



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

FI/GMI/11  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO – XII**

**GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO - GMI  
EXPERIÊNCIA COM A IMPLANTAÇÃO DE UM CENTRO NACIONAL DE GESTÃO INTELIGENTE DE ATIVOS  
NO PARAGUAI**

**Santos, D.\***

**Alves, M.**

**Moura, G.**

**Treetech Sistemas Digitais Ltda.**

**RESUMO**

Com o objetivo de garantir o bom fornecimento de Energia elétrica para seus 1,3 milhões de clientes, espalhados em uma área de 406,8 mil km<sup>2</sup>, a ANDE – Administración Nacional de Electricidad, empresa responsável por toda geração, transmissão e distribuição de energia elétrica do Paraguai, implementou um moderno centro nacional de gestão inteligente de ativos. A partir desse centro, o desempenho de importantes ativos localizados em diversas subestações espalhadas pelo país é acompanhado on-line, o que permite planejar investimentos e rotinas de manutenção mais eficientes. Esse artigo revela detalhes sobre a realização desse projeto.

**PALAVRAS-CHAVE:** Sistema corporativo, gestão de ativos, sensor, IED, transformador de potência, comutador sob carga, gás no óleo, umidade no óleo, cromatografia, monitoramento on-line.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A ANDE – Administración Nacional de Electricidad, é responsável por toda a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Paraguai, atendendo a cerca de 1,3 milhão de clientes em uma população de quase 7 milhões de habitantes, em uma área de 406,8 mil km<sup>2</sup>. Para tal, opera mais de 5.000 km de linhas de transmissão em tensões de 66, 220 e 500 kV e possui 66 subestações com capacidade instalada de transformação superior de aproximadamente 6.000 MVA. Na geração, tem potência instalada disponível de quase 9.000 MVA.

Dado o papel essencial desempenhado pela ANDE para o fornecimento de energia elétrica para todo o Paraguai e, considerando sua relevância econômica e social, observa-se um grau de exigência cada vez mais elevado no que se refere à confiabilidade e qualidade do fornecimento de eletricidade simultaneamente à necessidade de modicidade tarifária.

Nesse contexto, a modernização dos procedimentos de manutenção é imprescindível para o aumento da confiabilidade dos equipamentos de alta tensão, de forma a vencer e superar os desafios que se apresentam. Isso pode ser obtido por meio da migração da manutenção preventiva para a preditiva, reduzindo intervenções desnecessárias, permitindo assim concentrar a força de trabalho para a resolução dos problemas reais ao mesmo tempo em que se evitam falhas de equipamentos e interrupções de fornecimento.

Os grandes saltos tecnológicos ocorridos nos últimos anos, tanto na área de Tecnologia da Informação como no desenvolvimento de sensores especialistas inteligentes para uso em equipamentos de alta tensão vem contribuir sobremaneira para viabilizar e permitir a rápida implantação das modernizações propostas, obtendo-se resultados positivos de maneira praticamente imediata.

Dessa forma, a ANDE apresenta nesse artigo sua experiência prática com o emprego das mais modernas tecnologias disponíveis para a implantação de um sistema informático corporativo para a gestão de ativos de alta

(\*) Praça Claudino Alves, 141 – Centro – Atibaia – SP – CEP: 12.940-800.

Tel.: +55 (11) 4413-5787 / Fax.: +55 (11) 4413-5991

E-mail: [marcos.alves@treetech.com.br](mailto:marcos.alves@treetech.com.br)

Site: <http://www.treetech.com.br>

tensão, iniciando com os transformadores de potência, mas já preparado para a integração dos demais equipamentos das subestações, como disjuntores, chaves seccionadoras e outros.

## 2.0 - AS SUBESTAÇÕES E TRANSFORMADORES MONITORADOS

O centro de gestão inteligente de ativos concentra informações de sistemas de monitoração de diversas subestações espalhadas pelo Paraguai. A informação oferecida por esses sistemas é matéria prima para a gestão dos ativos, incluindo o planejamento das manutenções preditiva e preventiva.

Foram incluídos no projeto 33 transformadores espalhados em 13 subestações. Alguns transformadores, recém adquiridos pela ANDE, já foram entregues com todos os sensores necessários. Outros, antigos, mas considerados críticos, foram equipados com sensoramento inteligente quando foi decidido construir o centro. Além desses, mais 28 transformadores deverão ser incluídos no sistema dentro dos próximos meses, de forma que no momento a previsão é que o centro monitore 61 transformadores, muito embora a qualquer momento novos ativos possam ser integrados.

A constituição dessas subestações é bastante diversa, de forma que transformadores trifásicos e monofásicos de diversos fabricantes, potências e datas de fabricação são encontrados. A arquitetura do sistema de monitoração escolhido é modular e descentralizada, assim, a inclusão dos transformadores desejados não apresentou nenhum obstáculo especial, mesmo quando eram equipados com IEDs diferentes ou quando se optou por adicionar novos sensores a sistemas pré-existentes.

A tabela abaixo apresenta as subestações integradas ao centro de gestão inteligente, bem como um resumo do perfil dos transformadores e sensores utilizados para a monitoração das máquinas.

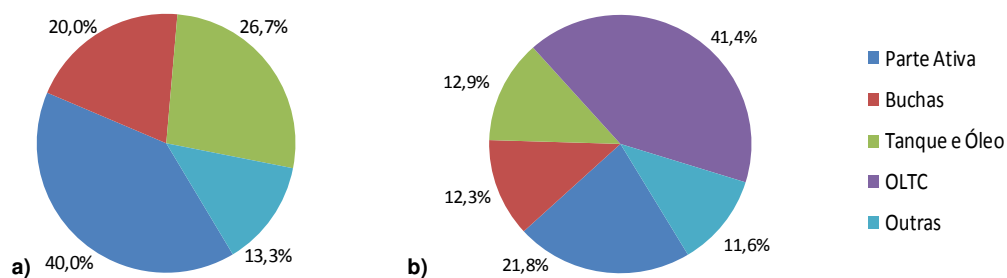
### Atualmente

Subestações:	Transformadores:	Sensores :	Nº
ES - Acaray	Monofásicos : 24	Monitor de Temperatura TM1	33
ES - Presidente Franco	Trifásicos : 9	Monitor de Umidade MO - Trafo	16
ES - Campo II	Menor Potência: 20 MVA	Monitor de Umidade MO - Comutador	18
ES - Capiatá	Maior Potência: 81.6 MVA	Monitor de Gás GMP	33
ES - General Días	Mais Antigo: 1989	Monitor de Buchas BM	11
ES - Guarambaré	Mais Novo: 2014	Monitor de Torque IDM	12
ES - Hernandarias		Regulação de Tensão AVR	1
ES - Lambaré			
ES - Luque			
ES - Pedro J. Caballero			
ES - Puerto Botánico			
ES - San Antonio			
ES - San Lorenzo			
<b>Em Breve</b>	<b>Transformadores: 28</b>	<b>Sensores:</b>	<b>105</b>

A figura 1 abaixo apresenta o mapa do Paraguai com a disposição das subestações inclusas no projeto.

### 3.0 - DEFINIÇÕES DAS GRANDEZAS MONITORADAS E SENSORIAMENTO

Um estudo do Cigré [1] traça um mapa das ocorrências de falhas nos transformadores, como mostra a figura 2, onde fica clara a importância de se monitorar não apenas a parte ativa do transformador, mas também equipamentos acessórios como as buchas e os comutadores (OLTC).



Para acompanhar a parte ativa do transformador, que compreende os enrolamentos e seu isolamento, os principais elementos a serem monitorados são o carregamento, a temperaturas do óleo e a temperatura dos enrolamentos, pois isso permite evitar que sobrecargas e superaquecimentos levem a falhas catastróficas. Além disso, são dados importantes para calcular a expectativa de vida útil do isolamento da parte ativa da máquina, já que sua deterioração é uma função da temperatura à qual é submetida.

Outro elemento importante para uma boa monitoração da parte ativa do transformador é a concentração de hidrogênio no óleo, pois pode apontar falhas relacionadas a sobreaquecimentos, descargas parciais, arcos internos, dentre outros.

A umidade no óleo também é outra informação importante para determinar a segurança na operação da máquina, uma vez que tem um papel importante no envelhecimento do isolante e é determinante na capacidade de isolamento. Além disso, detectar níveis de umidade elevados pode indicar possíveis falhas de vedação do tanque do transformador, outra fonte de falha comum nessas máquinas.

Monitorar as buchas condensivas é outra boa prática para uma gestão inteligente dos transformadores, pois embora sejam equipamentos acessórios relativamente baratos, a falha de uma bucha pode danificar o transformador no qual está instalada retira-lo da rede elétrica, causando prejuízos muito maiores que seu valor.

A capacitância e tangente delta indicam o estado de saúde de uma bucha e, ao acompanhar sua evolução, é possível evitar uma falha catastrófica bem como planejar a manutenção de forma a evitar desligamentos desnecessários.

Por fim, deve-se monitorar os comutadores, que são elementos importantes de uma subestação pois ajudam a regular a tensão fornecida. Por possuírem partes móveis e muitos mecanismos, são fonte abundante de falhas capazes de indisponibilizar um transformador. A diferença de temperatura entre os óleos do transformador e do comutador, a umidade do óleo, o perfil de torque do motor e a tensão de alimentação do motor são exemplos de elementos do comutador que, se monitorados, ajudam a garantir o bom funcionamento desse acessório. Por estas razões, a monitoração dos comutadores foi frequentemente incluída nesse projeto.

Para monitorar os elementos citados, é preciso empregar uma classe especial de sensores, os Intelligent Electronic Devices - IED's, capazes de digitalizar, processar, armazenar e transmitir em redes de comunicação digitais as informações adquiridas em campo. Além disso, tais sensores precisam ser adequados para operação em ambientes onde as temperaturas podem oscilar entre -40° C e 85° C e umidade e poeira estão sempre presentes. Os IEDs utilizados para o sensoriamento dessas grandezas foram:

<b>Sensor :</b>	<b>Funções Básicas:</b>
Monitor de Temperatura TM1	Medição e controle das temperaturas do óleo e enrolamentos do transformador Medição de temperaturas auxiliares, como a do comutador
Monitor de Umidade MO	Medição da umidade do óleo do transformador ou comutador
Monitor de Gás GMP	Medição do hidrogênio dissolvido no óleo do transformador Medição da umidade no óleo do transformador
Monitor de Buchas BM	Medição da corrente de fuga, capacitância e tangente delta das buchas
Monitor de Torque IDM	Medição do torque do motor do, tensão de alimentação, tensão de comando e tempos de operação do comutador. Medição da corrente do sistema anti-condensação e outros sistemas auxiliares do comutador.
Regulação de Tensão AVR	Controle de comutadores para regulação de tensão Controle de paralelismo por corrente circulante

Uma vez obtidos os dados do transformador e seus acessórios, as informações são recebidas pelo centro de gestão, onde além de ser possível observar a evolução de todas as grandezas medidas, módulos de engenharia cruzam dados para determinar tendências, calcular tempos de vida útil e gerar diversas outras informações relevantes para o planejamento da gestão dos transformadores.

#### 4.0 - A ARQUITETURA DO SISTEMA

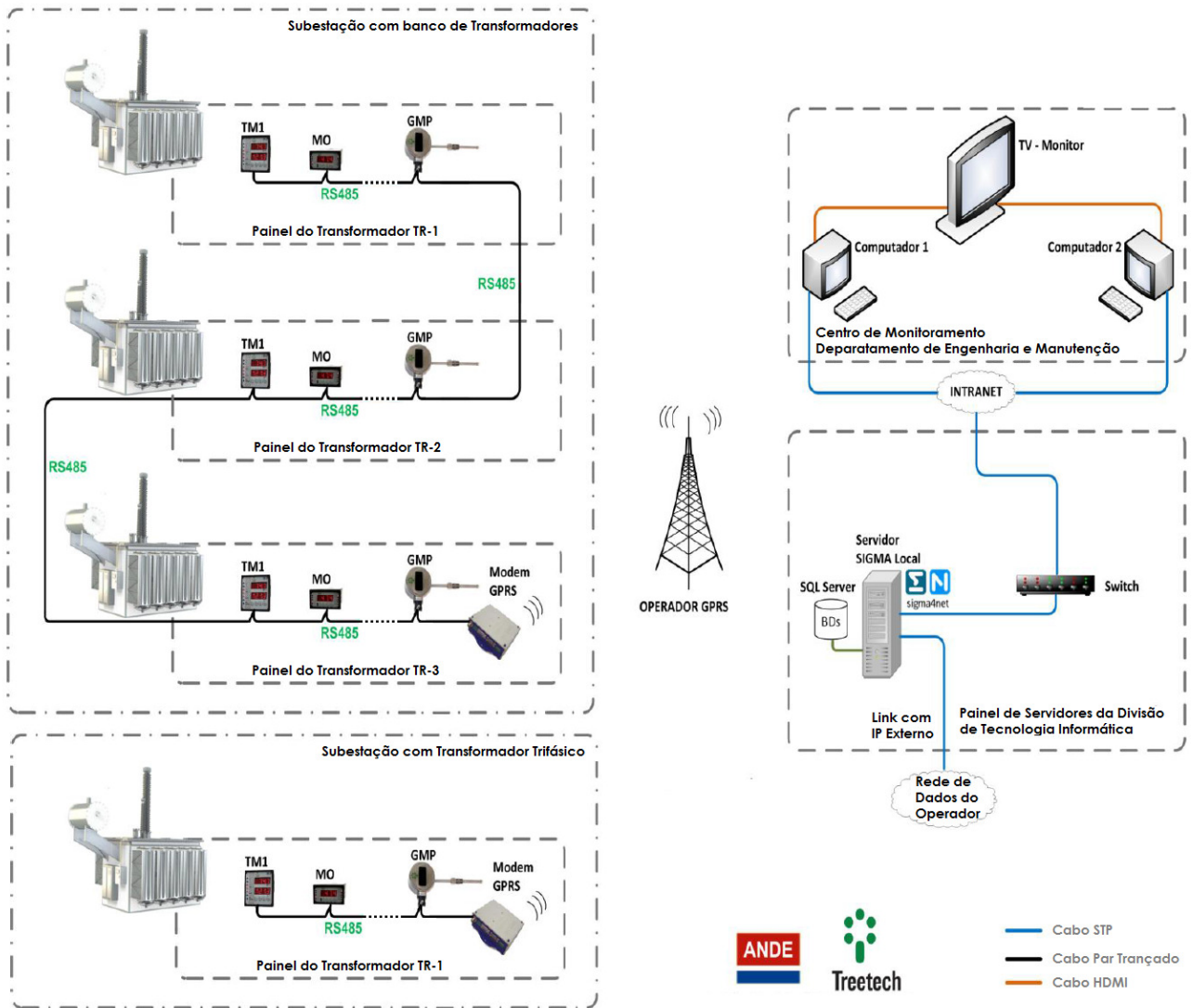
Os sistemas de monitoração online podem ser agrupados em dois tipos de arquiteturas [3]:

**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 (Intelligent Electronic Devices), 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.
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.).

A experiência da engenharia de manutenção de várias empresas com a operação e a manutenção de sistemas de monitoração de arquitetura centralizada mostrou que os mesmos apresentam alta incidência de defeitos, gerando altas cargas de trabalho para a engenharia e as equipes de manutenção em campo, a ponto de tornar o sistema de monitoração totalmente inoperante [4].

O mesmo comportamento não se observa em sistemas de arquitetura descentralizada, que demonstram boa confiabilidade e disponibilidade [4]. Assim, o modelo de sistema de monitoração on-line para transformadores adotado pela ANDE é o descentralizado, de acordo com a topologia mostrada a seguir na figura 3.



**Figura 3 - Topologia do sistema de monitoração on-line da ANDE**

Para formar a rede de equipamentos, foram utilizados 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.

Para estabelecer a comunicação entre a rede de sensores de cada subestação e o servidor do sistema, em cada subestação foi instalado um modem celular com chip de uma rede de comunicação GPRS privada, integrada à intranet da empresa.

Finalmente, conectado à rede de dados do operador GPRS, o servidor do sistema armazena as medições obtidas em campo no banco de dados e as processa para descobrir informações úteis. Através da intranet da ANDE, os engenheiros do centro usam seus computadores para acessar o sistema.

O resultado é um sistema simples e robusto, capaz de centralizar dados de localidades distantes e remotas, onde geralmente não é possível encontrar redes de internet ou intranet tradicionais, como redes de fibra óptica. A arquitetura deste sistema também se provou bastante barata e escalável, permitindo a adesão de novos componentes sem necessidade de demasiadas adaptações ou ampliações estruturais.

## 5.0 - O SISTEMA

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.

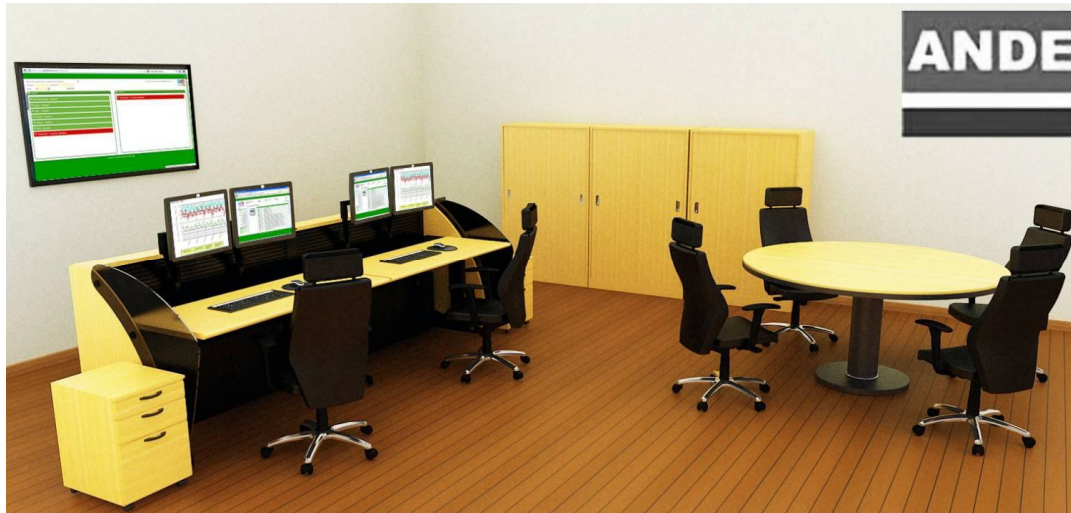
Para conseguir isso, o sistema de monitoração deve estar equipado com um módulo de engenharia que contenha algoritmos e modelos matemáticos para gerar diagnósticos e prognósticos. Algumas das principais funções de diagnóstico que podem ser executadas pelo software de monitoração são:

<b>Modelo de Engenharia:</b>	<b>Diagnósticos e Prognósticos:</b>
Vida útil da isolação	Vida útil restante da isolação (%)
	Tendência de perda de vida da isolação (%/dia)
	Tempo de vida restante da isolação (anos)
Previsão de gradiente final de temperatura	Temperatura futura do hot-spot após estabilização
	Tempo para alcançar temperatura de alarme
	Tempo para alcançar temperatura de desligamento
Gases no óleo	Tendência de evolução do gás no óleo (principalmente H <sub>2</sub> )
	Alarmes por tendência de evolução e concentrações de gás altas ou muito altas
Cromatografia / Físico-químico	Laudo de ensaios de gás-cromatografia off-line
	Laudo de ensaios físico-químicos off-line
Umidade no óleo e no papel	Selagem do transformador – ruptura da bolsa de borracha do tanque de expansão
	Teor de água no óleo (ppm)
	Tendência de evolução do teor de água (ppm/dia)
	Teor de água no papel (% da massa seca)
Temperatura de formação de bolhas	Fator de aceleração da perda de vida da isolação por hidrólise
	Temperatura de formação de bolhas
Eficiência do resfriamento	Temperatura de formação de água livre
	Temperatura do topo do óleo calculada
	Diferença entre temperaturas medida e calculada
Diferencial de temperatura do comutador	Eficiência do sistema de resfriamento
	Diferencial de temperatura instantâneo
	Diferencial de temperatura filtrado
Torque e tempo de operação do motor do comutador	Alarmes por diferenciais de temperatura elevados
	Torque máximo do motor em cada região da comutação
	Tempo de operação do mecanismo do comutador
	Alarmes por valores de torque e tempo de operação fora dos padrões
Assistente de manutenção do comutador	Número de operações do comutador
	Somatória da corrente comutada
	Tempo de serviço do comutador
	Previsão de tempo restante para manutenção do comutador
	Avisos com antecedência para manutenção do comutador
Assistente de manutenção da ventilação forçada	Tempo de operação dos grupos de ventilação, total e após a última manutenção
	Previsão de tempo restante para manutenção da ventilação
	Avisos com antecedência para manutenção da ventilação

Com todas essas informações em mãos, os Engenheiros do centro de gestão agora podem planejar de forma muito mais eficiente os investimentos e as rotinas de manutenção dos transformadores integrados ao sistema.

#### 6.0 - A SALA DO CENTRO NACIONAL DE GESTÃO DE ATIVOS

A sala do centro, ilustrada na figura 4, conta com todas as facilidades para observação do sistema em tempo real, planejamento de ações, estudo do comportamento de cada elemento e do sistema como um todo.



**Figura 4 - Sala do centro nacional de gestão de ativos da ANDE**

Engenheiros, técnicos e os gestores da manutenção podem se reunir e traçar planos de ação sobre uma pequena mesa circular instalada no centro, enquanto o monitor, fixo em uma das paredes, oferece uma visão do panorama geral dos ativos. Os Engenheiros têm à disposição dois computadores, conectados ao servidor da ANDE via intranet, para acompanhar e pesquisar informações específicas, sejam elas parte de um longo histórico de dados ou medições em tempo real das condições do ativo em campo.

#### 7.0 - CONCLUSÃO

Buscando sempre a excelência nos serviços prestados, a ANDE fez uso de tecnologias modernas para estabelecer um centro de gestão inteligente de ativos com a capacidade de acompanhar on-line o estado de dezenas de transformadores espalhados em subestações muitas vezes distantes entre si.

Ao tornar disponíveis informações e prognósticos importantes como o tempo de vida útil restante de um ativo ou a predição de falhas iminentes, a equipe de gestão de ativos da empresa pode planejar os investimentos e rotinas de manutenção de forma mais precisa e localizada.

Tal filosofia de trabalho rende ao sistema elétrico do Paraguai ganhos em confiabilidade e qualidade do fornecimento de eletricidade ao mesmo tempo em que se observa a necessidade de otimização dos custos da manutenção.

#### 8.0 - BIBLIOGRAFIA

- [1] ELECTRA, "An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service", Paris, CIGRE, Ref. no. 88, 1983.
- [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] Alves, Marcos, Albuquerque, Roberto, "Monitoração On-Line de um Banco de Autotransformadores 345-138/13,8 kV 150MVA com Comutação Sob Carga", XIX SNPTTE, Rio de Janeiro, Outubro/2007.
- [4] Fabio Abreu Pinto, Marcos E. G. Alves, "Aplicação De Sistemas De Monitoração On-Line Na Visão Da Engenharia De Manutenção", XXII SNTPE, Brasília, Outubro/2013.