



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Estudo de Falhas e de Defeitos Ocorridos em Transformadores de Potência de 34,5 kV do Sistema Elétrico da CELG, no Período de 1979 a 2007

Cacilda de Jesus Ribeiro, Denise Cascão Poli Souza, Bernardo Pinheiro de Alvarenga e Reinaldo Gonçalves Nogueira	André Pereira Marques e Cláudio Henrique Bezerra Azevedo
Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás	Celg Distribuição
cacilda@eeec.ufg.br denisecascao@hotmail.com bernardo@eeec.ufg.br reinaldo@eeec.ufg.br	andre.pm@celg.com.br claudio.hb@celg.com.br

Palavras-chave

Defeitos

Falhas

Manutenção preditiva

Transformadores de potência

Resumo

Os transformadores, além de serem fundamentais em um sistema elétrico de potência, também representam uma parte significativa dos investimentos realizados para a implantação desse sistema. Dessa forma, o acompanhamento e a monitoração de seu sistema isolante, das suas condições operativas e das condições de funcionamento de seus acessórios e demais componentes, é essencial para se reduzir os custos associados ao seu ciclo de vida, bem como garantir a sua confiabilidade e durabilidade. Destacamos dentre os custos que são inerentes ao ciclo de vida de transformadores os gastos com manutenção, substituição e remanejamentos dentre outros.

No que se refere à manutenção, as concessionárias brasileiras normalmente gastam com monitoramentos e diagnósticos em seus transformadores como forma de prevenir ou antecipar desligamentos indesejados. Tais atividades de manutenção buscam incessantemente a detecção prévia de defeitos nos transformadores e nos seus acessórios, antes que eles possam comprometer o bom desempenho desses equipamentos. É nesse cenário que se insere o presente trabalho cujo objetivo foi o de realizar um estudo de defeitos e de falhas ocorridos nos transformadores de potência de 34,5 kV do sistema da Celg Distribuição (CELG D) no período de 1979 a 2007 (28 anos). Diante dos resultados obtidos, foi possível visualizar com clareza a importância da implementação de técnicas preditivas para minimizar e prevenir as falhas em transformadores.

1. Introdução

As concessionárias de energia elétrica, ano a ano, têm implementado a otimização dos

processos de manutenção e de diagnóstico de estado dos seus equipamentos de subestações, especialmente dos transformadores de potência. Dentre as razões para tal interesse, estão alguns aspectos tais como: a redução dos quadros técnicos especializados, o elevado custo de aquisição, reparo e substituição dos equipamentos – que pode chegar a milhões de dólares – e a necessidade de manter uma elevada confiabilidade operativa dos serviços de fornecimento de energia, nos níveis exigidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)^{1,2}.

A ANEEL tem sido muito exigente com as concessionárias quando o assunto é o fornecimento de energia, fato que as obrigam a serem cada vez mais eficientes, ou seja, elas (as concessionárias) devem prestar os serviços aos seus consumidores a custos cada vez mais baixos e com maior confiabilidade e qualidade. Assim, há necessidade de a oferta de energia acompanhar as variações da curva ascendente de demanda ao longo do tempo, e de se reduzir não só o risco de possíveis racionamentos, como também fornecer energia elétrica confiável e dentro dos padrões de qualidade determinados pelo agente regulador. Se por um lado os consumidores exigem um serviço de qualidade, por outro os custos envolvidos para se atender a esta expectativa são elevados. Sendo assim, as companhias do setor elétrico estão sempre em busca de uma maior eficiência na operação e manutenção de seus equipamentos³.

O transformador de potência é um dos equipamentos de maior importância para o sistema elétrico e um dos de maior custo. A sua importância está diretamente vinculada à continuidade do fornecimento de energia elétrica, uma vez que, invariavelmente, a sua perda, por falha ou por defeito, significa a suspensão do fornecimento. Trata-se de um equipamento de grande porte e a sua substituição é onerosa e demanda muito tempo.

Pesquisas de novas tecnologias e novas técnicas preditivas de manutenção vêm contribuindo sobremaneira para a redução de interrupções de serviço, o que assegura uma melhor qualidade no fornecimento de energia. Esta é a tendência de países como Estados Unidos⁴, Canadá⁵ e Austrália⁶, que também enfrentam problemas na otimização dos processos de manutenção e diagnóstico de estado dos seus equipamentos de subestações e, em especial, dos transformadores de potência.

O foco desse trabalho foi o de estudar as falhas e os defeitos ocorridos em transformadores de potência de 34,5 kV do sistema elétrico da CELG, no período de 1979 a 2007, que abrange todo o período cujas informações foram armazenadas.

Na análise realizada, foram consideradas as seguintes definições:

- **Defeito:** anomalia em um equipamento que pode levar o mesmo a funcionar de forma irregular ou aquém de sua capacidade nominal. Se não corrigida a tempo por meio de manutenção, pode evoluir e levar o equipamento a falhar e ser retirado de serviço⁷. Exemplos: aquecimento acima do previsto; vibração excessiva; descargas elétricas incipientes (em estágio inicial); entre outros.
- **Falha:** anomalia em um equipamento que leva forçosamente a interrupção do funcionamento do mesmo, ou seja, retirando-o de serviço⁷. Exemplos: rompimento de rigidez dielétrica de isolamento não-regenerativa; quebra de componente essencial; entre outros.

O termo “interrupção” foi utilizado para designar parada de serviço dos equipamentos, ou seja, retirada de operação dos mesmos, quer seja por defeito (que acabaria levando à falha) ou por falha.

2. Transformador de potência

O desenvolvimento deste trabalho baseou-se:

- na identificação das partes dos transformadores que foram analisadas e divididas em blocos, conforme é apresentado na figura 1;

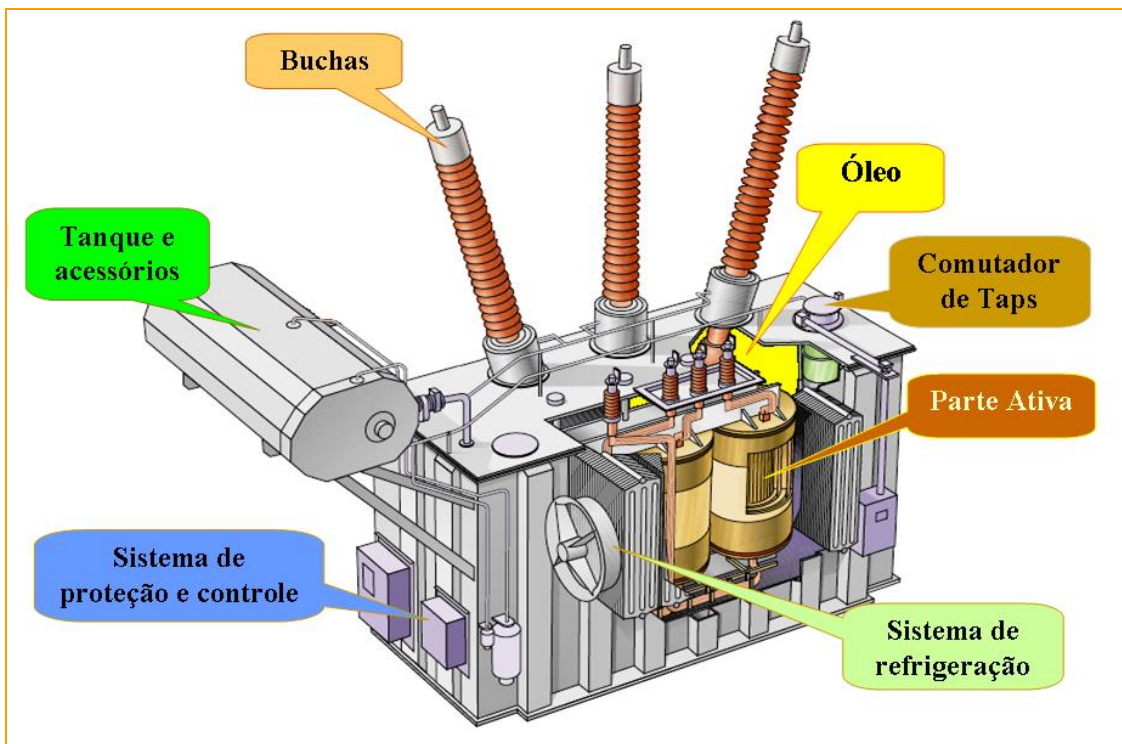


Figura 1: Subdivisão do transformador de potência em blocos.

- na caracterização e análise dos pontos de falhas e de defeitos detectados nestes equipamentos relativos às interrupções por falhas e por defeitos no período em análise.

3. Resultados e discussões

3.1 Número de interrupções dos equipamentos

No período analisado foram identificadas **156 interrupções**, sendo 60,26 % por falhas e 39,74 % por defeitos, conforme apresenta a tabela 1, o que evidencia a importância do acompanhamento e monitoração destes equipamentos para mitigar os riscos de interrupções de fornecimento não programadas. Do total de 156 interrupções de serviço, foram registrados 106 equipamentos retirados de serviço, observando-se que, muitos dos equipamentos sofreram mais de uma ocorrência.

Tabela 1: Número de interrupções dos equipamentos.

Interrupções	Número de interrupções (período de 1979 a 2007)	Porcentagem
Falhas	94	60,26 %
Defeitos	62	39,74 %
Total	156	100 %

3.2 Evolução da quantidade de transformadores.

A figura 2 mostra a evolução no quantitativo de transformadores da classe de tensão de 34,5 kV da empresa, no decorrer dos 28 anos.

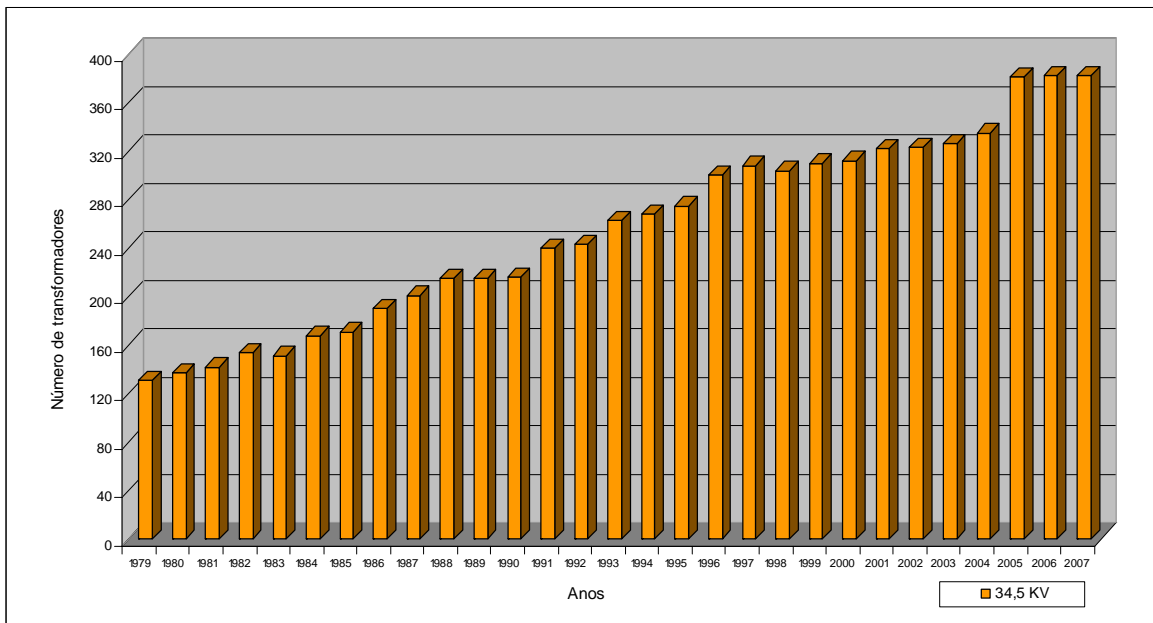


Figura 2: Evolução ao longo do tempo da quantidade de transformadores.

Vale ressaltar que muitos equipamentos foram sucateados e outros foram adquiridos no decorrer deste período de 28 anos. Estima-se que 10 % do quantitativo dos equipamentos apresentados na figura 2 estejam (ou estiveram) na reserva do sistema ao longo desses anos. Tal fato foi decorrente do critério adotado pela CELG de manter o percentual de 10 %, das unidades instaladas, como unidades para reserva técnica.

3.3 Percentual de transformadores por idade

O percentual de transformadores por tempo de uso, em operação no sistema elétrico da CELG, ao longo do tempo, são mostrados na figura 3.

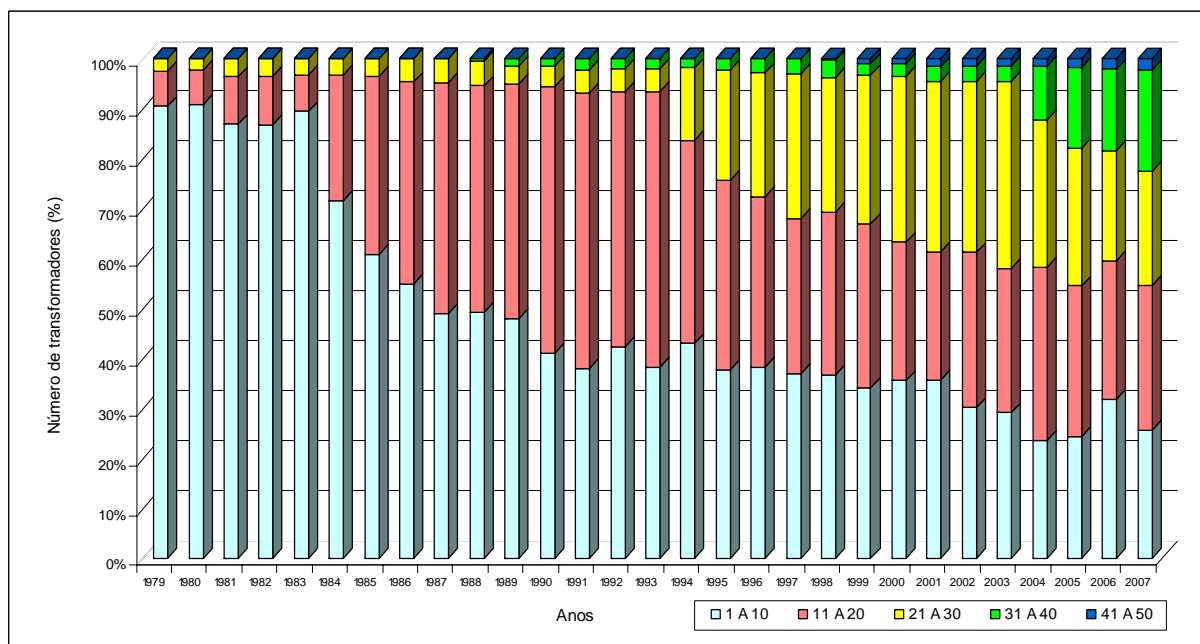


Figura 3: Percentual de transformadores de 34,5 kV por ano e por idade.

Como pode ser observado na figura 3, a representação gráfica do número percentual de transformadores por ano e por idade facilita visualizar o envelhecimento progressivo e percentual dos

equipamentos. Pode-se notar, por exemplo, que o número de equipamentos na faixa de idade de 1 a 10 anos vai proporcionalmente diminuindo no decorrer dos anos, ao passo que o número dos equipamentos nas outras faixas de idade vai proporcionalmente aumentando. Observando-se conjuntamente as figuras 2 e 3, conclui-se que apesar de haver reposição de equipamentos novos no sistema, esta não compensa a taxa de envelhecimento dos transformadores ao longo do tempo.

3.4 Número de interrupções de transformadores *versus* componentes

A figura 4 apresenta o percentual de interrupções em transformadores *versus* componentes, não considerando as interrupções decorrentes do próprio sistema de proteção e por falha humana, no período de 09/12/1979 a 25/05/2007. Observa-se também na figura 4 que os componentes mais atingidos foram os enrolamentos (39 %), buchas (13 %) e os comutadores de derivações sem tensão, CDST, (13 %). O item componente não identificado (14 %) refere-se àqueles equipamentos dos quais não se obtiveram registros confiáveis das ocorrências, por motivos diversos.

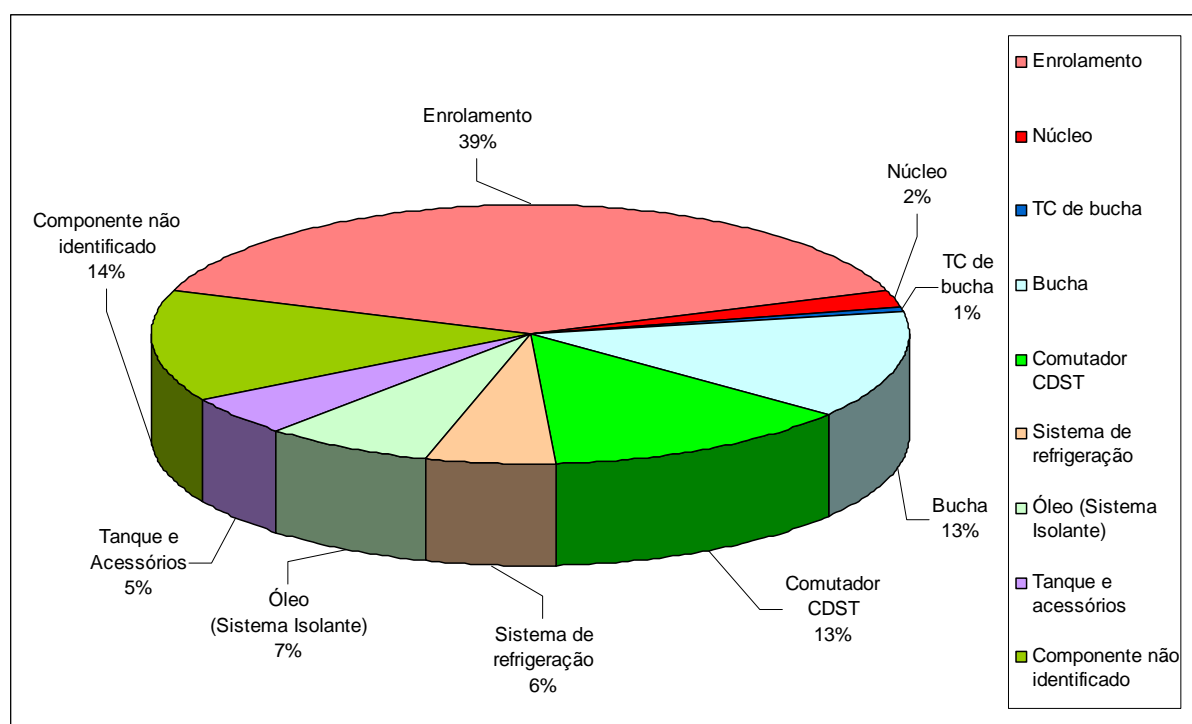


Figura 4: Número de interrupções de transformadores *versus* componentes.

3.5 Taxas de interrupções de transformadores ao longo do tempo

Utilizando a equação (1)⁷, foram calculadas as taxas de interrupções dos equipamentos. Esta equação permite o cálculo da taxa para um número de equipamentos existentes em um período de 1 ano.

$$T_i = \frac{N_i}{N_e} \cdot 100 \quad (1)$$

Sendo:

T_i : taxa de interrupções ocorridas no período de 1 ano [%]

N_i : número de interrupções ocorridas no período de 1 ano

N_e : número de equipamentos existentes no período de 1 ano

As taxas de interrupções em transformadores por ano, não considerando sistema de proteção e falha humana, são apresentadas na figura 5.

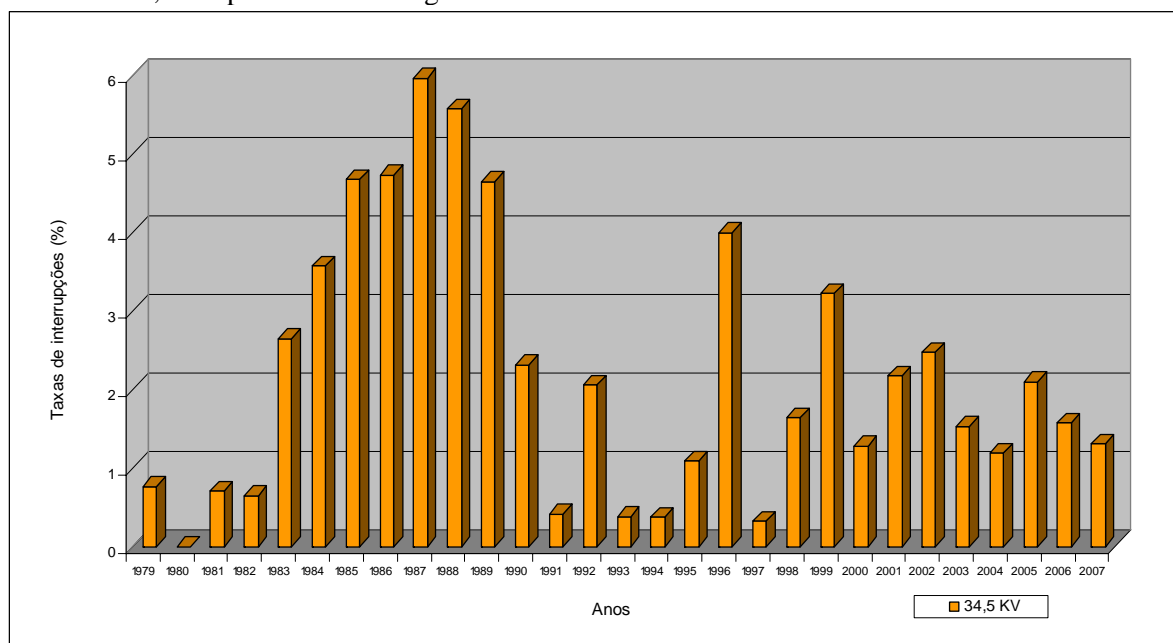


Figura 5: Taxas de interrupções de transformadores ao longo do tempo.

A figura 5 mostra que a maior taxa de interrupções dos transformadores de 34,5 kV não chega a atingir 6 % (ano 1987) e que nos últimos 5 anos foi menor do 2,5 %.

4. Comparação do número de interrupções em transformadores que poderiam ter sido detectados por cromatografia com aqueles que foram efetivamente detectados

A técnica de análise de gases dissolvidos em óleo isolante – cromatografia – é sensível a alguns tipos de defeitos incipientes (em estágio inicial) nos equipamentos e a outros não. Portanto, para se quantificar a eficiência desta técnica na detecção de defeitos incipientes dos equipamentos, devem-se levar em consideração apenas os casos em que a cromatografia seria sensível. Nestes moldes, foi feita a comparação do número total de interrupções em transformadores que poderiam ter sido detectados pela técnica preditiva de análise de óleo – a cromatografia – com aqueles que foram efetivamente detectados por esta mesma técnica.

Vale salientar que, para esta comparação, de todas as ocorrências levantadas neste trabalho, somente foram consideradas as interrupções que continham informações confiáveis para que se pudesse fazer esta análise, sendo, portanto, desconsideradas todas aquelas com informações duvidosas.

Logo, o que é apresentado a seguir não é concernente ao total de ocorrências no período considerado neste trabalho e sim uma amostragem destas para fins de comparação percentual.

Sendo assim, foram selecionadas 33 ocorrências para análise, e constatou-se que destas ocorrências, 26 foram detectadas previamente pela cromatografia, o que corresponde a 78 % do total.

Entretanto, deve-se ponderar que a amostragem de óleo dos transformadores para ensaios de cromatografia é feita periodicamente, com periodicidade variando em função da lógica do programa de controle de cromatografia utilizado pela CELG e da especificidade de cada equipamento. Assim, entre uma amostragem e outra, o equipamento pode sofrer impactos de descargas atmosféricas, curtos-circuitos externos, condições operativas adversas impostas aos mesmos, que podem disparar ou acelerar falhas incipientes e levar o equipamento a falhar antes da próxima amostragem, mascarando a eficiência do sistema de cromatografia. Junte-se a isso algumas deficiências do sistema de proteção.

Logo, em função do que foi exposto, estima-se que a eficiência da técnica de cromatografia em si esteja na realidade bem acima do valor constatado de 78 %.

5. Taxas de falhas dos equipamentos

A equação (2)⁷ permite o cálculo da taxa de falhas para um número de equipamentos existentes em um certo período considerado. Entretanto, conforme argumentado anteriormente, estima-se, em função do critério da CELG para dimensionamento de seu estoque de transformadores para reserva da empresa, que 10 % do total dos equipamentos sejam equipamentos reserva. Faz-se, portanto, necessário proceder-se a devida correção no cálculo.

$$T_f = \frac{N_f}{\sum_{i=1}^t N_{e,i}} \cdot 100 \quad (2)$$

Sendo:

T_f : taxa de falhas ocorridas no período considerado [%]

N_f : número de falhas ocorridas no período considerado

$N_{e,i}$: número de equipamentos existentes em cada ano i considerado

t : número de anos do período considerado

Referente à taxa de falha dos transformadores de 34,5 kV, segundo a equação 2, a taxa calculada foi de 1,40 %, no período analisado. Portanto, observa-se, a importância de se realizar um estudo de falhas e defeitos nos equipamentos do sistema elétrico de potência e de se propor melhorias visando a diminuição dessas interrupções.

6. Conclusões

Este trabalho contribuiu para evidenciar a importância e a necessidade da utilização crescente de técnicas preditivas na manutenção preventiva e do acompanhamento do estado dos transformadores, visando um aprimoramento dos procedimentos de manutenção e a diminuição das interrupções de serviço por falha e por defeito destes equipamentos.

Conforme apresenta a figura 2, houve um crescimento significativo do número de equipamentos no decorrer dos anos, resultante do crescimento do sistema elétrico da concessionária., porém no entanto, verificou-se uma taxa de interrupções (falhas e defeitos) dos transformadores de 34,5 kV relativamente baixa, que não atingiu 6 %, sendo que nos últimos cinco anos ficou menor que 2,5 %.

Nesse sentido, visando reduzir ainda mais a taxa de interrupções, é importante a implantação de outras técnicas preditivas que sejam sensíveis a defeitos incipientes em transformadores, principalmente a problemas em enrolamentos, buchas e comutadores que, juntos, representam 65 % das ocorrências em componentes destes equipamentos. Tais técnicas viriam se somar à cromatografia, técnica já consagrada no setor elétrico, com conseqüente aumento da eficiência de manutenção e da qualidade no fornecimento de energia elétrica.

7. Agradecimentos

Este trabalho foi realizado com a colaboração do Setor de Engenharia de Manutenção da Companhia Energética de Goiás (CELG), da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás (EEEC/UFG) e com o apoio financeiro da CAPES.

Referências bibliográficas

1 DUPONT, C. J. *Integração de análises de defeitos e definição de um grau de risco global para transformadores de potência*. Tese de Doutorado - Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

- 2 MARQUES, A. P. *Eficiência energética e vida útil de transformadores de distribuição imersos em óleo mineral isolante*. Dissertação de Mestrado - Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2004.
- 3 FAIER, J. M. *Curvas principais aplicadas na identificação de descargas parciais em equipamentos de potência*. Dissertação de Mestrado - Programas de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- 4 SETAYESHMEHR A.; AKBARI A.; BORSI H.; GOCKENBACH E. *A Procedure for Diagnosis and Condition based Maintenance for Power Transformers*. Proceedings of the 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Indianapolis, September, 2004, p.19-22.
- 5 WANG, M.; VANDERMAR, A.J.; SRIVASTAVA, K.D. *Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service*. Proceedings of the 2002 IEEE Electrical Insulation Magazine, Canada, November/December, v.18, n.6, 2002, p.12-25.
- 6 SAHA, T. K. *Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers*. Proceedings of the 2003 IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Australia, October, v.10, n.5, 2003, p. 903-917.
- 7 LAPWORTH, J. *Transformers reliability surveys*. Revista Electra, n.227, p.10-14. August, Cigré, 2006.