

# SISTEMA ON-LINE DE MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

*P. Mayer da Silva, D. Uhde, S. Tenbohlen,  
AREVA T&D*

## RESUMO:

Sistemas para Monitoramento de Transformadores de Potência estão em operação há mais de 8 anos. Consideráveis inovações e desenvolvimentos tem sido realizados durante esse período. O uso do sistema mostra que o contínuo acompanhamento das condições do Transformador, não é somente útil mas também vital para aumentar a disponibilidade do equipamento e otimizar o gerenciamento da manutenção. Baseado em uma longa experiência com um considerável número de sistemas em operação, conclusões do real benefício podem ser demonstradas. Além disso, a interface do Sistema de Monitoramento através da Internet para adquirir, analisar e distribuir os dados processados facilitou a operação desses sistemas. Através de modelos matemáticos, os dados adquiridos são convertidos em informações úteis para a real condição de diagnóstico e prognóstico do equipamento. A avaliação de dados monitorados, mostra a capacidade de detectar falhas incipientes em todas as partes críticas do equipamento, antes que elas ocasionem danos maiores. Algoritmos para calcular a influência de sobrecargas e outros que informam o período para a próxima manutenção para cada Transformador estão incluídos no sistema. O Sistema de Monitoramento pode ser expandido a um monitoramento completo de outros equipamentos da subestação, incluindo Disjuntores e Chaves Seccionadoras.

### *Palavras Chaves :*

Avaliação das condições, Monitoramento on-line, Manutenção de Subestações, Transformadores de Potência, Benefícios Econômicos

## **1. INTRODUÇÃO**

Transformadores são os equipamentos mais críticos dentro de uma subestação, devido a sua importância e aos seus elevados custos. A falha de um transformador tem um considerável impacto econômico na operação de uma rede elétrica. Nos últimos anos houve a regulamentação dos sistemas elétricos, mundialmente e no Brasil. O Brasil adotou uma nova política considerando paradas previstas ou não. Estão sendo aplicadas no Brasil, pela agência reguladora do sistema brasileiro (ANEEL) penas severas para a indisponibilidade de equipamentos elétricos. Existe portanto, uma necessidade crescente de saber as condições exatas do transformador.

O conhecimento dessas condições pode ser usado na prevenção de manutenções não programadas, assim como, reduzir o número das paradas previstas. A fim de atingir este objetivo, métodos e sistemas on e off line foram desenvolvidos no últimos anos. O sistema de monitoramento online pode ser usado de forma contínua durante a operação dos transformadores, oferecendo a possibilidade de registrar níveis relevantes de stress e condições anormais de operação, que podem afetar a vida útil e a programação de manutenção. A avaliação automática dos dados permite a detecção de possíveis falhas com antecedência. Podem ser feitos registros da capacidade de sobrecarga para permitir um uso técnico consistente da carga do transformador.

Estatísticas de falhas do transformador indicam os comutadores sob carga, buchas e isolamento dos enrolamentos como a causa mais freqüente de falhas. É aconselhável, portanto, a instalação de um sistema de monitoramento completo, abrangendo todos esses componentes, para informar uma falha incipiente, em transformadores de potência estrategicamente importantes.

O retrofit, instalação em um transformador que está em operação, de um sistema de monitoramento pode ser obtido sem um grande número de cabos e no mais curto tempo possível. A tecnologia de barramento de campo ( field Bus ), tem sido usada em muitas aplicações tecnológicas devido ao seu design compacto, construção modular e flexibilidade, sendo usada cada vez mais pelas indústrias de energia. Se o transformador em operação for visto como um processo técnico suscetível a falhas, o uso da tecnologia do sistema de monitoramento, especialmente no campo de transformadores de potência, se torna óbvia.

## **2. TECNOLOGIA DE SENSORES PARA FÁCIL DETECÇÃO DE FALHAS E AVALIAÇÃO DO TEMPO DE VIDA.**

Um grande número de diferentes variáveis pode ser coletado por um sistema de Monitoramento on-line. Contudo, raramente todas as grandezas serão efetivamente usadas. Portanto a configuração dos sensores deve ser ajustada para as especificações de cada transformador ou de um banco de transformadores, dependendo de seu tempo de uso, condições operacionais e resultados esperados do sistema de monitoramento. A modularidade dos SISTEMAS DE MONITORAMENTO ALSTOM MS 2000 e MS 1000 permite a adaptação a cada transformador e as necessidades dos clientes. A experiência com a instalação de mais de 120 sistemas de monitoramento permite uma configuração coerente de sensores. A escolha dos tipos de sensores, visa possibilitar a detecção antecipada de falhas e diagnóstico ou ainda um completo sistema de manutenção.

## 2.1. Parte Ativa

O sistema de monitoramento da Parte Ativa é de particular importância, para a detecção antecipada de falhas. É fundamental para medir as variações da corrente e tensão operacional diretamente no transformador. Um transformador de corrente tipo bucha é usado para a medição da corrente de carga.

A corrente de carga e a temperatura do topo do óleo são variáveis iniciais para o cálculo da temperatura do ponto quente, de acordo com a IEC 60354 e a taxa de envelhecimento do sistema de isolamento.

Isto possibilita que a avaliação compreenda não somente o consumo do tempo de vida mas também a capacidade de sobrecarga temporária do transformador. Para a avaliação das condições mecânicas dos enrolamentos o conhecimento do número e a amplitude das correntes de curto circuito é de suma importância. Estas são detectadas usando uma taxa de amostragem adequada, para o sinal de corrente de carga.

### 2.1.1. Quantidade de gases dissolvidos no óleo

Para a detecção de gases dissolvidos no óleo é usado um sensor Hydran, que lê a composição dos gases em ppm ( $H_2$  (100%),  $CO$  (18%),  $C_2H_2$  (8%),  $C_2H_4$  (1,5%)). Como o hidrogênio é um gás chave para os problemas na parte ativa, um aumento no sinal de saída do sensor será um indicador de irregularidades, tais como, descargas parciais ou pontos de calor. A avaliação deste sinal, juntamente com a análise da temperatura do óleo e da corrente de carga, fornece uma base confiável para a operação contínua do transformador. No caso de uma aumento de gases dissolvidos no óleo, uma ação imediata deve ser tomada, através de uma análise de gases off line (DGA), com a finalidade de determinar a concentração de outros componentes dissolvidos no óleo para esclarecer a causa do dano em potencial.

O conteúdo de gases dissolvidos no óleo,  $CO$  e  $H_2$  dependem da carga, conforme ilustrado na Fig.1. A operação do sistema de resfriamento e o aumento da temperatura do óleo em conjunto podem causar um grande efeito no conteúdo de gases. De maio ao começo de junho, o conteúdo de gases dissolvidos no óleo aumenta, devido a alta temperatura do óleo. Estes resultados são confirmados por duas amostras de óleo 26/5 e 23/07. A leitura do sensor Hydran foi confirmada através do resultado do DGA, usando as respectivas composições de gases característicos do sensor Hydran conforme indicado acima. Após o desligamento do sistema de resfriamento e a diminuição da temperatura do óleo para menos de  $50^\circ C$ , o conteúdo de gases no óleo começa a decair novamente.

A fim de se obter uma exata interpretação do sinal do Hydran o conhecimento da carga e da temperatura são necessários.

### 2.1.2. Umidade no óleo

Um sensor capacitivo finíssimo é usado para detecção de umidade no óleo.

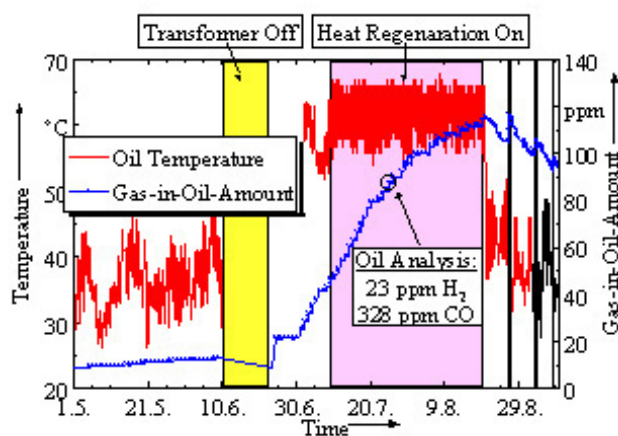


Fig. 1: Conteúdo de gases no óleo, dependendo da Temperatura

Existem várias causas para o aumento do conteúdo de água, como por exemplo, transporte inadequado, montagem do transformador na subestação ou absorção de umidade devido a variação do nível do óleo no conservador. Devido ao fato de a água ser um resultado e também a causa da degradação do papel, o conteúdo de água no óleo é um importante indicador, para informar a situação do isolamento do enrolamento. Sabe-se que 4 % de conteúdo de água no papel irá aumentar a taxa de envelhecimento em 20 vezes [7]. Então a medição da umidade do óleo é recomendada em particular para transformadores com um tempo de operação considerável ou que operem com temperaturas elevadas, pois um cálculo preciso da taxa de envelhecimento requer a entrada do conteúdo de umidade. Até o momento a instalação de um sensor de umidade no óleo, não é um ponto crítico, no que se refere a novos transformadores. Então, experiência prática em detecção de problemas de umidade on line, é limitada, no entanto esses sensores são necessários para o cálculo preciso da taxa de envelhecimento.

Com o aquecimento do transformador, a umidade migra do papel para o óleo. Deste equilíbrio assim chamado de equilíbrio de umidade no óleo-papel, o conteúdo de água no papel pode ser calculada pelo sistema de monitoramento. Esse valor é necessário para o cálculo do tempo de sobrecarga de emergência. A umidade no papel restringe a capacidade de sobrecarga devido ao risco de emissão de bolhas. Também pode ocorrer a liberação de gotas de água do papel do isolamento para o óleo. Então o valor limite aceitável para a temperatura do ponto mais quente é dependente do conteúdo de água existente no papel isolante.

## 2.2. Buchas

### 2.2.1. Detecção de Sobretensões

A tensão aplicada ao transformador é medida no tap capacitivo das buchas, através de um sensor de tensão. Esse sensor atua com a capacitância da bucha como um divisor de tensão. Isso possibilita não somente a medição da tensão operacional mas também a detecção de Sobretensões porque, devido ao seu design o sensor de tensão tem uma largura de banda de até alguns MHz. O erro de medição desse sensor é menor que 3%, determinado através da comparação com a saída de um divisor de alta tensão calibrado em laboratório de testes.

A saída do sensor de tensão é conectada a um transdutor de picos de tensão, para detectar a amplitude das sobretensões através do sistema de Monitoramento. Sobretensões representam um potencial de risco para o isolamento dos enrolamentos do transformador. Considerando a soma do volume de gases nocivos que estão dissolvidos no óleo, pode-se chegar a deduções sobre a possibilidade de danos ao sistema de isolamento da parte ativa, após a ocorrência de sobretensões. Um módulo adicional permite o monitoramento do sinal de três fases com uma taxa de amostragem de 1 MSa/s. Usando diferentes condições de trigger o sistema detecta eventos transientes e salva simultaneamente os dados de todos os canais de aquisição.

### 2.2.2. Mudança de capacitância

Falhas em buchas capacitivas ocorrem freqüentemente devido a pequenas descargas entre as camadas metálicas, que são utilizadas para controlar o campo elétrico da bucha. Tais descargas não levam a falhas súbitas

Tensão [kV]	Número camadas	$\Delta C$
123	28	3.6 %
245	42	2.4 %
400	60	1.7 %
550	70	1.4 %

Tab. 1:  $\Delta C$  Para descargas parciais em uma camada, para buchas impregnadas com óleo

das buchas, mas elas vão aumentando de camada em camada até que o gradiente de tensão das camadas restantes, é tão alto que uma completa destruição ocorre. Se ocorrer uma descarga em uma camada, a mudança de capacitância da bucha irá aumentar de acordo com a tabela 1 de  $\Delta C$ .

A mudança de capacitância das buchas  $\Delta C$ , pode ser detectada pelo sistema de monitoramento através da comparação do sinal de saída de um sensor de tensão com o valor médio das outras duas fases. Os resultados são processados através de algoritmos para eliminar desbalanceamentos da tensão da rede e variações devido a mudança de temperatura. Isso pode ser analisado dessa maneira, pois normalmente o processo de deterioração ocorre em consideravelmente longos períodos de tempo. Esses valores geram alarmes e avisos em caso de anomalia.

Na Fig.2 a mudança de capacitância de uma bucha de 400 kV, de um transformador de interligação do sistema, é mostrada por um intervalo de tempo de dois meses. Com isso pode ser visto, que variações devido a desbalanceamento de tensões e variações de temperatura estão na faixa de 0.4%. A relação sinal-ruído é então suficiente para avaliar com confiança as condições do isolamento. A um nível de aviso de 1% o Sistema de

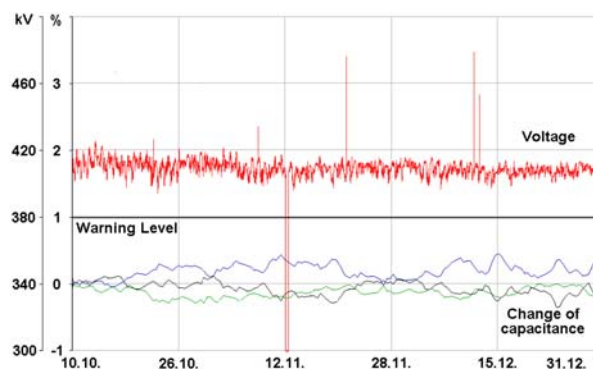


Fig.: 2: Tensão e Mudança de capacitância para Buchas de 400 kV

Monitoramento gera uma mensagem para inspeção da bucha.

Através da medição do ângulo entre as três fases, também seria possível a detecção da variação do fator de potência ( $\tan \delta$ ), mas devido a variação muito pequena desse valor e a incertezas devido ao desbalanceamentos de tensões, até o presente momento, esse ponto é uma abordagem teórica e não uma tecnologia aprovada.

### 2.2.3. Pressão interna de Buchas com óleo

Uma diminuição da pressão interna do óleo das buchas, pode levar a falha do sistema interno de isolamento. Isso pode ser prevenido através da medição da pressão. Devido ao fato da pressão do óleo ser dependente da variação de temperatura, a pressão de cada fase é comparada com a pressão das outras duas fases, assim elimina-se essa influência. Se houver um vazamento em buchas preenchidas com gás como isolamento secundário, a pressão interna irá diminuir e assim alarmes serão gerados pelo Sistema de Monitoramento.

## 2.3. Comutador sob carga

Um importante componente de um transformador de potência e também uma freqüente razão de falhas é o Comutador sob Carga /12/. Então o monitoramento desse importante elemento se faz necessário.

### 2.3.1. Posição dos Taps

Registros da posição dos taps e da corrente operacional, determinam o número total de comutações e a soma da corrente total comutada. Como o desgaste da chave de carga é uma função da corrente comutada, essa informação é necessária para o conhecimento das condições de manutenção da chave de carga. Se uma situação de uso excessivo não for detectada, os contatos podem não fechar

completamente ou soldar-se. Para evitar esses problemas, valores limites para o tempo em serviço, número de operações e o total da corrente de carga comutada, podem ser pré selecionados de acordo com as instruções de manutenção do fabricante do comutador.

### 2.3.2. Avaliação das condições mecânicas

Falhas no Comutador sob Carga, por natureza, são denominadas de falhas mecânicas. Defeitos podem ser por exemplo quebra de mecanismo, falhas das molas, solda dos contatos, desgaste de engrenagens e problemas com o mecanismo de acionamento. /13/. Problemas mecânicos e problemas de acionamento podem ser detectados através da medição da potência consumida pelo motor do mecanismo de acionamento do Comutador, em função de um atrito adicional, tempo de operação muito longo e outras anormalidades que tem uma significativa influencia na corrente do motor. Os eventos de consumo de potência são medidos durante cada processo de mudança de tap e analisados através da evolução de 6 parâmetros característicos que são:

1. Tempo da corrente de partida:

A corrente de partida ocorre durante um período de aproximadamente 300 ms. Isso esta relacionado ao atrito estático e folga nos acoplamentos.

2. Tempo total de Comutação:

Variação no tempo requerido para um processo de comutação, indica problemas no mecanismo de controle do Comutador.

3. Índice de consumo de potência:

A energia consumida pelo motor de acionamento dividida pelo tempo total do processo de comutação, representa o Índice de potência consumida. Esse valor depende da temperatura de operação e caracteriza a média das condições de operação.

4. Máximo Setor 1 ( S1 ):

Durante o movimento do seletor de contatos, a amplitude da potência consumida é monitorada. Esse valor representa a máxima potência durante abertura e movimento do seletor de contatos.

5. Máximo Setor 2 ( S2 ):

Esse é o valor máximo durante o fechamento do seletor de contatos.

6. Máximo Setor 3 ( S3 ):

A amplitude da potência consumida é armazenada durante a ação da chave de carga .

Esses seis parâmetros caracterizam cada processo de comutação e em caso de desvios, mensagens de alarmes são geradas.

Na Fig.3 tal situação é representada por três sucessivos processos de comutação, armazenados durante a manutenção de um comutador. As duas primeiras assinaturas ( A, B ) mostram um processo de comutação normal. Os picos de potência mostrados nas curvas são devidos ao atrito da abertura, evolução e fechamento da chave seletora .

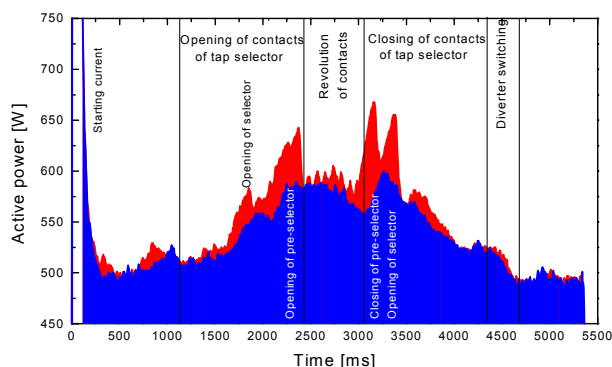


Fig. 3: Processo de comutação normal ( curva azul ) e defeituoso ( curva vermelha )

Devido ao fato de o processo C ser

significativamente diferente do processo de comutação normal, os parâmetros para tempo total de comutação, máximo setor 2 e 3 e índice de potência consumida mostram variações anormais. Baseado nisso o sistema de monitoramento envia uma mensagem a pessoa responsável.

A análise da causa-raiz, relatou que durante o processo de comutação C, a manivela foi inserida no mecanismo de acionamento que interrompeu o processo e assim gerou a mensagem de aviso. Então esse problema foi causado por uma operação incorreta e não por um problema interno, mas esse exemplo ilustra a capacidade do sistema de dar alarme caso de uma anomalia mecânica.

## 2.4. UNIDADE DE RESFRIAMENTO

A resistência térmica  $R_{th}$  descreve a eficiência da unidade de resfriamento. Para Transformadores de Potência resfriados Ar, a atual resistência térmica  $R_{thact}$  pode ser calculada dividindo a elevação de temperatura pelas perdas atuais  $P$ .

Deve ser calculada a média desse resultado para eliminar variações devido ao comportamento dinâmico do fator de carga, óleo e temperatura ambiente. Além disso o número de ventiladores e bombas em operação devem ser considerados para calcular a resistência térmica  $R_{th}$  nominal.

## 2.5. CÁLCULO DE SOBRECARGA

Sobrecargas podem tornar-se necessárias em mercados abertos de eletricidade, devido a razões econômicas ou simplesmente para assegurar o fornecimento contínuo de energia. Durante um ciclo de sobrecarga, o envelhecimento acelerado e os danos devem ser estritamente evitados. Através de medições das condições do ambiente e condições de carregamento, o sistema de monitoramento fornece informações contínuas, sobre o máximo período em um regime contínuo e um possível curto período de sobrecarga, considerando condições atuais de pré carregamento do transformador e a temperatura ambiente, de com a norma IEC 60354. Baseado no circuito equivalente de dois corpos, é feita a modelagem térmica e assim a capacidade de sobrecarga contínua é determinada pelo sistema de monitoramento. A perda de vida devido a esse tipo de carregamento pode ser prevenida, se o transformador for sobrecarregado com uma temperatura ambiente abaixo das condições nominais. Períodos com elevadas cargas e uma alta taxa de envelhecimento devem ser compensados com longos períodos térmicos de baixa carga, com uma lenta taxa de envelhecimento. Esse monitoramento por um longo período da taxa de envelhecimento também está implementado no sistema de monitoramento e informa avisos em casos de excessivo envelhecimento ou outros problemas em caso de sobrecarga. Então o monitoramento on-line é altamente recomendado durante esses períodos críticos de operação.

Na Fig.4 estão representados os resultados de uma modelagem térmica e cálculo de sobrecarga para um Autotransformador de 333 MVA monofásico com refrigeração OD. São mostrados os valores para a temperatura do topo do óleo calculada e medida. Embora a temperatura do óleo varie muito devido as variações de carga, os desvios entre os valores medidos e calculados não excedem a 2 K e comprova assim a

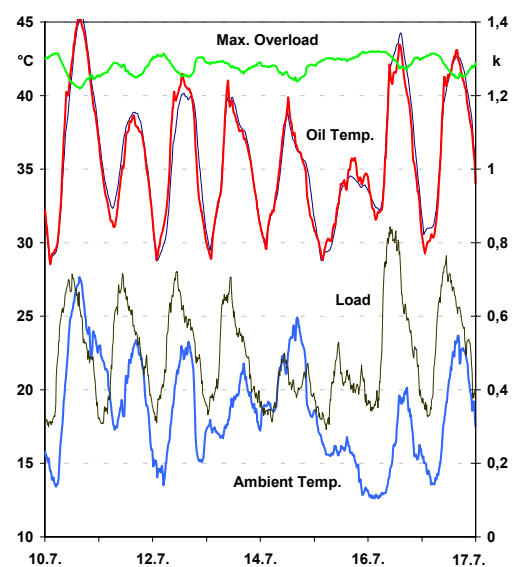


Fig. 4: Temperatura do topo óleo e máx. capacidade de sobrecarga dependendo da temperatura ambiente

precisão do modelo térmico. Nesse período, para esse transformador, um máximo carregamento contínuo de 1,3 é possível.

## **2.6. CONTROLE DA UNIDADE DE RESFRIAMENTO**

Um controle inteligente da unidade de resfriamento, através do sistema de monitoramento, permite o aumento da capacidade de sobrecarga e otimizar a temperatura do ponto mais quente. Dependendo da temperatura ambiente, um específico número de ventiladores serão acionados para dissipar as perdas atuais. Devido a esse acionamento individual o controle dos ventiladores ocorre com menores variações de temperatura do que com o sistema de controle convencional, acionado através de uma temperatura fixa. As medições mostraram uma pequena variação do nível de óleo dentro do conservador. Em função disto a “respiração” do transformador e conseqüentemente a umidade dentro do conservador é reduzida

Além disso um controle inteligente da unidade de resfriamento traz a oportunidade para uma significativa redução do ruído emitido pelos ventiladores.

## **3. ARQUITETURA**

Os sinais de saída dos sensores mencionados acima são levados até os terminais Field Bus, localizados no módulo de monitoramento, instalado no transformador. Dentro dessas unidades de aquisição, os sinais analógicos são digitalizados e enviados a placa de aquisição Field Bus, localizada no PC de Monitoramento. Através de uma aprovada tecnologia industrial, é possível com um único sistema monitorar todos os transformadores de uma subestação, o que é extremamente econômico. A instalação do servidor em um prédio operacional oferece vantagens pois as condições ambientais ( ex. temperatura, vibrações ), são mais adequadas a instalação de um PC. A integração com sistemas de proteção e controle pode ser feita por contatos secos ou também por um protocolo digital de acordo com a norma IEC 60870-5-101

## **4. DISTRIBUIÇÃO E VISUALIZAÇÃO DOS DADOS MONITORADOS**

Os dados monitorados são acessados através de um PC remoto localizado em um escritório central através uma plataforma padrão que é o Internet Explorer. Isso evita que em cada PC, individualmente, seja instalado um novo software. A tecnologia de Internet sozinha prove a base para a visualização web. Browsers e outras ferramentas para visualização de documentos HTML, são equipamentos padrão e sem custos, disponíveis em todos PC's. A linguagem HTML é um padrão industrial amplamente reconhecido e globalmente aprovado em flexibilidade e confiança. Diante desses fatos o Sistema de Monitoramento MS2000 foi desenvolvido baseado em um servidor Web, pois o usuário espera de um sistema de monitoramento um acesso fácil e seguro para toda a informação necessária sobre o equipamento elétrico instalado. O departamento de operação e manutenção pode avaliar as condições e planejar procedimentos exatos de manutenção. Permitir o acompanhamento da operação do transformador remotamente é de particular importância em casos de subestações não assistidas. Outra possibilidade é fornecer aos operadores informações referentes a capacidade de sobrecarga que poderá permitir a eles a decisão dos parâmetros de sobrecarga. Esta ampla distribuição de informações pode ser feita por uma solução Web. Um módulo adicional instalado no PC servidor de monitoramento permite gerar paginas web em HTML, as quais mostram dados on-line e dados históricos. Como o servidor de monitoramento é conectado na rede local do usuário ( Intranet ), todos os departamentos irão receber



as informações necessárias. Assim o número de usuários diretamente conectados ao sistema de monitoramento é ilimitado. Senhas de proteção permitem que somente usuários específicos tenham acesso aos dados. Através do uso de um firewall é também possível ter acesso completo a subestação através da Internet.

## **5. EXPERIÊNCIA PRÁTICA:**

Nos últimos anos o sistema de monitoramento MS2000 foi instalado ao redor do mundo em transformadores de potência de todos os maiores fabricantes. No início, as empresas de energia, testaram o sistema em transformadores de rede, de uma menor importância. Devido a boa experiência o sistema está operando agora em pontos estratégicos, como Usinas nucleares, Hidroelétricas, usinas de carvão e em indústrias de alumínio. Muitas dessas instalações foram executadas em transformadores já em operação e com um tempo de operação considerável. Essas instalações foram realizadas nas subestações. Normalmente a instalação dos sensores não requer soldas no transformador e é necessário aproximadamente dois dias. O transformador deve ser retirado de operação por somente meio dia, para instalação de sensores de tensão e o módulo de monitoramento do computador.

Recentemente os sistemas de monitoramento estão sendo utilizados não somente para detecção de falhas e propósitos de diagnósticos, mas também para otimizar a manutenção do equipamento e reduzir os tempos de parada. O sistema de monitoramento permite um planejamento da manutenção de acordo com as condições dos equipamentos ou antecipar manutenções necessárias, através do cálculo da tendência a evolução de falhas para todos os parâmetros críticos.

Nos últimos anos no Brasil, os Sistemas de Monitoramento da Alstom, foram instalados ou estão em fase de instalação em 46 transformadores e reatores.

Essas unidades estão sendo instaladas em nove subestações. As instalações foram realizadas tanto em novos transformadores, em fábrica, como também em transformadores já na subestação ( retrofit ).

Como uma inovação as subestações foram equipadas com a um único sistema de monitoramento, incluindo Transformadores, Reatores, Chaves Seccionadoras e Disjuntores. Sendo que todos os sistemas estão conectados a um único servidor, permitindo uma única interface homem-máquina para o usuário. O sistema de monitoramento está conectado com sistemas de proteção e controle da Subestação ( Sistemas SCADA ), através de contatos digitais.

## **6. CONCLUSÃO**

Nesse trabalho é demonstrado a justificativa econômica de um sistema de monitoramento para transformadores de potência, que é assegurada pela redução de custos de operação e aumento da disponibilidade e confiabilidade do equipamento na rede elétrica. A avaliação dos dados adquiridos pelo sistema de monitoramento on-line mostra a capacidade de detectar falhas incipientes dentro da parte ativa, buchas, comutador sob carga e unidade de resfriamento. Utilizando-se dos benefícios de uma moderna tecnologia de informação a distribuição de informações sobre as condições dos equipamentos pode ser feita facilmente através da padronizada tecnologia web.

Nesse trabalho, explicou-se o porque que na instalação de um sistema de monitoramento , o tamanho , importância e condições de um transformador de potência devem ser analisadas. Especialmente para transformadores com um avançado tempo de uso e estrategicamente importantes na rede elétrica, o monitoramento on-line é necessário e valioso, devido a prevenção de maiores falhas, custos de paradas, reparos e danos colaterais as subestações.

A experiência positiva de sistema de monitoramento no Brasil, mostra a integração de uma solução web para o monitoramento completo de subestações, incluindo equipamentos de manobras.

## 7. REFERENCIAS

- [1] S. Tenbohlen, F. Figel: "On-line Condition Monitoring for Power Transformers", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Singapore, Jan. 2000
- [2] S. Tenbohlen et al.: "Enhanced Diagnosis of Power Transformers using On- and Off-line Methods: Results, Examples and Future Trends", *CIGRE Session 2000*, paper 12-204, Paris, 2000.
- [3] J.P. Dupraz et al.: "Electronic Control of Circuit Breakers", *CIGRE Session 2000*, paper 13-206, Paris, 2000
- [4] T. Stirl, et al.: "Assessment of Overload Capacity of Power Transformers by on-line Monitoring Systems", *IEEE Power Engineering Society*, Columbus, Ohio, 2001
- [5] IEC 60354: "Loading guide for oil immersed power Transformers" (IEC, 1991)
- [6] J.P. Gibeault: "On-line monitoring of key fault gases in transformer oil", 10<sup>th</sup> International Symposium on High Voltage Engineering, Montreal, 1997
- [7] D.H. Shroff, A.W. Stannett.: "A review of paper ageing in power transformers", *IEE Proceedings*, Vol.132, Pt C, No 6, November 1985
- [8] J. Fabre, A. Pinchon: "Deterioration processes and products of paper in oil", *CIGRE*, paper 137, Paris, 1960
- [9] Y. Du et al.: "Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems", *IEEE El. Ins. M.*, 1999, Vol.15, No 1
- [10] V. G. Davydov et al.: "Transformer Insulation Behaviour during Overload", *Proceedings of EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference V*, New Orleans, 1997
- [11] N. Koch: "Monitoring for Graded Condenser Bushings", *Transform*, Munich, 2001
- [12] "An International Survey on Failures of Large Power Transformers in Service", CIGRE Working Group 12.05, *Electra*, No. 88, 1983
- [13] IEEE Guide for Application of Monitoring to Liquid-Immersed Transformers and Components, IEEE PC57.XXX Draft 9, March 2001
- [14] VDEW-Störungsstatistik 1998, Verband der Elektrizitätswirtschaft, VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt
- [15] T. Higgins: "The difference on-line condition monitoring could have made", *CIGRE Transformer Committee Colloquium*, Dublin, 2001