



GRUPO VIII

GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

MONITORAÇÃO ON-LINE DE UM BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES 345-138/13,8kV 150MVA COM COMUTAÇÃO SOB CARGA

Marcos E. G. Alves *

Roberto Albuquerque

TREETECH SISTEMAS DIGITAIS LTDA.

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

RESUMO

Para aumentar sua capacidade de transformação, a subestação de Furnas em Campinas, recebeu um novo banco de autotransformadores monofásicos 345-138/13,8kV 150MVA com comutadores de derivações em carga, composto por duas fases de fabricação Jeumont/Vatech (França) ano 2001 e uma fase Asea ano 1975.

Seguindo a tendência geral de migração da manutenção preventiva para a manutenção preditiva, os transformadores Jeumont foram especificados por Furnas, através de um aditivo ao contrato, para fornecimento já equipados com sensores e sistema de monitoração on-line. Neste escopo foi incluída também a modernização da fase Asea com a instalação de sensores para sua monitoração e a substituição de equipamentos eletromecânicos por Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs).

Serão apresentados os resultados obtidos com a operação desse sistema de monitoração on-line em campo, inclusive com a ocorrência de um defeito em uma das fases do banco durante o período de instalação do sistema, já com parte da aquisição de dados on-line em funcionamento.

Será demonstrado ainda como as medições aquisitadas ainda na fase de instalação auxiliaram na investigação das causas da ocorrência.

PALAVRAS-CHAVE

Transformador, Monitoração on-line, Diagnóstico, Prognóstico.

1.0 - INTRODUÇÃO

Com capacidade instalada de 1720MVA, a Subestação de Campinas é uma das mais importantes para o sistema de transmissão de Furnas, e nela está localizado um dos quatro centros de operação regionais da empresa, responsável pelos troncos de alimentação da grande São Paulo.

Para aumentar sua capacidade de transformação, essa subestação recebeu um novo banco de autotransformadores monofásicos 345-138/13,8kV 150MVA com comutadores de derivações em carga, composto por duas fases de fabricação Jeumont/Vatech (França) ano 2001 e uma fase Asea ano 1975.

O atual cenário dos mercados de energia elétrica no mundo tem levado as empresas do setor a operar num contexto de competitividade até então inédito, forçando a uma busca constante por maior eficiência, melhor qualidade de fornecimento e menores custos. Seguindo esta tendência geral, tem ocorrido uma migração da manutenção preventiva para a manutenção preditiva, de forma que os transformadores Jeumont foram especificados por Furnas para fornecimento já equipados com sensores e sistema de monitoração on-line.

Para atender a essa especificação, o banco de autotransformadores foi equipado com o sistema de monitoração on-line Sigma. Neste escopo foi incluída também a modernização da fase Asea com a instalação de sensores para sua monitoração on-line.

2.0 - TOPOLOGIA DO SISTEMA DE MONITORAÇÃO ON-LINE

O sistema de monitoração on-line Sigma está constituído de três partes principais que são detalhadas a seguir:

- Aquisição de Dados
- Meio de comunicação
- Armazenamento, tratamento e disponibilização de dados.

2.1 Aquisição de dados

A aquisição de medições durante a operação energizada do transformador é efetuada por meio de sensores, que podem estar conectados segundo duas arquiteturas principais:

- Uma arquitetura baseada em um elemento centralizador localizado no corpo do transformador, geralmente um CLP (Controladores Lógicos Programáveis), e
- Uma arquitetura descentralizada, baseada em IEDs (Intelligent Electronic Devices, Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) localizados no corpo do transformador.

Na escolha da arquitetura a utilizar para o sistema Sigma, foram levadas em consideração as características inerentes a cada uma das opções, apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Comparação de características das arquiteturas Centralizada e Descentralizada

Arquitetura Centralizada (CLPs)	Arquitetura Descentralizada (IEDs)
Sistema centralizado – o PLC concentra as informações de todos os sensores e as envia ao nível hierárquico superior.	Sistema descentralizado, onde os sensores são IEDs (Intelligent Electronic Devices) que enviam as informações diretamente ao nível hierárquico superior.
O elemento centralizador (CLP) é um ponto de falha adicional para o sistema	Não existe o elemento centralizador, eliminando-se assim um possível ponto de falha.
Todos os sensores têm que ser dedicados para conexão ao CLP, causando eventuais duplicações de sensores e custos adicionais em sistemas de monitoração.	IEDs já existentes nos sistemas de controle e proteção podem ser integrados aos sistemas de monitoração e aquisição de dados, evitando custos de sensores adicionais.
Falha no CLP acarreta a perda de todas as funções do sistema.	Falha em um IED acarreta perda apenas de parte das funções – demais IEDs permanecem em serviço.
O elemento centralizador (CLP) representa custos adicionais de instalação, programação e manutenção para o sistema.	Não existe o elemento centralizador – eliminados custos adicionais.
Sistema centralizado, expansões e manutenções mais difíceis.	Sistema naturalmente modular, facilitando expansões e manutenção.
Temperatura de operação máxima típica 55°C [3]. Desaconselhada instalação junto aos equipamentos principais (por exemplo, transformadores).	Temperatura de operação -40 a +85°C, adequados para instalação no pátio junto aos equipamentos principais.
Instalação recomendada na sala de controle – grande quantidade de cabos de interligação com o pátio.	Instalação típica junto ao equipamento principal, no pátio – apenas comunicação serial (par-trançado ou fibra ótica) para interligação com a sala de controle.
Nível de isolamento típico 500V – não adequado para o ambiente de subestações de alta tensão [3].	Nível de isolamento típico 2,5kV – projetado para o ambiente de subestações de alta tensão.
Em geral, testado para aplicação em ambiente industrial [3].	Testado para as condições adversas de ambiente de subestação de acordo com as normas IEC: compatibilidade eletromagnética, temperatura, vibração.
Portas de comunicação serial não suportam os surtos, impulsos e induções existentes na subestação, obrigando ao uso de fibra ótica para comunicação com a sala de controle – alto custo de instalação.	Portas de comunicação serial projetadas para o ambiente de subestação, permitindo o uso de par-trançado para comunicação com a sala de controle – baixo custo de instalação. Permite opcionalmente o uso de fibra ótica, com conversores externos auto-alimentados.
Geralmente operam com protocolos de comunicação industriais [3].	Protocolos de comunicação específicos para utilização em sistemas de potência (time-stamp, sincronismo de relógio, etc.).

A análise das mesmas levou à escolha da arquitetura descentralizada, por suas diversas vantagens.

Alguns IEDs são instalados no corpo do transformador, como mostra a figura 1, enquanto outros foram localizados em um painel comum do banco. No caso da fase A, o transformador Asea recebeu um retrofit com a instalação dos IEDs em substituição aos equipamentos eletromecânicos antigos, tais como termômetros mecânicos de óleo e enrolamentos. Também foram integrados ao sistema de monitoração IEDs com funções de controle. A relação completa de IEDs instalados em cada local pode ser vista na Tabela 2.



Figura 1 – IEDs no corpo do transformador Asea

Nos casos em que sensores de terceiros não puderam ser integrados ao sistema por comunicação serial, seja pelo fato de não serem dispositivos inteligentes, seja porque seu fabricante não disponibiliza um protocolo aberto nas portas seriais, foram utilizados módulos de aquisição de dados universais, capazes de receber múltiplos sinais digitais e/ou analógicos, digitalizá-los e disponibilizá-los em portas seriais com protocolo aberto.

Dessa forma todos os sensores, tanto os inteligentes quanto os convencionais puderam ser integrados ao sistema de monitoração através de comunicação serial, usando os meios de comunicação descritos no item 2.2. Com isso foi evitado o uso de qualquer equipamento centralizador no corpo do transformador, o que simplificou o projeto e instalação, reduziu o custo inicial e, mais importante, reduziu também o TCO (Total Cost of Ownership) do sistema na mesma proporção em que aumentou sua confiabilidade e disponibilidade.

Tabela 2 – IEDs associados ao sistema de monitoração

Local	IEDs	Dados Aquisitados
Transformador	Monitor de Temperatura	- Temperatura do óleo - Temperaturas dos enrolamentos - Correntes de carga - Alarmes e desligamentos por sobre-temperatura
	Monitor de Gás no óleo	- Hidrogênio dissolvido no óleo - Alarmes por gás alto/muito alto
	Monitor de Umidade	- Saturação relativa (%) de água no óleo - Teor de água no óleo (ppm)
	Relé Membrana	- Ruptura de membrana / bolsa do tanque conservador
	Transdutor de Tensão e Corrente	- Tensões do motor do comutador - Correntes do motor do comutador - Potência ativa/reactiva/aparente do motor do comutador
	Transdutor de temperatura	- Temperatura do óleo do comutador sob carga - Temperaturas de entrada e saída dos radiadores
	Módulos de aquisição de dados	- Contatos de alarme (relé buchholz, válvula de alívio, níveis de óleo, etc.) - Estado dos grupos de ventilação forçada - Comutador sob carga em operação - Tempo de operação do comutador sob carga
Painel Comum	Monitor de Buchas	- Capacitância das buchas - Tangente delta das buchas
	Transdutor de Tensão e Corrente	- Tensões de fase - Correntes de fase - Potência ativa/reactiva/aparente
	Transdutor de Temperatura	- Temperatura ambiente
Sala de Controle	Supervisor de Paralelismo	- Posição de tap do comutador - Estado das seleções local/remoto, mestre/comandado/individual e manual/automático

2.2 Meio de Comunicação

O sistema de monitoração Sigma permite que a transmissão de dados dos equipamentos de aquisição (IEDs) para a etapa de armazenamento e tratamento, na sala de controle, seja realizada através de diferentes meios de comunicação. Para esse banco de transformadores, foi utilizada uma mescla de vários deles.

Como mostra a figura 2, os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs) localizados no pátio da subestação, tanto no corpo dos transformadores como no painel comum do banco, foram interligados em uma rede no padrão RS-485, utilizando cabos metálicos tipo par-trançado blindado. Através dessa aplicação, assim como de diversas outras utilizando esse padrão de comunicação em subestações de alta, foi demonstrada a viabilidade de sua utilização em ambiente de subestações com resultados plenamente satisfatórios.

No painel comum do banco essa rede RS-485 é conectada a um conversor eletro-ótico, do qual partem um par de fibras para um rack do sistema de monitoração, na sala de controle. Neste rack o sinal ótico é novamente convertido em elétrico e conectado ao servidor do sistema. Os IEDs localizados na sala de controle da subestação são interligados diretamente ao servidor, no padrão RS-485.

2.3 Armazenamento, Tratamento e Disponibilização de dados

Os dados fornecidos pelos IEDs localizados nos transformadores, no painel comum do banco e na sala de controle são recebidos por um computador (CPU) localizado em um rack na sala de controle da subestação, onde é executado o software de monitoração.

As principais funções deste software podem ser agrupadas em duas categorias: funções de Digitalização de Dados, associadas à simples disponibilização e armazenamento dos dados, e funções de Monitoração, com o objetivo de transformar simples dados em informações úteis para a manutenção, como detalhado abaixo.

- Funções de Digitalização de Dados:
 - Apresentação on-line de medições, alarmes e estados
 - Armazenamento das medições, alarmes e estados em bancos de dados históricos
 - Consulta das medições, alarmes e estados armazenados em bancos históricos em forma de gráficos ou tabelas
 - Acesso ao sistema de forma local e remota
 - Envio automático de avisos por e-mail caso ocorra qualquer anormalidade.
- Funções de Monitoração:
 - Tratamento dos dados através de algoritmos
 - Tratamento dos dados através de modelos matemáticos
 - Obtenção de diagnóstico do estado atual do transformador
 - Obtenção de prognóstico do estado futuro do transformador
 - Detecção de defeitos ainda em fase incipiente.

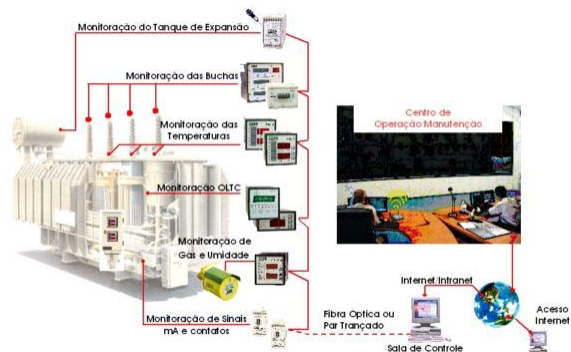


Figura 2 – Arquitetura do sistema de monitoração

As funções de monitoração são detalhadas no item 3 a seguir.

3.0 - FUNÇÕES DE MONITORAÇÃO

Mais que um sistema para simples digitalização de dados obtidos de sensores, um sistema de monitoração deve ser capaz de transformar esses dados em informações úteis para a manutenção, que são os diagnóstico e prognóstico do estado do equipamento.

Para cumprir essa função, o sistema de monitoração implantado possui o denominado “Módulo de Engenharia”, no qual estão os algoritmos e modelos matemáticos para diagnósticos e prognósticos.

Assim como ocorre com os IEDs utilizado para a aquisição das medições, também as funções de monitoração do sistema estão organizadas de forma modular, permitindo que se escolham livremente quais as funções de monitoração se deseja instalar, além de facilitar futuras expansões simplesmente agregando novos módulos de software e seus correspondentes IEDs. Os módulos de diagnóstico utilizados são descritos a seguir.

3.1 Vida Útil da Isolação

Calcula a perda estimada de vida útil da isolação devido ao envelhecimento térmico da celulose, de acordo com as condições de carga, temperaturas e teor de água na isolação, obtido do modelo de engenharia correspondente. Calcula também a taxa média de perda de vida em um período de tempo passado que seja representativo das condições operativas médias do equipamento, efetuando a extrapolação do tempo restante até o fim de vida teórico da isolação.

3.2 Gases no Óleo

Monitora de forma on-line a concentração de hidrogênio dissolvido no óleo. Como o hidrogênio é um gás gerado em quase todos os tipos de defeitos internos passíveis de ocorrência em um transformador, ele é considerado um gás chave para detecção de defeitos. Uma vez detectada uma anormalidade, o sistema de monitoração emite a recomendação para a realização de ensaios de gás-cromatografia em laboratório. Os resultados destes ensaios são então inseridos no sistema, que emite um laudo baseado nos critérios de análise mais aceitos no mercado.

3.3 Umidade no Óleo e no Papel

Em um primeiro estágio, o sistema de monitoração supervisiona a ruptura da bolsa de borracha do tanque de expansão, emitindo alerta em caso de contato do óleo com o ar. Em um segundo nível, é efetuada a medição on-line do teor de água dissolvido no óleo, em ppm. Através dessa medição, correlacionada com as medições de temperatura do equipamento é calculado o percentual de água na isolação sólida (papel), considerando o balanço de umidade entre o óleo e o papel. O percentual de água no papel é utilizado nas funções de “Vida Útil da Isolação” e “Temperatura de Formação de Bolhas”, e são emitidos avisos por teor elevado de água no óleo e/ou no papel.

3.4 Temperaturas de Formação de Bolhas

Além de potencializar os efeitos de degradação térmica, a água presente no papel isolante pode passar ao estado de vapor na presença de altas temperaturas, com risco de falha na isolação. A temperatura necessária para causar este fenômeno é tanto mais baixa quanto maior for o percentual de água no papel. Por esse motivo, o sistema de monitoração utiliza o resultado do cálculo de água no papel (item 3.4) para calcular também qual a temperatura necessária para que haja formação de bolhas. Caso a temperatura do enrolamento (ponto mais quente) se aproxime desse valor, o sistema emite um aviso.

3.5 Eficiência do Sistema de Resfriamento

O resfriamento adequado de um transformador é fundamental para sua operação segura e sem perda acelerada de vida útil da isolação na presença de cargas elevadas. É essencial, portanto, que o resfriamento opere devidamente, retirando de forma eficiente o calor gerado.

A monitoração da eficiência do resfriamento é efetuada comparando-se a temperatura do óleo medida com o seu valor esperado, em função da temperatura ambiente, da corrente de carga e do estágio do resfriamento em operação. Se a temperatura medida estiver acima da esperada, é emitido aviso de baixa eficiência do sistema.

3.6 Diferencial de Temperatura do Comutador

Em condições normais de operação, o comutador não é uma fonte de calor apreciável quando comparado à parte ativa do transformador, de modo que a temperatura do óleo do comutador geralmente acompanha a do óleo do transformador. Alguns tipos de falha, no entanto, podem causar geração de calor no comutador, fazendo sua temperatura permanecer superior à do transformador. Nesses casos, a monitoração do diferencial de temperatura entre comutador e transformador emitirá um aviso, permitindo a tomada de ações corretivas antes que a falha se agrave.

3.7 Torque do Motor do Comutador

O comutador sob carga é um equipamento com partes móveis. Com isso, falhas de origem mecânica ocorridas no comutador podem causar problemas de várias proporções, começando com a indisponibilidade do equipamento e podendo chegar a falhas dielétricas graves. Nestes casos, o torque desenvolvido pelo motor do comutador sofrerá alterações em relação ao seu comportamento normal, de forma que sua monitoração permite que eventuais problemas mecânicos sejam identificados e indicados.

3.8 Tempos de Operação do Comutador

Como complemento à função “Torque do Motor do Comutador”, essa função supervisiona o tempo necessário para efetuar a mudança de tap em cada operação do comutador, emitindo alarme caso esse tempo apresente desvio em relação aos tempos observados durante o comportamento normal do equipamento.

3.9 Assistente de Manutenção do Comutador Sob Carga

Baseado no número de comutações e no tempo de serviço do comutador sob carga, o assistente de manutenção do comutador fornece informações e alertas úteis para auxílio da manutenção, tais como: somatória da corrente comutada, número de operações efetuado, cálculo da espessura atual dos contatos, tempos de serviço do equipamento, médias diárias de desgaste dos contatos e de comutações, tempos previstos para atingir espessura mínima dos contatos e tempo para a próxima manutenção.

3.10 Assistente de Manutenção da Ventilação Forçada

Através da medição exata dos tempos de operação dos ventiladores, o Assistente de Manutenção da Ventilação Forçada fornece informações e alertas úteis para auxílio da manutenção, tais como: tempos de serviço dos ventiladores e bombas, registros de operações dos motores, tempos médios de funcionamento e tempos previstos para inspeção ou manutenção.

3.11 Módulo Especialista

O módulo especialista é uma ferramenta adicional de auxílio no tratamento das informações. Enquanto os demais módulos indicam a existência de um problema, o módulo especialista cruza informações, provenientes tanto de sensores quanto de modelos matemáticos, com o objetivo de diagnosticar a causa provável do problema, recomendar ações de correção e fornecer o prognóstico de futuras complicações caso não se corrija o defeito.

Para cumprir estas funções é utilizado um sistema especialista, uma técnica de Inteligência Artificial que consiste num conjunto de regras de decisão que descartam hipóteses e encaminham a resposta às causas mais prováveis de um problema. Este conjunto de regras é flexível, podendo ser alterado pelo usuário de acordo com sua própria experiência.

Com isso, o módulo especialista apresenta ao usuário um panorama geral do estado do equipamento, sem que seja necessário navegar pelas diversas funcionalidades do sistema. Por essa razão, o módulo especialista é sempre a tela inicial apresentada quando o sistema de monitoração é acessado.

3.12 Módulo de Simulação

O fator limitante para o carregamento de um transformador é, em geral, a temperatura atingida pelo equipamento. O módulo de simulação permite ao usuário verificar, para condições de carregamento hipotéticas, qual será a evolução das temperaturas e a perda de vida associada. Dois modos de simulação estão disponíveis:

- Baseada nas condições reais, em que as medições atuais de temperatura e carga são utilizadas como ponto de partida da simulação. O usuário informa apenas o novo valor de carregamento, obtendo como resposta as curvas de evolução da temperatura do óleo e dos enrolamentos.
- Baseada em condições hipotéticas - todas as condições da simulação são informadas pelo usuário para um período de 24 horas: evolução da temperatura ambiente e da carga, carregamento cíclico ou não. Como respostas, são fornecidas as curvas de temperatura do óleo e dos enrolamentos para o período de 24 horas, além do percentual diário de perda de vida e tempo estimado de vida.

Em todas as simulações o usuário pode modificar o comando do resfriamento (desligado, automático ou manual) e as temperaturas para acionamento e histerese do resfriamento.

4.0 - DISPONIBILIZAÇÃO DOS DADOS

Devido à grande área geográfica atendida por Furnas, além do grande número de transformadores utilizados, um dos principais requisitos especificados para o sistema de monitoração é o acesso remoto às informações. Para permitir esse acesso desde qualquer de suas instalações, o meio de comunicação escolhido foi a rede Intranet já existente na empresa.

Para isso, o servidor de monitoração localizado na sala de controle é conectado à Intranet, com o acesso aos dados, informações, diagnósticos e prognósticos realizado exclusivamente através de páginas em linguagem HTML, sem o uso de qualquer plug-in, de forma que possam ser abertas em qualquer navegador de internet padrão. Com isso, tornou-se desnecessária a instalação de qualquer software especial nos computadores da empresa, o que evitou um grande volume de trabalho da equipe de TI, além de tornar o acesso independente do sistema operacional utilizado.

Além disso, com os transformadores em condições normais de operação, o que se espera que ocorra na maior parte do tempo, o sistema de monitoração permanecerá em condição estática, vindo a emitir algum diagnóstico de defeito apenas eventualmente.

Para evitar a necessidade de um acompanhamento contínuo do sistema, o que acarretaria em uma grande perda de tempo da equipe de manutenção, o sistema de monitoração foi equipado com um mecanismo de envio automático de e-mails em caso de qualquer anormalidade. Para isso são previamente cadastrados no sistema os endereços de e-mail das pessoas responsáveis pela manutenção.

5.0 - RESULTADOS OBTIDOS

Já na fase de comissionamento, o sistema de monitoração on-line iniciou a aquisição de dados on-line e os registros de medições em bancos de dados históricos, permitindo o acesso local e remoto às informações, via rede Intranet de Furnas.

Ainda nesta etapa, ocorreu uma falha na fase B do banco AT-4, que foi retirado de serviço pelas proteções convencionais (diferencial e sobrecorrente). Apesar do comissionamento do sistema de monitoração estar ainda incompleto, os dados já aquisitados pelo mesmo puderam ser utilizados após a falha para auxiliar na investigação de suas causas.

Alguns destes dados são apresentados na figura 3, onde se observam os comportamentos das temperaturas ambiente, do óleo e dos enrolamentos, além do carregamento percentual, todos em níveis considerados normais. Neste mesmo gráfico se observa também o diferencial de temperatura do comutador sob carga, que indicava temperatura do comutador ligeiramente inferior à do transformador, o que sugere funcionamento normal da chave diversora do OLTC.

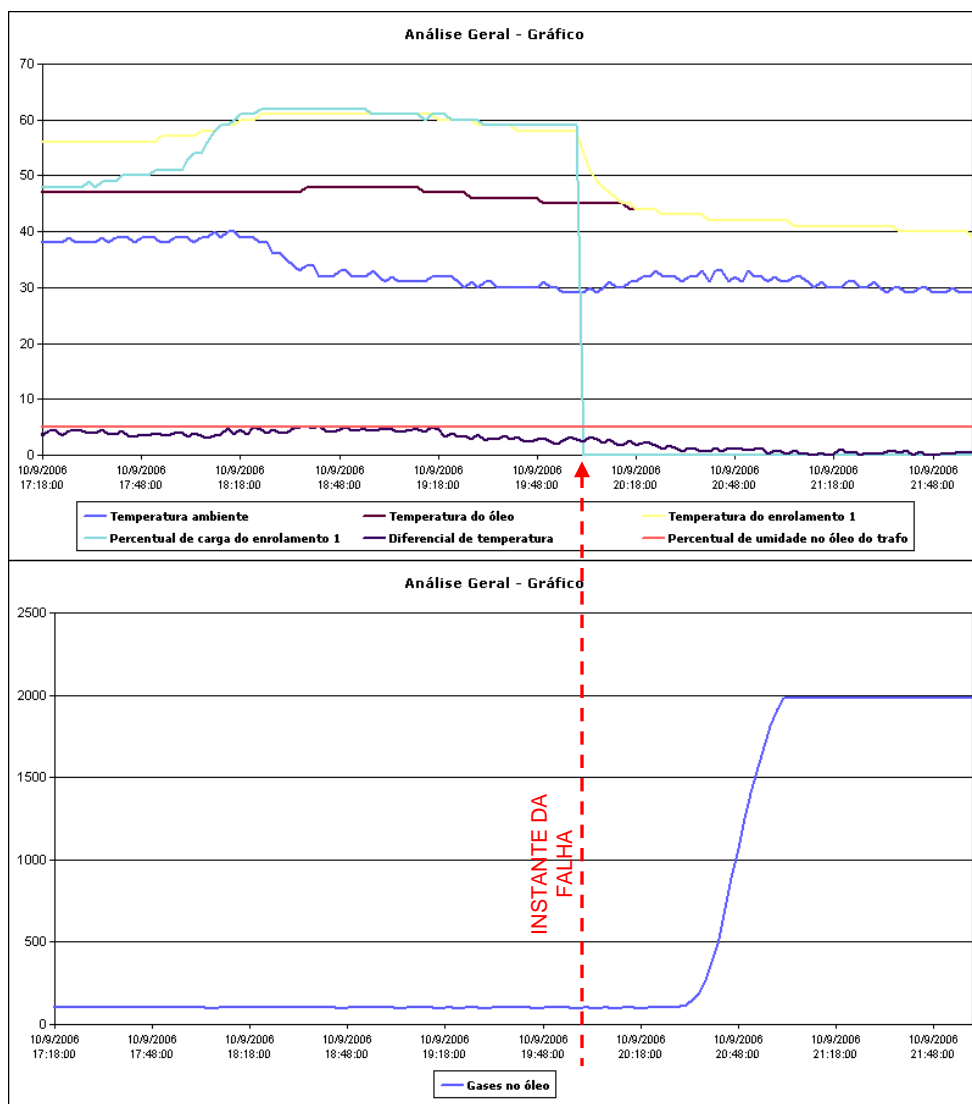


Figura 3 – Medições de gases e outras variáveis antes e depois da falha

Apenas após a falha o conteúdo de gases no óleo, que até então se mantinha estável, apresentou elevação acentuada, atingindo o fundo de escala do sensor. Possíveis razões aventadas para o fato foram:

- A falha foi de natureza súbita, iniciando-se e culminando com a falha da isolação num curtíssimo período de tempo;
- O defeito era de um tipo que não gerava hidrogênio antes da falha completa da isolação;
- O defeito gerava hidrogênio em pequenas quantidades, insuficientes para sensibilizar o sensor utilizado nesta fase em específico, considerando que o mesmo possui sensibilidade ao CO e o conteúdo deste gás

no transformador era muito maior que o de hidrogênio. Com isso a sensibilidade na medição de H₂ fica reduzida, mascarando a medição de pequenas alterações no hidrogênio;

- O defeito ocorreu em um local sem contato direto com o óleo do transformador, de forma que os gases gerados não alcançaram o sensor on-line.

Investigações posteriores revelaram que a origem foi um dos limitadores de sobretensão internos (Zenox), utilizados em paralelo com o enrolamento de regulação. Com isso foi determinado que a última das hipóteses apresentadas acima era verdadeira, não se descartando, porém, a possibilidade de se tratar também de uma falha súbita.

6.0 - CONCLUSÕES

A monitoração on-line de transformadores de potência é uma ferramenta que auxilia na migração da manutenção baseada no tempo (manutenção preventiva) para a manutenção baseada no estado do equipamento (manutenção preditiva). Dessa forma, os recursos de manutenção, tanto financeiros quanto humanos, podem ser aplicados de forma otimizada, evitando intervenções desnecessárias e detectando possíveis defeitos ainda em fase incipiente. Para isso, o sistema de monitoração deve tratar os dados, gerando diagnósticos e prognósticos, além de possuir mecanismo de aviso caso seja detectada uma condição anormal, por exemplo, através de envio e-mails ou SMS.

A aplicação dos sistemas de monitoração permite também a análise de possíveis ocorrências com um maior número de informações, proporcionando um conhecimento mais aprofundado das causas e/ou dos efeitos das falhas, de forma a determinar com mais precisão os riscos potenciais das famílias de transformadores e permitir ainda o aperfeiçoamento do próprio sistema de monitoração.

Além disso, o uso de sistemas de monitoração tende a facilitar as tratativas com as empresas seguradoras, que percebem a possibilidade de evitar as falhas consideradas detectáveis, o que pode em princípio reduzir os prêmios dos seguros, uma vez que os ressarcimentos estarão restritos às falhas súbitas ou ainda não detectáveis com a atual tecnologia.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Alves, Marcos, "Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência", Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.

(2) Alves, Marcos, Silva, Gilson, "Experiência de Campo com Monitoração On-Line de um Transformador 343MVA 230kV com 2 Comutadores Sob Carga", IV Workspot – Workshop on Power Transformers, Recife, Brasil, 2005.

(3) Lavieri Jr., Arthur, Hering, Ricardo, "Novos Conceitos em Sistemas de Energia de Alta Confiabilidade", Encarte Especial Siemens Energia, [http:// mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf](http://mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf), Janeiro/2001.

(4) Amom, Jorge, Alves, Marcos, Vita, André, Kastrup Filho, Oscar, Ribeiro, Adolfo, et. al., "Sistema de Diagnósticos para o Monitoramento de Subestações de Alta Tensão e o Gerenciamento das Atividades de Manutenção: Integração e Aplicações", X ERLAC - Encontro Regional Latinoamericano do CIGRÉ, Puerto Iguazu, Argentina, 2003.

(5) 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.

(6) Fabre, J., Pichon, A., "Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers", CIGRE Paper 137, 1960.

(7) Shroff, D. H., Stannet, A. W., "A Review of Paper Aging in Power Transformers", IEE Proceedings, vol. 132, Pt. C, No. 6, pp. 312-319, November 1985.

(8) Lampe, W., Spicar, E., Carrander, K., "Continuous Purification and Supervision of Transformer Insulation System in Service", IEEE Winter Point Meeting, IEEE Paper A 78 111-7, January/February 1978.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Marcos E. Guerra Alves - Nascido no Rio de Janeiro, RJ, em 15 de Julho de 1975, trabalha com a Tretech Sistemas Digitais desde 1992. Especializado em sistemas de controle e monitoramento de transformadores de potência, é gerente do departamento de Pesquisas e Desenvolvidos. Formou-se Engenheiro Elétrico em 2001 pela Universidade São Judas Tadeu, São Paulo, e em 2005 concluiu o seu Mestrado na área de Energia e Automação da Universidade de São Paulo (USP).

Roberto Albuquerque - Nascido no Rio de Janeiro, RJ, em 09 de Novembro de 1952, trabalha com Furnas Centrais Elétricas S.A. desde 1976. Especializado em controle, proteção e sistemas de monitoramento, atua na especificação e aquisição de transformadores de potência e outros equipamentos de alta tensão. Formou-se Engenheiro Eletricista em 1975 pelo Instituto Militar de Engenharia (IME), Rio de Janeiro.