



**XXII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GTM/34
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO -XIII

**GRUPO DE ESTUDO DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS E TECNOLOGIAS EMERGENTES -
GTM**

APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE MONITORAÇÃO ON-LINE NA VISÃO DA ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO

**Fabio Abreu Pinto
ELETRORBRAS FURNAS**

Marcos E. G. Alves *
TREETECH SISTEMAS DIGITAIS

RESUMO

A crescente demanda por maior confiabilidade e continuidade no fornecimento de eletricidade se reflete sobre os regulamentos do setor, que prevêem pesadas multas por indisponibilidades de equipamentos de transmissão, ainda que agendadas. Assim, a engenharia de manutenção se depara com o desafio de aumentar a confiabilidade e a disponibilidade dos ativos enquanto virtualmente elimina os desligamentos para testes e diminui os custos da manutenção. Nesse cenário, os sistemas on-line para monitoração contínua e diagnóstico se tornam ferramentas essenciais para uma gestão mais efetiva e inteligente desses ativos. Este artigo apresenta a experiência da Eletrobras Furnas com a operação e manutenção desses sistemas.

PALAVRAS-CHAVE

Monitoração On-line, Diagnósticos, Prognósticos, Manutenção Preditiva, Transformadores.

1.0 - INTRODUÇÃO

A eletricidade está se tornando cada vez mais essencial para a sociedade, o que leva a um aumento na demanda por confiabilidade e continuidade de seu suprimento. Novas aplicações da eletricidade como, por exemplo, os carros elétricos confirmam essa tendência. Tais necessidades se refletem nos regulamentos da indústria, que prevêem pesadas penalidades financeiras em caso de interrupção do fornecimento ou até mesmo da indisponibilidade de equipamentos de transmissão, mesmo que haja um agendamento prévio.

Assim, a engenharia de manutenção se depara com o desafio de aumentar a confiabilidade e a disponibilidade dos equipamentos de alta tensão ao mesmo tempo em que virtualmente elimina desligamentos para testes e deve diminuir custos de manutenção.

Nesse cenário, os sistemas on-line para contínua monitoração e diagnóstico de equipamentos de alta tensão durante sua operação normal se tornam ferramentas essenciais para uma gestão mais efetiva e inteligente desses ativos, pois permitem, no lugar da manutenção preventiva que se baseia no tempo de serviço, usar a manutenção preditiva baseada na condição real do equipamento.

2.0 - TOPOLOGIA TÍPICA DE SISTEMAS DE MONITORAÇÃO ON-LINE

Normalmente, sistemas de monitoração on-line para transformadores de potência adotam a topologia apresentada no diagrama de blocos da figura 1, cujas partes principais podem ser definidas como a seguir:

- Medição de Variáveis – Medição de diferentes variáveis consideradas importantes para se conhecer o estado do equipamento, feita por sensores geralmente localizados no transformador. Se a arquitetura adotada for a centralizada, haverá também um equipamento concentrador das medições (PLC).
- Transmissão de Dados – Consiste da transmissão dos dados obtidos na fase de sensoriamento para a etapa de armazenamento e processamento, usando o meio físico mais conveniente.

- Armazenamento de Dados e Processamento – O armazenamento de dados e processamento das leituras dos sensores tem por objetivo extrair informações úteis para a manutenção e gestão de ativos, como diagnósticos e prognósticos do estado dos diferentes subsistemas e da condição geral do transformador. Isso também evita sobrecarregar a engenharia de manutenção com um volume muito grande de dados que nem sempre podem ser facilmente interpretados.
- Disponibilidade de Informações – Para que o sistema de monitoração cumpra seu objetivo, informações relacionadas com o estado dos equipamentos precisam estar disponíveis às diversas partes interessadas e ao mesmo tempo manter a integridade das informações e a segurança no acesso.

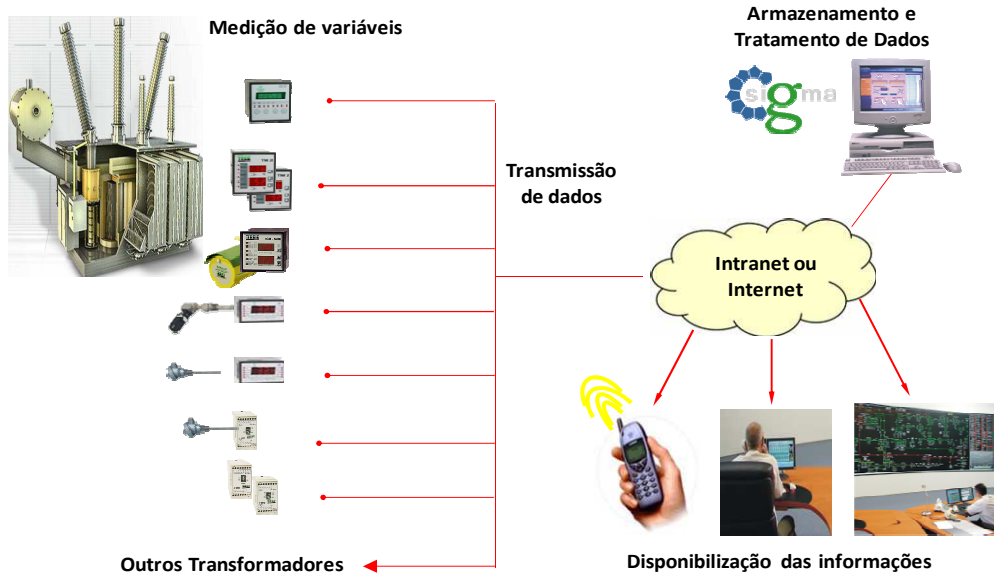


Figura 1 - Topologia típica de sistemas de monitoração de transformadores

2.1 Medição de Variáveis

Furnas especifica que, usando sensores adequados, os sistemas on-line para monitoração de transformadores devem medir no mínimo as seguintes variáveis:

- Temperatura ambiente
- Temperatura do óleo
- Temperaturas dos enrolamentos (hot-spot)
- Condição da bolsa ou membrana do tanque de expansão
- Umidade e saturação relativa do óleo dos transformadores
- Capacitância e tangente delta das buchas
- Hidrogênio no óleo
- Correntes e tensões de carga
- Nível do óleo do transformador
- Nível do óleo dos comutadores

2.2 Transmissão de Dados

A transmissão de dados dos sensores até a sala de controle pode ser feita por uma série de meios de comunicação, a depender dos requerimentos da arquitetura do sistema usado na medição.

Em sistemas centralizados de medição, geralmente se utilizam cabos de fibra óptica. Em sistemas descentralizados, além do uso de fibras ópticas é comum usar cabos de comunicação serial padrão RS-485, que tem como vantagem o baixo custo e a rapidez da instalação, contribuindo para redução de custos e a viabilidade financeira da instalação de sistemas em transformadores de menor porte.

Outras opções de comunicação podem ser consideradas, dependendo das características da planta, como por exemplo, links dedicados de rádio ou redes Wi-fi sem fio.

Se a armazenagem de dados e o processamento acontecerem em um computador na sala de controle da subestação, a rede de transmissão de dados pode ser conectada diretamente a ele. No entanto, se o computador estiver em uma instalação remota, a transmissão dos dados deve ser feita pela intranet da companhia.

2.3 Armazenamento de Dados e Processamento

Os dados fornecidos pelos sensores localizados no corpo do transformador, tanto leituras brutas quanto leituras obtidas após um pré-tratamento dos dados, são recebidos pelo computador que roda o software do sistema de monitoração, que pode estar localizado na sala de controle da subestação ou num local remoto.

Mais do que um sistema que simplesmente digitaliza as medições, o sistema de monitoração deve ser capaz de transformar os dados em informações úteis para a manutenção, como diagnósticos e prognósticos do estado do equipamento.

Para conseguir isso, o sistema de monitoração deve estar equipado com um “módulo de engenharia” que contenha algoritmos e modelos matemáticos para gerar diagnósticos e prognósticos. Algumas das principais funções de diagnóstico que podem ser executadas pelo software de monitoração são:

- Perda de vida da isolação
- Previsão de temperatura futura
- Capacidade de sobrecarga
- Eficiência do sistema de resfriamento
- Assistente da manutenção do resfriamento
- Tendência da evolução do gás no óleo
- Umidade no óleo e no papel
- Temperatura de formação de bolhas
- Temperatura de formação de água livre
- Diferencial de temperatura do computador sob carga
- Torque do motor do CDC
- Sistema de regras para emissão de diagnósticos, prognósticos e ações recomendadas.

2.4 Disponibilização da Informação

Para disponibilizar a informação dos sistemas de monitoração, o computador usado para rodar o software do sistema deve ser ligado à intranet da companhia. Para permitir o acesso ao sistema de monitoração sem a necessidade de instalar um software específico em todos os computadores remotos que quiserem acessar os dados, a interface do usuário deve funcionar em um browser de internet comum, sem requerer a instalação de nenhum plug-in ou add-on.

Além disso, para evitar a necessidade de um acompanhamento contínuo do sistema, o que levaria a um grande consumo de tempo da engenharia de manutenção (e seu custo), o sistema de monitoração deve enviar alertas automáticos se alguma anormalidade for detectada. Alertas podem ser enviados por e-mail ou textos SMS ao celular, de acordo com configurações gravadas previamente no sistema.

3.0 - EXPERIÊNCIA DA ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO

A Eletrobras Furnas gera 10% da eletricidade do Brasil em 15 hidroelétricas e duas termoeletricas com capacidade instalada de 10.000 MW e possui cerca de 19.000 km de linhas que transmitem mais de 40% da eletricidade consumida no país, numa área que corresponde a 81% do PIB nacional. A capacidade de transformação é de aproximadamente 105.000 MVA, com 682 transformadores distribuídos em 49 subestações com níveis de tensão de até 750kV AC e ± 600 kV DC.

A grande responsabilidade da companhia no sistema elétrico brasileiro e sua vasta cobertura geográfica fizeram de FURNAS uma das pioneiras na aplicação de sistemas de monitoração on-line de transformadores, com a aquisição de diversos sistemas compostos de sensores e softwares de processamento de dados para transformadores e reatores shunt nos últimos 10 anos.

3.1 Arquiteturas de Sistemas de Monitoração

Os sistemas de monitoração online podem ser agrupados em dois tipos de arquiteturas, cujas topologias podem ser observadas nas figuras 2 e 3:

- Sistemas centralizados: Usa um elemento centralizador localizado junto ao corpo do transformador, geralmente um PLC (*Programmable Logic Controller*), para adquirir as medições dos vários sensores instalados no transformador e as enviar para o software de monitoração na sala de controle da subestação.
- Sistemas Descentralizados: Usam sensores inteligentes tipo IED (*Intelligent Electronic Devices*) no transformador, que transmitem suas medições diretamente para o software de monitoração, eliminando o elemento centralizador.

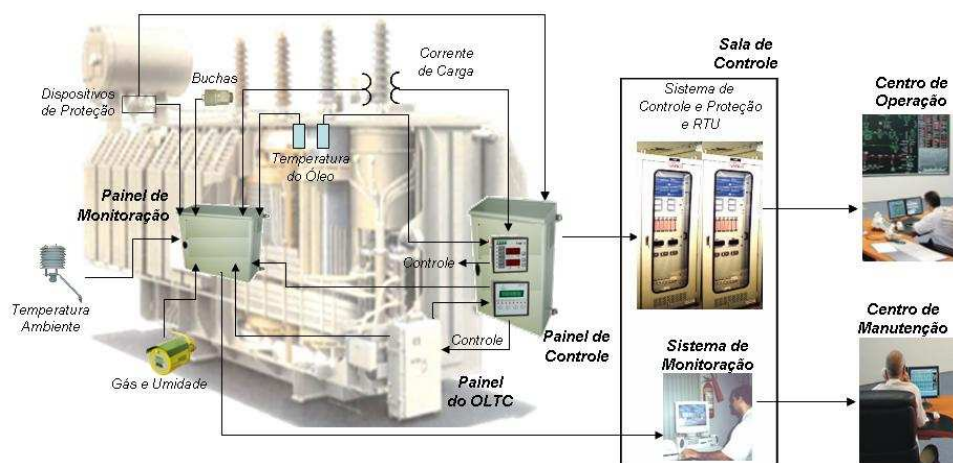


Figura 2 - Topologia do sistema de arquitetura centralizada

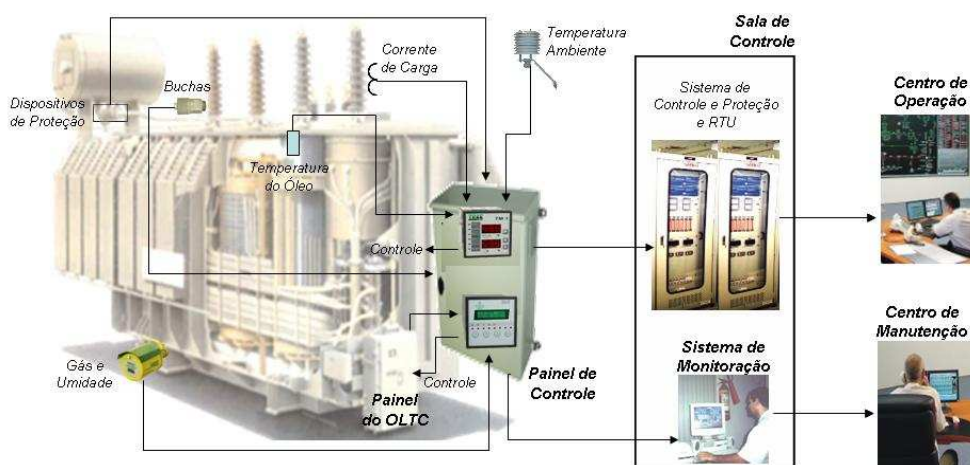


Figura 3 - Topologia do sistema de arquitetura descentralizada

3.2 Resultados Obtidos com Arquiteturas Centralizadas e Descentralizadas

A experiência da engenharia de manutenção de Furnas com a operação e a manutenção de sistemas de monitoração usando arquitetura centralizada mostrou que esses sistemas têm uma alta incidência de defeitos, gerando altas cargas de trabalho para a engenharia e as equipes de manutenção em campo, ao ponto de tornar o sistema de monitoração totalmente inoperante.

O mesmo comportamento não foi observado em sistemas de arquitetura descentralizada, que demonstraram boa confiabilidade e disponibilidade. Logo se tornou evidente que a diferença nos resultados deve-se a características intrínsecas de cada arquitetura, conforme visto na Tabela 1.

Tabela 1 - Características das arquiteturas centralizadas e descentralizadas [1]

Arquitetura Centralizada	Arquitetura Descentralizada
PLC concentra a informação recebida de todos os sensores e as envia ao software de monitoração.	No sistema descentralizado, os sensores são IEDs (<i>Intelligent Electronic Devices</i>), e estes enviam as informações diretamente ao software de monitoração.
O elemento centralizador (PLC) é um ponto de falha adicional no sistema.	Não há elemento centralizador, eliminado assim este possível ponto de falha.
Sensores devem ser dedicados à conexão com o PLC, resultando na eventual necessidade de duplicação de sensores e custos adicionais para os sistemas de monitoração.	IEDs existentes em sistemas de proteção e controle podem ser integrados aos sistemas de monitoração e aquisição de dados, evitando custos adicionais com sensores.
Uma falha no PLC pode levar à perda de todas as funções oferecidas pelo sistema.	Falha em um IED causa a perda de apenas uma parte das funções – outros IEDs continuam em serviço.

Arquitetura Centralizada	Arquitetura Descentralizada
O elemento centralizador (PLC) gera ao sistema custos adicionais em sua instalação, programação e manutenção.	Não há elemento centralizador, eliminando custos adicionais.
Expansões e manutenções em sistemas centralizados são mais difíceis.	A arquitetura descentralizada é naturalmente modular, facilitando expansões e manutenções.
A temperatura típica de operação de um PLC é de 55°C [2]. Sua instalação junto ao corpo do transformador não é aconselhável.	A temperatura de operação fica entre -40 e +85°C, adequada à instalação no pátio junto ao equipamento principal.
Instalação do PLC seria recomendada na sala de controle – grandes quantidades de cabos e conexões entre o dispositivo e o pátio, com grande custo.	IEDs geralmente instalados junto ao ativo, no pátio – apenas uma comunicação serial já os liga à sala de controle.
Isolação típica de 500 V – inadequado para o ambiente de uma subestação de alta tensão [2].	Nível de isolação típico é 2,5 kV – projetado para o ambiente de uma subestação de alta tensão.
Geralmente testado para aplicações em ambiente industrial [2].	Testado para as condições adversas de subestações, atendendo a normas internacionais: Compatibilidade eletromagnética, temperatura, vibração.
Portas de comunicação serial não toleram surtos, impulsos e induções encontradas em subestações, obrigando o uso de fibras ópticas na comunicação com a sala de controle – alto custo de instalação.	Portas de comunicação serial projetadas para o ambiente de uma subestação, permitindo o uso de cabos de par trançado para comunicação com a sala de controle – instalação barata. Opcionalmente permite uso de fibras ópticas na comunicação.
Geralmente opera usando protocolos de comunicação industriais [2].	Protocolos de comunicação específicos para instalação em sistemas de potência (time-stamp, sincronismo de relógios, etc.).

3.3 Casos de Sucesso

Vários casos de sucesso, descritos abaixo, demonstram os benefícios de usar sistemas de monitoração on-line, quando os mesmos apresentam a confiabilidade necessária, que é proporcionada pela arquitetura adequada. Em todos os casos a seguir, a arquitetura descentralizada foi utilizada.

3.3.1 Usina Hidroelétrica Serra da Mesa

Aproveitando-se da modularidade da arquitetura descentralizada, um sistema de monitoração foi instalado para monitoração exclusiva de buchas, mas com possibilidades futuras de expansão. A Figura 4 mostra detalhes da instalação, que incluiu os seguintes equipamentos [3]:

- Três buchas de 550 kV e três de 245 kV em um banco de autotransformadores monofásicos;
- Três buchas de 550 kV num banco de reatores shunt monofásicos.



Figura 4 – Detalhes do sistema para monitoração das buchas [3]

Poucos meses depois de instalado, o sistema de monitoração disparou um alarme por aumento na capacitância da bucha de 550kV do autotransformador da fase A, como visto na figura 5.

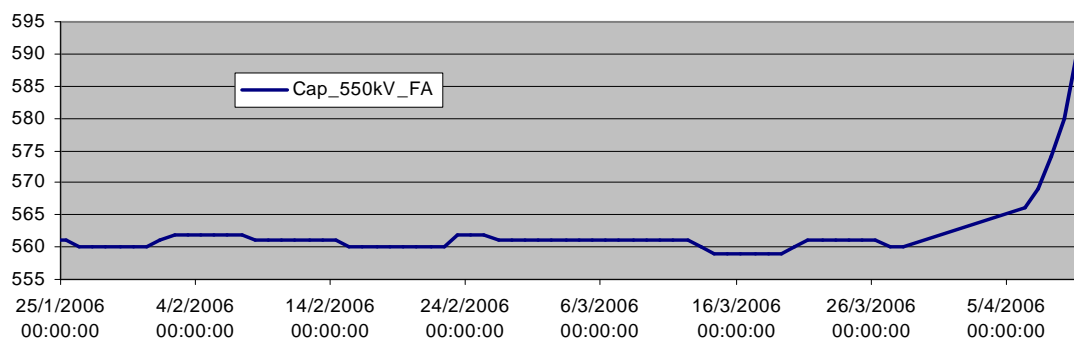


Figura 5 – Aumento na capacitância da bucha de 550 kV da fase A

Devido a este alarme, e ao rápido aumento da capacitância, o banco de transformadores foi desligado para que medições off-line fossem executadas e amostras de óleo tomadas, e os testes confirmaram a existência de defeitos. O teste encontrou cerca de 7000 ppm de acetileno, confirmando a evolução de uma falha na bucha.

Assim, o sistema de monitoração evitou uma falha catastrófica com possibilidade de incêndio e graves danos ao transformador [3].

3.3.2 Subestação de Conversão de Ibiúna:

Ibiúna é a subestação onde a tensão de ± 600 kV DC do sistema de transmissão HVDC da hidroelétrica de Itaipu é convertida para 345 kV AC. Com capacidade instalada de 7200 MVA distribuída em 24 transformadores conversores monofásicos (figura 6), abastece a região de São Paulo.

Na primeira etapa de implantação da monitoração on-line foram modernizados os sistemas de supervisão de temperatura de todos os 24 transformadores conversores, com a substituição de todos os termômetros de óleo e enrolamentos originais, mecânicos, por monitores de temperatura digitais, como ilustra a figura 6. Como resultado, a incidência de defeitos no sistema de monitoração de temperatura foi reduzida de uma média de 7 defeitos por ano para virtualmente zero, liberando o pessoal de manutenção para tarefas de maior importância e reduzindo os custos de manutenção e o tempo de parada dos transformadores [4].



Figura 6 – Vista do transformador conversor monofásico e substituição de seus termômetros mecânicos por IEDs monitores de temperatura para o sistema de monitoração

O sistema de monitoração montado incluiu também a monitoração da capacitância e da tangente delta das buchas dos transformadores de corrente contínua, uma aplicação pioneira no mundo [5].

3.3.3 Subestação de Campinas:

Com capacidade instalada de 1720MVA, a subestação de Campinas é uma das mais importantes no sistema de transmissão de Furnas. Para aumentar sua capacidade de transformação, essa subestação recebeu um novo banco de autotransformadores monofásicos de 345-138/13,8 kV e 150 MVA com comutadores sob carga, composto de duas fases de fabricação Jeumont / Vatech (França) 2001 e uma fase Asea 1975.

Seguindo a filosofia de migrar da manutenção preventiva para a manutenção baseada na condição, os transformadores Jeumont foram especificados por Furnas para serem entregues já equipados com sensores, e o transformador Asea foi modernizado com a instalação de sensores para a monitoração on-line. Os sensores nos transformadores novos e no pré-existente foram conectados ao software de monitoração on-line usando a arquitetura descentralizada [1].

Na fase de comissionamento, o sistema de monitoração iniciou a aquisição de dados on-line e armazenou as medições num banco de dados histórico, permitindo acesso local e remoto à informação pela intranet de Furnas. Nessa etapa, uma falha ocorreu na fase B do banco, que foi tirada de serviço por proteções de diferencial e sobrecorrente. Apesar do comissionamento do sistema de monitoração estar ainda incompleto, a informação que ele já havia adquirido pôde ser utilizada após a falha para auxiliar na investigação de suas causas.

Foi só depois da falha que o gás dissolvido no óleo, estável até então, mostrou um grande aumento, atingindo o fundo de escala do sensor. Investigações posteriores revelaram que a origem da falha foi um varistor interno conectado em paralelo com o enrolamento da regulação [1].

Este evento demonstrou que a aplicação de sistemas de monitoração também permite a análise de falhas com mais informações, permitindo um entendimento mais profundo das causas e dos seus efeitos, no sentido de determinar mais precisamente o risco potencial de famílias específicas de transformadores e permitir o aperfeiçoamento dos próprios sistemas de monitoração.

Esse sistema de monitoração foi o primeiro instalado em Furnas usando a arquitetura descentralizada e está em operação bem sucedida desde então, ajudando a demonstrar as vantagens dessa arquitetura.

4.0 - CONCLUSÃO

A experiência da engenharia de manutenção de Furnas com a operação e manutenção de um grande número de sistemas on-line de monitoração de transformadores demonstrou que a arquitetura utilizada para montar um sistema tem importância decisiva em sua confiabilidade e facilidade de manutenção. Sistemas baseados na arquitetura descentralizada demonstraram melhores resultados que aqueles de arquitetura centralizada, que apresentaram um alto índice de defeitos e requereram um grande esforço de manutenção.

No caso dos sistemas descentralizados, aplicações bem sucedidas mostraram a importância dos sistemas de monitoração on-line para evitar falhas catastróficas nos equipamentos, aumentando sua disponibilidade e reduzindo os custos da manutenção.

5.0 - REFERÊNCIAS

- [1] Alves, Marcos, Albuquerque, Roberto, "Monitoração On-Line de um Banco de Autotransformadores 345-138/13,8 kV 150MVA com Comutação Sob Carga", XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, Outubro/2007.
- [2] 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.
- [3] Melo, Marcos A. C., Alves, Marcos, "Experiência com Monitoração On-Line de Capacitância e Tangente Delta de Buchas Condensivas", XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- [4] Peres, Edilson, Duso, Wilson, Latenek, J., Alves, Marcos, "Monitoração On-Line de Transformadores Conversores do Sistema de Transmissão HVDC na SE Ibiúna", XIII ERIAC, Puerto Iguazu, Argentina, Maio/2009.
- [5] Peres, Edilson, Alves, Marcos, "Field Experience with On-Line DC Bushing Monitoring in HVDC System at Ibiúna Substation", 2009 HVDC User's Conference, Foz do Iguazu, Brasil, 2009.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Fabio Abreu Pinto nasceu na cidade do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro, Brasil em 18 de Abril de 1969 e trabalha na Eletrobras Furnas desde 1991. Graduou-se em 1992 na Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ, no Rio de Janeiro, como engenheiro eletricista.

Marcos E. G. Alves nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 15/07/1975. Trabalha na Treetech desde 1992 e atualmente coordena a área de Inovação e P&D. Graduou-se engenheiro eletricista em 2001, e em 2005 concluiu o mestrado em Energia e Automação na USP. Cursa atualmente o doutorado na mesma universidade.