



Experiência de Campo com a Monitoração On-Line de Dois Transformadores 150MVA 230kV com Comutadores Sob Carga

Nomes dos Autores:

Afiliação:

Marcos E. G. Alves (*)

TREETECH Sistemas Digitais Ltda.

Resumo – Em 2001 entrou em operação a subestação Itajaí da Eletrosul, com dois transformadores 150MVA 230-138kV com comutadores sob carga. Este artigo apresentará a filosofia e a experiência de campo com a Monitoração On-line destes transformadores utilizando um sistema com arquitetura modular, descentralizada, baseada em Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's) instalados no transformador para transmitir as medições a um computador na sala de controle através de um único cabo par-trançado. As medições são tratadas através de algoritmos e modelos matemáticos, de forma a obter informações úteis para a manutenção, tais como diagnósticos e prognósticos do estado do transformador. A descrição do sistema e os seis anos de experiência de campo com o uso desta ferramenta permitirão avaliar os benefícios e a experiência obtidos com o sistema apresentado, permitindo concluir sobre a aplicabilidade dos sistemas de monitoração tanto em transformadores de grande quanto de pequeno porte.

Palavras Chave: transformador, monitoração on-line, diagnóstico, prognóstico, manutenção preditiva, manutenção baseada no estado.

1. INTRODUÇÃO

A SE Itajaí foi construída pela Eletrosul Centrais Elétricas no ano de 2001 para possibilitar um acréscimo na capacidade de atendimento de carga de 300MVA e atender à demanda da Região Leste de Santa Catarina, atingindo um contingente de 1,1 milhões de habitantes e dando maior qualidade e confiabilidade para o Sistema Interligado de toda a Região Sul.

Inicialmente foram instalados na subestação dois transformadores trifásicos de 150MVA 230-138-13,8kV com Comutadores de Derivações em Carga. Dentro de sua estratégia de migração da manutenção Preventiva para a Preditiva, a Eletrosul especificou esses transformadores para fornecimento já equipados com um sistema de monitoração on-line, de forma a garantir a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e reduzir as paradas dos equipamentos para testes e manutenção.

Na ocasião, já se encontrava em operação na planta de produção de alumínio Alumar (grupo Alcoa), em São Luis do Maranhão, o primeiro sistema de monitoração on-line a iniciar a operação regular no Brasil [1]. Esse sistema de monitoração (Sigma da Treotech) foi então selecionado para equipar os dois novos transformadores, entrando em operação na SE Itajaí em Dezembro de 2001.

Com isso, esse sistema de monitoração foi um dos primeiros a ser instalado e entrar em operação normal no Brasil. Este artigo apresentará a experiência com a instalação e operação deste sistema, que levou a Eletrosul a especificar a monitoração on-line para os novos transformadores de potência adquiridos desde então.

(*) TREETECH Sistemas Digitais Ltda. - Praça Claudino Alves, 141 - Centro, 12940-800 - Atibaia, SP, Brazil

2. ARQUITETURA DO SISTEMA DE MONITORAÇÃO ON-LINE

O sistema de monitoração on-line instalado utiliza uma arquitetura modular e descentralizada [1], [2], [3], baseada em Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's) instalados no painel de controle no corpo do transformador, de onde enviam dados via comunicação serial para um servidor de monitoração na sala de controle da subestação. Neste servidor é executado o software encarregado de armazenar, disponibilizar e tratar as informações, como ilustra de forma genérica a figura 1. Essas três partes principais que definem a arquitetura do sistema de monitoração são descritas a seguir.

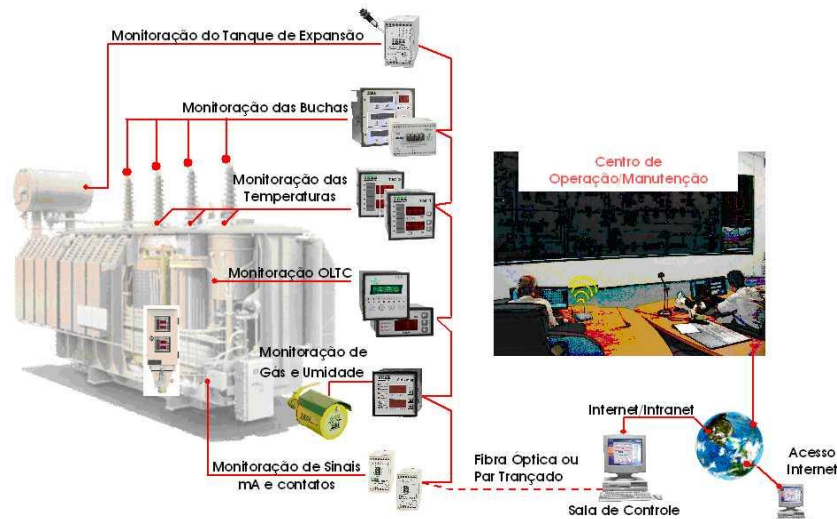


Figura 1 – Arquitetura do sistema de monitoração

2.1. Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's)

Alguns destes IED's efetuam funções primárias de proteção e controle do transformador e, portanto, são utilizados no transformador independentemente de existir ou não um sistema de monitoração. Estes equipamentos já existentes no transformador são integrados ao sistema de monitoração através de uma de suas portas de comunicação serial, de forma a trabalhar simultaneamente como sensores fornecendo dados para o sistema, porém sem agregar custo adicional a este.

Outros sensores foram instalados especificamente para uso no sistema de monitoração, porém utilizando também a filosofia de IED's descentralizados e integrados ao sistema através de suas portas seriais. Em alguns poucos casos em que os sensores não puderam ser integrados ao sistema por comunicação serial, pelo fato de não serem dispositivos inteligentes, 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. 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.

Uma outra característica obtida com a arquitetura descentralizada, com o uso de IED's, é a modularidade do sistema, permitindo que se escolham livremente quais as variáveis a monitorar, além de facilitar futuras expansões simplesmente agregando novos IED's. Essa característica da arquitetura descentralizada foi demonstrada na prática através de diversas expansões nos anos seguintes.

Uma dessas expansões ocorreu em 2003, quando foram agregados ao sistema de monitoração os sensores inteligentes (IED's) para monitoração on-line de capacitância e tangente delta das buchas de 230kV e 138kV. Uma segunda expansão do sistema ocorreu em 2005, quando foram agregados ao sistema de monitoração, via rede Intranet, diversos sensores de gás em óleo já existentes em transformadores de outras subestações da Eletrosul.

IED's	Dados Aquisitados
Monitor de Temperatura	- Temperatura do óleo - Temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos - Correntes de carga - Alarmes e desligamentos por temperaturas altas
Monitor de Gás no óleo	- Hidrogênio dissolvido no óleo do transformador - Alarmes por gás alto/muito alto
Monitor de Umidade do Transformador	- Saturação relativa (%) de água no óleo do transformador - Teor de água no óleo do transformador (ppm)
Monitor de Umidade do Comutador	- Saturação relativa (%) de água no óleo do comutador sob carga - Teor de água no óleo do comutador sob carga (ppm)
Relé de Membrana	- Ruptura de membrana / bolsa do tanque conservador
Transdutor de Tensão e Corrente	- Tensões do motor do comutador - Correntes do motor do comutador - Potências ativa/reactiva/aparente do motor do comutador
Transdutor de temperatura	- Temperatura do óleo do comutador sob carga - Temperatura ambiente
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
Monitor de Buchas	- Capacitância das buchas - Tangente delta das buchas
Relé Regulador de Tensão	- Tensões de fase - Correntes de fase - Potências ativa/reactiva/aparente
Supervisor de Paralelismo	- Posição de tap do comutador - Seleções local/remoto, mestre/comandado/individual e manual/automático

Tabela 1 – IED's associados ao sistema de monitoração

2.2. Meio físico de comunicação

Nesta instalação, o meio físico utilizado para a comunicação dos IED's no transformador com o servidor de monitoração na sala de controle foi um cabo de cobre do tipo par-trançado blindado. Embora soluções utilizando fibras óticas também fossem possíveis, a custo mais elevado, as características do padrão de comunicação RS-485 e a experiência anterior com essa mesma solução em subestação de 230kV na Alumar [1] haviam demonstrado que o padrão RS485 com par-trançado poderia ser utilizado com resultados satisfatórios. Entre as características da RS-485 está o fato de operar em modo diferencial, o que associado ao cancelamento mútuo de interferências em trechos adjacentes do par-trançado torna esse padrão menos suscetível às interferências já esperadas em subestações deste nível de tensão. A operação do sistema tem demonstrado satisfatória a solução com par-trançado no padrão RS485.

Cabe ressaltar que, como alertam Lavieri et. al. [4], é essencial para o sucesso dessa estratégia o fato dos IEDs utilizados serem equipamentos desenvolvidos especificamente para o ambiente de subestação onde estão sendo aplicados. Equipamentos originalmente desenvolvidos para uso industrial, quando utilizados neste tipo de aplicação, geralmente apresentam problemas relacionados à fragilidade e falta de confiabilidade e disponibilidade das portas de comunicação serial quando submetidas a surtos eletromagnéticos e impulsos de tensão, além das temperaturas ambientes extremas.

2.3. Armazenamento, Disponibilização e Tratamento das informações

Os dados fornecidos pelos IED's localizados no transformador, tanto as medições brutas quanto as informações resultantes de pré-tratamento dos dados, são recebidas por um computador onde é executado o software de monitoração, nesta aplicação localizado na sala de controle da subestação.

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:

- 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.

3. 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 IED's 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 IED's.

Os módulos de diagnóstico utilizados são descritos a seguir.

3.1. Vida Útil da Isolação

Efetua o cálculo da perda estimada de vida útil da isolação devido ao envelhecimento térmico da celulose, de acordo com as condições de carga, temperatura a que foi submetido o transformador. O cálculo de perda de vida é corrigido também em função do teor de água na isolação, obtido do modelo de engenharia descrito no item 3.4.

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. Previsão de Gradiente Final de Temperatura

Realiza o cálculo do valor futuro do gradiente de temperatura óleo/enrolamento, emitindo alarme caso se detecte que existe uma tendência que levará a temperatura do enrolamento a atingir os níveis de

alarme e desligamento por temperatura, além de indicar o tempo restante antes que ocorra o alarme e/ou desligamento.

Com isso é possível prever, num cenário futuro de curto prazo, se a elevação de temperatura do enrolamento sobre o óleo alcançará níveis que levarão a proteção de temperatura do transformador a emitir sinais de alarme ou mesmo de desligamento.

Se a previsão da temperatura do enrolamento indicar que esta ultrapassará o valor de alarme ajustado, o sistema de monitoração emite o aviso desta condição, informando também o tempo restante para que se atinja o valor de alarme calculado com base na constante de tempo térmica do enrolamento.

De forma similar, o mesmo processo para extrapolação da futura elevação de temperatura do enrolamento sobre o óleo pode ser aplicado também à elevação de temperatura do óleo sobre o ambiente, permitindo a monitoração da tendência de elevação futura de temperatura com antecedência da ordem de horas.

3.3. 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.

Desta forma, baseado no acompanhamento contínuo do teor de hidrogênio no óleo, o sistema de monitoração pode emitir alarmes tanto no caso de serem atingidas concentrações de hidrogênio elevadas como em caso de detecção de uma tendência de crescimento da concentração do gás que futuramente culminarão nesses níveis elevados.

3.4. Umidade no Óleo e no Papel

A presença de umidade no papel isolante potencializa os efeitos de degradação térmica da isolação de forma proporcional à quantidade de água presente.

Com isso, se torna essencial manter em níveis reduzidos o teor de água na isolação. Durante o processo de fabricação, a parte ativa do transformador é submetida a rigorosos processos de secagem, o mesmo ocorrendo com o óleo empregado para o primeiro enchimento do equipamento. Desta forma, quando novo o equipamento tem assegurado um baixo teor de água no papel isolante.

A partir desse ponto, diversos processos podem levar ao aumento do teor de água na isolação. Inclui-se aí a própria degradação da celulose, que gera água, porém o principal fator para essa elevação pode ser o ingresso de água do ambiente através de falhas na vedação. Nesse caso a água presente no ambiente é absorvida primeiramente pelo óleo, de onde migra para o papel isolante.

Assim sendo, o sistema de monitoração verifica primeiramente a integridade da selagem no tanque de expansão de óleo, através da supervisão de ruptura da membrana de borracha que impede o contato do óleo com o ambiente, monitorando também o teor de água dissolvido no óleo.

Além disso, efetua o cálculo do percentual de água na isolação sólida (papel), considerando o balanço de umidade entre o óleo e o papel. Com isso, efetua a supervisão on-line dos níveis de água dissolvida no óleo e a água no papel, emitindo avisos por teor elevado de água no óleo e/ou no papel.

3.5. 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.

3.6. 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.

Caso a temperatura medida esteja muito acima da esperada, é emitido aviso de baixa eficiência do sistema.

3.7. Diferencial de Temperatura do Comutador

Todas as estatísticas de falhas em transformadores de potência indicam o comutador sob carga como uma das principais fontes de defeito, devido principalmente à existência de partes móveis que conduzem e interrompem altas correntes enquanto submetidas a elevadas tensões.

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.

3.8. Torque do Motor do Comutador

O comutador sob carga representa uma das principais fontes de falhas em transformadores de potência. O motivo disso, como já descrito anteriormente, é o fato do comutador ser um equipamento mecânico, baseado em partes móveis. Com isso, as falhas de origem mecânica ocorridas no comutador sob carga 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.

3.9. Tempos de Operação do Comutador

As falhas de origem mecânica ocorridas no comutador sob carga podem causar problemas de várias proporções, começando com a indisponibilidade do equipamento e podendo chegar a falhas dielétricas graves.

Neste contexto, a função de monitoração dos tempos de operação do comutador 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.

3.10. Assistente de Manutenção do Comutador Sob Carga

O assistente de manutenção do comutador sob carga auxilia na supervisão do desgaste normal do comutador, o que tradicionalmente é feito de forma off-line através de inspeções e manutenções preventivas recomendadas pelos fabricantes. Estas intervenções estão baseadas no número de comutações e no tempo de serviço do equipamento, e incluem inspeções visuais e medições de espessura de contatos.

Esta função de monitoração fornece várias informações úteis para auxiliar a manutenção do comutador sob carga:

- Somatória da corrente comutada desde o início de serviço, proporcionando um índice de desgaste de contatos.
- Número total de operações desde o início da operação após a última manutenção
- Cálculo da espessura atual dos contatos de interrupção de arco, através de extrapolação baseada nas medições de espessura anteriores e no número de operações do comutador.
- Tempo total de serviço do comutador e tempo de serviço desde a última manutenção
- Média diária de desgaste dos contatos e média diária de comutações

- Previsões de tempo para atingir a espessura mínima dos contatos e tempo para atingir o número de operações ou o intervalo máximo para inspeção ou manutenção
- Avisos, com antecedência programável, para inspeção ou manutenção no comutador.

3.11. Assistente de Manutenção da Ventilação Forçada

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 os ventiladores estejam em perfeito funcionamento. A falha de um ou de vários ventiladores pode causar a atuação das proteções de temperatura ou limitar o carregamento do transformador, tornando-o parcialmente indisponível.

Por esse motivo, o desgaste normal dos ventiladores deve ser monitorado, o que tradicionalmente é feito de forma off-line através de manutenções preventivas recomendadas pelos fabricantes. Estas intervenções estão geralmente baseadas no tempo de serviço dos equipamentos, e incluem trocas de componentes (por exemplo, rolamentos).

O Assistente de Manutenção da Ventilação Forçada permite conhecer com exatidão o tempo de operação dos ventiladores, evitando que essas intervenções de manutenção se realizem muito antes ou muito depois do recomendado pelo fabricante. Esta função de monitoração fornece ainda várias outras informações úteis para auxiliar a manutenção dos ventiladores:

- Tempo total de serviço dos ventiladores e bombas, desde o início da operação, e tempo desde a última manutenção, com registro de partidas e paradas dos motores;
- Tempo médio diário de funcionamento dos ventiladores e bombas;
- Previsões de tempo para atingir os intervalos recomendados para inspeção ou manutenção, baseado no tempo médio diário de operação dos ventiladores e bombas;
- Avisos com antecedência programável para inspeção ou manutenção nos equipamentos devido ao tempo de operação.

4. EXPERIÊNCIA COM A INSTALAÇÃO E OPERAÇÃO DO SISTEMA

4.1. Características da Arquitetura Descentralizada

A experiência com a operação do sistema de monitoração na subestação Itajaí permitiu observar algumas das características da arquitetura descentralizada utilizada:

- Sistema Modular – Expansão das Grandezas Monitoradas.

Dois anos após o início de operação do sistema, em 2003, foi acrescentada ao sistema a função de monitoração on-line de capacitância e tangente delta das buchas de 230kV e 138kV. Essa adição foi efetuada simplesmente agregando novos sensores inteligentes (IED's) para essa função específica e conectando-os em paralelo com a rede de comunicação serial RS485 já existente. Não houve necessidade de alteração da infra-estrutura existente para comunicação e aquisição de dados. Foi agregado também um novo módulo de software para gravação das novas variáveis nos bancos de dados e exibição das mesmas em tela.

- Sistema Aberto – Integração de Sensores de Terceiros

A Eletrosul já possuía em suas subestações diversos transformadores já equipados com sensores de gás dissolvido no óleo. Tirando proveito da característica do sistema de monitoração ser um sistema aberto, em 2005 esses sensores foram integrados ao mesmo utilizando a rede Intranet como canal de comunicação. Apesar de possuírem porta de comunicação serial, esses sensores de gás não eram abertos, operando somente com protocolo proprietário. Foi desenvolvido então um driver de comunicação específico que permitiu a integração dos mesmos ao sistema de monitoração.

- Software Aberto – Acréscimo de Funções do Usuário

A análise de resultados de ensaios de gás-cromatografia é realizada na Eletrosul utilizando-se uma metodologia proprietária, desenvolvida em função da experiência da empresa com essa técnica. Devido à característica do software de monitoração ser aberto, o mesmo permite o acréscimo de novas funções de monitoração do usuário, o que foi efetuado então com essa técnica de análise de gás-cromatografia proprietária da Eletrosul.

4.2. Comunicação serial em par metálico

Por ser um dos primeiros sistemas comerciais para monitoração on-line de transformadores a entrar em operação no Brasil, em 2001, um dos pontos de verificação quando do início de sua operação era comprovar a eficiência do padrão de comunicação serial RS-485 com cabos de cobre tipo par-trançado blindado em subestações deste nível de tensão. Este objetivo foi cumprido ao constatar-se, nos seis anos de operação do sistema, a operação satisfatória da comunicação nas condições adversas de interferência eletromagnética presentes neste tipo de instalação.

5. CONCLUSÕES

O sistema de monitoração dos transformadores de potência da SE Itajaí da Eletrosul foi, juntamente com o sistema na Subestação de Redução da Alumar [1], um dos primeiros a entrar em operação comercial no Brasil. A operação desse sistema durante seis anos, desde Dezembro de 2001, tem permitido aferir a confiabilidade da arquitetura descentralizada selecionada, obtida principalmente pela utilização de sensores inteligentes (IED's) especificamente projetados para o ambiente agressivo de subestações de energia elétrica.

Com base nessa experiência inicial, a Eletrosul passou a especificar o fornecimento de sistemas de monitoração on-line para os novos transformadores adquiridos. A especificação desses novos sistemas inclui, dentre outros requisitos, a total integração dos mesmos com a base do sistema de Itajaí.

A utilização e evolução do sistema de monitoração em Itajaí fizeram uso também de algumas das principais características da arquitetura descentralizada, uma vez que ao longo do tempo foi agregada a monitoração de novas grandezas, além de sensores de outros fabricantes localizados em subestações distantes. Também foi utilizada a característica do sistema aberto para inserir no mesmo um algoritmo de análise de gás-cromatografia off-line proprietário da Eletrosul.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] 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.
- [2] Alves, Marcos, "Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência", Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.
- [3] 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.
- [4] 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>, Janeiro/2001.
- [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] 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.