

# **Experiência com o Monitoramento On-Line de Transformadores Elevadores da UTE Euzébio Rocha**

**Fábio Marcelino de Paula Santos (1)<sup>1</sup>**

**Ivan da Costa Vieira (2)<sup>2</sup>**

**Lucas Pavan Fritoli (3)<sup>3</sup>**

## **RESUMO**

Os transformadores elevadores da UTE Euzébio Rocha, em Cubatão-SP são fundamentais para o abastecimento do sistema elétrico brasileiro. Por sua importância e pelas severas condições de trabalho, a Petrobras sempre manteve investimentos e um rigoroso programa de manutenção preventiva para essas máquinas. Líder em tecnologia e comprometida com a qualidade da energia fornecida, a Petrobras implantou o sistema de monitoramento on-line em seus transformadores elevadores, buscando detectar possíveis defeitos em fase incipiente e mitigar ainda mais os riscos de falhas catastróficas.

A instalação do sistema, com sensores e software aconteceu em 2014, com o início do monitoramento de quatro transformadores já em operação. A implantação aproveitou-se de IEDs já instalados e da característica de modularidade e expansibilidade da arquitetura descentralizada empregada.

Serão descritas a arquitetura e as soluções utilizadas na implantação do sistema, assim como os resultados obtidos, atingindo com sucesso objetivos como a manutenção centrada em confiabilidade e o aumento da segurança do pessoal, dos equipamentos e da própria instalação.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Monitoramento on-line, Diagnóstico, Prognóstico, Manutenção Preditiva, Sensores, Software, Transformadores.

## **1.0 - INTRODUÇÃO**

A Usina Termelétrica Euzébio Rocha da Petrobras em Cubatão-SP, movida a gás natural, é responsável por disponibilizar mais de 200 MW de potência ao sistema elétrico brasileiro. Com capacidade de abastecer uma cidade de 600 mil habitantes, demanda grande eficiência operacional para garantir o fornecimento ininterrupto de energia.

---

<sup>1</sup> UTE Euzébio Rocha (Petrobras) Cubatão-SP - Engenharia de Equipamentos

<sup>2</sup> UTE Euzébio Rocha (Petrobras) Cubatão-SP - Engenharia de Manutenção

<sup>3</sup> Treetech Sistema Digitais - Engenharia de Aplicação

Esta opera com dois transformadores elevadores, de 225 MVA e 70MVA respectivamente, e conta com dois transformadores auxiliares de 16MVA. Todos em operação desde 2009.

Esses transformadores desempenham papel fundamental para a transmissão da energia elétrica gerada. Dada a importância dessas máquinas e suas severas condições de trabalho, incluindo temperaturas ambientes elevadas, atmosfera fortemente corrosiva e as solicitações dielétricas normais da operação do sistema, a Petrobras sempre as manteve sob um rigoroso programa de manutenção preventiva.

No entanto, as práticas convencionais não são suficientes para garantir a confiabilidade da planta. Assim, foi implantado um sistema de monitoramento on-line para redução do risco de falhas, com a detecção dos principais tipos de defeitos em fase incipiente - o acompanhamento da condição operativa dos transformadores.

Alguns dos sensores inteligente necessários no projeto já eram existentes nos transformadores e foram aproveitados.

## 2.0 - ESTATÍSTICAS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES

Uma pesquisa internacional de desempenho de transformadores de potência em serviço [1], realizada pelo Cigré com dados de falhas ocorridas entre 1968 e 1978 envolvendo mais de 1000 falhas, revelou, para diversos tipos e aplicações de transformadores, as principais causas de retirada de serviço, tanto forçadas quanto planejadas.

A figura 1 mostra esses dados para transformadores sem comutador sob carga em usinas. Nessa estatística as buchas figuram como a principal origem de falhas em transformadores, com um terço das ocorrências, com a parte ativa praticamente empatada em segundo lugar seguida do tanque e óleo. Esses três subsistemas do transformador em conjunto respondem por praticamente 84% das retiradas dos equipamentos de serviço.

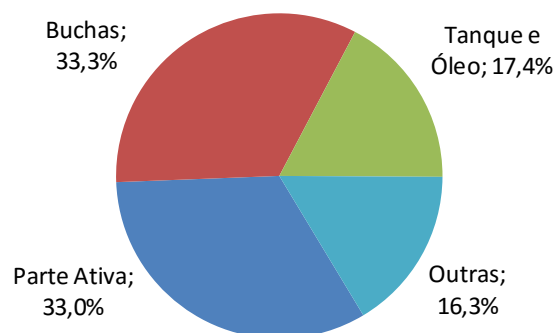


Fig. 1. Estatística das causas para saída de serviço de transformadores sem OLTC [1].

Com base nessas estatísticas e na experiência anterior da Petrobras, foram selecionadas as variáveis a monitorar nos transformadores elevadores e auxiliares. Além das funções de tratamento de dados necessárias, de forma a transformar as variáveis medidas em informações úteis para diagnóstico e prognóstico dos

transformadores. Com isso buscou-se cobrir os principais subsistemas do transformador e reduzir, assim, o risco de falhas.

### 3.0 - SENSORIAMENTO DOS TRANSFORMADORES

As variáveis medidas nos transformadores elevadores das plantas de Mauá e Cubatão são mostradas na tabela 1, agrupadas por subsistema.

Tabela 1 - Variáveis monitoradas nos transformadores elevadores agrupadas por subsistemas

<b>Sistema</b>	<b>Sensor</b>	<b>Variável</b>
<b>Buchas</b>	Monitor de Buchas	Capacitância
		Tangente Delta
		Correntes de fuga
		Tensões fase-terra e fase-fase
<b>Parte ativa</b>	Monitor de temperatura	Temperatura do óleo
		Temp. dos enrolamentos (hot-spot)
		Temperatura ambiente
		Percentuais de carga
<b>Tanque e Óleo</b>	Monitor de umidade	Teor de água no óleo (ppm)
		Saturação relativa de água no óleo %
		Saturação relativa à temp. ambiente
		Saturação relativa à temp. de referência
		Tendência de evolução do teor de água
<b>Outros</b>		Contatos de alarme: - Relé buchholz, - Válvula de alívio de pressão, - Nível de óleo, etc.

Para cumprir totalmente seus objetivos, o sistema de monitoramento deve efetuar o tratamento dos dados acima, a fim de obter informações úteis sobre o estado dos transformadores, como detalhado a seguir.

### 4.0 - TRATAMENTO DE DADOS PARA DIAGNÓSTICOS E PROGNÓSTICOS

Para o tratamento dos dados obtidos a partir dos sensores citados acima, o sistema de monitoramento instalado possui em seu software um Módulo de Engenharia, que inclui os modelos de engenharia mostrados na tabela 2.

Tabela 2 - Modelos de Engenharia para diagnóstico e prognóstico do estado dos transformadores

Sistema	Modelo de Engenharia	Diagnósticos e Prognósticos
Buchas	Estado das Buchas	Tendência de evolução de capacitância (pF/dia)
		Tendência de evolução de tangente delta (%/dia)
		Tempo restante para alcançar valores críticos de capacitância (dias)
		Tempo restante para alcançar valores críticos de tangente delta (dias)
Parte ativa	Envelhecimento da isolação	Vida útil restante da isolação (%)
		Tendência de perda de vida da isolação (%/dia)
		Tempo de vida restante da isolação (anos)
	Umidade no papel	Teor de água no papel (% da massa seca)
		Fator de aceleração da perda de vida da isolação por hidrólise
		Temperatura de formação de bolhas
		Temperatura de formação de água livre
	Gases no óleo	Laudo de ensaios de gás-cromatografia off-line
	Previsão de temperaturas	Temperatura futura do hot-spot após estabilização
		Tempo para alcançar temperatura de alarme
		Tempo para alcançar temperatura de desligamento
	Simulação	Simulação de evolução de temperaturas com degrau de carga
		Simulação de evolução de temperaturas c/ curva de carga 24h
		Perda de vida hipotética
	Tanque e Óleo	Físico-químico
Tendência de evolução do teor de água (ppm/dia)		
Sistema de resfriamento	Eficiência do resfriamento	Temperatura do topo do óleo calculada
		Diferença entre temperaturas medida e calculada
		Eficiência do sistema de resfriamento
	Manutenção do resfriamento	Tempo total de operação dos grupos de resfriamento
		Tempo de operação dos grupos de resfriamento após manutenção
		Tempo restante para manutenção dos grupos de resfriamento
		Alarme por vibração das bombas

Dessa forma, os dados brutos dos sensores permitem obter informações úteis para diagnósticos e prognósticos do estado dos transformadores [2], [3].

## 5.0 - ARQUITETURA DO SISTEMA DE MONITORAÇÃO

A arquitetura do sistema de monitoramento dos transformadores da UTE Euzébio Rocha é mostrada na figura 2.

A medição das variáveis já apresentadas na tabela I é efetuada por meio de sensores inteligentes tipo IED (Intelligent Electronic Device), projetados e testados especificamente para uso no ambiente de pátio de subestações, permitindo sua instalação diretamente no corpo dos transformadores.

Esses sensores são dotados de portas de comunicação que permitem sua conexão direta a uma rede de comunicação, possibilitando a transmissão direta das medições para um servidor de monitoramento de transformadores. A comunicação entre os sensores e o servidor é através do protocolo Modbus-RTU.

Já o servidor também se comunica com o Sistema de Supervisão e Controle da UTE-EZR através do protocolo OPC. Dessa forma, os dados podem ser monitorados pela equipe de operação, armazenados em um servidor de histórico ou mesmo serem disponibilizados para outros sistemas.

No servidor de monitoramento de transformadores é executado o Software Especialista de monitoramento Sigma, que efetua os tratamentos de dados mostrados na tabela II.

Por meio da rede Intranet da Petrobras os usuários têm acesso remoto ao sistema de monitoramento, através da interface em páginas HTML, com tecnologia Web 2.0.

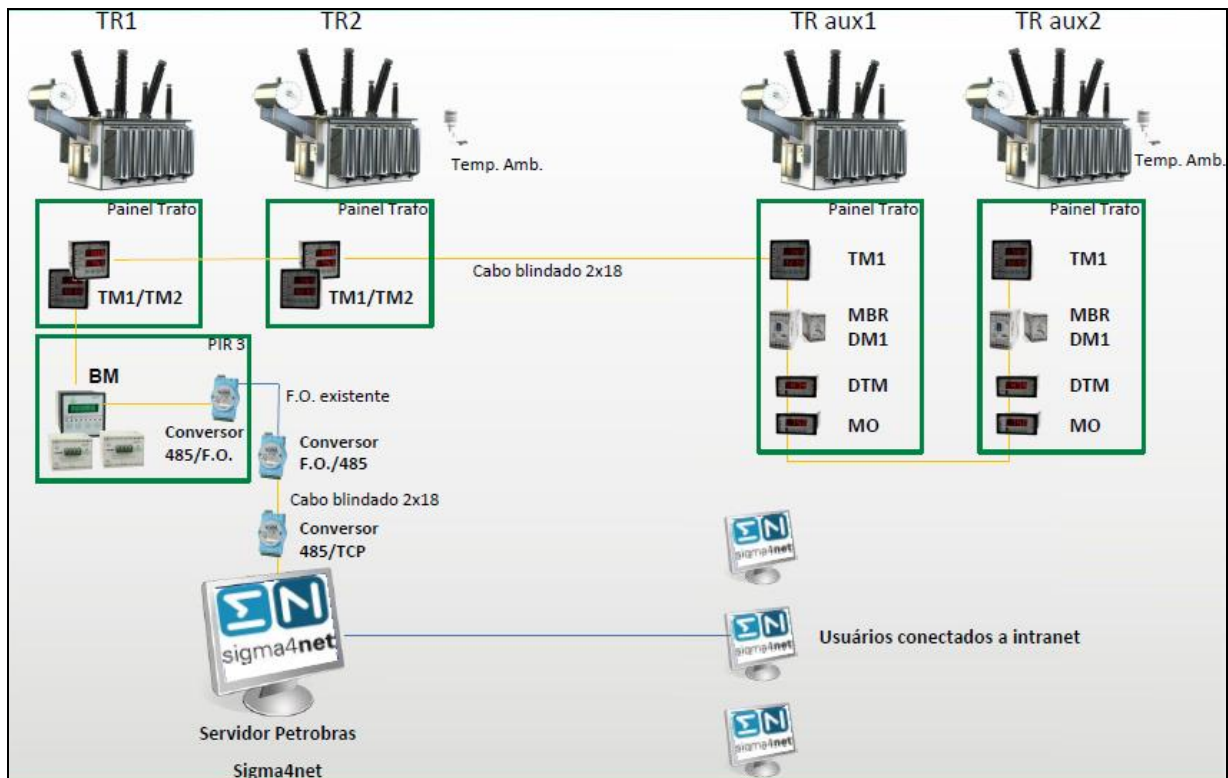


Fig. 2. Arquitetura do sistema de monitoramento dos transformadores

A arquitetura escolhida pela Petrobras é descentralizada [4], ou seja, não utiliza um elemento centralizador no corpo do transformador, evitando assim custos adicionais e eliminando um ponto de falha [5]. Essa arquitetura trouxe também alguns benefícios adicionais para a instalação, que foram:

- Devido à sua modularidade, a facilidade para expansão do sistema para vários transformadores da usina;
- Da mesma forma, a possibilidade de expansão a outros equipamentos da usina, tais como disjuntores, seccionadores, TCs, etc.;
- A possibilidade de expansão do sistema com o acréscimo de novos sensores.

## 6.0 - FUNCIONALIDADES DO SISTEMA

As principais funcionalidades disponibilizadas pelo software de monitoramento são:

- Acesso local na usina ou remoto em qualquer ponto da rede da Petrobras, através de páginas Web, sem necessidade de instalação de plug-ins nos computadores dos usuários;
- Possibilidade de acesso remoto através de Smartphones, desde que o acesso seja permitido pelos administradores do sistema e da rede;

- Envio de alertas por email em caso de alarmes ou alertas de diagnósticos;
- Armazenamento de dados de sensores e dos modelos de engenharia em banco de dados SQL Server, mantendo histórico de toda a vida dos transformadores;
- Visualização de dados on-line ou históricos;
- Consulta ao histórico através de gráficos, tabelas ou exportação para arquivo XLS (MS Excel);
- Interface de anunciador de alarmes com registro em banco de dados do início, reconhecimento e finalização dos alertas e alarmes;
- Registro de todos os acessos e operações realizadas pelos usuários no sistema;
- Acesso protegido por nome de usuário e senha, com categoria de acesso específica para cada usuário: Visualizador, Operador e Administrador;
- Facilidade de integração a outros sistemas através do protocolo de comunicação OPC.

## 7.0 - INSTALAÇÃO DO SISTEMA

Os primeiros IEDs entraram em funcionamento com a energização dos transformadores em 2009. Já aproveitando os benefícios de comprar os ativos sensoreados, a Petrobras possuía as bases para o monitoramento on-line.

O sistema de monitoramento efetivamente foi implementado no primeiro semestre de 2014, aproveitando-se das paradas técnicas programadas naquele ano. Todo o serviço de instalação e comissionamento respeitou a disponibilidade de prazos da planta.

Detalhes da instalação são mostrados nas figuras 3 a 6 a seguir.



Fig. 3. Vista de um dos transformadores elevadores, 225 MVA 18/230 kV

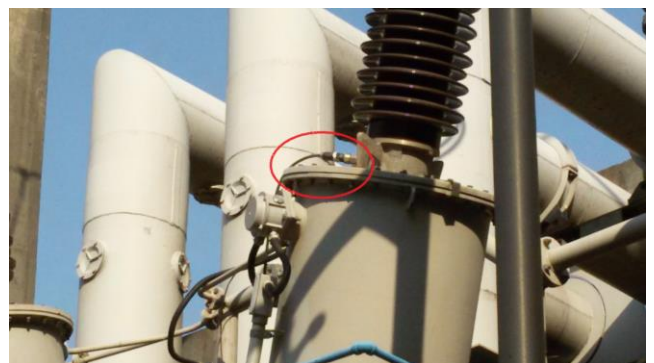


Fig. 4. Detalhe da instalação do adaptador no tap capacitivos das buchas de 230 kV,

para monitoração de sua capacitância e tangente delta



Fig. 5. Painel com sensores inteligentes (IEDs) no corpo do transformador



Fig. 6. Servidor de monitoramento na sala de controle

## 8.0 - RESULTADOS OBTIDOS

Diversos resultados estão em aferição com a instalação e operação do sistema de monitoramento descrito, objetivando os seguintes benefícios:

- Aumento da disponibilidade de planta e continuidade do sistema;
- Redução do risco de falhas catastróficas, com a detecção dos defeitos em estágio inicial [6];
- Conseqüentemente, aumento da segurança para o pessoal da usina, para os equipamentos e para a instalação;
- Extensão da vida útil dos equipamentos ao detectar rapidamente condições de envelhecimento acelerado;
- Preservação da imagem corporativa ao reduzir a chance de acidentes;
- Otimização das rotinas de manutenção, permitindo a migração gradual da manutenção preventiva para a preditiva – baseada no estado do equipamento ao invés de no tempo;
- Preparação dos equipamentos para aplicação da filosofia da Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC).

Com a ferramenta de geração de gráficos disponível no software de monitoramento (Fig. 7), tornou-se possível o acompanhamento da evolução de defeitos em tempo real, permitindo a análise comparativa entre diversas grandezas operacionais, o que



trouxe facilidade e aumento da confiabilidade na emissão de diagnósticos de falhas incipientes.

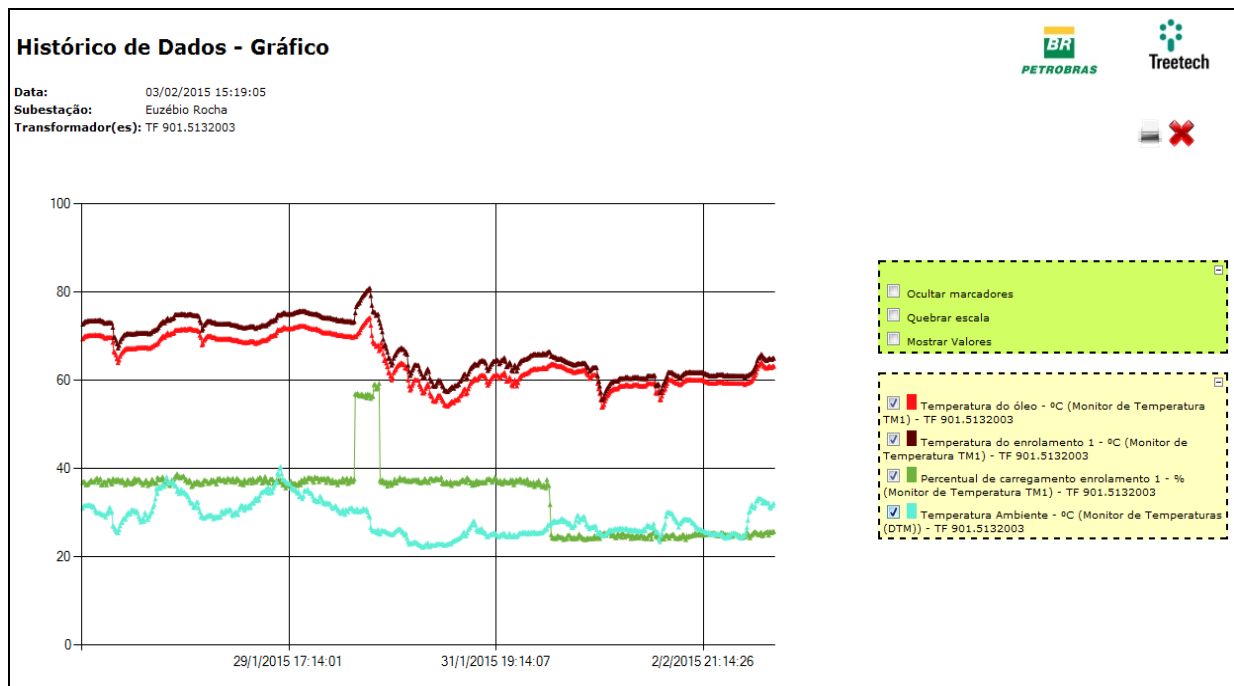


Fig. 7. Ferramenta de geração de gráficos do software de monitoramento

## 9.0 - CONCLUSÃO

Considerando a importância do fornecimento de energia da UTE Euzébio Rocha para o sistema elétrico nacional, a implantação de um sistema de monitoramento on-line para seus transformadores elevadores é uma medida de grande importância para o aumento da confiabilidade e disponibilidade da geração de energia.

Com a implantação do sistema foi atingido também um objetivo de grande importância para a Petrobras, que é se manter na vanguarda tecnológica de suas instalações físicas. Além disso, a instalação de sistemas de monitoramento é muito bem avaliada pelas seguradoras, o que traz benefícios na contratação do seguro para a planta da Petrobras.

## 10.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ELECTRA, "An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service", Paris, CIGRE, Ref. no. 88, 1983.
- [2] 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.

- [3] Alves, Marcos, “Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência”, Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] Alves, Marcos, Vasconcellos, Vagner, “Monitoramento da Umidade no Óleo Isolante de Transformadores de Potência Visando o Aumento da Confiabilidade Operativa”, V Workspot – Workshop on Power Transformers, Belém, Brasil, 2008.