

Capítulo IX

Manutenção de transformadores

Por Igor Mateus de Araújo e João Maria Câmara*

Otimização e monitoramento da operação dos transformadores

As perdas do transformador geram calor provocando o aquecimento dos enrolamentos. Com o excesso de calor, o isolamento dos enrolamentos, e também o isolamento entre as bobinas, tendem a deteriorar-se, provocando curto-circuito e queima do transformador.

Os transformadores são máquinas estáticas que transferem energia elétrica de um circuito para outro, mantendo a mesma frequência e, normalmente, variando valores de corrente e tensão.

O calor deve ser dissipado a fim de que a temperatura estabelecida para os enrolamentos seja mantida. Os pequenos transformadores podem dissipar o calor por radiação direta, isto é, expostos ao ar naturalmente.

As principais perdas de energia em transformadores são as perdas no cobre e no ferro. As perdas no ferro são determinadas pelo fluxo estabelecido no circuito magnético e são praticamente constantes para cada transformador, estando ele operando com carga ou em vazio.

Com relação às perdas no cobre, para se determinar o carregamento econômico de cada transformador, devem ser considerados os parâmetros de construção, operação, tempo de utilização com carga e em vazio e o preço da eletricidade. Na prática, deve-se evitar o funcionamento dos transformadores com carga superior à potência nominal. O carregamento máximo deve situar-se em torno de 80%. Para as perdas no ferro, deve-se avaliar o regime de operação em vazio de cada transformador, verificando-se a possibilidade de desligamento nos períodos em que eles não fornecem energia útil, evitando essas perdas. Essa avaliação deve levar em consideração as características construtivas

de cada transformador e os custos de operação e manutenção envolvidos. Por exemplo, pode ser interessante dispor de um transformador de menor porte exclusivo para a alimentação da iluminação, de modo que seja permitido mantê-la ligada para a execução dos serviços de limpeza e vigilância nos horários em que a empresa não estiver funcionando.

Considerações importantes quanto à instalação de transformadores

Altitude de instalação

Os transformadores são projetados conforme as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) para altitudes de até 1.000 m acima do nível do mar. Em altitudes superiores, o transformador terá sua capacidade reduzida ou necessitará de um sistema de arrefecimento mais eficaz.

Ligações

As ligações de transformador devem ser realizadas de acordo com o diagrama de ligações de sua placa de identificação. As ligações das buchas deverão ser apertadas adequadamente, cuidando para que nenhum esforço seja transmitido aos terminais, o que viria a ocasionar afrouxamento das ligações, mau contato e, posteriormente, vazamentos por sobreaquecimento no sistema de vedação. As terminações devem ser suficientemente flexíveis a fim de evitar esforços mecânicos causados pela expansão e contração, que poderão quebrar a porcelana dos isoladores.

Aterramento do tanque

O tanque deverá ser efetiva e permanentemente aterrado pelo seu conector de aterramento. Uma malha de terra permanente de baixa resistência é essencial para uma proteção adequada.

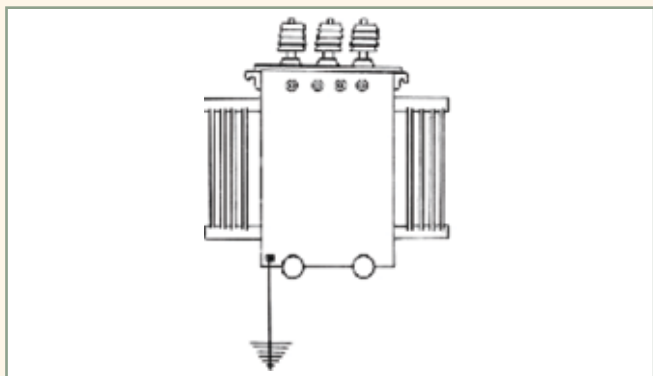


Figura 1 – Terminal de aterramento para conexão à malha de terra.

Componentes de proteção e manobra

Normalmente, usam-se chaves flexíveis, disjuntores, seccionadores, para-raios, etc. Devem ser instalados o mais próximo possível do transformador para serem protegidos contra sobrecarga, curto-circuito e surtos de tensão.

Manutenção corretiva de transformadores

Generalidades

Durante as rotinas periódicas, é proposto o procedimento que deve ser adotado para manutenção preventiva ou corretiva. Impõe-se uma atuação urgente a partir de alguns tipos de informações colhidas. Caso sejam coletadas com demora poderá causar avaria. A data de parada pode ser programada de acordo com os interesses do planejamento e

da operação. Como exemplo, vão ser indicadas algumas ocorrências típicas que levam a atuações urgentes ou programadas.

Atuações de emergência

Certas ocorrências, verificadas pela manutenção nas visitas de rotina ou pelo próprio pessoal da operação, exigem desligamento imediato. É preciso que tenha havido negociação prévia e acordo entre manutenção e operação para que a atuação seja imediata, sem dúvidas e sem necessidade de consultas.

1) Ruído interno anormal

Ruídos em uma máquina estática significam normalmente a ocorrência de arcos elétricos de partes em tensão para as partes metálicas ligadas a terra ou entre partes de tensão. Pode ocorrer um arco entre camadas em uma bobina de alta tensão ou uma disrupção entre uma conexão e o tanque, etc. Em uma fase inicial, um arco deste tipo, sendo um evento grave, pode manter-se localizado e correspondendo a danos limitados. A reparação pode ser parcial e rápida (refazer ou substituir uma bobina, refazer um isolamento, alterar uma distância, tratar o óleo), porém, qualquer demora no desligamento do transformador pode significar uma extensão do defeito e conduzir a danos gravíssimos, com desligamento, evidentemente, das proteções de máxima e diferenciais.

2) Vazamento forte de óleo

Neste caso, devido ao risco de o nível baixar a valores inferiores ao

mínimo admissível e de se estabelecerem disrupções do ar das partes superiores em tensão, não é possível aguardar.

3) Dispositivo de pressão atuado

Não se deve tentar o religamento após um dispositivo de pressão ter atuado antes de se ter verificado e corrigido a causa da sobrepressão. A causa é, normalmente, um arco interno que pode não ser audível.

4) Relé de gás atuado

Possui dois níveis de atuação: alarme e disparo. A atuação do alarme corresponde a pequenas liberações de gás. É necessário verificar a natureza deste gás que pode ser constituído por gases dissolvidos, vapores de compostos voláteis formados pelo aquecimento, pequenas bolhas devidas à decomposição por descargas corona, etc. Se a natureza dos gases for indicativa de possível arco, então, o transformador deve ser desligado o mais rapidamente possível, mesmo que apenas tenha ocorrido alarme. Caso houver atuação do flutuador e contatos de disparo do relé de gás, então o transformador, desligado por disparo do disjuntor, não pode ser novamente religado. É necessário investigar, por exame da parte ativa, qual foi a causa da ocorrência e proceder aos reparos necessários.

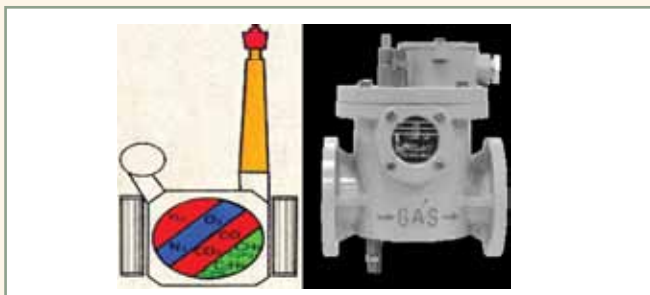


Figura 2 – Principais gases dissolvidos no óleo/O relé de gás tipo Buchholz.

5) Quebra do diafragma da válvula de segurança (tubo de explosão)

A atuação é idêntica ao dispositivo de pressão atuado.

6) Sobreaquecimento excessivo nos conectores, verificado por termovisão

Este aquecimento pode significar a iminência de um mau contato franco e de um arco com destruição do conector. Também nesta ocorrência não é possível aguardar que a anomalia degenera até o nível de destruição. O transformador tem de ser retirado de serviço.

7) Anomalias dos acessórios de proteção e medição

Neste grupo de anomalias, a lista das que exigem desligamento deve basear-se nas particularidades do transformador e ser estabelecida pelo gabinete de métodos, de acordo com o fabricante.

Desligamentos programados

Estes desligamentos devem ser efetuados no menor prazo possível, dentro das condições operativas do sistema. Apesar de não oferecerem riscos a curto prazo, devem exigir um desligamento do transformador no

prazo mais curto possível, sem grande prejuízo das condições de exploração do sistema. Algumas dessas condições anormais são as seguintes:

- a) Vazamento de óleo que não oferece risco imediato de abaixamento perigoso do nível;
- b) Aquecimento em conexões elétricas e em partes específicas do transformador, observando os limites de elevação de temperatura dos materiais e os resultados das análises cromatográficas;
- c) Desnívelamento da base;
- d) Anormalidades constatadas nos ensaios de óleo, obedecendo aos limites fixados na NBR-10756;
- e) Trinca ou quebra do diafragma de válvula de segurança (se o transformador for equipado com tubo de explosão);
- f) Defeitos nos acessórios de proteção e sinalização.

Secagem da parte ativa dos transformadores

Sempre que no ensaio de rigidez dielétrica e determinação do teor de água se verificam índices excessivos de umidade no óleo é necessário:

- Desidratar o óleo;
- Secar a parte ativa do transformador.

De fato a capacidade de absorção de água nos isolantes sólidos é muito alta, maior do que no óleo. No equilíbrio que se estabelece entre o óleo e os dielétricos sólidos, a quantidade de água retirada por absorção nos isolantes de papel e papelão atinge uma proporção ponderal superior. Será útil proceder ao tratamento e secagens do óleo se a parte ativa contiver retida água nos isolantes. Ao fim de pouco tempo o óleo voltará quase ao mesmo estado de umidade anterior. Os métodos a adotar para as secagens da parte ativa (núcleo, enrolamentos e conexões) dependem da dimensão do transformador e das facilidades disponíveis.

O agente secador, denominado sílica-gel, é vítreo e duro, quimicamente quase neutro e altamente higroscópico.

É um silício (95% SiO₂) impregnado com um indicador laranja (5%) quando em estado ativo. Devido à absorção de água, torna-se amarelo claro, devendo, então, ser substituído. Tem a vida prolongada pelo processo de secagem, que pode ser aplicado algumas vezes, podendo ser reutilizado. A hidrosopicidade da sílica-gel pode ser restabelecida pelo aquecimento em estufa na temperatura de 80 °C a 100 °C, evaporando, dessa maneira, a água absorvida. A fim de acelerar o processo de secagem, convém mexê-la constantemente até a recuperação total de sua cor característica. Seu contato com óleo, ou com os seus menores vestígios, deve ser evitado a todo custo para que não perca sua cor laranja, tingindo-se de marrom, tornando-se inutilizável. Após a regeneração, a sílica-gel deve ser imediatamente conservada em um recipiente seco, hermeticamente fechado.

TABELA 1 – EXEMPLO DE ESTRUTURA DE HIERARQUIA SCADA	
Coloração laranja	Sílica-gel seca.
Coloração amarelo	Sílica-gel com aproximadamente 20% da umidade absorvida.
Coloração amarelo claro	Sílica-gel com 100% de umidade absorvida (saturada).

Enchimento com óleo

A colocação de óleo no transformador deverá ser realizada depois de concluída toda sua montagem eletromecânica, antes da utilização da máquina termo-vácuo para tratamento do óleo coletar amostra do óleo existente em seu interior para realizar o ensaio de PCBs pelo método cromatográfico. A máquina somente poderá ser utilizada para o trabalho se no laudo constar "isento de PCBs".

Antes de se iniciar o enchimento de um transformador com óleo provindo do tanque de armazenamento é necessário circular o óleo pelo equipamento de tratamento e pelo tanque até se obterem características iguais ou superiores às estabelecidas para o óleo novo. Nos casos em que o tanque suporta vácuo, o enchimento deve ser feito com a pressão no interior do tanque reduzida até o valor de cerca de 2 mmHg durante a fase inicial. O tempo durante o qual é aplicado, o vácuo deve ser suficiente para a secagem do transformador. Uma regra é aplicar o vácuo durante um tempo igual ao período durante o qual esteve aberto acrescida de mais quatro horas. Antes de iniciar o enchimento, deve-se aterrar o tanque, os terminais e também as mangueiras, tubulações e todo o equipamento de tratamento e enchimento. Esta precaução destina-se a evitar cargas estáticas que possam produzir descargas e incendiar o óleo. A temperatura do óleo deve estar entre 400 °C e 600 °C. O enchimento deve ser efetuado pela parte inferior do transformador e deve ser realizado até que toda a parte ativa esteja coberta de óleo. Durante a operação de enchimento, deve ser verificado o valor da rigidez dielétrica do óleo de hora em hora. O vácuo deve ser verificado todos os cinco minutos. Os valores de rigidez dielétrica devem ser concordantes com os obtidos antes do início do enchimento e devem respeitar os limites indicados na tabela da NBR-7037/1981.

Medição da resistência dos enrolamentos

Executado durante a recepção, mas que é necessário após reparação dos enrolamentos ou após a ocorrência de arcos internos, com fins de diagnóstico, é o ensaio de medição da resistência dos enrolamentos. Após manutenção, desequilíbrio na resistência das fases, pode indicar erros no número de espiras, diferenças nas seções das barras ou até alterações na qualidade do cobre eletrolítico usado. Depois da ocorrência de ruídos internos que levam à suspeita de arcos, a medição cuidadosa das resistências ôhmicas dos vários enrolamentos pode indicar se houve corte de condutores ou curto-circuito entre espiras de camadas antes mesmo da abertura do tanque.

**IGOR MATEUS DE ARAÚJO é engenheiro electricista, atua na área de manutenção elétrica desde 2003 e é, atualmente, gestor da Unidade de Manutenção de Subestações e Linhas de Transmissão da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern).*

JOÃO MARIA CÂMARA é técnico em eletrotécnica, engenheiro electricista, engenheiro de segurança do trabalho e especialista em instrumentação. Foi chefe do departamento de manutenção elétrica da Indústria Têxtil Seridó, professor do departamento de engenharia elétrica da Universidade Federal do Maranhão e, atualmente, é professor e chefe do departamento de engenharia elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

CONTINUA NA PRÓXIMA EDIÇÃO

Confira todos os artigos deste fascículo em www.osetoreletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o e-mail redacao@atituedeeditorial.com.br