será importante um controle simultâneo do perfil de temperaturas, umidade, teor de oxigênio, GP, 2Fal e tempo de operação.

Como visto nas Figuras 8 a 10, o valor de 2Fal é bastante sensível frente a variação da temperatura a meia altura do enrolamento (T_{meio}) e assim, do gradiente ($T_{max}-T_{min}$) apresentado pelo transformador. Este gradiente é basicamente função do projeto do transformador. Quanto maior for seu valor, maior deverá ser a dispersão dos valores de 2Fal que poderão ser encontrados em medições e mais difícil a identificação da perda de vida associada.

Para um uso do 2Fal como ferramenta de diagnóstico ficou claro pelo modelo, que as regenerações do óleo, o carregamento dos transformadores e sua temperatura,

devem ser monitorados constantemente. Da experiência de [10] entende-se que um intervalo de aquisição da carga (MVA), temperatura ambiente, dos enrolamentos e do óleo do transformador da ordem de 1 hora (24 aquisições / dia) seja suficiente para a obtenção de parâmetros térmicos de carregamento e para todas as simulações de interesse. De tempos em tempos, uma análise de 2Fal (e se possível de GP) deverá ser feita, servindo de realimentação para a correção dos parâmetros do modelo, e a identificação de evoluções anormais de comportamento.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PABLO, A., MÖLLMANN, A. New Guidelines for Furans Analysis as well as Dissolved Gas Analysis in Oil-filled Transformers, CIGRÉ Session, report 15/21/33-19. (1996) França.
- [2] McNUTT, W.J. Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides; Trans. Power Delivery; vol 7 n° 1; Jan. (1992). EUA.
- [3] CHEIM, L.A.V., DUPONT, C.J., et al, Discussão dos Critérios Normalizados de Perda de Vida em Transformadores a Partir de Resultados Experimentais de Envelhecimento Acelerado, XIII SNPTEE, FL/GEM/20 (1995). Brasil.
- [4] CIGRÉ WG 12.09, Analytical Determination of Transformer Windings Hot-Spot Factor, Electra, num. 161, pgs. 29 - 34 (1995).
- [5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR5416 (1981). Brasil.
- [6] INSTITUTE OF ELECTR. AND ELECTRONICS ENGINEERS. ANSI C57.91 (1981). EUA.
- [7] INSTITUTE OF ELECTR. AND ELECTRONICS ENGINEERS. ANSI C57.92 (1981). EUA.
- [8] IEC 354 Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers (1991).
- [9] DUPONT, C.J. Modelo para Avaliação da Vida Remanescente de Transformadores a Partir da Equação da Perda de Vida Percentual, Grau de Polimerização do Papel e Teor de 2-Furfuraldeído do Óleo, Rel. CEPEL DPP/EVR-777/96. (1996).
- [10] DUPONT, C.J., FANTINATTI, et al. Transformadores de Potência: Ensaios de Aquecimento no Campo e Modelagem de Características Térmicas, VII ERLAC, 18-22/mai. (1997).

ANEXO

BIOGRAFIA

Carlos J. Dupont - Nasceu em 1962, em Caçador - Santa Catarina. Recebeu o grau de Engenheiro Eletricista pela UFPR em 1986 e o grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ em 1992. Atua no CEPEL em projetos de pesquisa na área de Equipamentos Elétricos. Coordena o GT 13-04 e representa o CEPEL no CE-13 da Cigré-Brasil.

Luiz A. V. Cheim - Nasceu em 1959, no Rio de Janeiro. Recebeu o grau de Engenheiro Pleno em Engenharia Elétrica e Eletrônica pela UFRJ em 1982, o grau de Mestre em Ciências (M.Sc.) pela COPPE/UFRJ em 1987 e o Grau de Doutor (Ph.D.) pela Universidade de Nottingham, em 1993. Atua no CEPEL, principalmente, em projetos de pesquisa nas áreas de Equipamentos Elétricos, Detecção de Descargas Parciais e Supercondutividade. Representa o CEPEL no GTMS e no CE-12 da Cigré-Brasil.