



MODERNIZAÇÃO DA PROTEÇÃO TÉRMICA DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Wilson Roberto Bacega

Engenheiro SR - Análise da Manutenção
Gestão da Manutenção
Rua Casa do Ator, 1155, 4º andar Vila Olímpia
São Paulo - SP
ISA-CTEEP-Brasil
wbacega@ctEEP.com.br

RESUMO.

Transformadores de potência são componentes vitais em um sistema de transmissão. O trabalho para manter este equipamento em condições operativas confiáveis, depende muito do seu sistema de medição de temperatura do óleo e do enrolamento. Sabe-se que as altas temperaturas causam envelhecimento acelerado nos transformadores e a sua medição imprecisa limita o carregamento dos transformadores. No entanto, até agora, a aplicação de sistemas digitais de monitoramento de temperaturas estava fortemente limitada pela falta de confiabilidade na aplicação de dispositivos eletrônicos diretamente nos transformadores de grande porte. Em geral, devido a muitos casos de disparo com erro e mesmo falhas em seus circuitos eletrônicos. Nesse trabalho, apresentamos a solução baseada na modernização da proteção térmica, aplicando um sistema de medição digital micro-controlado da temperatura do óleo e enrolamento dos transformadores de potência da CTEEP.

Com a modernização da proteção térmica dos transformadores, foi possível economizar em custos de manutenção e melhorar o controle do carregamento do transformador. A experiência mostrou a viabilidade de aplicar a tecnologia digital em transformadores existentes e novos e ajudou a estabelecer as características mínimas que tais sistemas de medição digital de temperatura devem cumprir para manter o nível de confiabilidade dos transformadores de potência da empresa.

PALAVRAS CHAVES.

Transformadores, temperaturas, hot-spot, termômetro digital, vida útil, envelhecimento

INTRODUÇÃO.

Os transformadores de potência são os equipamentos mais importantes em uma subestação e sua construção leva em conta uma expectativa de vida de 40 anos. Os acessórios conectados a ele nem sempre têm a mesma longevidade.

Por isso, a preocupação com o processo de manutenção que aumente a confiabilidade operativa dos transformadores, bem como prolongar a vida útil de um transformador, ao mesmo tempo em que resulte em economia nos custos de manutenção e menor tempo de indisponibilidade da máquina, sendo uma atividade valiosa da gestão de ativos de uma subestação. E parte do trabalho da equipe de manutenção é assegurar que os acessórios do transformador continuem em funcionamento perfeito, com a precisão da medição, ou na condição de atuação dos alarmes e disparos confiáveis.

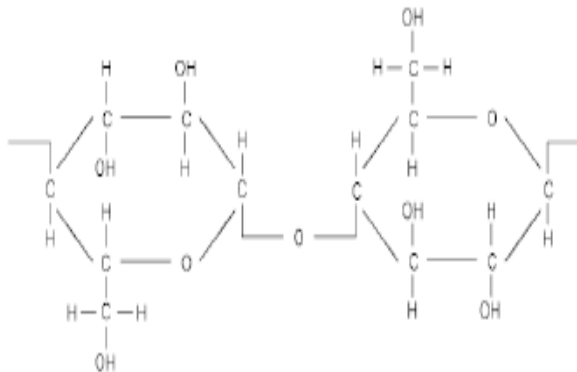
Esse trabalho apresentará a solução adotada para tornar viável o monitoramento das temperaturas do parque de transformadores de potência da CTEEP, que conta com uma capacidade instalada de 43.223 MVA e uma infra-estrutura formada por 12.249 km de linhas de transmissão, 105 subestações e mais de 500 transformadores de potência com tensão até 550 KV. Também serão apresentados os resultados do trabalho de modernização da proteção térmica de transformadores de potência, substituindo termômetros mecânicos por um sistema de medição digital micro-controlado de temperatura do óleo e enrolamento e controle do sistema de resfriamento nos transformadores da empresa.

1. A IMPORTÂNCIA DA TEMPERATURA.

Os componentes mais importantes nos transformadores são ferro, cobre, óleo isolante e materiais isolantes. Destes, o mais frágil é o material isolante.

O principal componente dos diversos materiais isolantes sólidos utilizados em transformadores de alta tensão imersos em líquido isolante é a celulose. Entre os materiais isolantes sólidos, o mais comumente utilizado é o papel.

A celulose é um composto orgânico, cuja molécula é constituída por uma longa cadeia de anéis de glicose ou monômeros. Cada molécula de celulose, quando é nova, tem de 1000 a 1400 anéis de glicose, ligados entre si, conforme mostra a Figura 1.



Fonte: Elaboração própria

Figura 1. Molécula de Celulose

Cada fibra de celulose possui muitas cadeias de monômeros como este.

A quantidade média de anéis de glicose ligados nessa cadeia chamada de Grau de Polimerização Molecular. O comprimento destas moléculas é o que garante a resistência mecânica de um material à base de celulose, o grau de polimerização do material dá uma medida indireta de suas características mecânicas, como resistência à tração, que pode estar associada a funcionalidade ou a vida útil do material.

A degradação da celulose é, portanto, causada pela diminuição do comprimento da cadeia de monômeros, bem como o estado de cada cadeia.

Três mecanismos podem contribuir para a degradação destas cadeias na celulose empregada em sistemas de isolamento de transformadores de potência: a Hidrólise, a Oxidação e a Pirólise [4]. Esta última é a que está diretamente relacionada à degradação térmica, mas todas elas interferem com o processo de envelhecimento e os três mecanismos estão interrelacionados. Nesse trabalho vamos atentar apenas para este último agente de degradação do transformador: A temperatura.

2. A PIRÓLISE.

O calor extremo leva a carbonização das fibras de celulose. Já o calor em níveis moderados, como normalmente acontece nos transformadores, causa a quebra dos monômeros individuais na cadeia de celulose, formando um resíduo sólido e liberando monóxido de carbono, dióxido de carbono e água. Como não poderia ser diferente, o grau de polimerização é reduzido, diminuindo as características de resistência mecânica da celulose.

Como em um transformador a temperatura não se distribui de forma uniforme, geralmente, as análises dos efeitos do calor sobre a deterioração da celulose deveram considerar a temperatura do ponto mais quente (hot spot), porque este é o local onde ocorrerá a maior degradação.

Conhecidas as ações da temperatura no material isolante aplicado nos transformadores, vamos ver como é feito o controle da temperatura nos transformadores.

3. A PROTEÇÃO TÉRMICA EXISTENTE.

A proteção térmica dos transformadores era feita com termômetros analógicos, como os mostrados na Figura 2. Esses dispositivos são geralmente caixas robustas e impermeáveis, cobertas com vidro, com seus ponteiros mecânicos ajustáveis para comando dos ventiladores e funções de alarme e proteção.



Fonte: Elaboração própria

Figura 2. Termômetros analógicos

Estes dispositivos são essenciais para a determinação segura da carga dos transformadores e sua proteção em situações de sobrecarga, quando a temperatura pode atingir valores que afetam a vida útil do transformador ou mesmo lhes causar danos severos.

Não obstante sua importância se observou no parque de transformadores da empresa, um grande número de falhas nesses equipamentos.

Termômetros analógicos

Os termômetros analógicos instalados na empresa são na maioria de fabricante estrangeiro AKM (Figura 3) e são compostos de duas unidades:

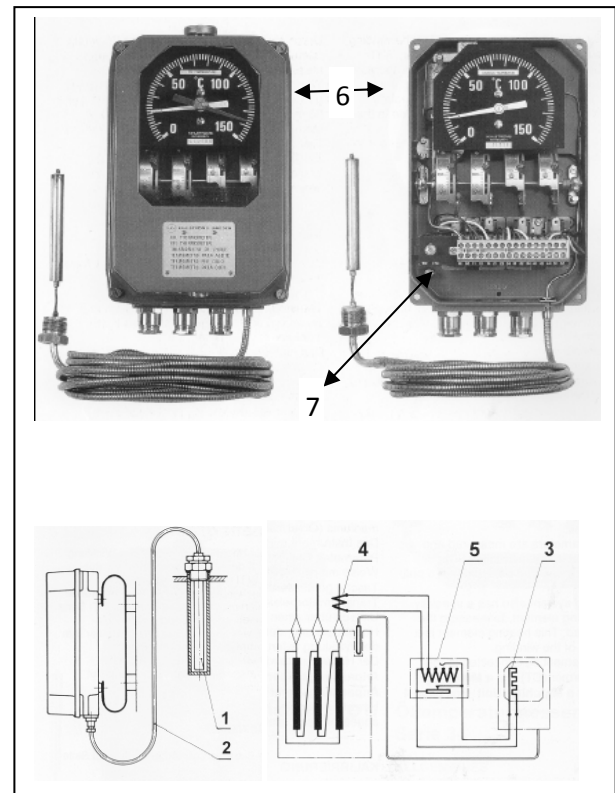
- Indicador de temperatura do óleo
- Indicador de temperatura do enrolamento.

E os seus principais elementos são:

- 1 – Termo poço ou bulbo
- 2 - Tubo capilar
- 3 - Elemento de AQUECIMENTO
- 4 - TC de Imagem Térmica
- 5 - Caixa de Calibração
- 6 - Mostrador de ponteiros
- 7 - Contactos secos de alarme, disparo e resfriamento.

4. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DOS TERMÔMETROS ANALÓGICOS.

Os medidores de temperatura do óleo como esses da Figura 3, fazem a medição direta da temperatura do topo do óleo através do sistema de sonda, capilar e mostrador com ponteiros. A sonda em contato com o óleo da parte superior do transformador faz com que o líquido expansivo no interior da sonda sofra uma expansão que vai colocar em marcha os ponteiros de medição e de disparo dos micro-interruptores ajustáveis. Com o aumento das temperaturas, os ponteiros alcançam os pontos ajustados para ligar os ventiladores, emitir alarmes e desligar o transformador.



Fonte: Elaboração própria

Figura 3. Termômetros analógicos

Devido aos altos níveis de tensão nos enrolamentos dos transformadores, o que impede a instalação de sondas de medição diretamente dos enrolamentos, a medição da temperatura dos

enrolamentos é feita por imagem térmica, um processo de inferência indireta da temperatura através da temperatura do óleo e da corrente de carga do transformador.

Além de uma unidade semelhante à que é utilizada para a indicação da temperatura do óleo, a unidade de medição de temperatura do enrolamento possui um dispositivo extra. Uma resistência de aquecimento acoplada a um termopozo, e conectada ao transformador de corrente. A corrente do TC produzirá um sobreaquecimento do bulbo e da sonda em relação à temperatura do topo do óleo, correspondente ao carregamento do transformador, que moverá o líquido expansível pelo capilar, produzindo uma indicação correspondente à temperatura do enrolamento.

5. OS PROBLEMAS DOS TERMÔMETROS ANALÓGICOS.

Em geral, os indicadores de temperatura analógicos funcionam bem em seus primeiros anos de instalação. No entanto, ao longo dos anos se podem observar as seguintes deficiências:

- a) Os indicadores perdem a precisão com os anos e exigem calibrações periódicas mais constantes.
- b) A precisão depende da habilidade do técnico que faz os ajustes.
- c) Se observam alguns equipamentos com penetração de água ou umidade.
- d) Corrosão de contatos e partes metálicas internas.
- e) Alarmes e disparos errôneos causados por termômetros antigos que utilizam ampola de mercúrio.

Além disso, soma-se a esses, outros problemas indiretos da aplicação de indicadores analógicos, tais como:

- f) Os capilares em equipamentos mais antigos tinham constrição, causada por manutenções anteriores no transformador. Isso provocava uma indicação muito inferior do que a temperatura real.
- g) Processo de calibração trabalhoso que tomava muito tempo.
- h) Não se encontrava peças de reposição no mercado.

i) Alto custo de manutenção, por ser um equipamento importado.

j) Sem alarme ou indicação de defeitos (auto-diagnóstico).

k) Alguns tinham os componentes da imagem térmica no interior do transformador, dificultando sua manutenção.

6. AS OPÇÕES DE MERCADO.

Uma pesquisa de mercado mostrou algumas possíveis soluções para os problemas apresentados no sistema de proteção térmica aplicada na empresa. Uma nova categoria de equipamentos conhecidos como IEDs (Intelligent Electronic Devices), formando um sistema autônomo capaz de fazer medições e emitir alarmes, sem computadores ou softwares especiais associados, desenvolvido especificamente para o ambiente de subestações de alta tensão, atendendo as normas técnicas. As características mínimas para esses equipamentos foram, então, definidas com as áreas de Engenharia de Manutenção e Automação.

O sistema escolhido deveria ter as seguintes características, consideradas essenciais para otimização dos recursos de manutenção com custos reduzidos:

O princípio de funcionamento deveria ser baseado na medição de temperatura do topo do óleo, efetuada por meio de sensores de temperatura RTD do tipo Pt100 ohms a 0° C, e a temperatura dos enrolamentos deveriam ser determinadas por meio de cálculos baseados em modelos matemáticos do comportamento térmico dos enrolamentos e não seria aceito processos de imagem térmica baseado em resistência de aquecimento. Para isso, o monitor também deve receber informações da corrente de carga do transformador através dos TC's de bucha especificados para esta finalidade.

Os sensores de temperatura RTD solicitados, deveriam consistir em sensores do tipo termo resistência Pt 100Ω a 0° C classe B, de características conforme a norma DIN-IEC 751/85.

Os monitores de temperatura deveriam ser do tipo IEDs, projetados especificamente para uso no ambiente de subestações de alta tensão, com certificados de testes que atendam, no mínimo, as seguintes normas:

- Impulso de tensão - IEC60255-5
- Tensão Aplicada - IEC60255-5
- Imunidade a transientes elétricos - IEC60255-22-1 e IEEE C37.90.1
- Imunidade à descarga eletrostática - IEC60255-22-2 e IEEE C37.90.3
- Imunidade à perturbações eletromagnéticas irradiadas - IEC60255-22-3
- Imunidade à transitórios elétricos rápidos - IEC60255-22-4 e IEEE C37.90.1
- Imunidade a picos de tensão- IEC60255-22-5
- Imunidade a perturbações eletromagnéticas conduzidas - IEC60255-22-6
- Ensaio climático -40 a +85° C - IEC60068-2-14
- Resposta à vibração - IEC60255-21-1
- Resistência às vibrações - IEC60255-21-1.

Os monitores deveriam constituir um sistema descentralizado e modular, podendo ser ampliado com a adição de um outro monitor de temperatura independente para indicação da temperatura do enrolamento de média (ou baixa) tensão e do enrolamento do terciário (se existir). Isso permitiu aplicar o equipamento em diferentes configurações de transformadores.

Adicional a isso, deveriam ter uma supervisão recíproca entre os monitores de temperatura via interconexão de suas portas seriais RS485, de modo que uma falha em um dos monitores de temperatura seja indicada pelo outro. Isso aumenta a segurança da supervisão térmica do transformador.

O monitor de temperatura deveria possuir os meios de ser instalado, sem interromper o circuito do TC e sem desligamento do transformador. Para isso, a medição da corrente do TC de bucha deveria ser feita através de TC's com núcleo janela tipo alicate para instalação no cabo através do qual circula a corrente secundária do TC de bucha. Foi solicitado um range de corrente de 0-10 A, que o próprio usuário poderia mudar, uma vez que havia TC's de bucha de muitas relações, em especial 1A, 1,5 A, 2,5 A e 5A.

Outra característica que permitiu uma maior intercambiabilidade entre os monitores de temperatura foi a entrada de tensão de alimentação universal na faixa de 38 a 265 Vdc ou Vac, 50 ou 60Hz.

Os equipamentos teriam que suportar uma ampla faixa de temperatura de operação - 40 a + 85° C com presença de umidade. Mesmo que a temperatura média no estado de São Paulo seja de cerca de 23° C, as temperaturas próximas ao corpo do transformador ou dentro do armário de controle podem atingir três ou quatro vezes os valores médios. Essa ampla faixa de temperatura indica uma característica de robustez do equipamento.

Para visualização das temperaturas medidas foi solicitado preferencialmente displays digitais do tipo LED (Diodo Emissor de Luz), em vez do display tipo LCD (Cristal Líquido). Isso é para garantir uma fácil visualização da temperatura mesmo à distância.

Assim como os termômetros mecânicos, os monitores deveriam contar com o registro das temperaturas mais elevadas atingidas desde a última vez em que o registro foi reiniciado.

Para aumentar a segurança, o equipamento teria a possibilidade de medição redundante da temperatura da parte superior do óleo por meio de dois sensores de temperatura RTD do tipo Pt100, com possibilidade de conexão dos sensores RTD conectados com 4 ou 3 fios, com compensação da resistência dos cabos de conexão do(s) detector(es) de temperatura.

Além disso, a segurança foi reforçada com uma função de alerta em caso de avaria do sensor de temperatura ou dos cabos que ligam o sensor com o monitor, com sinais de display, ativando os contatos de alarme, para ativação de contatodiagnóstico e ações preventivas de arrefecimento, a fim de evitar um aquecimento indevido do transformador. O mínimo 2 saídas analógicas foram aplicadas em loop de corrente: 0 ... 1 mA, 0 ... 5mA, 0 ... 10mA, 0 ... 20mA ou 4 ... 20mA elegíveis pelo usuário. Estas saídas estão incorporadas no monitor eliminando os transdutores necessários para o sistema SCADA.

Como contatos de saída foram solicitados, pelo menos, o seguinte:

- 2 Contatos NA para alarme de temperatura do óleo e enrolamento;
- 2 Contactos NA para desligamento por disparo por temperatura do óleo e dos enrolamentos com dupla segurança de acionamento (ordem simultânea para dois micro-controladores para operação).
- 2 Contatos NF para acionamento dos dois grupos de refrigeração forçada, com partida temporizada dos motores mesmo na falta de alimentação.
- 1 porta de comunicação serial RS485 e outra RS232 para interconexão a um sistema de supervisão com protocolos de comunicação abertos Modbus RTU e DNP3.0, selecionável pelo usuário, e parametrização local via notebook.

Algumas características e funções especiais integradas nos monitores de temperatura foram muito úteis para ampliar a confiabilidade e a segurança da proteção térmica de transformadores. As principais foram:

- a) Uma precisão de 0,5% no final da escala com desvio por variação da temperatura ambiente menor que 20 ppm / ° C e resolução do display de 0,1° C. Isso é muito superior a precisão dos termômetros mecânicos.
- b) Operação da refrigeração selecionável via frontal em Automático ou manual com opção de inversão automática na ordem de funcionamento dos dois grupos de resfriamento forçado. Com isso foi eliminado do armário de controle a chave que fazia esta função e também a chave para inversão dos grupos de resfriamento. A automatização desta função liberou o pessoal da manutenção da atividade de manobrar esta chave semanalmente.
- c) Função de exercício dos ventiladores, para previsão de problemas mecânicos, com seleção do horário pelo usuário.
- d) Função de pré-resfriamento com dois níveis de carga programados pelo usuário, conectando o sistema de resfriamento pela carga e não temperatura somente, para prolongar a vida útil do isolamento dos transformadores, quando submetidos a uma sobrecarga.

- e) Sistema de auto-calibração para garantia da precisão do monitor de temperatura. Não se aceita mais a parametrização nem calibração dos monitores com o uso de qualquer parte mecânica (potenciômetros, trimpots, dip-switches, etc), é comprovado que esses componentes sofrem degradação pela temperatura, umidade e vibração.
- f) O uso de protocolo de comunicação tipo aberto e selecionável pelo usuário entre Modbus RTU e DNP3.0 foi útil nos processos de automação da empresa. O protocolo DNP 3.0 teria suporte para o Time-Stamp com precisão de 1 ms.
- g) Um contato de saída NF de autodiagnóstico (incluindo watchdog timer), para sinalização de falta de alimentação ou de falhas internas, com indicação de falha no display e bloqueio dos sinais de desligamento do transformador.
- h) Memória de massa não-volátil tipo FIFO (First In First Out) para gravação das medições de temperatura e ocorrências de alarmes, independente de computadores. Um software simples permite o download dos dados em um computador.
- i) Relógio de tempo real com data e hora, cujo ajuste se mantém em caso de falta de alimentação auxiliar por um mínimo de 48 horas. Não se aceitou o uso de baterias para manter o relógio na ausência de energia auxiliar para que o equipamento esteja completamente livre de manutenção periódica.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4. Exemplo de Termômetro Digital com informações de temperatura do óleo e enrolamento.



Fonte: Elaboração própria

Figura 5. Exemplo de Termômetro Digital com informações de temperatura de 2 enrolamentos

7. INSTALAÇÃO DE UM PROJETO PILOTO.

A instalação dos primeiros equipamentos, conhecidos como Monitores de Temperatura, com as características descritas foram instalados na subestação de Araraquara em um banco de transformadores de 300 MVA – 440/138 kV, fabricante Siemens.

Os equipamentos instalados no ano de 2001 já se encontram com nove anos de operação satisfatória, integrado ao sistema de supervisão e controle da subestação.

Durante a instalação, também se percebeu o pequeno tamanho dos equipamentos. Durante as manobras e operação normal dos transformadores, os monitores de temperatura se mostraram robusto com relação às interferências eletromagnéticas e também às altas temperaturas registradas na região.

8. OS RESULTADOS DO PROJETO PILOTO.

Os benefícios da instalação dos Monitores de Temperatura podem ser classificados em:

Econômicos:

Os benefícios econômicos foram muito bons.

Nos processos de compra de termômetros mecânicos ou monitores de temperatura digital, se

percebeu que um monitor de temperatura para óleo e enrolamento, já teria incorporado, vários componentes que não existiam nos mecânicos, por exemplo:

Monitor Digital de Temperatura	Termômetro Mecânico
1 Monitor de temperatura para óleo e enrolamento com acessórios (Figura 4)	1 termômetro de óleo e acessórios. 1 termômetro de enrolamento e acessórios. 1 transdutor de temperatura 1 Chave seletora de grupos de resfriamento (G1 - G2 – Off) 1 Chave de reversão dos grupos de resfriamento.
Resultado: A diferença de preços representou uma redução geral de aproximadamente 65% do custo de aquisição.	

Monitor Digital de Temperatura	Termômetro Mecânico
Equipamentos com auto-calibração.	Por recomendação do fabricante, a calibração deve ser feita a cada ano.
Resultado: É calculada uma economia de cerca de 1 milhão de reais, por suprimir este trabalho pelo período de 10 anos. A conta: 3 horas de trabalho por trafo x hora técnica x período.	

Fonte: Elaboração própria

Tabela 1. Comparativo entre os termômetros analógicos e digitais

Confiabilidade:

Depois de instalado o novo sistema de monitoramento de temperatura, não se registrou mais disparos indevidos em transformadores, motivados pela proteção térmica.

Isso ampliou a segurança. Todavia, alguns transformadores seguem sem a aplicação dos contatos de desligamento.

Integração com a automação:

As saídas analógicas configuráveis em várias opções de loop de corrente, conjuntamente com as portas de comunicação serial com opções de protocolo DNP 3.0 e Modbus selecionáveis em seu frontal, foram fundamentais para a integração das informações de temperatura do óleo, enrolamentos e controle de resfriamento no centro de controle.

Integração com o sistema de monitoramento on-line:

O monitor de temperatura elegido também teria a capacidade de integração por meio das portas de comunicação serial ao sistema de monitoramento e diagnóstico on-line desenvolvido pela empresa.

9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.

O resultado da modernização da proteção térmica dos transformadores de potência foi positivo pelos benefícios entregues para a empresa, como a economia no processo de manutenção dos transformadores, o aumento da confiabilidade e por facilitar o processo de integração com o sistema SCADA da empresa.

Com este sistema de medição confiável, a operação dos transformadores torna-se mais otimizada, reduzindo o risco de carregar os transformadores acima dos valores propostos para o óleo e enrolamento conforme normas.

Pelos resultados obtidos, a empresa está avançando no processo de modernização da proteção térmica dos transformadores.

Outra ação foi incorporar nas especificações dos novos transformadores e nas reformas em fábrica as características mínimas para o sistema de monitoramento de temperatura do óleo e enrolamento micro processado. Assim, os novos transformadores já chegam com essa nova tecnologia, protegendo e aumentando a vida útil de transformadores.

10. REFERÊNCIAS.

[1] Alves, Marcos, "Sistema de Monitoramento On-Line de Transformadores de Potência", Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004

[2] McNutt, W. J., "Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 7, No. 1, pp. 392-401, January 1992.

[3] especificação técnica CTEEP - TE/TEP-404/05 R0 - Sistema De Medição Digital Microprocessado de Temperatura de Óleo e de Enrolamento de Transformadores

[4] Rosa, Cleber L., Ichiy, Edson Kazuo, "Redução na Indisponibilidade de Transformadores (Saida Forçada), com a Implantação da Instrução TR - 146/97 - Manutenção dos Acessórios de Transformador de Potência", Seminário Interno de Manutenção de Subestações da CTEEP e EPTE, 2000

[5] Site <http://www.cteep.com.br>

Wilson Roberto Bacega

Engenheiro Eletricista formado na Universidade Mackenzie em 1984. Trabalha na CTEEP desde 1986 na área de Engenharia/Gestão de Manutenção.