

Modernização no Sistema de Monitoramento Térmico de um Transformador de Potência

C. E. B. Lopes, I. C. dos Santos, N. S. Costa, R. C. D. Arrifano

Resumo — Este artigo insere-se no âmbito da engenharia elétrica na área da energia e tem particular incidência na problemática do aquecimento das máquinas elétricas, denominado de transformadores. Tem por justificativa que, acessórios conectados a ele nem sempre têm a mesma longevidade, apresentando oscilações de indicação, no caso dos termômetros analógicos, bem como os riscos inerentes da atividade. E o objetivo da utilização de dispositivos digitais, TM1/TM2 que são sensores com tecnologias capazes de prever em tempo real a temperatura de óleo e enrolamento do transformador, contribuindo para tomada de decisões.

Palavras - chaves — Transformador, TM1/TM2, Temperatura.

Abstract — This article is inserted in the context of the electric engineering in the area of the energy and has particular incidence in the problematics of the heating of the electric machines, called of transformers. It takes as a justification that, accessories connected to him not always have the same longevity, presenting oscillations of indication, in case of the analogical thermometers, as well as the inherent risks of the activity. And the objective of the use of digital devices, TM1/TM2 what are sensors with technologies able to predict in real time the temperature of oil and winding of the transformer, contributing to taking decision.

Key - words — Transformer, TM1 / TM2, Temperature

I. INTRODUÇÃO

Transformador de potência tem seu grau elevado de importância, dado seu alto custo, considerando em geral são o mais elevado de uma planta. As particularidades nas fases do projetos, transporte, montagem, energização, operação e proteção, todos envolvidos em qualquer uma destas etapas estejam devidamente capacitados e que tenham ciência dos aspectos peculiares inerentes ao equipamento com o qual estão lidando.

O avanço tecnológico tem possibilitado a implementação de acessórios que auxiliam a monitorar o comportamento do transformador, sabendo-se que, o mesmo é projetado para operar acima de 30 anos. Estes transformadores pelo tempo de fabricação apresentam certas oscilações nos termômetros analógicos, que inicialmente funcionam bem em seus primeiros anos de instalação porém ao longo dos anos apresentam algumas deficiências.

Como, perdas na precisão e calibração periódicas constantes, além da dificuldade no acesso dependendo do local instalado, se faz necessário a inspeção em campo por um operador que pode ou não informar a indicação correta, além dos riscos que o mesmo está submetido junto ao equipamento em operação. Uma falha deste equipamento provoca perdas em cadeia, além da produção, danos ambientais podem vim ocorrer com o transbordamento de tanques.

Com a crescente renovação no mercado de energia mundial as empresas vêm buscando novas formas de operar seus equipamentos com a diminuição dos custos, de maneira que se obtenha uma maior produtividade e uma menor indisponibilidade de equipamentos essenciais. Neste trabalho busca se um acompanhamento em tempo real do transformador em serviço onde forneça dados suficientes e confiáveis para tomadas de decisões. Intenção de prevenir tais falhas, com a implantação da tecnologia de sensores digitais juntamente com um software desenvolvido para este fim disponíveis no mercado, considerando os últimos avanços no desenvolvimento da tecnologia de sensores, praticamente todos os parâmetros do transformador podem ser monitorados. Portanto, para o sucesso do projeto de um sistema de monitoramento e diagnósticos é importante aliar eficiência e custo. Independente da fonte de falha a ser considerada, a temperatura constitui um importante parâmetro a ser monitorado. Segundo pesquisa realizada entre especialistas [1], os dois parâmetros mais importantes a serem monitorados em um transformador seriam a temperatura do ponto quente no interior do mesmo e os gases dissolvidos no óleo isolante.

Uma planta deve manter-se confiável em todos os níveis de seu processo, para isso, implantação e inovação com tecnologias que auxiliem no controle, evitando desligamentos indevidos em equipamentos neste caso o transformador, reduzindo os riscos operacionais e ambientais, acompanhamento da vida útil do equipamento garantindo sua funcionalidade de forma eficiente mantendo as características de aplicação para quais fora projetado constituem uma técnica de sucesso que, aliada as novas tecnologias ganha novo impulso a cada ano. Assim, sendo o transformador equipamento essencial nos sistemas elétricos, é importante entender o seu funcionamento, os tipos de falhas que podem ocorrer, suas causas e formas de aumentar a confiabilidade, alinhando técnicas avançadas de manutenção, com tecnologia de ponta disponível, estes fatores contribuem de forma eficaz para o trabalho eficiente do transformador.

O presente trabalho está dividido em cinco seções. A seção I aborda o problema, proposta e justificativa. A seção II aborda os conceitos teóricos. Na seção III demonstra o sistema implantado. Já a seção IV apresenta análises e discursões. As conclusões e trabalhos futuros são apresentadas na seção V.

C. E. B. Lopes, Faculdade Estácio de Belém – Belém, Pará, Brasil, carloseletric12@gmail.com

I. C. dos Santos, Faculdade Estácio de Belém – Belém, Pará, Brasil, isaiaacsant@yahoo.com.br

N. S. Costa, Faculdade Estácio de Belém – Belém, Pará, Brasil, nerilo.costa@outlook.com

R. C. D. Arrifano, Faculdade Estácio de Belém – Belém, Pará, Brasil, profirildoarrifano@gmail.com

II. ABORDAGENS TEÓRICAS

A. O transformador de potência.

Em uma planta industrial que possui um parque de transformadores de potência, no qual destacamos um em operação desde de 1995 Figura 1. Com potência nominal 50/70 MVA, abaixador de 230KV/13.8KV, ONAF (óleo natural e ar forçado), normas ABNT 5356, com fechamento estrela – estrela aterrado, delta aterrado, do fabricante Coemsa Ansaldo.

Transformadores de potência são equipamentos cujo princípio básico de funcionamento se dá a partir da conversão de diferentes níveis de tensão entre a fonte, ligada ao primário, e a carga alimentada, ligada ao secundário [2].



Figura 1 Transformador de potência 50/70 MVA
Fonte: [autores].

O transformador da Figura 1. É um dos cinco principais de entrada no parque e que são paralelados entre si recebendo a tensão de entrada direto da Eletronorte Vila do Conde com uma derivação na fábrica da Albrás. O mesmo alimenta a subestação principal da refinaria de onde sai alimentação para as demais vinte e cinco distribuídas na planta.

B. Os efeitos da variação de temperatura no transformador

B.1. A Isolação de Celulose

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 que 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 2.

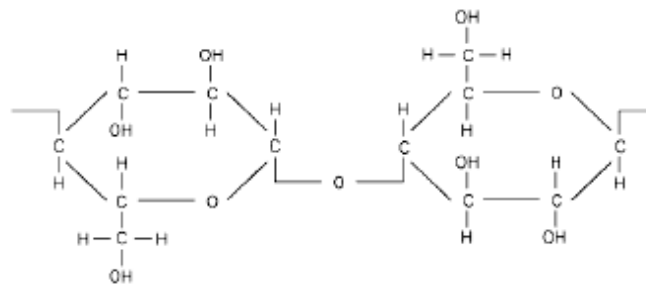


Figura2 Molécula de Celulose.
Fonte: [autores].

Cada fibra de celulose possui muitas cadeias de monômeros como este. A quantidade média de anéis de glicose ligados nessa cadeia chamada de Grade 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 [3]. 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 inter-relacionados. Nesse trabalho será dada importância apenas para este último agente de degradação do transformador: A temperatura que é um problema muito abordado por especialistas, onde busca – se obter valores no interior do transformador de potência.

B.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. Através de dispositivos inteligentes que podem realizar funções de proteção e controle.

B.3. A Elevação da Temperatura e seus efeitos

A temperatura não se distribui de forma uniforme, geralmente, as análises dos efeitos do calor sobre a deterioração dos componentes 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, vamos observar como é feito o controle da temperatura nos transformadores.

O envelhecimento do isolamento do transformador é um processo contínuo que ocorre em todas as temperaturas. A inexistência de uma temperatura crítica acima da qual o envelhecimento seja muito rápido dificulta a fixação de padrões de temperatura visando a especificação e operação de transformadores. Tais padrões são, portanto, fundamentados na experiência em serviço. As perdas no transformador, oriundas do cobre (enrolamentos) e do ferro (núcleo), causam elevação de temperatura em seus componentes. Tais efeitos podem alterar as características dos materiais que os constituem, principalmente os isolantes, comprometendo o desempenho e a segurança do equipamento causando a sua queima (Figura3.).



Figura3. Transformador queimado.
Fonte: [autores].

Os fatores que mais influenciam no cálculo da perda de vida útil de um transformador são:

- Elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento (sob carga nominal) sobre a temperatura do topo do óleo, que é obtida a partir da temperatura média do enrolamento acrescida de 10 °C para transformadores de classe 55 °C e de 15 °C para transformadores de classe 65 °C;
- Elevação da temperatura no topo do óleo (sob carga nominal) em relação à temperatura ambiente;
- Constante de tempo térmica do transformador;
- Constante de tempo térmica do ponto mais quente;
- Relação entre as perdas em carga (sob carga nominal) e as perdas em vazio;
- Expoente usado no cálculo de elevação de temperatura do topo do óleo, que depende do método de resfriamento do transformador em funcionamento;
- Expoente usado no cálculo de elevação de temperatura do ponto mais quente, que depende do método de resfriamento do transformador em funcionamento.

C. Características de isolamento do transformador

Duas principais características do isolamento devem ser consideradas, em conjunto, para se determinar o efeito de temperaturas mais altas que o normal, sobre o isolamento de um transformador: a rigidez dielétrica e a resistência mecânica. A rigidez dielétrica do isolamento, quando envelhecido em óleo, mantém-se alta até alcançar certo ponto, a partir do qual falha rapidamente. Uma avaliação do isolamento nesse ponto mostra que a resistência mecânica é praticamente zero. Em outras palavras, o material fica muito frágil e carbonizado. Devido a isso, a rigidez dielétrica não pode ser utilizada como único parâmetro para avaliação do efeito da temperatura sobre o material isolante imerso em óleo. A escolha de um valor de temperatura máximo seguro para operação de um transformador seria simples se o isolamento desse equipamento possuísse um valor de temperatura acima do qual ocorresse uma deterioração muito rápida e, abaixo do qual, nenhuma deterioração ocorresse. Partindo-se do princípio de que a deterioração do isolamento ocorre em praticamente todas as temperaturas, e o valor dessa deterioração é uma função do tempo, é impraticável fixar o exato valor de temperatura acima do qual os transformadores não poderiam operar. Conclui-se a partir daí que, se a existência de uma temperatura acima do limite normal de operação ocorrer em um intervalo de tempo controlado, de acordo com as normas que tratam do assunto, o carregamento acima da potência nominal pode ser aplicado com segurança ao transformador. Em outras palavras, o transformador pode ser frequentemente carregado além dos limites nominais, desde que esse carregamento se dê de forma controlada.

D. Proteção térmica do transformador

A proteção térmica dos transformadores era feita com termômetros analógicos, como os mostrados na Figura4. 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.

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.



Figura4 Termômetro Analógico.
Fonte: [autores].

D. E. Princípio de funcionamento dos termômetros analógicos

Os medidores de temperatura do óleo como os ilustrados na Figura 4, fazem a medição direta da temperatura do topo de 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 micros interruptores ajustáveis. O aumento das temperaturas, os ponteiros alcançam os pontos ajustados para ligar os ventiladores, emitir alarmes e desligar o transformador. 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 termo poço, 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.

E. Falhas de 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:

- Os indicadores perdem a precisão com os anos e exigem calibrações periódicas mais constantes.
- A precisão depende da habilidade do técnico que faz os ajustes.
- Se observam alguns equipamentos com penetração de água ou umidade.
- Corrosão de contatos e partes metálicas internas.
- 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:
- 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.
- Processo de calibração trabalhoso que tomava muito tempo.
- Não se encontrava peças de reposição no mercado.
- Alto custo de manutenção, por ser um equipamento importado.

- Sem alarme ou indicação de defeitos (autodiagnóstico).

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

F. O Termômetro digital TM1/TM2 Treotech comercial

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. Os Monitores de Temperatura TM1 e TM2 da Treotech estão ilustrados na Figura 5. Estes formam um sistema completo para Monitoração de Temperaturas em transformadores e reatores imersos em óleo. Por ser um sistema modular, pode ser utilizado em aplicações simples, que requerem baixo custo, bem como em sistemas de monitoração completos.



Figura 5 TM1/TM2 TREOTECH.
Fonte: [autores].

III. SISTEMA DE MONITORAMENTO IMPLANTADO NA HYDRO ALUNORTE

A. Características

A instalação dos primeiros equipamentos, conhecidos como Monitores de Temperatura, com as características descritas foram instalados na subestação

principal da Hydro Alunorte em um transformador que tem as seguintes especificações:

- Marca Coensa Ansaldo;
- Potência 50/70 MVA (50 MVA sem ventilação forçada e 70 MVA com ventilação forçada);
- Relação de transformação 230KV/13,8KV;
- Fechamento delta/estrela dupla com dois neutros um aterrado e outro ligado em um banco de resistências.

Os equipamentos instalados estão ilustrados na Figura 6. Estes foram instalados no início do ano de 2014 e já se encontram com dois 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.



Figura 6 Instalação Hydro Alunorte.
Fonte: Autores.

O sistema supervisório é composto de Portas de comunicação seriais RS485 e RS232 (Figura 7) para interconexão a um sistema de supervisão com protocolos de comunicação abertos Modbus RTU e DNP3.0, selecionável pelo usuário, e parametrização local. 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.

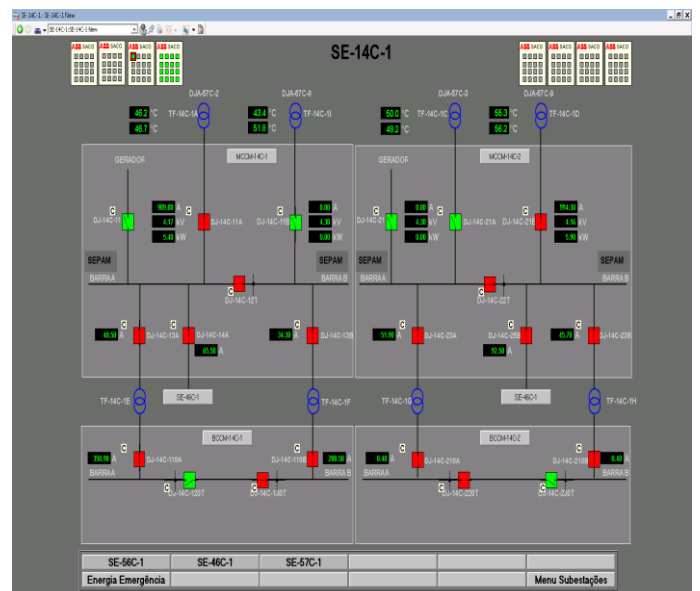


Figura 7 Supervisão SDCD.
Fonte: Autores.

Observa-se na Figura 7. A tela do supervisório com as informações de temperaturas em tempo real, dos rolamentos primários e secundários, a temperatura do óleo do Trafo, esses parâmetros tem uma faixa de operação com o range de 0°C a 150°C, valores acima do estabelecido gera um alarme visualizado pelo operador de sala de controle. É possível também visualizar a potência do Trafo com o range de 0 a 95,5 Mw. Todo o monitoramento acontece via SDCD, Sistema Digital de Controle Distribuído.

A. Princípio de Funcionamento

O sistema é composto pelos módulos TM1 e TM2, onde a TM1, monitora a temperatura do óleo e de um enrolamento, está equipado com entrada configurável para um sensor RTD a 4 fios, para temperatura do óleo, ou dois sensores a 3 fios - medição redundante da temperatura do óleo ou medição simples da temperatura do óleo e de uma temperatura adicional (por exemplo, ambiente ou comutador), possui uma entrada de medição de corrente de carga, para cálculo da temperatura do enrolamento. Já a TM2, aplicado como complemento ao TM1, monitora a temperatura de um ou dois enrolamentos adicionais. Está equipado com duas entradas de medição de corrente de carga, para cálculo das temperaturas de dois enrolamentos adicionais, entrada configurável para um sensor RTD a 4 fios, um sensor a 3 fios na entrada A e um sensor a 3 fios na entrada B ou dois sensores a 3 fios nas entradas A e B, para medição de temperaturas adicionais (por exemplo, ambiente, comutadores sob carga ou outras). O método será baseado nas leituras da temperatura do óleo isolante e da corrente de carga do transformador, o monitor de temperatura efetua o cálculo (imagem térmica) da temperatura do enrolamento através do algoritmo implementado em seu firmware. Fazem

parte deste algoritmo dados do transformador que são programados pelo usuário, adaptando o modelo às suas características.

IV. ANÁLISES E DISCUSSÕES

A. *Vantagens e desvantagens*

A monitoração remota dos transformadores de potência é uma importante ferramenta para a operação e manutenção destes equipamentos. A justificativa da monitoração remota vem da necessidade de se aumentar a confiabilidade do transformador, para facilitar a transição da manutenção preventiva para a preditiva, melhorando o gerenciamento do ativo e sua vida útil, além de aprimorar a análise de causa de falhas no mesmo. Estes benefícios representam uma economia de recursos nas atividades do departamento de manutenção, otimizando o tempo de inspeção realizada pelos operadores do sistema elétrico que agora tem uma interface com a sala de controle. Aplicando o sistema de monitoração remota como uma técnica de manutenção preditiva, sistema pode mitigar ou eliminar a necessidade de inspeções no campo, como era realizada antes, baseada no tempo ou operação do transformador através da identificação prévia, de aumento de temperatura do óleo e enrolamento permitindo a implementação de ações corretivas, sendo assim reduzindo o tempo de resposta em relação a manobra se necessária do transformador, uma melhor gestão em tempo real das solicitações e atendimento das manutenções, diminuição dos custos das manutenções corretivas. A disponibilidade do equipamento aumenta, devido aos diagnósticos que permitem, a utilização mais efetiva da monitoração remota do transformador mostrado em tempo real, devido à sua comunicação MODBUS RTU, observando os limites de carregamento, tanto para a operação como para a vida útil do transformador.

B. *Custo benefício*

Temos os benefícios estratégicos, são aqueles que se obtêm quando os resultados da falha do sistema podem ser mitigados, reduzidos ou eliminados, como a perda total do transformador em uma possível queima do mesmo. A função chave do sistema de monitoração remota é a habilidade de antecipar e prevenir falhas catastróficas pelo fato de ter um operador do sistema elétrico *full time*. O grande valor nesta tecnologia é a habilidade de diminuir a frequência de tais falhas. Nesse ponto vale a pena frisar que, não é mais necessário à presença de um operador do sistema elétrico, realizando a inspeção em campo, sendo que para o mesmo inspecionar as 64 subestações seria necessários 13 dias para execução da tarefa, ratificando que ele inspecionava 5 subestações por dia, atualmente realiza-se a atividade em apenas um apertar de botão na sala de controle. A necessidade de reduzir o reparo e/ou troca de equipamento danificado é outro benefício que o sistema de monitoração remota proporciona, lembrando que o transformador de potência não é item de estoque dentro da empresa, dificultando sua substituição imediata, sendo que o novo

dispositivo identifica a falha de temperatura de óleo e enrolamento do transformador a tempo de se fazer um planejamento para tomar uma ação preventiva, desligando o transformador realizando testes como rigidez dielétrica do óleo, isolamento e resistência de contato das bobinas, grau de polimerização que indica o grau de envelhecimento do papel isolante do transformador. Reparos sem prévio agendamento podem ser muito onerosos em termos de danos ao equipamento, segurança da equipe de manutenção e relação pública.

C. *Confiabilidade*

O sistema de monitoração remota representa, a prevenção de ajustes operacionais no sistema de energia elétrica como resultado da identificação da falha de um transformador antes de um desligamento indevido, fazendo com que o operador do sistema elétrico tome decisões assertivas na hora de realizar manobras nas subestações e evitando a exposição do mesmo em um possível acidente. Ajustes no sistema, após a falha de energia elétrica podem ser significativas ou não. Um exemplo de falha insignificante é quando ocorre em uma subestação, em que não é crítica, a área que a mesma alimenta os equipamentos no campo e há vários circuitos de redundância, não afetando em grandes proporções o processo. Ajustes significativos são necessários em caso de grandes falhas, onde um desligamento indevido de carga pode levar a uma interrupção no fornecimento de energia afetando totalmente o processo, tendo como consequência a redução na produção da refinaria, podendo ocasionar uma parada da linha de produção devido à falta de energia elétrica, onde financeiramente para a companhia não seria viável. A importância da modernização do monitoramento em um transformador de potência auxilia para tomadas de decisões em tempo hábil, antes da parada de uma subestação. Por isso o projeto começou sua implantação nas duas subestações principais, primárias, da refinaria logo após replicado em cadeia de mais importante para o processo até chegar nas subestações menos importantes para o processo.

D. *Meio ambiente*

Com desligamento indevido de quaisquer subestação da refinaria, onde seu processo é o Bayer que baseia-se na separação no minério Gibbsita ($Al(OH)_3$) da lama contida na bauxita e posterior obtenção de Alumina (Al_2O_3) através de métodos físicos e químicos, onde existe vários componentes agressivos, como soda cáustica, óxido ácido, ácido sulfúrico e floculantes que quando em contato com o meio ambiente pode causar contaminação imediata com danos irreversíveis. A empresa que tem como principais objetivos de gestão, respeitar os direitos ambientais, controlar riscos da área e custos de dejetos, podendo assim reduzir riscos de acidentes, controlando o uso de matérias primas, melhorando o processo e a qualidade do produto, onde a mesma busca manter sua certificação através de auditorias externas, buscando a melhoria contínua em todos os processos de ativos e ambiental. Garantindo seus negócios com o mercado internacional.

Os resultados obtidos através do cálculo servem para avaliar, por exemplo, como investimentos com o novo sistema contribuem para os resultados da empresa e identificar o prazo do retorno financeiro dessas iniciativas. No caso mostrado no gráfico 1, a quantidade de HH usado para realizar atividade de inspeção transformador, não mais utilizado. Tendo uma economia considerável, evidenciada em apenas dois anos com a implantação do novo sistema de monitoramento, ressaltando que, apenas 50% dos transformadores da planta encontram-se com o novo sistema de monitoramento.

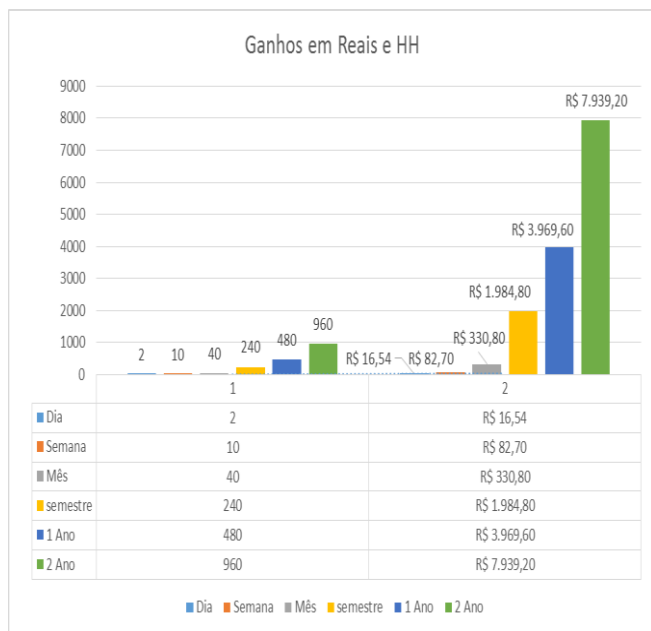


Gráfico 1
Fonte: Autores.

F. Pontos Observados

Durante a instalação do TM1/TM2 da TREETECH, verificou-se a possibilidade de realizar além da ligação automática que é feita através do próprio equipamento, com o *set point* de temperatura do transformador, acionar remotamente a ventilação forçada dos transformadores que são responsáveis pelo arrefecimento do óleo. Outro ponto observado, foram as manutenções corretivas que diminuíram consideravelmente, sendo que as demandas das mesmas eram maiores que as preventivas, disponibilizando homem hora a mais para a manutenção de outros equipamentos, que formam o *bay* de uma subestação, considerando tempo de resposta na melhora não só para o monitoramento do transformador, mas também para os outros ativos das subestações. Durante a instalação, observou-se que o tamanho do dispositivo TM1/TM2 facilitou a visualização noturna pelo fato do display possuir lâmpadas led's. Durante as manobras e operação normal dos transformadores, os monitores de temperatura se mostraram resistentes em relação às interferências eletromagnéticas, agressividade da planta e também às altas temperaturas registradas na região.

A interrupção de serviço de transformadores de potência causa, em geral, o transtorno imediato no fornecimento de energia elétrica a diversas áreas da refinaria causando uma queda em cadeia. A perda da função de um transformador em subestações apresenta reflexos financeiros e sociais, como em segurança devido ao vazamento dos tanques podendo atingir os funcionários que estão na área. Portanto, o estudo das causas de falhas e defeitos nestes transformadores é de total interesse da empresa responsável por sua operação a mesma é quase autoalimentada, pois sua demanda é de 105 MVA e sua geração de energia é de 90 MVA que é gerada através de turbos geradores. O objetivo de analisar as falhas e defeitos em transformadores de potência operados pela refinaria no período de janeiro de 1995 a abril de 2014 foi atingido. O trabalho contribuiu com a apresentação dos componentes constituintes dos transformadores de potência, das técnicas de manutenção envolvidas, das análises de falhas e defeitos ocorridos em transformadores operados pela empresa alvo do estudo. O trabalho apresenta uma descrição dos tipos de transformadores e dos seus principais componentes. Os transformadores são classificados conforme o tipo de utilização, que são elevadores, abaixadores, transmissão, subtransmissão e de distribuição. O estudo dos componentes dos transformadores se fez importante para maior compreensão de suas funcionalidades e consequente caracterização das falhas e defeitos dos equipamentos. São apresentados os resultados obtidos por meio da pesquisa realizada na refinaria. Os dados coletados junto à equipe de engenharia são apresentados de forma a explicitar a proporção da contribuição de cada componente na interrupção de energia do transformador. O sistema de monitoramento analógico, usado antigamente, mostrou-se como um dos principais responsáveis pelas interrupções de energia dos transformadores devido às falhas, como a área da refinaria é muito agressiva com particulados de carvão mineral, bauxita e alumina ao se misturar com a água causava oxidação e curto circuito na caixa de ligação dos termômetros. A 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. Integração com o sistema de monitoramento online. O monitor de temperatura escolhido também teria a capacidade de integração por meio das portas de comunicação serial ao sistema de monitoramento e diagnóstico on-line desenvolvido pela empresa.

O resultado da modernização de 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 sobrecarregar 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.

A equipe juntamente com engenheiro eletricista da Hydro Alunorte estão desenvolvendo novos estudos, baseados na eficiência dos termômetros digitais, para ser implantado em transformadores que estão em operação a mais de 15 anos em funcionamento.

Para trabalhos futuros, propõe-se iniciar estudo das buchas no transformador, quais os efeitos causados pela temperatura elevada. As buchas merecem maior atenção quanto à ocorrência de falhas, dado que são as mais utilizadas em transformadores de potência de grande porte, são as do tipo a óleo com corpo condensivo. As buchas estão presentes em equipamentos que trabalham com tensões consideráveis, em que é necessário garantir a distância mínima estipulada por norma dos seus terminais para partes metálicas, objetos ou qualquer coisa que venha a estar por perto das conexões elétricas "partes quentes" (energizadas). Além disso as buchas evitam que o acúmulo de poeira e água da chuva próximo da conexão de fato, crie um meio condutor gerando fuga e até um curto-circuito.

REFERÊNCIAS

- [1] Grupo PET – Engenharia Elétrica – UFMS/Campo Grande – MS - novembro – 2003
- [2] LumaSense Technologies e T&D World Magazine. Web Seminar. Junho de 2007.
- [3] Bechara, Ricardo, “Análises de Falhas de Transformadores de Potência”.2010.
- [4] Bacega, Wilson, “Modernização da Proteção Térmica de Transformadores de Potência”. 2011.
- [5] <http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/439M.PDF>
- [6] Livro “Engenharia de Controle Moderno Terceira e Edição”, Katsuhiko Ogata.
- [7] Alves, Marcos, “Sistema de Monitoramento On-Line de Transformadores de Potência”,
- [8] TREETECH. Catalogo Técnico BM, Treetech Sistemas Digitais. Ver 2. 2006.
- [9] TREETECH. Catalogo Técnico MO, Treetech Sistemas Digitais. Ver 2. 2006.
- [10] TREETECH. Catalogo Técnico AVR, Treetech Sistemas Digitais. Ver 2. 2006.
- [11] BECHARA, Ricardo. Análise de Falhas em Transformadores de Potência. 2010. 118 f. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.
- [12] BECHARA, Ricardo; BRANDÃO JR, A. F. Análise de falhas em transformadores de potência e seus mecanismos de ocorrência. XIII

Encontro Regional Ibero Americano de Cigré. 24 a 28 de maio de 2009. Puerto Iguazu. Argentina.

[13] PENA, Miguel C. M. Falhas em Transformadores de Potência: uma contribuição para análise, definições, causas e soluções. 2003. 148 f. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.

[14] VIANA, Herbert R. G. Planejamento e Controle da Manutenção. 1ª Edição. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002.

[15] FILHO, João Mamede. Manual de Equipamentos Elétricos. V.2. Rio de Janeiro: LTC, 1993.



Carlos Eduardo Barbosa Lopes, é graduando em Engenharia Elétrica na Faculdade Estácio de Belém - Campos IESAM, Belém, Pará, Brasil em 2016.



Isaias da Costa dos Santos, é graduando em Engenharia Elétrica na Faculdade Estácio de Belém - Campos IESAM, Belém, Pará, Brasil em 2016.



Nerilo da Silva Costa, é graduando em Engenharia Elétrica na Faculdade Estácio de Belém - Campos IESAM, Belém, Pará, Brasil em 2016.