

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia

PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

GERENCIAMENTO DOS ATIVOS DE POTÊNCIA

UTILIZANDO SISTEMAS DE

MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO

Humberto de Alencar Pizza da Silva

haps@iee.usp.br

São Paulo

2005

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENERGIA**

**GERENCIAMENTO DOS ATIVOS DE POTÊNCIA
UTILIZANDO SISTEMAS DE
MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO**

HUMBERTO DE ALENCAR PIZZA DA SILVA

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração), para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni

São Paulo

2005

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE .

FICHA CATALOGRÁFICA

Silva, Humberto de Alencar Pizza da

Gerenciamento dos Ativos de Potência Utilizando Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico. /Humberto de Alencar Pizza da Silva; orientador: Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni. São Paulo, 2005.

229 p.: il; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP/FEA/IEE /IF da Universidade de São Paulo.

1. Gerenciamento de Ativos 2. Monitoramento e Diagnóstico 3. Automação 4. Energia Elétrica - Medição 5. Equipamentos de Potência 6. Chaves Secionadoras 7. Disjuntores 8. Linhas de Transmissão Subterrâneas 9. Transformadores

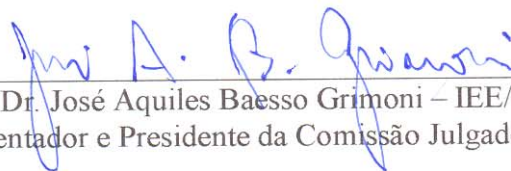
I. Título

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF

HUMBERTO DE ALENCAR PIZZA DA SILVA

“Gerenciamento dos ativos de potência utilizando sistemas de monitoramento e diagnóstico”

Dissertação defendida e aprovada em 01/12/2005 pela Comissão Julgadora:



Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni – IEE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



Prof. Dr. Arnaldo Gakiya Kanashiro – IEE/USP



Prof. Dr. Carlos Júlio Dupont – CEPEL/RJ

MAGNIFICAT

“Minha alma glorifica ao Senhor,
meu espírito exulta de alegria
em Deus meu Salvador,
porque olhou para sua pobre serva.
Por isto, desde agora,
me proclamam bem aventurada todas as gerações,
porque realizou em mim maravilhas aquele que é poderoso
e cujo nome é Santo.
Sua misericórdia se estende, de geração em geração,
sobre os que o temem.
Manifestou o poder de seu braço:
desconcertou os corações dos soberbos.
Derrubou do trono os poderosos
e exaltou os humildes.
Saciou de bens os indigentes
e despediu de mãos vazias os ricos.
Acolheu a Israel, seu servo,
Lembrado da sua misericórdia,
Conforme prometera a nossos pais,
em favor de Abraão e sua posteridade, para sempre.”

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni pelas diretrizes e pela amizade.

Ao falecido Prof. Dr. Orlando Silvio Lobosco pela oportunidade em trabalhar com o tema monitoramento em tempos tão difíceis onde a palavra de ordem foi superação.

Ao colega Dr. Gervásio L. Castro, pelas discussões técnicas durante os projetos de pesquisa pioneiros no tema de monitoramento de equipamentos de potência.

Ao Prof. Dr. Geraldo Francisco Burani pelo total apoio, como diretor do IEE-USP, o que me propiciou segurança, paz e tranquilidade nas minhas tarefas no Instituto e aos trabalhos relacionadas com o meu mestrado.

Ao Prof. Dr. José Sidnei Colombo Martini pela abertura e incentivo pessoal nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento com a CTEEP, que foram fonte de inspiração técnica para a realização deste trabalho e que contribuíram para o meu progresso profissional.

Ao Eng. Francisco Kameyama, por apresentar a oportunidade que, após concurso público, me possibilitou vir integrar a equipe de Alta Tensão do Instituto de Eletrotécnica e Energia onde pude trabalhar com temas muito interessantes, inclusive os que geraram esta dissertação de mestrado.

Aos colegas do laboratório de Alta Tensão, especialmente a Celso Brás e Welson Bassi, pela receptividade no início de meus trabalhos e amizade ao longo destes anos todos.

Aos meus pais, Antônio e Deise, pelo exemplo de vida e de perseverança na busca de um ideal e do trabalho digno, e aos meus irmãos, Stella Maris, Marco Aurélio e Lucy Maris pela união e luta em família.

À minha esposa Fátima, pelo apoio incondicional e por compartilhar deste ideal, e aos meus filhos Gabriel Iraê e Rafael Nahan pela fonte de energia, alegria, carinho, esperança e amor.

RESUMO

SILVA, H.A.P., **Gerenciamento dos Ativos de Potência Utilizando Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico**. 2005. 229p. Dissertação de Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Hoje em dia, a necessidade de ter agilidade de resposta às rápidas mudanças do ambiente de negócios e a acelerada evolução tecnológica, em um ambiente cada vez mais competitivo, leva as concessionárias de energia elétrica a otimizar a gestão e maximizar a rentabilidade extraída de seus ativos (equipamentos de potência: transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras etc.).

Para maximizar a rentabilidade dos ativos é necessário empregar um regime de utilização ao limite dos equipamentos de potência mais importantes da concessionária, de forma a obter um maior aproveitamento da reserva de vida dos equipamentos, aproveitar ao máximo a sobre-vida residual dos mesmos, evitar intervenções desnecessárias e reduzir os prejuízos do uso módico dos ativos. Isto é possível através do acompanhamento do estado dos equipamentos críticos e estratégicos para a empresa com o uso de sistemas de monitoramento em tempo real.

Já para a otimização da gestão, em relação a estes ativos e as demais atividades gerenciais da concessionária, é necessário um sistema de gerenciamento de ativos com suporte do monitoramento dos equipamentos de potência, integrados ao Sistema de Tecnologia de Informação interagindo com os demais setores da empresa e, conseqüentemente, com ações coordenadas sobre o ativo.

Com base nisso, este trabalho propõe o Gerenciamento dos Ativos de Potência utilizando Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico. Aliado a uma redefinição dos critérios de planejamento, com esse gerenciamento será possível garantir que todos os equipamentos na concessionária que executam os processos de produção, transformação, transmissão e distribuição e de utilização da energia elétrica, funcionem em sua melhor condição. Isto resultará na obtenção dos seguintes benefícios:

- ✓ Melhor percepção da capacidade estratégica instalada da empresa;
- ✓ Migrar para uma filosofia de ações “proativas” para manutenção dos equipamentos;
- ✓ Prognosticar problemas incipientes;
- ✓ Ações sobre os equipamentos das subestações com melhor relação custo-benefício;
- ✓ Ações de operação integradas do sistema instalado;
- ✓ Maior disponibilidade dos equipamentos de potência;
- ✓ Avaliação de desempenho dos equipamentos;
- ✓ Redução de custos de manutenção;
- ✓ Maior qualidade de produção;
- ✓ Redução de perdas por multas e perdas de faturamento em paradas não programadas;
- ✓ Otimizar investimentos e gastos (evitando manutenções desnecessárias);
- ✓ Melhorar o Planejamento Estratégico.

Palavras-chave: Gerenciamento de Ativos, Monitoramento Diagnóstico, Automação, Medição de Energia Elétrica, Equipamentos de Potência, Chaves Seccionadoras, Disjuntores, Linhas de Transmissão Subterrâneas, Transformadores

ABSTRACT

SILVA, H.A.P., **Gerenciamento dos Ativos de Potência Utilizando Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico**. 2005. 229p. Dissertação de Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Competitiveness in the electrical industry market and changes in the utilities environment, is pushing the enterprises to have proper asset management strategies which leads towards optimization of benefits, forcing to reduce the operational costs and to extend the life time cycle of the equipment to its extreme but safe limits.

In order to get the maximum of the power equipment from the utility installed capacity the use of real time monitoring systems integrated with the utility Information Technology system is of utmost importance.

Based upon the arguments explained above it is proposed in this work to use Asset Management for Power Equipment with Support of Monitoring and Diagnostic Systems, in association with a redefinition of enterprise resource planning criteria. It will allow having power equipment performing its task of generation, transformation, transmission and distribution of energy at its maximum and safe condition.

This would result in several benefits that are expected nowadays within a competitive power utility:

- ✓ *Better understanding of the installed capacity;*
- ✓ *Better cost-benefit actions towards the power equipment;*
- ✓ *Integrated and coordinated actions;*
- ✓ *Higher availability of the equipment;*
- ✓ *Possibility to evaluate the equipment;*
- ✓ *Maintenance cost reductions;*
- ✓ *Higher production quality;*
- ✓ *Losses reductions;*
- ✓ *Investment optimization;*
- ✓ *Improved Enterprise Resource Planning Strategy.*

Keywords: Asset Management, Monitoring and Diagnostics, Automation, Power Equipment, Disconnectors, Circuit Breakers, Power Lines, Transformers.

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

- Figura 2.1: Visão dos Novos Paradigmas.
- Figura 2.2: Migração do Processo de Controle do Equipamento para Gestão do Ativo.
- Figura 2.3: Sistema integrado para o Gerenciamento do Ativo.
- Figura 2.4: Principais beneficiários de um sistema com Gestão do Ativo na empresa.
- Figura 2.5: Os equipamentos em um contexto sob uma visão sistêmica mais abrangente.
- Figura 2.6: Integração com sistemas de gerenciamento da manutenção.
- Figura 2.7: Sistema integrado de gerenciamento de ativo usando a rede de TI das empresas.
- Figura 2.8: Gerenciamento de Ativos através da estrutura de TI. Arquitetura do módulo de monitoramento de L.T. implementado na CTEEP (Transmissão Paulista).
- Figura 2.9: Acesso remoto e móvel do módulo de monitoramento da Linha de Transmissão Subterrânea implementado na CTEEP (Transmissão Paulista).
- Figura 2.10: Arquitetura do Sistema Integrado de Gerenciamento.
- Figura 2.11: Portabilidade entre sistemas diferentes.
- Figura 2.12: Arquitetura com camada de Formato Comum de Transferência de Dados.
- Figura 2.13: Ilhas de Informação.
- Figura 2.14: Integração da informação em subestações baseada no IEC61850/UCA (*seamless information integration*).
- Figura 2.15: Topologia centralizada para aplicações de monitoramento de equipamentos de potência.
- Figura 2.16: Topologia mista para aplicações de monitoramento de equipamentos de potência.
- Figura 2.17: Topologia “*seamless*” para aplicações de monitoramento de equipamentos de potência.

Figura 2.18: Modelagem para os equipamentos monitorados (ex: Disjuntor de Alta Tensão).

Figura 2.19: Estrutura genérica de camadas.

Figura 2.20: Modelos para o transformador e seus subsistemas.

Figura 2.21: Exemplo ilustrativo dos modelos existentes no UCA 2.0 – GOMSFE.

CAPÍTULO 3

Figura 3.1: Perfil altimétrico da linha que interliga as subestações Anhanguera e Centro I, indicando as caixas de acesso.

Figura 3.2: Local de instalação do sensor de corrente da blindagem no *Cross-bonding*, alagamento e de acesso da caixa nº 28.

Figura 3.3: Local de instalação de um dos pontos de temperatura do cabo utilizando um sensor de tipo PT 100 e sensor de pressão para o sistema de resfriamento.

Figura 3.4: Caixa 31. Local de instalação de sensores de pressão do sistema de resfriamento, sensores de acesso e alagamento, painel de monitoramento com módulo de comunicação e transmissão de dados por modem celular.

Figura 3.5: Painel de monitoramento com os dispositivos: de coleta, transmissão comunicação de dados e de condicionamento de sinal.

Figura 3.6: Área de cobertura do serviço para tráfego de dados com tecnologia 1xRTT 2,5G da VIVO.

Figura 3.7: Arquitetura do sistema de monitoramento da L.T. subterrânea da CTEEP.

Figura 3.8: Tela de configuração do supervisório com interface para indicação dos estados de alarmes das grandezas monitoradas do cabo.

Figura 3.9: Tela de histórico dos alarmes do supervisório com interface para indicação dos estados de alarmes das grandezas monitoradas do cabo.

Figura 3.10: Tela de dados históricos das pressões do Visualizador MI_Monitor.

Figura 3.11: Tela de dados históricos das correntes no Visualizador MI_Monitor.

Figura 3.12: Tela do aplicativo de diagnóstico SESPEC.

Figura 3.13: Tela do aplicativo de diagnóstico com indicação gráfica de tendência.

Figura 3.14: Detalhes construtivos do Cabo Tipo OF da CTEEP de 230kV com seus componentes principais.

- Figura 3.15: Modelo Elétrico Análogo ao Modelo Térmico do cabo com suas fontes de calor, capacitâncias e resistências térmicas.
- Figura 3.16: Supervisório com Plugin da biblioteca de cálculo para carregamento.
- Figura 3.17: Supervisório com interface para indicação em tempo real, da situação de carregamento do cabo por trecho monitorado.

CAPÍTULO 4

- Figura 4.1: Tipos construtivos de chaves seccionadoras.
- Figura 4.2: Número de ocorrências por modelos de chave seccionadora: problemas no comando de acionamento.
- Figura 4.3: Número de ocorrências por modelos de chave seccionadora: problemas de aquecimento e sobreaquecimento.
- Figura 4.4: Número de ocorrências por modelos de chave seccionadora: manutenção corretiva.
- Figura 4.5: Número de ocorrências (outros) por modelos de chave seccionadora do fabricante EGIC, escolhida para o projeto de monitoramento.
- Figura 4.6: Número total de ocorrências por modelos de chave seccionadora.
- Figura 4.7: Chave Seccionadora EGIC modelo SOH de 345 kV e seus componentes principais.
- Figura 4.8: Base de sustentação da Chave Seccionadora EGIC modelo SOH 345 kV, caixa dos contatos auxiliares do mecanismo de fim de curso e demais componentes.
- Figura 4.9: Diagrama em blocos do sistema completo do sensor óptico de posição absoluta dos contatos de uma chave seccionadora de alta-tensão.
- Figura 4.10: Sensor óptico implementado na chave semipantográfica instalada no Laboratório do IEE-USP do sistema de monitoramento para chaves seccionadoras.
- Figura 4.11: Ilustração do feixe óptico do sensor digital de posição aberto/fechado, implementado na chave seccionadora semipantográfica.
- Figura 4.12: Sistema de Monitoramento da Chave Seccionadora integrado à rede de TI na topologia proposta.
- Figura 4.13: Tela do aplicativo de visualização e configuração das grandezas digitais: Posição Real dos Contatos, *micro switches* do Fim de Curso etc.

Figura 4.14: Tela do aplicativo de visualização da corrente do motor e da posição angular do mancal: oscilografia do fechamento da chave seccionadora.

Figura 4.15: Tela do aplicativo de visualização da corrente do motor e da posição angular do mancal: oscilografia da abertura da chave seccionadora.

CAPÍTULO 5

Figura 5.1: Disjuntor PK6 Delle Alstom a Ar-Comprimido-460kV (CTEEP Cabreúva).

Figura 5.2: Disjuntor SF6 Siemens de 138 kV com comando hidráulico (CPFL SE Campinas Centro).

Figura 5.3: Forma de onda característica da corrente da bobina e seus parâmetros associados.

Figura 5.4: Forma de onda característica da corrente de fase na abertura e seus parâmetros associados.

Figura 5.5: Forma de onda característica da corrente de fase no fechamento e seus parâmetros associados.

Figura 5.6: Forma de onda característica do percurso dos contatos do disjuntor durante a abertura/fechamento.

Figura 5.7: Forma de onda anormal do percurso dos contatos do disjuntor durante a abertura/fechamento – caso 1.

Figura 5.8: Forma de onda anormal do percurso dos contatos do disjuntor durante a abertura/fechamento – caso 2.

Figura 5.9: Forma de onda característica da corrente do motor do mecanismo de acionamento para a abertura/fechamento do disjuntor.

Figura 5.10: Sistema de Monitoramento de Disjuntor integrado à rede de TI na topologia proposta.

Figura 5.11: Dispositivo Eletrônico Inteligente para monitoramento de Disjuntores de Potência, modelo *Optimizer plus* da Incon.

Figura 5.12: Diagrama de blocos do Dispositivo Eletrônico Inteligente para monitoramento de Disjuntores de Potência, modelo *Optimizer plus* - Incon.

- Figura 5.13: Diagrama de conexões externas do Dispositivo Eletrônico Inteligente para monitoramento de Disjuntores de Potência, modelo *Optimizer plus* – Incon.
- Figura 5.14: Possibilidades de interfacear o Dispositivo Eletrônico Inteligente com o Disjuntor de Potência.
- Figura 5.15: Curvas típicas com informação da duração do arco superimosta no gráfico.
- Figura 5.16: Características do Dispositivo Eletrônico Inteligente para monitoramento de Disjuntores de Potência na versão em português do painel do instrumento.
- Figura 5.17: Tela do aplicativo de visualização das grandezas monitoradas do disjuntor (fechamento).
- Figura 5.18: Tela do aplicativo de visualização das grandezas monitoradas do disjuntor (abertura).

CAPÍTULO 6

- Figura 6.1: Transformador e suas partes principais.
- Figura 6.2: Transformador Monitorado (TR-3 Campinas CPFL) Potência 50 MVA e Tensão Nominal 138kV / 11.95kV.
- Figura 6.3: Sistema Integrado *On Line* e *Off Line* de Monitoramento de Transformadores.
- Figura 6.4: Tela do aplicativo de visualização das grandezas monitoradas do módulo *on-line* do transformador.
- Figura 6.5: Tela do aplicativo de visualização histórica das grandezas monitoradas do transformador: Temperaturas.
- Figura 6.6: Tela do aplicativo de visualização histórica das grandezas monitoradas do transformador: Corrente de Carga e Posição de TAP.
- Figura 6.7: Telas do aplicativo GASCRO do módulo *off-line* do sistema de monitoramento de transformadores.
- Figura 6.8: Tela do aplicativo de diagnóstico da umidade no papel da isolação sólida (*PDC Analysing Software*) do módulo *off-line* do sistema de monitoramento de transformadores.

APÊNDICE A

Figura A.1: Troca de dados entre sistemas de Monitoramento.

APÊNDICE B

Figura B.1: Integração da informação baseada no IEC61850/UCA (*seamless information integration*).

Figura B.2: Convenção de nomes usando o *standard* GOMSFE.

Figura B.3: Grupo de equipamentos: BRICKS como definido no UCA 2.0 ou LOGICAL NODE como definido no IEC 61850.

LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO 2

Tabela 2.1: Grupo “Buchas”, extraído do GOMSFE.

CAPÍTULO 4

Tabela 4.1: Tabela Resumo dos Recursos de Monitoramento para Secionadores.

CAPÍTULO 5

Tabela 5.1: Tabela de defeitos relacionados ao comportamento do mecanismo de acionamento de disjuntores à SF6.

CAPÍTULO 6

Tabela 6.1: Resumo dos principais aspectos que causam as maiores taxas de falhas em transformadores e seus componentes.

APÊNDICE B

Tabela B.1: Exemplo de abreviações.

Tabela B.2: Componentes comuns (Objetos de Dados e Estruturas).

ABREVIACOES

A/D	Analógico/Digital
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASC	<i>American Standard Code for Information Interchange</i>
ATP-RTU	<i>Automatic Train Protection - Remote Terminal Unit</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CIGRE	<i>Conseil International Des Grands Réseaux lectriques</i>
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPU	Central de Processamento nico
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DEI	Dispositivo Eletrônico Inteligente
DP	Descargas Parciais
DTM	<i>Differential Temperature Monitor</i>
EMC	<i>Electromagnetic Compatibility</i>
EO	Estatísticas Operanais
ERP	<i>Enterprise Resource Planning</i>
FCTD	Formato Comum de Transferência de Dados
FIFO	<i>Fist In First Out</i>
FRA	<i>Frequency Response Analisys</i>
GOMSFE	<i>Generic Object Models for Substation & Feeder Equipment</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>

IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEE-USP	Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo
IP	<i>Internet Protocol</i>
LCM	<i>Liquid Conductivity Meter</i>
LED	<i>Light Emitted Diode</i>
LP	Linha Privativa
LT	Linha de Transmissão
LTC-MAP	<i>Load Tap Changer-Maintenance Action Planner</i>
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MS	Microsoft
ODBC	<i>Open Database Conectivity</i>
OF	<i>Oil Filled</i>
OLTC	<i>On Load Tap Changers</i>
PC	<i>Personal Computer</i>
PDC	<i>Polarization and Depolarization Current</i>
ppm	partes por milhão
PT100	<i>Platinum Resistance Thermometer</i>
RTD	<i>Resistance Temperature Detector</i>
SAP	<i>Systems, Applications & Products in Data Processing</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCS	<i>Supervision and Control System</i>
SE	Subestação
SF6	<i>Sulphur Hexafluoride</i>

SGBD	Sistema Gerenciador de Banco de Dados
SQL	<i>Structured Query Language</i>
TC	Transformador de Corrente
TCP	<i>Transfer Common Protocol</i>
TI	Tecnologia da Informação
TR	Transformador
TTL	<i>Transistor-Transistor Logic</i>
UCA	<i>Utility Communications Architecture</i>
UTR	Unidades Terminais Remotas

SUMÁRIO

RESUMO	iii
ABSTRACT	iv
LISTA DE FIGURAS	v
LISTA DE TABELAS	xi
ABREVIACÕES	xii
CAPÍTULO 1 - GENERALIDADES	1
1.1 OBJETIVO	1
1.2 GERAL	2
1.3 ESTADO DA ARTE E MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	3
1.3.1 Motivação no Campo Operativo.....	3
1.3.2 Motivação no Campo Econômico	4
1.3.3 Motivação no Campo Tecnológico	4
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	6
1.5 BIBLIOGRAFIA	9
CAPÍTULO 2 – GERENCIAMENTO DE ATIVOS	10
2.1 INTRODUÇÃO	10
2.2 GERENCIAMENTO DE ATIVOS	15
2.2.1 Gerenciamento de Ativos Através da Estrutura de TI.....	18
2.2.2 Paradas não Programadas versus Paradas Programadas.....	21
2.2.3 Manutenção Preventiva e Preditiva.....	21
2.2.4 Manutenção Proativa.....	22
2.2.5 Sistema Integrado de Informação e Monitoramento de Equipamentos.....	24
2.2.6 Adoção do IEC 61850 & UCA 2.0.....	32
2.3 BIBLIOGRAFIA	47
CAPÍTULO 3 – MONITORAMENTO DE L.T. SUBTERRÂNEA	51
3.1 INTRODUÇÃO	51
3.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA IMPLEMENTADO	52
3.2.1 Características da Linha de Transmissão Subterrânea Monitorada.....	52
3.2.2 Módulo de Sensoreamento	53
3.2.3 Módulo de Coleta, Condicionamento e Transmissão de Dados	55
3.2.4 Módulo Comunicação	57
3.2.5 Arquitetura do Sistema de Monitoramento	59
3.3 APLICATIVOS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO	61
3.3.1 Supervisório IO-MTC	61
3.3.2 Visualizador MI_Monitor	62
3.3.3 Aplicativo de Análise dos Dados - SESPEC.....	64

3.4	MODELAGEM TÉRMICA E ALGORITMO DE CARREGAMENTO.....	65
3.4.1	Fontes de Calor	67
3.4.2	Resistências Térmicas	68
3.4.3	Capacitâncias Térmicas	69
3.4.4	Correção da Resistência Elétrica do Condutor em Corrente Alternada	71
3.4.5	Dados Construtivos do Cabo	73
3.5	RESOLUÇÃO DO CIRCUITO ELÉTRICO ANÁLOGO	74
3.6	ESTIMATIVA DE TEMPO PARA CONTINGÊNCIAS – CORRENTES DE SOBRECARGA	75
3.7	ALGORITMO DE SUPERVISÃO DO CARREGAMENTO DO CABO.....	78
3.8	BIBLIOGRAFIA.....	81
	CAPÍTULO 4 – MONITORAMENTO DA CHAVE SECCIONADORA.....	82
4.1	INTRODUÇÃO.....	82
4.2	TIPOS DE OCORRÊNCIAS.....	84
4.3	COMPONENTES DA CHAVE.....	88
4.4	MONITORAMENTO DA CHAVE SECCIONADORA.....	89
4.5	DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE MONITORAMENTO.....	93
4.5.1	Monitoramento dos Contatos Fixos e Móveis.....	93
4.5.2	Monitoramento Eletro-Mecânico.....	97
4.6	DESCRIÇÃO DOS COMPONENTES PARA O MONITORAMENTO.....	99
4.6.1	Posição Real dos Contatos.....	99
4.6.1.1	Fim de Curso de Fechamento da Chave Seccionadora.....	99
4.6.1.2	Posição Angular do Mancal de Acionamento.....	99
4.6.2	Torque de Saída do Mecanismo Motorizado.....	100
4.6.3	Tempo de Manobra da Chave Seccionadora.....	101
4.7	APLICATIVOS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO.....	101
4.8	BIBLIOGRAFIA.....	103
	CAPÍTULO 5 – MONITORAMENTO DO DISJUNTOR.....	105
5.1	INTRODUÇÃO.....	105
5.2	DISJUNTORES MONITORADOS.....	105
5.3	MONITORAMENTO DO DISJUNTOR.....	106
5.3.1	Corrente da Bobina de <i>Trip</i> do Comando de Acionamento do Disjuntor.....	108
5.3.2	Corrente Fase.....	109
5.3.3	Percurso.....	110
5.3.4	Corrente do Motor do Mecanismo de Acionamento.....	113
5.4	DESCRIÇÃO DO SISTEMA IMPLEMENTADO.....	116
5.5	DESCRIÇÃO DO “DEI” PARA MONITORAMENTO DE DISJUNTORES.....	118
5.5.1	Características do Dispositivo Eletrônico Inteligente (DEI).....	124
5.5.1.1	Sinalizações Locais.....	126

5.5.1.2 Registro do Desgaste e da Condição Operativa.....	126
5.5.1.3 Entrada dos Sensores.....	126
5.5.1.4 Porta de Comunicação Serial.....	128
5.5.1.5 Memória.....	128
5.5.1.6 Auto Diagnóstico do DEL.....	129
5.6 APLICATIVOS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO.....	129
5.7 BIBLIOGRAFIA.....	130
CAPÍTULO 6 – MONITORAMENTO DO TRANSFORMADOR.....	132
6.1 INTRODUÇÃO.....	132
6.2 COMPONENTES DO TRANSFORMADOR, SUAS FALHAS ASSOCIADAS E OS PARÂMETROS A SEREM MONITORADOS.....	133
6.2.1 Núcleo, Enrolamento, Tanque Principal e Sistema Dielétrico.....	136
6.2.1.1 Parâmetros Relacionados com a Temperatura/Carregamento e Sensores...	137
6.2.1.2 Parâmetros Relacionados com o Conteúdo de Gases e Sensores.....	139
6.2.1.3 Parâmetros Relacionados com o Nível de Óleo e Sensores.....	140
6.2.1.4 Parâmetros Relacionados com a Vibração dos Enrolamentos e Sensores...	141
6.2.1.5 Parâmetros Relacionados com Descargas Parciais e Sensores.....	142
6.2.1.6 Parâmetros Relacionados com Teor de Umidade no Óleo e Sensores.....	142
6.2.1.7 Parâmetros Relacionados com Teor de Umidade no Papel e Instrumentos.....	143
6.2.2 Comutador de Tape.....	147
6.2.2.1 Parâmetros Relacionados com Grandezas Mecânicas e Sensores.....	147
6.2.2.2 Parâmetros Relacionados com Grandezas Elétricas e Sensores.....	148
6.2.2.3 Parâmetros Relacionados com a Temperatura e Sensores.....	148
6.2.2.4 Parâmetros Relacionados com o Conteúdo de Gases e Sensores.....	149
6.2.2.5 Parâmetros Relacionados com Teor de Umidade e Sensores.....	150
6.2.2.6 Parâmetros Relacionados com Nível de Óleo e Sensores.....	150
6.2.2.7 Parâmetros Relacionados com Vibrações e Sensores.....	150
6.2.3 Sistema de Resfriamento.....	151
6.2.3.1 Parâmetros Relacionados com Grandezas Elétricas e Sensores.....	151
6.2.3.2 Parâmetros Relacionados com a Temperatura e Sensores.....	151
6.2.3.3 Parâmetros Relacionados com Grandezas Mecânicas e Sensores.....	151
6.2.4 Buchas.....	152
6.2.4.1 Parâmetros Relacionados com Grandezas Elétricas e Sensores.....	152
6.2.4.2 Parâmetros Relacionados com Nível de Óleo e Sensores.....	154
6.2.4.3 Parâmetros Relacionados com o Conteúdo de Gases e Sensores.....	154
6.2.4.4 Parâmetros Relacionados com a Temperatura e Sensores.....	154
6.2.4.5 Parâmetros Relacionados com Descargas Parciais e Sensores.....	154
6.3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA IMPLEMENTADO.....	154
6.4 APLICATIVOS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO.....	157
6.5 BIBLIOGRAFIA.....	162
CAPÍTULO 7 – VIABILIDADE ECONÔMICA	166
7.1 INTRODUÇÃO.....	166
7.2 ESTUDO DE CASO DO DISJUNTOR E TRANSFORMADOR.....	166

7.2.1	Custo da Indisponibilidade por Saída Forçada de Disjuntores – CTEEP.....	166
7.2.2	Custo da Indisponibilidade por Saída Forçada de Transformadores – CTEEP.....	167
7.2.3	Análise para Equipamentos de Subestações de Distribuição – CPFL.....	168
7.3	ESTUDO DE CASO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO SUBTERRÂNEAS	172
7.4	ESTUDO DE CASO CHAVES SECCIONADORAS.....	172
7.5	BIBLIOGRAFIA.....	173
	CAPÍTULO 8 – CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS.....	175
8.1	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	175
8.2	CONCLUSÃO.....	176
8.3	PERSPECTIVAS.....	177
	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....	179
APÊNDICE A	Transferência Eletrônica de Dados de Monitoramento de Equipamentos de Potência.....	189
APÊNDICE B	Convenções de Nomes, <i>Design</i> de Classes de Objetos de Dados, Grupos etc., com Base no IEC 61850 e UCA 2.0.....	199

CAPÍTULO 1 – GENERALIDADES

1.1 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta de Sistema de Gerenciamento de Ativos através do Monitoramento On-line e Off-line dos equipamentos e sistemas mais importantes de uma concessionária de energia elétrica, como: transformadores de potência, disjuntores, chaves seccionadoras e linhas de transmissão de energia elétrica; os quais representam uma parcela importante do patrimônio das empresas e dos seus investimentos.

O sistema, que por sua vez incorpora o conceito de subestações inteligentes, faz uso das tecnologias da informação existentes, que complementado pelos módulos de monitoramento e sensoriamento, viabilizam um gerenciamento otimizado da informação. O acompanhamento do estado dos ativos sob esta óptica serve de subsídio para as decisões e ações do setor operativo das empresas, para o setor de investimentos, bem como para a área tecnológica de evolução dos equipamentos elétricos de potência.

O sistema, para operação descentralizada com gerenciamento de ativos, que pressupõe a automação local dos equipamentos elétricos nas subestações, é composto pelos módulos de monitoramento a seguir, que são detalhados neste trabalho nos Capítulos 3, 4, 5 e 6.

- 1) Módulo de Monitoramento de Linhas de Transmissão Subterrâneas: monitoramento on-line de estado operativo da linha de transmissão com a predição de potências que poderão ser liberadas sobre os cabos, indicando também os tempos máximos de disponibilidade da linha, para efetivamente atender às cargas solicitadas, porém em intervalos de tempos máximos sempre em condições de operação segura;
- 2) Módulo de Monitoramento de Chaves Seccionadoras: monitoramento on-line do estado operativo da chave seccionadora;
- 3) Módulo de Monitoramento de Disjuntores: monitoramento on-line do estado operativo do disjuntor;
- 4) Módulo de Monitoramento de Transformadores de Potência: monitoramento on-line e off-line do estado operativo do transformador.

Este trabalho aplica-se a equipamentos de subestações de Concessionárias de Geração, Transmissão, Distribuição e usuários de energia elétrica.

1.2 GERAL

As mudanças que o setor elétrico nacional vem sofrendo nestes últimos anos têm causado um forte impacto na indústria e nas concessionárias sob os aspectos organizacionais, econômicos, ambientais e tecnológicos.

Sob o aspecto ambiental da preservação e da conservação, observa-se que os investimentos no setor elétrico estão sendo freados. Adicionando-se a isto as restrições econômicas, ficou muito mais difícil implantar novas usinas de geração elétrica, linhas de transmissão e subestações de transformação, resultando que as instalações com seus equipamentos terão que ser utilizadas perto de seus limites de operação. Isto demanda a utilização de sofisticados sistemas de controle e de gerenciamento.

Por outro lado, a continuada evolução tecnológica no campo da tecnologia de informação e computação, disponibiliza sistemas sempre com melhores capacidades de processamento, armazenagem e comunicação, que com arquiteturas abertas e distribuídas podem ser instalados nas subestações a custos cada vez menores dado a economia de escala inerente. Isto permite racionalizar os custos de operação pela implantação de sistemas de monitoramento, supervisão e controle. Como resultado direto tem-se a otimização da manutenção e controle dos equipamentos pelo uso de ferramentas confiáveis e de baixo custo; um maior conhecimento da condição operativa dos ativos existentes e conseqüentemente um melhor uso dos equipamentos.

Outro fator importante que a reestruturação do setor elétrico está causando nas Empresas é a profunda mudança de cultura e de organização. Mais e mais o conhecimento dos processos produtivos está sendo transferido dos especialistas para os sistemas computacionais autônomos e inteligentes e de alto grau de integração. Com isso, as ferramentas computacionais assumem tarefas cada vez mais descentralizadas e complexas, desde o nível mais inferior, onde ocorrem os processos produtivos, até os mais altos, em nível corporativo, propiciando grandes perceptivas de se redefinir paradigmas e procedimentos conservadores nas diversas áreas das concessionárias como: planejamento, operação, engenharia e manutenção. O desafio é buscar uma solução que possibilite conciliar os aspectos Mercadológicos, Tecnológicos e os interesses das Empresas. Uma alternativa é procurar redefinir os atuais critérios de

expansão e operação das Plantas e do Sistema Elétrico para melhor utilizar a capacidade instalada, através, por exemplo, do desenvolvimento de ferramentas de monitoramento e controle de forma a otimizar o processo de uso dos equipamentos elétricos, o processo de acompanhamento de sua vida útil e eventual prolongamento da mesma, e de sua manutenção. Este trabalho apresenta tal alternativa aplicável no caso dos ativos: linhas de transmissão, disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores.

1.3 ESTADO DA ARTE E MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

O estado da arte para sistemas de monitoramento não apresenta ainda, no Brasil e no mundo, a adoção de um *padrão* internacional por parte dos fabricantes de soluções ou por parte das concessionárias. Existe já uma tomada de direção liderada pelo grupo da CIGRÉ no Brasil (WG A2.23), que está voltada ao monitoramento de transformadores. Por sua vez, a adoção da prática de gerenciamento de ativos de equipamentos de potência integrada ao sistema de Tecnologia de Informação com suporte em sistemas de monitoramento incorporando vários equipamentos, é ainda muito tímida nas concessionárias.

A seguir, é apresentada uma reflexão que evidencia a oportunidade existente na indústria de energia elétrica de implantação do sistema aqui proposto, analisando os vários aspectos, tais como: os do campo operativo, os do campo econômico e os do campo tecnológico.

1.3.1 Motivação no Campo Operativo

Devido à competitividade industrial e a reestruturação do setor elétrico, crescentes dificuldades se apresentam para instalação, por exemplo, de potência transformadora adicional que acompanhe o crescimento da demanda, ou de outros equipamentos com maior confiabilidade e segurança de operação (caso de disjuntores e chaves seccionadoras). Isso, além de outras coisas, cria a necessidade de se operar o sistema em condições muito mais críticas a cada ano, em face de um já acentuado envelhecimento do parque instalado que avança rapidamente para o seu fim de vida. Este novo regime de utilização provocará um envelhecimento adicional cumulativo com perda de vida nominal acentuada.

Um sistema de gerenciamento do estado dos equipamentos críticos para a operação do sistema, acompanhando e avaliando de perto e de forma precisa o impacto na confiabilidade, deverá dar apoio a estas novas políticas de utilização dos equipamentos de potência das subestações, gerando critérios de planejamento da operação dentro das necessidades da demanda.

1.3.2 Motivação no Campo Econômico

Os benefícios que se esperam nas soluções alternativas são aqueles que posterguem obras, reduzam os custos de manutenção e operação dos equipamentos e aumente a segurança, prolongando a vida útil. O sistema proposto, se aliado a uma redefinição dos critérios atuais de planejamento, propicia tais benefícios. Desta forma, será mais fácil ponderar investimentos futuros, minimizar riscos operativos, gerando-se critérios de planejamento da expansão convergentes, dentro dos interesses das concessionárias ou indústria proprietária dos ativos em questão: transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras e linhas de transmissão.

1.3.3 Motivação no Campo Tecnológico

Existem duas realidades tecnológicas com a qual nos deparamos em relação aos ativos. A Primeira delas diz respeito aos equipamentos de potência muito antigos no parque instalado, e em fim de sua vida útil, que ao receberem sensores e módulos de monitoramento, apresentam peculiaridades que devem ser observadas para atendê-los tecnicamente, pois possuem tecnologia antiga e subsistemas geralmente problemáticos sob o ponto de vista de falhas eletromecânicas e/ou mau funcionamento. Podemos citar alguns exemplos disto, como no caso de comutadores sob carga em transformadores com projetos antigos que apresentam índices de falha muito elevados; chave seccionadoras com mecanismos de acionamento e sistemas mecânicos, cujos projetos resultam em deficiências operativas; etc. Isto gera um grande interesse no monitoramento em tempo real dos equipamentos [1-1]. Desta forma, será possível um aproveitamento mais amplo da reserva de vida, eventualmente disponível, dos equipamentos de potência ao longo de sua vida, ao mesmo tempo em que poderá evitar intervenções desnecessárias pela manutenção. Ao final da vida planejada dos equipamentos, pode ainda existir uma vida residual que poderia chegar aos 20 anos

[1-5]. Isto pode causar impactos nos cálculos de tarifa e investimento, no final do período de vida planejada, podendo resultar em prejuízos decorrentes do uso módico do ativo.

Outra realidade, é a de novos equipamentos inseridos no sistema que, por sua vez, podem apresentar algumas facilidades como a incorporação de sensores internos: sensores internos ao enrolamento de transformadores com fibra óptica para medição de temperatura; subestações blindadas com sensores incorporados para medição elétrica de descargas parciais; sensores acústicos distribuídos nos transformadores para localização de descargas parciais etc. O surgimento destas tecnologias de monitoramento efetivamente direto, permitindo integração destes dispositivos em rede conectada à microcomputadores, propiciando verdadeiros suportes computacionais para monitoramento de subestações, poderão prover grande massa de dados para obtenção de informação suficiente das condições operativas dos equipamentos de potência, cujo enfoque até o momento está restrito à engenharia de manutenção. O desafio é, então, estender tais benefícios ao controle de tempo real para um gerenciamento mais abrangente do ativo. De tal forma que, o estado da condição operativa, dado pelos indicadores técnicos através dos módulos de monitoramento, integrando a funcionalidade local com funções dos Centros de Operação, poderão ainda compor uma análise mais completa associada a outros indicadores vindo de outras áreas da concessionária ou da indústria.

A grande oportunidade que se abre doravante é a do uso dos equipamentos de potência (ex: transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, linhas de transmissão, etc) em situações mais críticas, dado à necessidade de levar o equipamento ao seu limite operativo por contingência ou estender ao máximo sua utilização antes de intervir para manutenção e/ou reposição. Isto tudo controlado por sistemas de monitoramento com alto grau de padronização, modularidade, interoperabilidade, portabilidade, escalabilidade e desempenho. Além disso, sistemas que permitam intercambiamento de informações entre bases de dados de distintos fornecedores de soluções de monitoramento, com ou sem diagnóstico, para viabilizar efetivamente um gerenciamento da informação otimizado, eficiente e com baixo custo de integração. É importantíssimo para todos os agentes envolvidos no setor elétrico, que incluem também os fabricantes de equipamentos e de soluções de monitoramento, que as práticas, em torno desta nova oportunidade emergente que levará a uma inevitável

sistematização da mesma em nível nacional, sejam as mais salutares possíveis no aspecto técnico. Um exemplo que se pode citar é o empenho em empregar sistemas de monitoramento cujas topologias permitam alto grau de integração, como as propostas nos padrões IEC 61850 (*International Electrotechnical Commission – Communication Networks and Systems in Substations*) e IEEE UCA (*Utility Communications Architecture*). Começar da forma mais padronizada e organizada possível trará, sem dúvidas, benefícios a todos e uma sobrevivência longa de tais tecnologias para sistemas de monitoramento de equipamentos de potência.

Esta tendência começa a ser percebida por grupos de estudos, como o Grupo de Trabalhos (GT-A2.23) do tema “Monitoramento de Transformadores” do CIGRÉ (*Conseil International Des Grands Réseaux Électriques*), que é um fórum onde estão representadas a maioria das concessionárias do Brasil, os fabricantes de equipamentos, sensores e sistemas de monitoramento, bem como a academia.

Por fim, avanços na tecnologia de materiais, projeto e sistemas de monitoramento dos parâmetros operativos dos equipamentos de potência futuros, apontam para uma maior utilização de sua capacidade, com reduzidos impactos na sua degradação e conseqüente extensão de sua vida útil e diminuição de riscos para falhas catastróficas. Todos estes avanços vão ao encontro do que está proposto nesta pesquisa.

Associando-se tudo o que foi descrito acima, fica evidente a oportunidade do desenvolvimento aqui proposto: Um sistema de gerenciamento com monitoramento e controle local inteligente com disponibilização e processamento distribuído da informação de forma a propiciar a previsão, com a máxima exatidão possível, o estado do limite crítico de operação segura dos equipamentos, antes de uma intervenção e ou substituição do mesmo, ou mesmo quando da maximização de seu uso por contingência (demanda adicional).

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Ao final de cada capítulo é apresentada a sua lista de referências bibliográficas. No final do trabalho, estas bibliografias são reagrupadas, porém listadas separadamente por capítulos.

Capítulo 1 – Generalidades: neste capítulo encontram-se o objetivo, histórico, motivação, metodologia e organização do trabalho;

Capítulo 2 – Gerenciamento de Ativos: este capítulo aborda a conceituação geral do sistema de gerenciamento da informação aplicado a equipamentos de potência que incorpora os módulos de monitoramento de transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras e linhas de transmissão. Indica a arquitetura mais adequada para propiciar uma abordagem interrelacional e que efetivamente proporcione um gerenciamento destes ativos. O modelo proposto possibilita ao operador do sistema elétrico da empresa a controlar em tempo real o estado operativo do equipamento de potência, cuja análise mais completa pode ter abordagens de gestão que inclui análise de risco, função limites de confiabilidade e perda de vida além da nominal, para tomadas de decisões, não somente em nível de engenharia de manutenção, mas também operacional e de investimento financeiro [1-2].

Capítulo 3 – Monitoramento de Linha de Transmissão Subterrânea: este capítulo apresenta o módulo de monitoramento aplicado à linha de transmissão subterrânea com cabos refrigerados a óleo, que possibilita o acompanhamento on-line das grandezas elétricas do cabo e hidráulicas do seu sistema de isolamento. Além disso, com base na reserva térmica existente no cabo e fazendo uso do efeito físico da inércia térmica, definida pela diferença entre a temperatura de operação e a temperatura máxima admitida para o óleo e capa isolante do cabo, dentro dos limites da confiabilidade do equipamento, é calculada a possibilidade de se carregar suplementarmente a linha. Essa condição é mantida através de uma função que mantém um nível de carregamento, que depende da carga adicional solicitada, liberado para intervalos de tempos para operação segura [1-3]. Neste capítulo são apresentadas as arquiteturas do módulo de monitoramento on-line que contemplam a camada dos sensores, transmissão de dados, coletores de dados (IED's – *Intelligent Electronic Device* ou UTR's - Unidades Terminais Remotas), armazenadores locais, comunicação entre subestações e escritórios centrais (ou centros de operação).

Capítulo 4 – Monitoramento do Secionador: este capítulo, igualmente ao anterior, apresenta o módulo de monitoramento on-line de grandezas elétricas e mecânicas do seccionador, que possibilita o acompanhamento de seu estado operativo com sinalizações de situações críticas, levando-se em conta limites estabelecidos por normas e critérios ou procedimentos adotados pelos especialistas e incorporados ao sistema de monitoramento. Neste capítulo também são apresentadas as arquiteturas do módulo de monitoramento on-line que contemplam a camada dos sensores, transmissão de dados,

coletores de dados (IED's ou UTR's), armazenadores locais, comunicação entre subestações e escritórios centrais (ou centros de operação).

Capítulo 5 – Monitoramento do Disjuntor: este capítulo apresenta o módulo de monitoramento on-line de grandezas elétricas e mecânicas do disjuntor, que possibilita o acompanhamento de seu estado operativo com sinalizações de situações críticas, levando-se em conta limites estabelecidos por normas e critérios ou procedimentos adotados pelos especialistas e incorporados ao sistema de monitoramento. Neste capítulo também são apresentadas as arquiteturas do módulo de monitoramento on-line que contemplam a camada dos sensores, transmissão de dados, coletores de dados (IED's ou UTR's), armazenadores locais, comunicação entre subestações e escritórios centrais (ou centros de operação) [1-1].

Capítulo 6 – Monitoramento do Transformador: este capítulo apresenta o módulo de monitoramento on-line e off-line de grandezas do transformador, que possibilita o acompanhamento de seu estado operativo com sinalizações de situações críticas, levando-se em conta limites estabelecidos por normas, critérios adotados pelos especialistas e incorporados ao sistema de monitoramento, ou por refinamentos de procedimentos vindos da própria base de conhecimento implementada (ex: aplicativo Gaspro), que ao longo do tempo “aprenderá” com seu histórico de acompanhamento. Neste capítulo também são apresentadas as arquiteturas do módulo de monitoramento on-line que contemplam a camada dos sensores, transmissão de dados, coletores de dados (IED's ou UTR's), armazenadores locais, comunicação entre subestações e escritórios centrais (ou centros de operação); e os módulos de monitoramento off-line sendo apresentado onde e como podem ocorrer as inferências do módulo on-line no módulo off-line (ex.: quando um transformador é submetido a uma carga maior por uma demanda emergencial ocasionando sobre-aquecimento, pode ser emitido um aviso do módulo on-line para se iniciar um procedimento de medições off-line de quantificação do impacto deste carregamento no isolamento sólido e líquido). O transformador, por exemplo, tem no módulo de monitoramento on-line o acompanhamento das grandezas *elétricas* (ex: tensão, corrente), *dielétricas* (ex: pressão e temperatura do óleo isolante) e *acessórios* (ex: mecanismo do comutador sob carga, ventilação) [1-4]; e no módulo off-line é feito o acompanhamento de estado, através do uso de técnicas com registro de assinatura, do *sistema dielétrico* (ex: quantificação na umidade da isolação sólida e qualidade do óleo isolante) e também do *sistema mecânico* (ex: medição de

deslocamento das bobinas) **Capítulo 7 – Viabilidade Econômica:** neste capítulo são feitas considerações à cerca dos custos envolvidos na implementação de sistemas de monitoramento para os equipamentos de potência. É apresentada sua viabilidade econômica, com vistas às reduções de custos de manutenção, dos custos evitados de falhas parciais ou catastróficas e das perdas de faturamento, por interrupção não programada, com eventuais multas por interrupção de fornecimento de energia elétrica.

Capítulo 8 – Conclusões e Perspectivas: neste capítulo é apresentada a conclusão e são elencadas as contribuições deste trabalho que são o uso dos padrões IEC 61850 e UCA 2.0 para sistemas de monitoramento de equipamentos de potência, o uso do conceito de gerenciamento de ativos estendido linhas de transmissão, chaves seccionadoras, disjuntores e transformadores de subestação elétrica, que utiliza uma visão mais abrangente para uma gestão operativa mais lucrativa e eficaz para a concessionária. Tendo como pré-requisito, para este gerenciamento de ativos de potência proposto, o suporte dado por um sistema de monitoramento integrado à estrutura de Tecnologia de Informação da concessionária englobando diversas áreas funcionais da empresa.

Também neste capítulo são apontadas as vantagens que se destacam do sistema e seus importantes ganhos numa aplicação sistemática.

1.5 BIBLIOGRAFIA

[1-1] Silva, H. A. P., Carneiro, J. C., “Monitoramento e Sistema Especialista para Diagnóstico de Equipamentos de Subestações”, XVI SNPTE, Campinas 2001.

[1-2] <http://www.controleinstrumentacao.com.br/>,”Gerenciamento de Ativos”, revista eletônica nº 100, Ano 10, janeiro 2005.

[1-3] Grimoni, José A B; Silva, Humberto A. P.; Duarte A.; Garcia, Douglas A. A. - Monitoramento de Cabos Subterrâneos de Alta Tensão Utilizando Comunicação por Telefonia Celular - IEEE Latin América T&D, 2004.

[1-4] Pettersson., L., Fantana, N. L.,”High Voltage Transformer: Life Assessment and T-Monitor”. ABB/1998.

[1-5] Brites, J. L. P., “Sistema de Automação para Gestão do Carregamento de Transformadores Baseado na Confiabilidade”, Tese de Doutorado, EPUSP, Agosto-2002.

CAPÍTULO 2 – GERENCIAMENTO DE ATIVOS

2.1 INTRODUÇÃO

Até recentemente, limitações tecnológicas e o contexto monopolista e corporativista das organizações, propiciaram ao longo das últimas décadas, um modelo de gestão muito limitado para o uso dos equipamentos de potência nas empresas do setor elétrico. Este modelo foi fortemente afetado, principalmente pelos seguintes motivos [2-1]:

- ✓ Desenvolveu-se uma verdadeira ciência relacionada à prática com equipamentos de potência, mais voltada à manutenção do mesmo e pouco definida para sua operação de tempo real;
- ✓ Os assim chamados “Guias dos Equipamentos e Acessórios” são importantes para orientar situações mais estáticas, típicas para recebimento em fábrica; mas, até certo ponto, apresentam falhas por não se preocuparem em estender efetivamente seus critérios, claramente, para o âmbito de acompanhamento em tempo real;
- ✓ Critérios de se projetar, construir, ampliar e operar instalações, praticamente não evoluíram, se comparados com a radical mudança que a evolução da tecnologia proveu ao monitoramento e controle dos equipamentos;
- ✓ Métodos estatísticos e heurísticos ficaram basicamente restritos ao Planejamento da Expansão e de Mercado, num horizonte de médio e longo prazo, sem um apoio mais efetivo às necessidades do Planejamento da Operação.

A soma destes fatores acima resultou que os procedimentos operativos ficassem baseados quase que tão somente nas questões meramente técnicas, e ainda muito de acordo com uma intuição instantânea do operador. Desta forma, é compreensível que os procedimentos operativos não sejam tão arrojados.

Uma vez que o mercado se torna mais competitivo e fortemente regulado, é necessário quebrar os paradigmas acima. No ambiente dos negócios da energia elétrica, é cada vez mais premente a necessidade de se equacionar três fatores: a rentabilização dos ativos existentes na Empresa, o atendimento do aumento da carga com confiabilidade cada vez maior e cada vez menos investimento, e a racionalização dos custos operacionais.

A Figura 2.1 ilustra este novo paradigma.

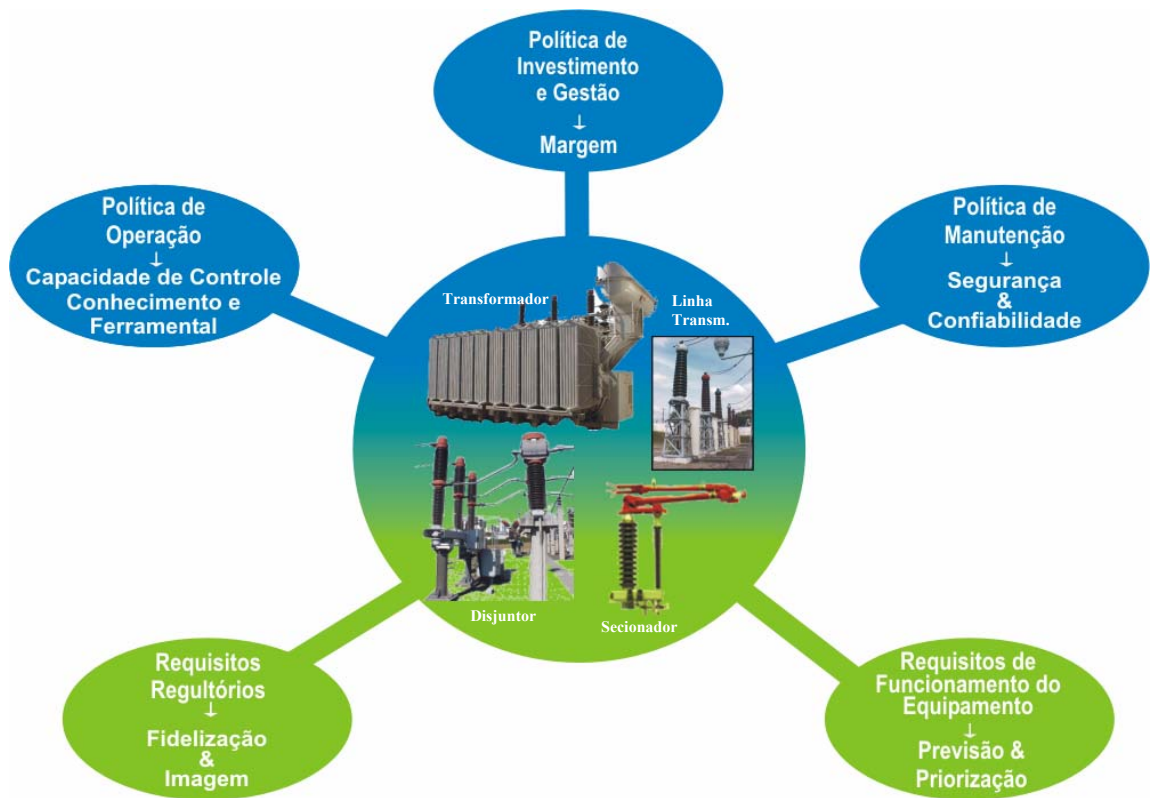


Figura 2.1: Visão dos Novos Paradigmas. Fonte: baseada em figura da referência [2-1].

Assim, o uso dos equipamentos de potência deve migrar de uma visão meramente técnica, para a gestão operativa do ativo sob os enfoques de: limitações técnicas; da estratégia em se utilizar o equipamento de forma arrojada (que tem impacto na sua vida útil); das necessidades momentâneas de atendimento à demanda (leva em conta sua prioridade); e da qualidade do fornecimento de energia (que é devido aos requisitos do Órgão Regulador). A Figura 2.2 ilustra o processo de migração da visão meramente técnica para a visão mais abrangente de negócio.

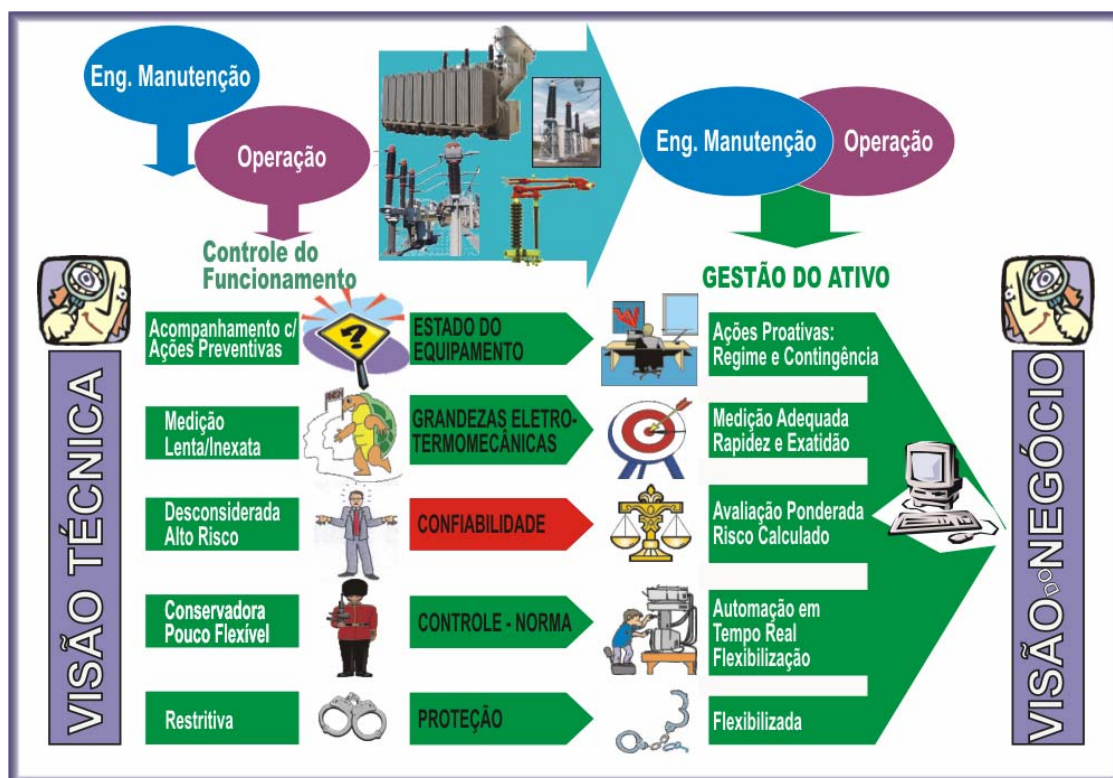


Figura 2.2: Migração do Processo de Controle do Equipamento para Gestão do Ativo.
 Fonte: baseada em figura da referência [2-1].

O que se propõe nesta mudança de enfoque é que, para atender os requisitos de manutenção e regulamentares, deve-se implementar uma ampla análise de confiabilidade dos equipamentos e acessórios, através de monitoramento *on-line*, quando possível, e complementado pelo *off-line*, para uma análise qualitativa e quantitativa da confiabilidade em termos de desempenho, com indicadores em tempo real. Esta abordagem introduz o conceito de Controle Baseado na Confiabilidade. Já para o atendimento de requisitos de investimento e operação, deve-se implementar controle através de suporte computacional local, com o uso de ferramenta automática que permita maximizar o uso do equipamento de maneira centrada na sua confiabilidade, com ponderação adequada do balanço entre vida planejada e vida útil, integrado ao controle do Centro de Operação. Desta forma, tenta-se evitar ao máximo o conservadorismo dos “Guias” para fins de controle do equipamento, aplicando-se apenas como referência. Outro aspecto é o da flexibilização dos ajustes muito restritivos da “Proteção”, que sem deixar de atender os requisitos de operação e regulamentares, procure implementar uma abordagem integrada entre proteção e controle que permita administrar um maior uso do equipamento.

Assim, dentro deste conceito, os limites da operação dos equipamentos, que releva a vida útil do ativo, sua confiabilidade e riscos que se pretendam assumir; apóiam-se na gestão de um suporte de monitoramento, com prognóstico/diagnóstico em tempo real, com o controle rigoroso da confiabilidade e dentro de critérios estabelecidos para controle do balanço de vida útil e amortização contábeis do equipamento.

A Gestão do Ativo, como proposto aqui neste trabalho, pressupõe uma interação com diversas áreas da empresa, de forma a se obter o máximo de vantagens e benefícios possíveis. As Figuras 2.3 e 2.4 mostram o diagrama com a proposta de um Sistema Integrado de Gerenciamento de Ativos e os principais beneficiários deste tipo de Gestão na empresa [2-6].

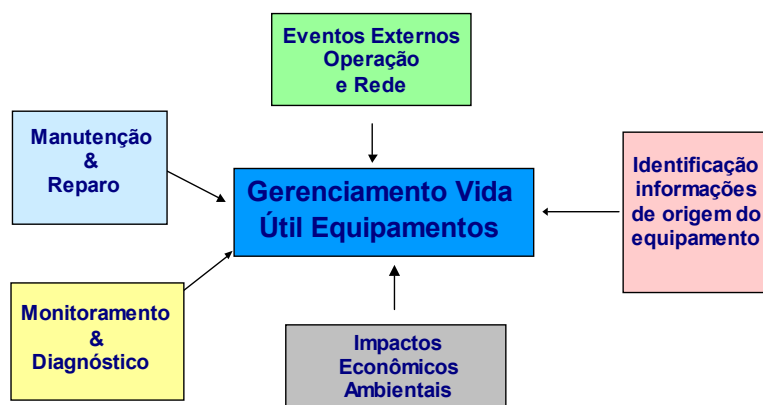


Figura 2.3: Sistema integrado para o Gerenciamento do Ativo. Fonte: [2-6].

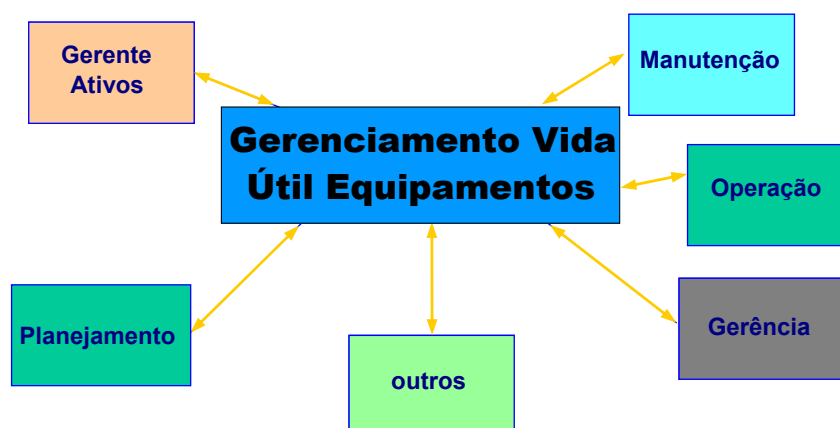


Figura 2.4 – Principais beneficiários de um sistema com Gestão do Ativo na empresa. Fonte: [2-6].

O gerenciamento da condição dos equipamentos não pode ser feito de forma precisa, simplesmente olhando pontualmente as informações de operação e manutenção e do seu diagnóstico técnico imediato.

Um gerenciamento adequado só pode ser feito analisando-se o equipamento, de forma a levar em conta sua história completa ao longo do tempo, ou seja, com o conjunto de todas as informações disponíveis: dados de análise de tendências, dados da manutenção, operação e dados históricos de diagnósticos.

Isso tudo deve ser associado com a situação atual do Ativo, em seu contexto operacional mais abrangente sob a óptica sistêmica, o que é geralmente um aspecto decisivo para realizar as análises de risco nas tomadas de decisão.

Sob esta óptica, o equipamento e as informações a ele pertinentes podem ser representados em uma estrutura de “nichos” multi-estruturado, como mostrado na Figura 2.5 a seguir, que vai desde do entorno do Equipamento, Subestação e bay, até o Sistema de Potência da Empresa com a última camada sendo a Sociedade que usufrui os serviços de energia elétrica.

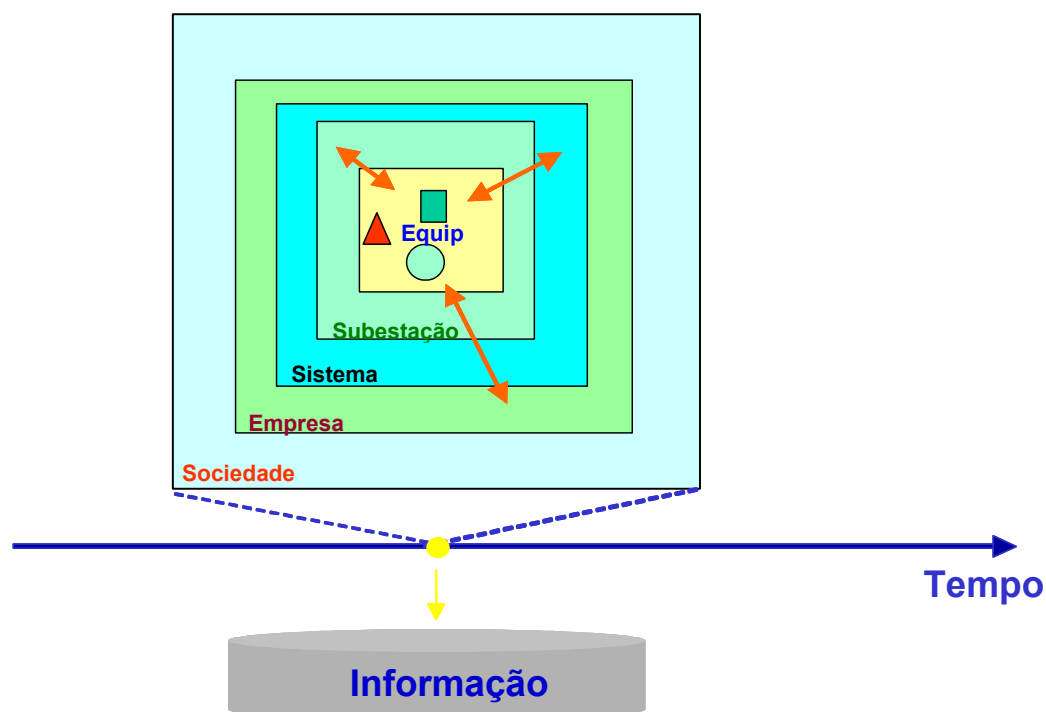


Figura 2.5: Os equipamentos em um contexto sob uma visão sistêmica mais abrangente.
Fonte: [2-6].

Existe uma infinidade de interações entre os vários itens dos “nichos”, como a permuta de informações, o compartilhamento ou comunicação. Os três primeiros níveis que incluem o Equipamento, a Subestação e o Sistema lidam com interações basicamente de aspectos técnicos e de funcionalidade, enquanto ao nível da Empresa lidam principalmente com decisões econômicas e estratégicas.

A qualquer momento no tempo, uma informação ou um conjunto delas, podem existir de forma a serem correlacionadas logicamente ao equipamento, operação do sistema, ao *status* da subestação, a um evento específico em andamento ou a uma situação do sistema. Esta informação pode ter um impacto técnico e/ou econômico e passar a pertencer ao conjunto de informações da empresa [2-6].

2.2 GERENCIAMENTO DE ATIVOS

Gerenciar ativos é garantir uma maior disponibilidade dos equipamentos, reduzir variabilidade do processo e os custos de manutenção, ou seja, é obter maior tempo e qualidade de produção e, conseqüentemente, reduzir as perdas. Com uma solução para gestão de ativos é possível analisar o desempenho dos equipamentos, prognosticar problemas, delimitar soluções alternativas e ações para a otimização, além de melhorar o planejamento estratégico.

As concessionárias possuem e utilizam inúmeros ativos industriais para produzirem seu produto/serviço que é a energia elétrica. Os ativos, aqui em questão, incluem os equipamentos elétricos vitais para este processo: os transformadores, chaves seccionadoras, disjuntores e linhas de transmissão. Portanto, quando falamos em gerenciamento de ativos falamos, do gerenciamento dos diferentes equipamentos utilizados durante o processo de produção, transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Desde o momento em que são instalados, os equipamentos de uma planta começam a se degradar de alguma forma. Esta degradação muitas vezes não é percebida até que algum problema ocorra.

Gerenciar ativos é garantir que todos os equipamentos que executam os processos de produção, transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica funcionem em sua melhor condição. É reduzir a degradação para que se possa trabalhar em condição ótima o tempo todo [2-2] e [2-3].

As conseqüências de operar a planta em uma condição “não ótima” são perdas indesejadas, tais como:

- ✓ Paradas indesejadas;
- ✓ Nível elevado de variabilidade de processo;
- ✓ Maior desgaste dos equipamentos (menor vida útil e custos elevados de manutenção);

Um programa de gerenciamento de ativos gera benefícios nos diferentes ciclos de vida de uma planta, pois são inúmeras as oportunidades para melhoria:

- ✓ Partida ou *start up* mais confiável

Instalação ou partida inapropriada são algumas das principais causas de falhas em equipamentos, portanto se tirarmos proveito de alguma tecnologia que nos permita registrar a assinatura destes equipamentos no momento do *start up*, além de reduzirmos o tempo de comissionamento e *start up*, estaremos armazenando informações e acompanhando o funcionamento destes ativos desde o momento de sua partida. Desta forma, poderemos identificar, instantaneamente, alguma falha ou situação “não conforme”, evitando situações indesejadas ou reduzindo o tempo necessário para identificar e resolver os problemas.

- ✓ Maximização da operação

O aumento de 1% de disponibilidade ou redução de variabilidade podem representar alguns milhões de reais por ano [2-2]. O gerenciamento apropriado dos ativos permite a implementação de programas de manutenção centrada na confiabilidade, que tem por base as práticas de manutenção preditiva e pro-ativa. Estas práticas dependem de tecnologias e procedimentos apropriados (Gerenciamento de Ativos) e, quando implementadas apropriadamente, levarão ao aumento de disponibilidade da planta, menor desgaste dos ativos e, conseqüentemente, menores custos de manutenção e menor variabilidade de processo.

- ✓ Aumento da vida útil de uma planta:

Conforme já mencionado, um programa de gerenciamento de ativos pode e deve reduzir os desgastes dos ativos, aumentando sua vida útil. Além disto, quando gerenciamos ativos, acompanhamos seu funcionamento ao longo do tempo e, desta forma, podemos planejar melhor as intervenções, devido à visibilidade de como este ativo está e vem operando ao longo do tempo.

Gerenciamento de Ativos é algo fundamental para aquelas empresas que querem continuar sendo competitivas em um mercado cada vez mais forte, pois se trata de ganho (R\$) que se converte em vantagem competitiva.

Para a implementação de uma solução deste tipo, torna-se necessário a existência de instrumentos de campo inteligentes, ou seja, que possuem diagnósticos. Quando falamos em instrumentos inteligentes, não queremos dizer que ele precise ser de alta complexidade de hardware, pois existem instrumentos 4-20 mA com diagnósticos; ou mesmo com a inteligência distribuída nos aplicativos de cálculo alocados nas UTR's/IED's ou computadores locais.

Além de permitir configurar e gerenciar calibração, configurar e gerenciar configuração, ter rastreabilidade dos eventos associados a cada instrumento, acessar diagnósticos de instrumentos de diferentes fabricantes, estas ferramentas devem permitir integração com softwares de gerenciamento de manutenção (Máximo, SAP, Datastream, etc.), pois desta forma, o próprio instrumento quando identifica um problema ou situação “não conforme” do equipamento monitorado, poderá gerar uma ordem de serviço no sistema de gerenciamento de manutenção. A Figura 2.6 a seguir, mostra um diagrama onde a informação de campo pode ser disponibilizada aos sistemas de gerenciamento da manutenção e vice-versa.

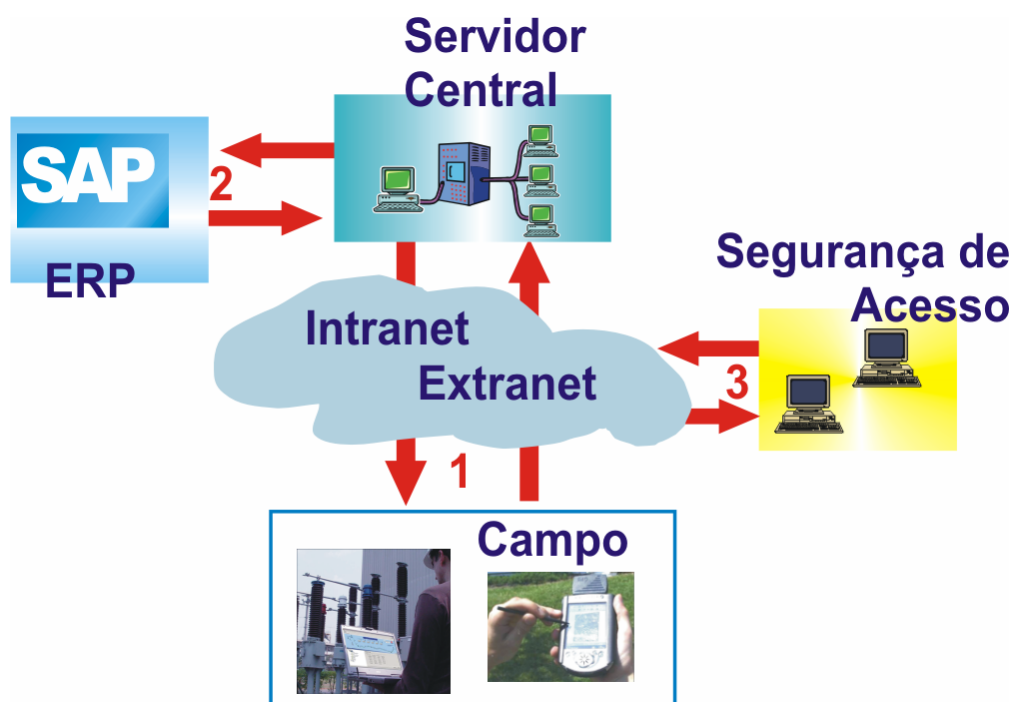


Figura 2.6: Integração com sistemas de gerenciamento da manutenção. Fonte: baseado em figura da referência [2-2].

2.2.1 Gerenciamento de Ativos Através da Estrutura de TI

Gerenciar os ativos da empresa é muito mais do que fazer o levantamento contábil do que ela possui em suas instalações. Simplesmente encarar os equipamentos de forma a constar no balanço anual e calcular suas depreciações é apenas um dos importantes aspectos deste gerenciamento [2-4].

Ativo é tudo o que permite o fluxo monetário para dentro da empresa. Isto posto, já é possível inferir o quão importante é obter o máximo de rendimento possível de cada ativo da empresa, e sua relevância dentro do processo de produção.

Atualmente, num mundo competitivo, onde cada centavo deve ser otimizado, e o máximo de produção obtido das máquinas, saber a condição imediata de cada ponto dessa estrutura é essencial para que a empresa possa posicionar-se de forma proativa no mercado e estabelecer suas estratégias.

É aí que entra o gerenciamento de ativos em sua melhor versão: saber o que existe, onde está e em que condição de funcionamento.

Saúde financeira baseia-se, também, em fluxo de caixa. Mais importante que quanto de receita há para receber, é quando este valor estará disponível para uso da empresa. E o gerenciamento dos ativos também entra nesse jogo, pois é essencial saber quando serão necessárias paradas de manutenção, qual o custo de cada parada, e qual o período que o fornecimento de energia poderá estar comprometida.

Mas o mundo não é assim tão perfeito. Apesar da grande evolução que as ferramentas de software gerencial alcançaram na análise dos dados e no melhor fluxo de informações, existe ainda um “gap” entre as situações de campo e a administração geral. Não existe ainda, o fluxo *on-line* integrado de informações do “campo” para a administração, o que permitiria saber, no instante desejado, qual o *status* dos equipamentos, histórico e previsões. Mais ainda, as informações pertinentes à manutenção dos ativos, muitas vezes, não chegam com a integridade necessária ao banco de dados. E, como todo usuário de informática já pode perceber, dados incompletos geram informações e decisões incompletas.

A oportunidade de se ter uma outra realidade está lançada. O maior desafio é anular (ou minimizar) o “gap” entre o “campo” e a alta gerência da empresa, o que pode ser conseguido através de equipamentos que obtenham os dados de campo (sinais digitais,

analógicos, seriais) e transmitam-nos através da rede de TI (Tecnologia de Informação) da empresa. A Figura 2.7 a seguir ajuda a ilustrar o exposto.

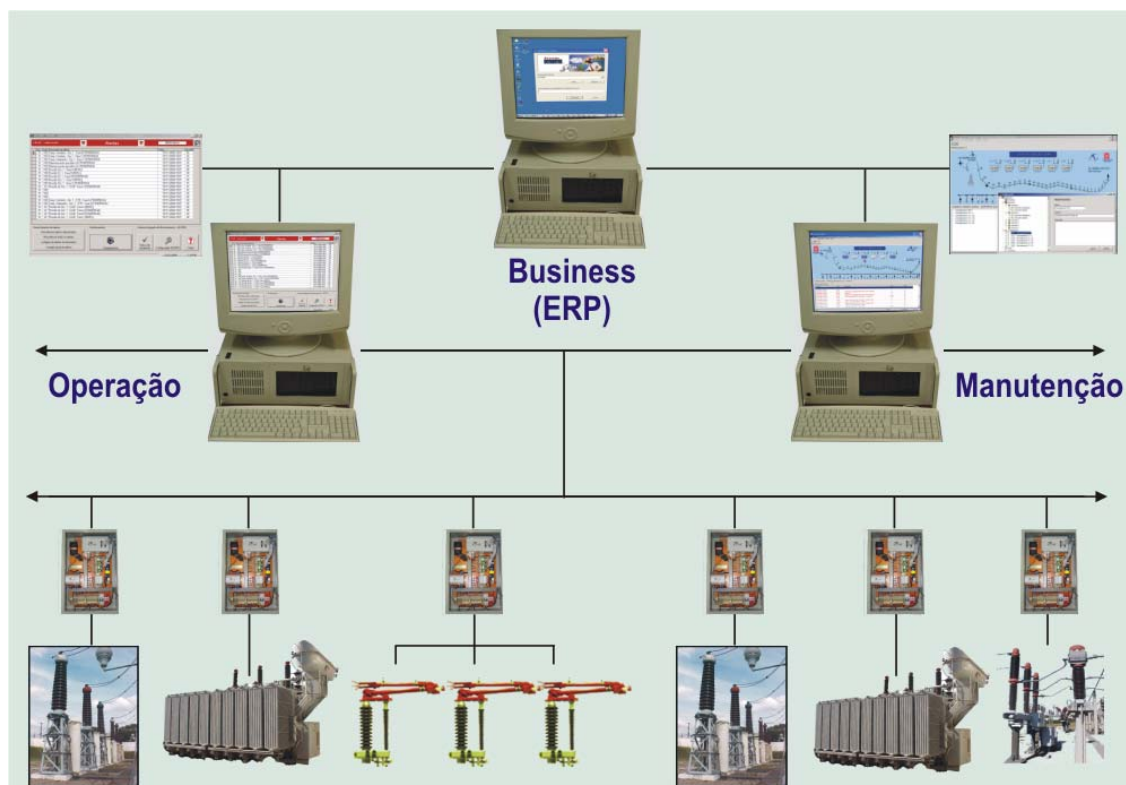


Figura 2.7: Sistema integrado de gerenciamento de ativo usando a rede de TI das empresas.

Esta pequena revolução traz também uma forma clara de calcular o retorno sobre o investimento, pois já se sabe quais os dados são necessários, e o quanto eles podem otimizar os processos decisórios da empresa.

A evolução da Ethernet, cada vez mais presente, permite a conexão lógica desses dados com o restante da empresa. Os protocolos abertos da área de TI permitem a homogeneidade das informações, e a possibilidade de trabalhá-las dentro de um mesmo banco de dados.

A experiência com esse tipo de hardware foi muito positiva e pode ser vista nos capítulos a seguir. Muitas vezes obtendo os sinais diretamente de placas de saída de IED's já existentes, em outras situações, instalando-se modems celulares em determinados trechos de uma linha de transmissão subterrânea, para acompanhamento supervisão e de segurança patrimonial. Neste último caso ilustrativo da linha de

transmissão, como mostrado na Figura 2.8 a seguir, implementado e detalhado dentro deste trabalho no Capítulo 3, existe todo um controle interno do IED que visa manter o funcionamento adequado do mesmo. Além disso, possui no hardware um controle com funções para segurança estrutural da instalação (sensores de porta, sensor de alagamento, sensor de bomba d'água etc.), e funções de supervisão do funcionamento da Linha de Transmissão (LT) com o seu sistema de isolamento a óleo (sensores de tensão, corrente, pressão de óleo, temperatura do cabo etc.).

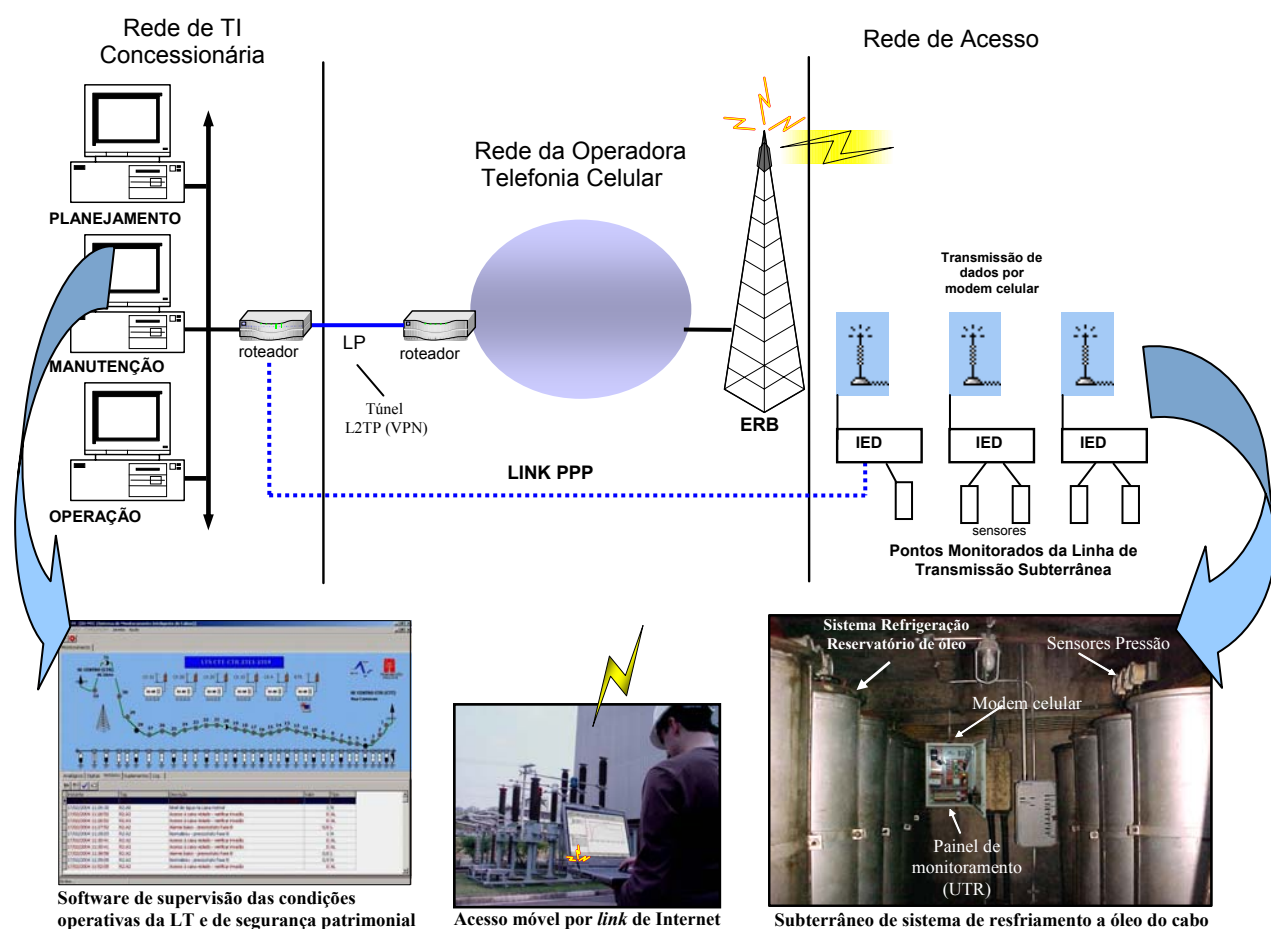


Figura 2.8: Gerenciamento de Ativos através da estrutura de TI. Arquitetura do módulo de monitoramento de L.T. implementado na CTEEP (Transmissão Paulista).

Todas essas informações são transmitidas via modem celular a uma central, com um software de gerenciamento que informa, instantaneamente, qualquer ocorrência de tentativa de intrusão, funcionamento inadequado do cabo e seu sistema de isolamento a óleo. Tais informações podem ainda ser vistas por acesso móvel, através de conexão Internet via modem celular.

2.2.2 Paradas não Programadas versus Paradas Programadas.

Quando a manutenção de instrumentos é negligenciada e os estados operacionais destes ficam despercebidos por longos períodos de tempo, os equipamentos ficam sujeitos à falhas e a paradas inesperadas e não programadas. Neste cenário, temos a atuação da manutenção somente nos casos de falha (corretiva).

Mesmo onde existe a cultura da manutenção preventiva programada, ao se fazer o balanço entre o custo das paradas programadas e não programadas, decorrentes de falha em um ou mais instrumentos durante a operação e controle do processo, causam um prejuízo muito maior, gerado pela indisponibilidade brusca dos equipamentos, bem como da alocação de recursos, nem sempre disponíveis de imediato, para sanar o problema e o conseqüente lucro cessante.

Cabe também ressaltar que a manutenção preventiva programada também gera impactos nos processos produtivos, quer sejam eles de geração, transmissão ou distribuição de energia, na medida em que nem sempre a mesma se faz necessária em todos os equipamentos. Isto sem levar em conta que os recursos utilizados neste cenário são vultosos, como no caso da remoção de partes ou acessórios, muitas vezes desnecessária de seus locais de instalação, envio para teste em oficinas ou laboratórios, onde em grande parte das vezes é verificado que estes dispositivos se encontravam íntegros e sem a necessidade da remoção efetuada.

Os sistemas de gerenciamento de ativos otimizam o dispêndio de recursos financeiros e os decorrentes de alocação de mão de obra, indicando para as equipes de manutenção onde e quando efetivamente é necessária uma intervenção.

2.2.3 Manutenção Preventiva e Preditiva

A manutenção preventiva é aquela onde os equipamentos de potência ou seus acessórios são checados e testados periodicamente, por vezes com retirada dos mesmos das plantas. O intervalo entre as manutenções é definido pelo fabricante e muitas vezes não refletem a realidade de cada processo. Esta manutenção peca pelo excesso, onde inúmeros equipamentos que não necessitariam de manutenção naquele momento são alvo de serviços que poderiam ser evitados caso se conhecesse mais sobre o estado do equipamento de potência em tempo real.

A manutenção preditiva apresenta períodos entre as manutenções bem definidos, baseado em estatísticas e nas condições do processo.

2.2.4 Manutenção Proativa

Denominam-se instrumentos inteligentes aqueles que tem a capacidade de tomada de decisão local. Estes instrumentos inteligentes possuem sensores que monitoram e enviam as informações para o microprocessador e este, através de funções avançadas de diagnose, determina a condição do equipamento e, diante de alguma falha ou desvio de operacionalidade, passam esta informação para as interfaces de gerenciamento do sistema.

O sistema de diagnóstico ou de gerenciamento on-line de ativos, que trabalha conectada à rede, fica em permanente estado de monitoração aguardando as notificações de autodiagnose dos instrumentos, e os transforma em mensagens de advertências, que são transmitidas ao usuário.

Com o uso dos instrumentos inteligentes e os sistemas de diagnóstico, o procedimento de tentativa e erro deixa de existir. É possível confirmar de forma praticamente imediata, através dos autodiagnósticos, qual o ponto de falha eminente nos equipamentos. Neste caso a localização do ponto sob suspeita fica muito mais fácil para ações de intervenção mais direcionadas e, conseqüentemente, mais eficazes.

Estatísticas Operacionais (EOs) são dados armazenados nos instrumentos inteligentes de monitoramento que informam o quanto tal equipamento já foi utilizado; ou o número de vezes que ocorreram determinadas condições, ou comportamentos anormais. São estes dados associados, às informações de autodiagnóstico dos equipamentos monitorados, que possibilitam a manutenção proativa.

As EOs predizem degradações nos dispositivos que podem resultar em imperfeições e falhas incipientes. Elas são utilizadas para reduzir a variabilidade do processo e determinam se, e quando, os equipamentos, ou seus acessórios, necessitam de reparos imediatos. São informações que podem ser usadas para prognosticar quando o equipamento pode falhar, através da comparação com os dados fornecidos pelos fabricantes, que determinam o tempo máximo de utilização e as condições de uso das partes críticas dos equipamentos e seus acessórios. Com as estatísticas operacionais é possível prever o quanto, por exemplo, o contato móvel de um disjuntor ainda possui de vida útil e antecipar o pedido de outro dispositivo para a substituição, reduzindo drasticamente o número de paradas não programadas devido à falhas inesperadas, bem como a otimização de alocação de mão de obra. Ainda neste caso do disjuntor (mais detalhes no capítulo 5), o número máximo de operações recomendado será interpretado

pelo instrumento de monitoramento como um limite de alarme que avisará o usuário, assim que este limite for excedido. O usuário pode verificar e confirmar este alarme agendando uma manutenção proativa.

Paradas inesperadas em um processo são custosas. Similarmente, efetuar serviços em equipamentos que não necessitam de serviços é também custoso e ineficiente.

A solução que avalia a situação de uma planta e indica os equipamentos que estão próximos a necessitarem de manutenção, como a que foi implementada no módulo de monitoramento de linhas de transmissão subterrânea (Capítulo 3), é sem dúvida a mais indicada. A disponibilização de tais informações em um sistema, que sinaliza remotamente os equipamentos (vide Figura 2.9), que necessitarão de uma manutenção, e que permita que o usuário faça ajustes e configurações de qualquer computador e em qualquer lugar, agrega ainda mais valor ao sistema [2-5].

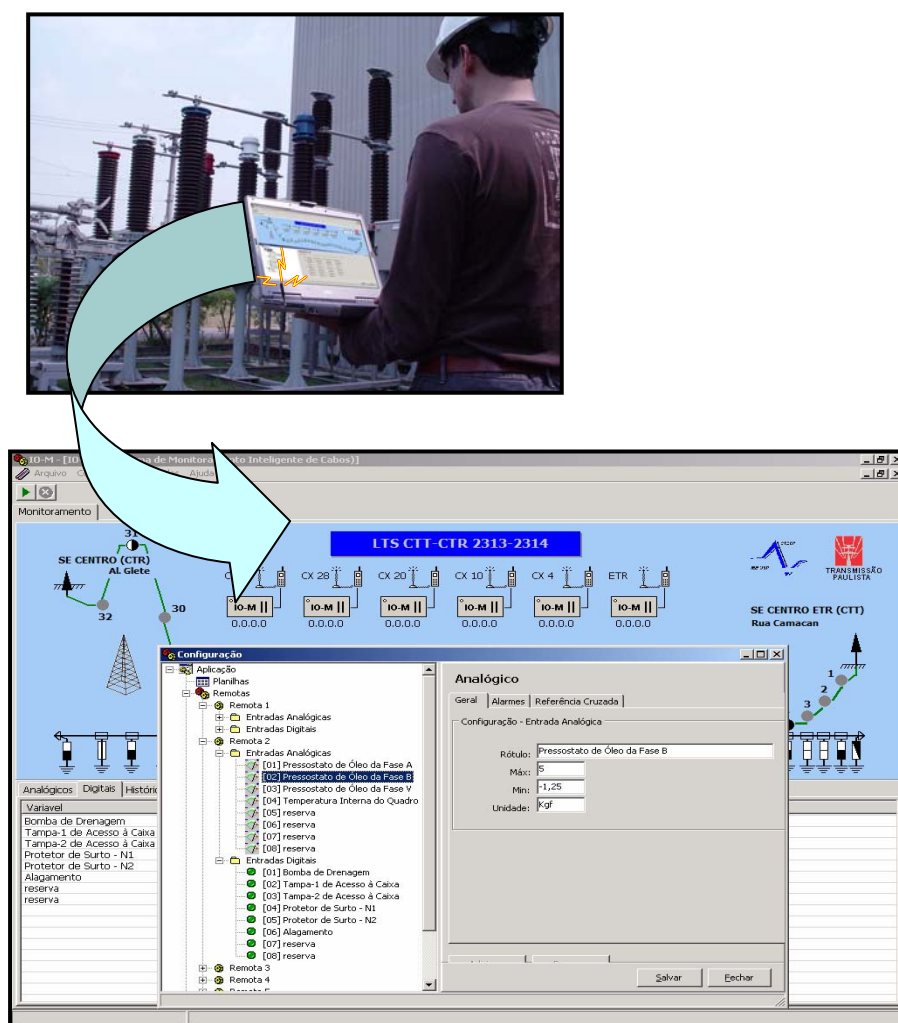


Figura 2.9: Acesso remoto e móvel do módulo de monitoramento da Linha de Transmissão Subterrânea implementado na CTEEP (Transmissão Paulista).

2.2.5 Sistema Integrado de Informação com o Monitoramento de Equipamentos

Uma das contribuições deste trabalho é apresentar uma topologia que aponte para uma solução onde algumas problemáticas que dificultam enormemente a integração de sistemas de monitoramento sejam equacionados, como por exemplo, comunicação entre IED's de diferentes fabricantes; troca de dados entre sistemas diferentes, quer sejam legados e/ou novos, e convivência de módulos de monitoramento de diferentes fabricantes. Isto de forma que se possa ter, num futuro breve e da forma mais harmoniosa possível, uma efetiva disseminação do gerenciamento de ativos com implementação de sistemas integrados de monitoramento e diagnóstico de equipamentos de potência, nestes ambientes onde a heterogeneidade é uma característica predominante.

Os sistemas de monitoramento implementados dentro dos projetos de pesquisa e desenvolvimento do programa ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) entre o IEE-USP (Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo) e as concessionárias de São Paulo (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP, Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, Companhia Energética de São Paulo - CESP e Bandeirante Energia), e que são apresentados nos capítulos a seguir como parte deste trabalho de mestrado, tiveram suas filosofias baseadas na proposta aqui descrita. Isto propiciou que as concessionárias começassem a exigir mais e mais sistemas de monitoramento com arquiteturas abertas e com maior integrabilidade, e principalmente, que fabricantes começassem a perceber as vantagens de atender a tal demanda do mercado consumidor destas soluções, em favor de uma maior predisposição de aceitação de seus produtos, aliado a uma maior satisfação do cliente final.

Para alcançar os objetivos de se ter um sistema de gerenciamento de ativos de potência baseado na confiabilidade, além dos módulos de monitoramento e diagnósticos implantados, responsáveis pela análise da condição operativa dos equipamentos que irão formar um Sistema de Informação de Equipamentos, há alguns aspectos importantes a serem observados cujas problemáticas associadas têm suas soluções nas propostas apresentadas a seguir.

O primeiro aspecto é que a arquitetura do sistema de informação, voltada ao monitoramento e gerenciamento, venha a interagir com os demais sistemas da empresa, como mostrado na Figura 2.10. Isto diz respeito, por um lado, principalmente à

obtenção de dados de variáveis dos equipamentos, quer sejam compartilhados com a supervisão, comando e controle ou mesmo duplicados por questões de diretrizes internas de algumas concessionárias; e por outro lado, à obtenção dos demais dados pertinentes ao gerenciamento do ativo como, por exemplo, os dados econômicos.

O diagrama da Figura 2.10 mostra toda interação possível sendo considerada entre o sistema de monitoramento/diagnóstico, os sistemas supervisórios e de controle (SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition), bem como entre sistemas existentes de dados da proteção e sistemas econômicos-financeiros, para a implementação de um sistema integrado de gerenciamento.

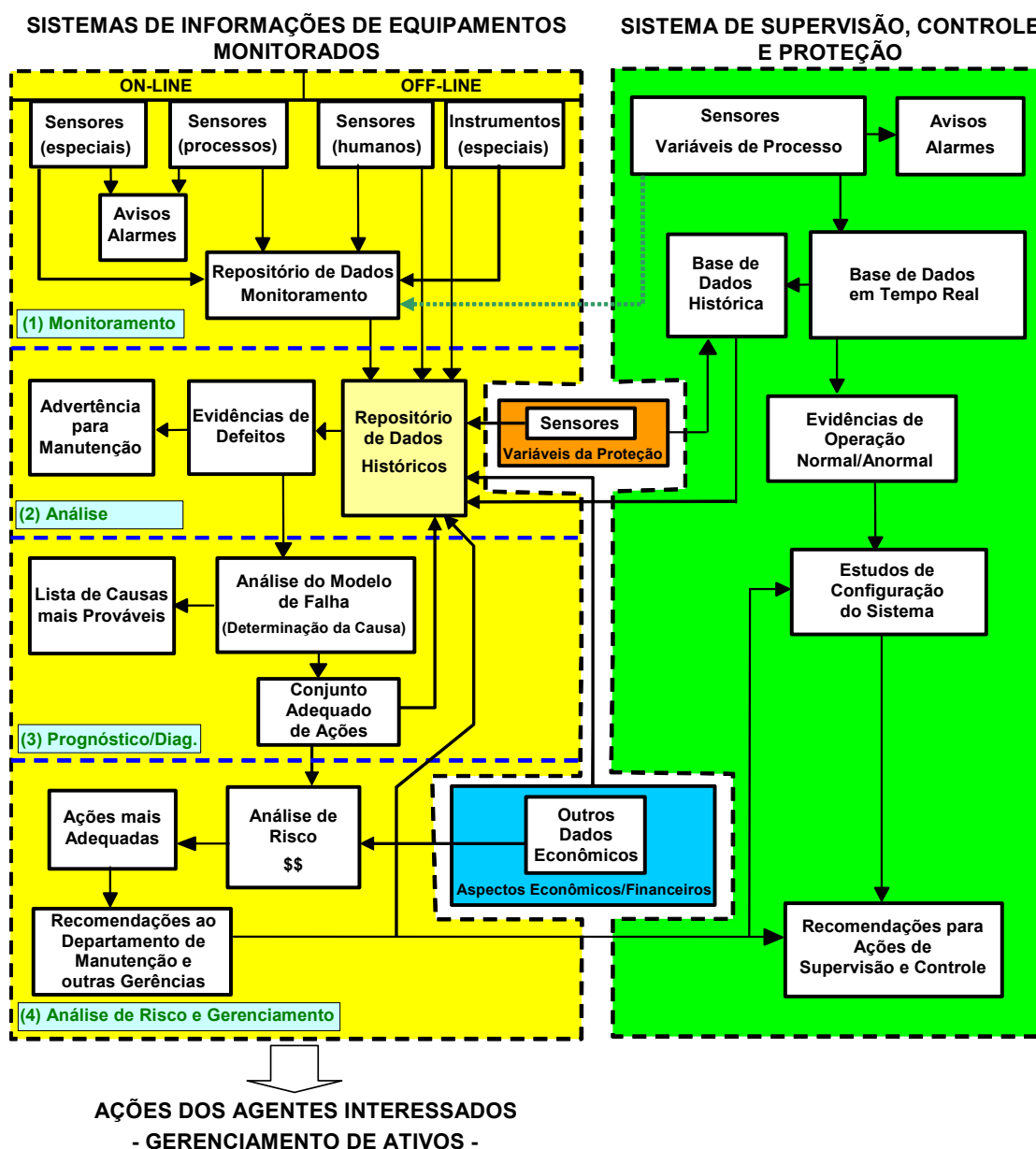


Figura 2.10: Arquitetura do Sistema Integrado de Gerenciamento. Fonte: [2-6].

Os níveis do Sistema de Informação de Equipamentos Monitorados, que atendem à manutenção e podem compartilhar informações com vários outros setores da concessionária, como indicado na Figura 2.10, têm as seguintes definições:

- ✓ (1) Nível de Monitoramento: compreende a aquisição de dados Off-Line a partir dos resultados de inspeção humana (ex: visual, dados de placa de identificação etc), de instrumentos que realizam testes/ensaios especiais (ex: DP – Descargas Parciais, PDC – *polarization and depolarization current* , FRA – Resposta em Frequência etc.); On-line a partir de sensores de grandezas de processo com ou sem emissão direta de alarmes da Proteção, compartilhados com SCS (Sistema de Supervisão e Controle) ou duplicados (ex: tensão, corrente etc.), sensores especiais para aquisição de variáveis especiais com ou sem saída para emissão direta de alarmes (ex: gases combustíveis em óleo isolante, imagem térmica etc); armazenamento em um repositório de dados.
- ✓ (2) Nível de Análise: nível onde o tratamento dos dados da base histórica permite que os usuários tenham acesso a visualização gráfica com indicações de evidências de anomalias, com um primeiro estágio de indicação de cuidados (avisos e/ou alertas diretamente ao departamento de manutenção). Neste nível já há claramente a possibilidade de interação com sistemas de proteção e supervisão, sem infringir diretrizes internas (algumas empresas não permitem esta interação em níveis mais inferiores), bem como a interação com outros sistemas corporativos (dados econômicos). Esta interação ocorre através do Repositório chamado de Dados Históricos.
- ✓ (3) Nível de Prognóstico/Diagnóstico: é onde as metodologias aliadas a inteligência computacional podem ser aplicadas para fornecer aos usuários, beneficiários do sistema, informação de causas de falhas incipientes e indicações para ações proativas adequadas.
- ✓ (4) Nível de Análise de Risco e Gerenciamento do Ativo: onde metodologias e inteligência computacional podem ser aplicadas possibilitando aos beneficiários do sistema, tomadas de decisão considerados os contextos operativos e o gerenciamento do parque de equipamentos como um todo. Aqui as avaliações levam em conta, além dos indicadores técnicos de estado operativo dos equipamentos, também os indicadores econômicos do ativo em questão, numa avaliação de risco para as tomadas de decisão gerenciais.

A topologia acima proposta visa atender a todas as combinações de configurações existentes e futuras entre sistemas de monitoramento e supervisão/control/proteção e outros corporativos afins, sob o aspecto de interação, na formação de um sistema de informação dos equipamentos para o gerenciamento do ativo, o qual seja o mais adequado à realidade, presente e futura, das concessionárias . Senão vejamos:

- ✓ Para os casos de concessionárias com critérios que impedem o compartilhamento de sinais em nível de sensores da Proteção e Controle, a implementação de um sistema integrado é possível, porém demandará duplicação de sinais coletados, e as informações serão compartilhadas em níveis superiores (ex: informação de supervisão e proteção compartilhada após disponibilização em base de dados);
- ✓ Para o caso de concessionárias, com critérios mais flexíveis, a implementação pode prever o compartilhamento de sinais dos sensores já em nível da camada de monitoramento. Esta situação também está contemplada na arquitetura que pode ser vista na Figura 2.10.
- ✓ Por fim, a implementação por sobreposição das várias funções vislumbra situações ideais do futuro onde Supervisão, Controle e Proteção se fundem com Monitoramento oferecendo enorme atratividade sob o aspecto de interação, que reflete diretamente em desempenho e no custo-benefício da solução.

O segundo aspecto trata de integração entre sistemas, no que diz respeito ao intercâmbio de dados, tangenciando a problemática da co-existência em um ambiente heterogêneo onde devem co-existir sistemas de diversos fabricantes e até mesmo, sistemas legados e novos.

Muito freqüentemente a concessionária adota um produto de aquisição de dados por alguma característica que mais se adequará as suas necessidades, toda via o produto de apresentação mais adequado é de um outro fabricante que possui uma interface mais amigável ou de menor custo. Outras vezes, uma negociação comercial pode ser fator decisivo para a utilização de um terceiro sistema, que deve ser implantado junto com outro já existente.

A transferência de dados automatizada e padronizada permitirá integrar distintas fontes de dados em um único repositório de dados centralizado, ou transferir os dados entre as aplicações e executar rotinas de cálculo em servidores de maior processamento.

Geralmente, mesmo em sistemas específicos, sempre ocorrerá uma forma de transferência de dados, sendo que o mais comum é a utilização de arquivos textos, formatados com separadores ou com tamanhos constantes. Outra forma comum, quando o sistema possui um Sistema Gerenciador de Banco de Dados (SGBD) é a utilização de consultas SQL (*Structured Query Language*), para importação ou exportação dos dados entre Gerenciadores [2-11] [2-12].

A portabilidade entre sistema está baseada, na maioria das vezes, no padrão ODBC (*Open Database Conectivity*), principalmente em soluções baseadas em MS-Windows, para se obter alguma forma de intercambialidade de dados entre os diversos produtos disponíveis no mercado [2-13].

A grande dificuldade, no processo de troca de dados entre os sistemas diferentes, está relacionada com as diversas possibilidades de se estruturar uma informação dentro de uma base de dados. Mesmo em sistemas estruturados e relacionais, a organização da informação pode dificultar a troca de informação de forma adequada. Muitas vezes é necessária a criação de softwares específicos que possam mapear uma estrutura em outra (os chamados conversores), sendo necessário o completo conhecimento das duas estruturas e um esforço de engenharia para desenvolvimento desses aplicativos pelo usuário possuidor de um ambiente com sistemas distintos ou pelos integradores. Mesmo que o processo seja eficiente, ainda assim consome recursos extras de processamento que poderiam ser utilizados em outras tarefas.

Para ilustrar a problemática da intercambialidade de dados entre diferentes sistemas, um diagrama de blocos de um sistema genérico é apresentado na Figura 2.11 a seguir.

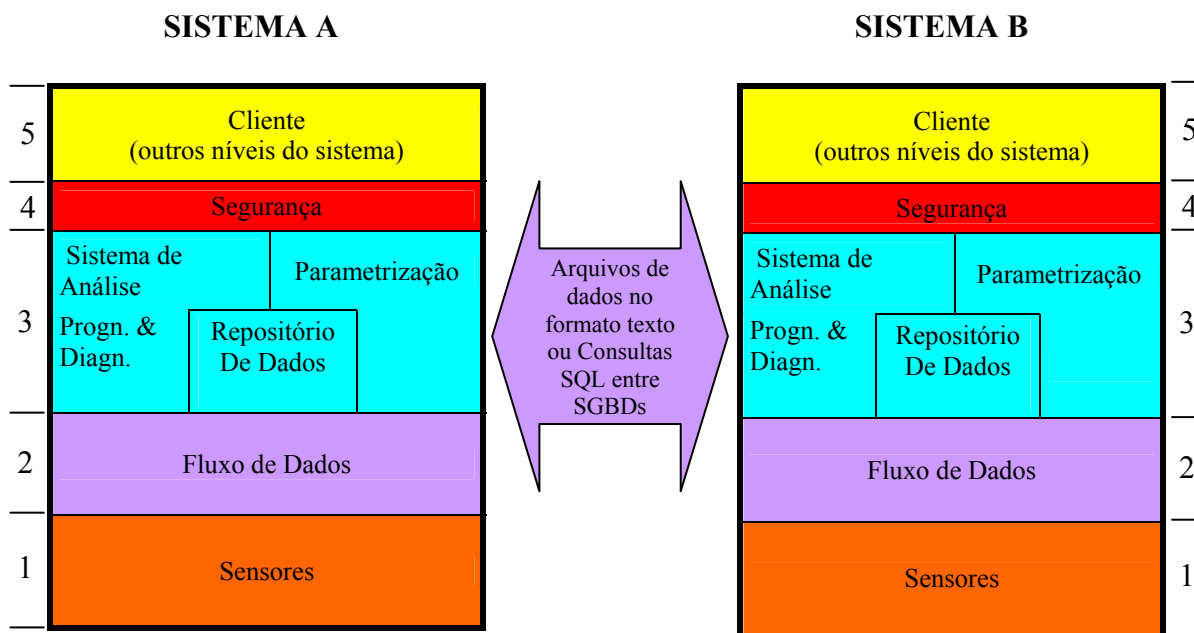


Figura 2.11: Portabilidade entre sistemas diferentes. Fonte: [2-6].

Na primeira camada (1), em nível de equipamentos monitorados, encontra-se o bloco dos ‘Sensores’, responsável pela conversão entre o sinal original em informação elétrica, necessário para o processo de conversão digital. Nesse nível encontramos muitos padrões aceitos, porém não raramente muitos usuários ou integradores são obrigados a criar novas tecnologias fora dos padrões devido a alguma característica especial. Pensar em intercâmbio de dados nesse nível não é algo muito fácil de se imaginar ou mesmo factível de ser realizado, porém, interconectividade entre IED’s é possível e muito desejada, e é o que também se propõe aqui neste trabalho através da adoção do padrão, em fase de unificação, UCA 2.0 e IEC 61850 [2-14] [2-15]. Todavia, sistemas mais modernos tendem a incorporar aos sensores características das camadas acima, como por exemplo, capacidade de parametrização e diagnóstico local; são os chamados transdutores digitais.

Na camada (2) encontramos o bloco ‘Fluxo de Dados’, onde a informação já convertida é transferida do local de aquisição para um sistema computacional, através de um canal de comunicação.

Nesse nível do sistema seria viável pensar em intercâmbio de dados, todavia, as soluções geralmente são desenvolvidas para garantir confiabilidade e disponibilidade para comunicação com os equipamentos remotos e disponibilizar uma interface amigável ao usuário, e também serem uma ponte da informação com a base de dados do sistema. Mesmo sendo, na maioria dos sistemas, um nível onde a informação é

concentrada, geralmente detém os dados apenas por um período curto, necessário o suficiente para as operações de supervisão e controle.

Na camada (3) encontramos três blocos: ‘Repositório de dados’, ‘Sistema de Análise (diagnóstico/prognóstico)’ e ‘Parametrização’. Nesses blocos, tanto a informação coletada, quanto a processada e os meta-dados estão disponíveis, e muitas vezes de forma concentrada (servidor central). É nesse nível que se recomenda a realização do intercâmbio de dados, seja ele através de exportação e importação de arquivos de dados, como através de transferência eletrônica em rede com o uso de ferramentas que permitem consultas SQL.

Na camada (4) encontramos o bloco ‘Segurança’. Geralmente essas características são supridas pelos próprios Gerenciadores de Banco de dados, que possuem ferramentas de controle de acesso, backup e criptografia. Contudo, com o advento das redes de computadores existe muitas vezes a necessidade de se utilizar produtos específicos para garantir a confidencialidade e segurança da informação, como por exemplo: os equipamentos de filtragem de pacotes (Firewall).

Na camada (5) do diagrama encontramos o bloco “Cliente”, onde estão os produtos de visualização dos dados, geralmente incluindo ferramentas de *DataMining* (mineração de dados); tratamento, filtragem e correlações de dados; Inteligência Artificial; geração de relatórios e resumos; inferência, totalização e busca estruturada da informação.

O diagrama da Figura 2.12 é uma extensão do diagrama da Figura 2.11, introduzindo dois novos níveis: ‘Transferência de Dados’ e ‘Formatação de Dados’. Este diagrama, estruturado sob a óptica de Tecnologia de Informação (TI), está relacionado com arquitetura proposta na Figura 2.10 do nível 1 ao nível 3.

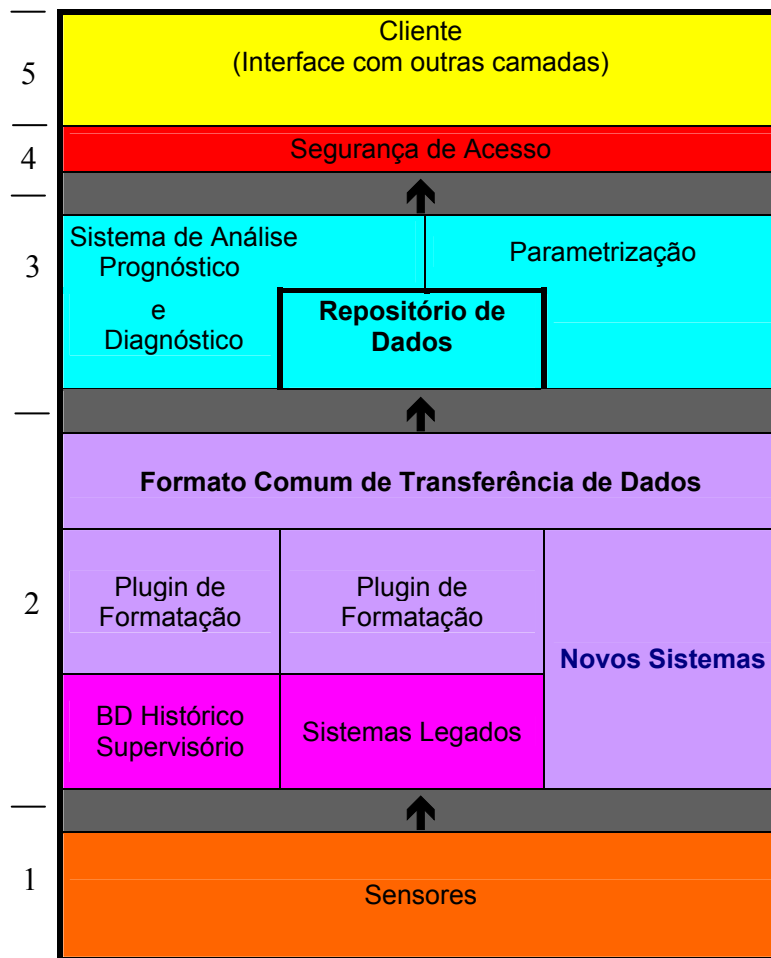


Figura 2.12: Arquitetura com camada de Formato Comum de Transferência de Dados
 Fonte: [2-6].

A idéia principal é criar camadas no sistema, localizadas em um ponto da estrutura onde estão os repositórios de dados, que permitam a compatibilização entre os diferentes produtos desenvolvidos, com uma forma comum e padronizada para o intercâmbio de dados. Sem, é claro, tirar a liberdade dos fabricantes no desenvolvimento de suas soluções proprietárias, mas por outro lado, esperando que os mesmos disponibilizem suas soluções com uma opção, como a que está proposta neste trabalho, que faça uso de um Formato Comum para Transferência de Dados (FCTD).

Fica claro que, para os sistemas legados, os fabricantes de posse da especificação técnica do FCTD, poderão simplesmente disponibilizar *plugins* de Formatação para que seus sistemas atendam ao requisito de intercâmbio de dados para outros sistemas usando a forma estruturada proposta. O mesmo acontecendo para Bases de Dados Históricas

pré-existentes. Já os novos sistemas, poderão ter suas saídas de dados já no padrão do Formato Comum de Transferência de Dados, não necessitando de *plugins*.

Com a introdução da camada de ‘Transferência de Dados’, os dados disponíveis nas diversas bases de dados podem ser facilmente transferidos entre as aplicações disponíveis, garantindo uma portabilidade otimizada entre os distintos sistemas.

Um detalhamento maior, inclusive com um esboço da estrutura do Formato Comum de Transferência de Dados (FCTD) para um sistema de gerenciamento com monitoramento de equipamentos de potência, é mostrado no Apêndice A.

O terceiro aspecto é a necessidade de interoperabilidade entre IED’s de diversos fabricantes que diz respeito também à integração entre sistemas, porém em nível da camada de hardware do monitoramento, e que pode ser resolvido com a adoção dos padrões IEC 61850 [2-14] e UCA 2.0 [2-15]. Tal assunto será tratado em detalhes no item 2.2.6 a seguir.

Todos estes aspectos descritos acima, e as soluções propostas às suas respectivas problemáticas associadas concorrem para a formação de um cenário altamente promissor com melhores perspectivas tanto para as concessionárias, pois terão suas expectativas atendidas com o máximo de vantagens, quanto para os fabricantes que passarão a ter uma maior certeza de que seus clientes irão se predispor muito mais positivamente por seus produtos, atraídos por todos aqueles benefícios. Cenário este que passa a ser uma realidade concreta, uma vez que tais propostas farão parte das recomendações do CIGRÉ-Brasil GT A2.23 que conta com a massiva participação de vários agentes envolvidos diretamente com este tema em nível nacional, desde concessionárias, fabricantes de equipamentos de potência, fabricantes de sensores, módulos de monitoramento, academia etc, com expressiva representação como membros dos grupos de trabalhos [2-6].

2.2.6 Adoção do IEC 61850 & UCA 2.0

A realidade para a qual se encaminha a Geração, Transmissão e Distribuição no setor elétrico brasileiro, é aquela onde, mais e mais, existirão sistemas com o mínimo de intervenção humana e com o máximo de automação -remotamente supervisionados-. As tecnologias que se amontoaram nos sistemas distribuídos das empresas necessitam de interfaces para os SCADA’s dos centros de controles. Aplicações adicionais que são necessárias para um sistema integrado completo podem incluir: sensoreamento,

proteção, controle, disponibilização de dados, otimização das saídas eletrotermomecânicas em campo, gerenciamento de ativo e o monitoramento da condição operativa dos equipamentos com diagnóstico.

Não somente no Brasil, mas globalmente, as empresas do setor elétrico são afetadas pela reestruturação crescente requerendo uma demanda de integração, consolidação e disseminação da informação em tempo real de forma rápida e precisa, dentro de todos os sistemas de automação destas empresas – desde as subestações até as interfaces aos usuários. As companhias e os fabricantes gastam grandes quantias para conseguir trocar informação em tempo real. Os custos para integração destes dados e a manutenção destas soluções são igualmente altos. Os vendedores de sistemas de potência têm recursos limitados, devido ao rápido crescimento do mercado, para implementar centenas de sistemas de comunicação proprietários. Em resposta a esta situação, sugere-se a adoção dos padrões IEC 61850 e IEEE UCA 2.0 [2-14] [1-15].

Para entrarmos mais a fundo no tema da solução sugerida, vejamos primeiramente, de forma geral, as necessidades cruciais dos requisitos de integração de sistemas nas concessionárias, para ao final, direcionar a solução ao monitoramento de equipamentos de potência.

Não é novidade que as concessionárias enfrentam muitas dificuldades com a existência de “ilhas” de informação devido a tecnologias proprietárias, cada uma das quais “falando” suas próprias linguagens. O desafio tem sido integrar todas as “ilhas” de informação existentes com as novas aplicações dentro dos sistemas de automação das concessionárias (Figura 2.13). Os Centros de Controle, por exemplo, necessitam saber as condições operativas gerais (carga, atividades da planta etc.), porém o fluxo de informação entre os “meios” é limitado. O setor elétrico é único e seus requisitos são críticos de coordenação em tempo-real.

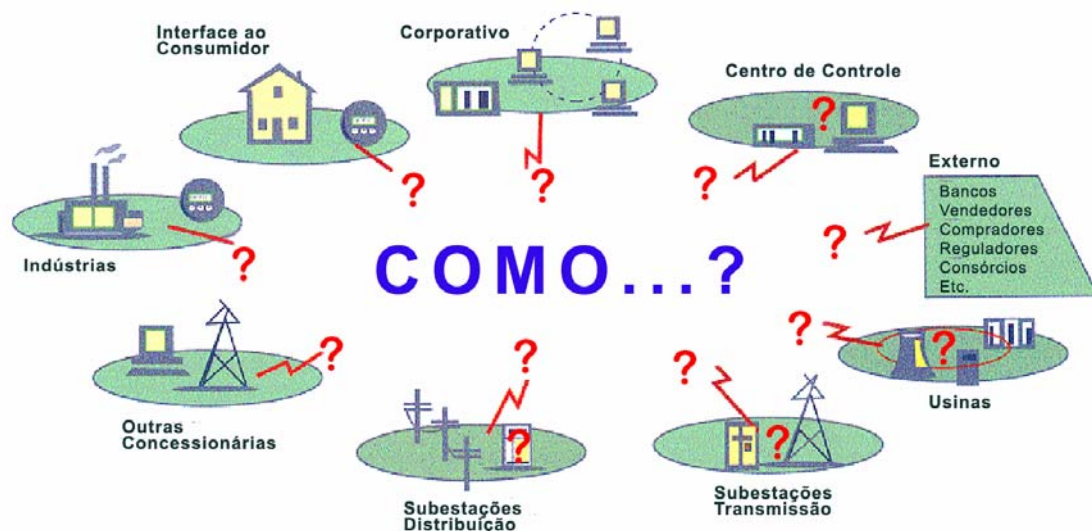


Figura 2.13: Ilhas de Informação. Fonte: DistribuTECH SCC-2002-Miami, Karlheinz Schwarz.

A maior vantagem no uso destes padrões está na possibilidade da enorme redução de custos, principalmente de manutenção de um ambiente com diversos sistemas proprietários cujas soluções são, na sua maioria, caseiras. Para evitar que no futuro integração de instrumentos (IED's), que estão mais e mais inteligentes aos aplicativos (SCADA, Gerenciamento de Ativo em Tempo-Real, Diagnóstico de Equipamentos etc.), se torne ainda mais complicada. A motivação por trás dos esforços em aplicar os padrões IEC 61850 e IEEE UCA unificados, é de realizar de forma efetiva e eficiente integração e troca de informação entre instrumentos, garantindo sua interconectividade. A adoção de tais padrões vão drasticamente promover e melhorar a integração de dados entre instrumentos dentro da Tecnologia de Informação em Automação/Monitoramento. Estes padrões diferem da maioria dos protocolos predecessores nas concessionárias, por usar “modelos de objetos”, que modelam os dispositivos reais mais comuns e seus componentes. Estes modelos definem “formatos comuns de dados”, “identificadores”, “comportamento” etc. Fazendo uso das vantagens dos padrões Ethernet e TCP/IP, das soluções avançadas de TI, e custos reduzidos de largura de banda para transmissão e processadores, cada vez mais potentes nos dispositivos de coleta de dados, para definir e enviar os “metadados”; é possível padronizar uma infinidade de nomes e tipos de informações que podem ser re-utilizadas por aplicações na verificação *on-line* da integração e configuração das bases de dados na concessionária. Exemplos de

“metadados” são: “unidades”, “offset”, “escala”, “descrição das grandezas medidas”. Este recurso pode reduzir de forma significativa os custos de integração e gerenciamento de dados, além de reduzir os tempos de indisponibilidade devido a erros de configuração.

Criando modelos de informação padronizados dos dispositivos (ex: disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores etc.), os mesmos podem ser re-utilizados pelas aplicações, reduzindo os custos de engenharia, comissionamento, operação, monitoramento, diagnóstico e manutenção, aumentando a agilidade de todo o ciclo de vida dos sistemas de monitoramento e automação das concessionárias. Criar estes modelos genéricos orientados a objetos para estes equipamentos de subestações acima citados, é um trabalho extenso e que ainda necessita ser detalhado a partir dos procedimentos do UCA 2.0 (GOMSFE – *Generic Object Models for Substation & Feeder Equipment*). O que está feito neste trabalho de mestrado, com relação a este aspecto, é a catalogação do que pode ser usado dentro daquilo que já existe na UCA 2.0 de outras aplicações, fazendo uso de uma das propostas do *Padrão* que é o da possibilidade de re-utilização dos modelos existentes. O Apêndice B apresenta esta catalogação com vistas ao modelo genérico e suas estruturas, objetos, grupo de equipamentos, componentes comuns, classe e tipo de dados, terminologia, nomes, abreviações etc, que podem ser usados para os sistemas de monitoramento de equipamentos de potência.

O objetivo do IEC 61850 é propiciar a integração da informação sem costuras (*seamless information integration*), partindo do ambiente das subestações, usando padrões internacionais como soluções de “prateleira” para reduzir custos em várias fases do ciclo de vida do sistema (Figura 2.15). O UCA foi incorporado ao IEC 61850 (*Communication networks and systems in substations*) e publicado pelo IEC TC 57 em 2001 [2-14]. Este mesmo procedimento pode ser visto em outros setores correlatos, como mostrado na Figura 2.14, que é o caso de Usinas e Indústrias (IEC 61400-25) e Centros de Controles (IEC 60870-6 TASE2).

Os modelos objetos são definidos em termos de “tipos” e “serviços” padronizados. Os serviços (ex: reportar por exceção e selecionar antes de operação de controle) são definidos em termos abstratos, em seguida mapeados em forma de mensagens para a camada do protocolo dos aplicativos (ISO 9506 – *Manufacturing Message Specification*, MMS). O uso do padrão de definição de “serviços” acima do MMS

permite futuras implementações, de forma que as inovações na camada dos protocolos dos aplicativos podem ser incorporadas no futuro sem interferir nas definições dos modelos objetos.

O protocolo MMS, desenvolvido pelos fabricantes, tem suporte de controle em tempo real e aquisição de dados. MMS define a estrutura da mensagem dando suporte ao acesso aos dados, programas, eventos e outras construções comuns para os dispositivos de tempo real. Estas mensagens podem ser transportadas usando diversas pilhas de protocolos.

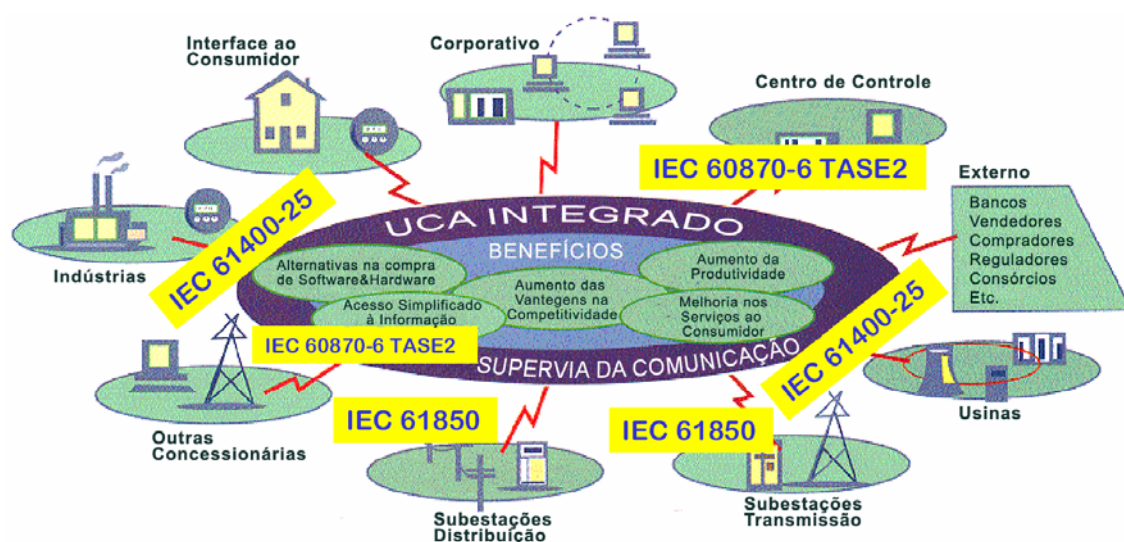


Figura 2.14: Integração da informação em subestações baseada no IEC61850/UCA (*seamless information integration*). Fonte: DistribuTECH SCC-2002-Miami, Karlheinz Schwarz.

O padrão IEC 61850/UCA é desenvolvido em uma cooperação internacional com ampla participação de fornecedores de sistemas e concessionárias. O primeiro alvo é a automação de subestações (parque de disjuntores e transformadores na média e alta tensão da distribuição e transmissão).

O IEC 61850 está definido para atender os requisitos especiais da automação de subestações e pode ser também usado para o monitoramento de equipamentos de subestações. As especialidades ficam em sua maioria isoladas fazendo uso do que os padrões genéricos têm de melhor a oferecer. Tais especialidades como, por exemplo, disjuntores de alta tensão, são definidas separadamente.

As definições genéricas do IEC 61850 podem ser aplicadas onde se necessite de troca de informações estruturadas em tempo real. Os métodos genéricos de trocas, como acesso direto (leitura e escrita), relatório (espontâneo ou cíclico; com detecção de mudanças), seqüência de eventos, arquivos de eventos dos dispositivos, controle, *upload* da descrição dos instrumentos, são implementados de modo genérico e comum.

As redes de comunicação, que são independentes dos modelos de informação e de troca são igualmente separadas. Isto proporciona o uso de redes de comunicação independentes (TCP/IP, Ethernet etc.) ou simplesmente conexões ponto-a-ponto.

O IEC 61850 é, devido a sua estrutura modular, sua informação básica genérica para controle de processos e devido sua funcionalidade geral, quase predestinada para o uso em todas as áreas de automação, e certamente para monitoramento de equipamentos de potência, de forma a alcançar a definição unificada para troca de informação em qualquer processo.

Ao introduzirmos o IEC 61850 em monitoramento de equipamentos de potência (Transformadores, Disjuntores, Chaves Secionadoras, Linhas de Transmissão etc.) as considerações abaixo se aplicam.

O padrão define **informação, método de descrição da informação e troca de informação** para sistemas de monitoramento e de controle [2.14].

A **informação** definida no *padrão* deverá compreender principalmente as informações específicas dos equipamentos de potência como *status*, medições das grandezas relevantes da condição operativa, contadores, informações de controle das várias partes dos equipamentos de potência e/ou da planta (ex: reservatório de óleo do transformador, comutador sob carga do transformador, ventiladores etc.).

Com o método de orientação objeto da **descrição da informação**, permitirá uma especificação precisa e completa da informação.

A **troca de informação** permitirá:

- ✓ Acesso e resgate de dados em tempo real;
- ✓ Controle dos dispositivos de monitoramento;
- ✓ Relatório e *logging* dos eventos/alarmes;
- ✓ Auto-descrição dos dispositivos;
- ✓ Tipagem de dados e descobrir os tipos de dados;
- ✓ Transferência de arquivos

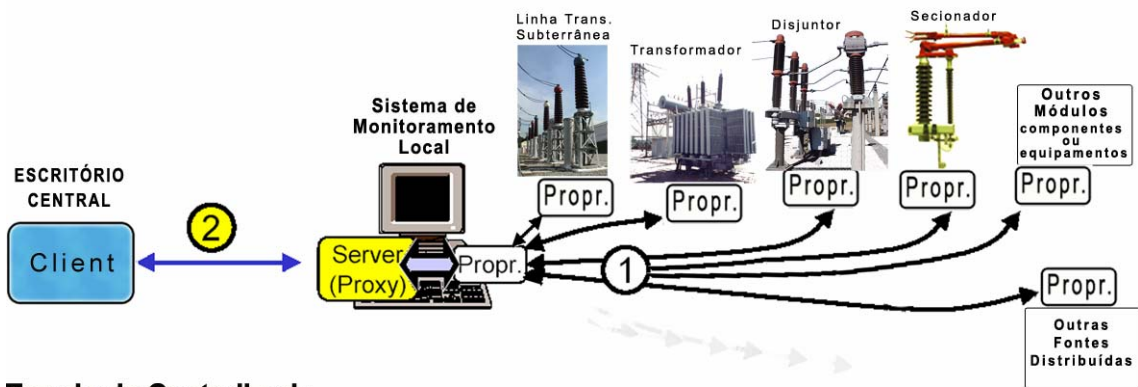
Perfis de comunicação podem, por sua vez, ser aplicados da forma como são encontrados no mundo da Tecnologia da Informação.

Feito isto, todos os modelos de informação criados poderão ser aplicados à grande maioria de outros sistemas distribuídos no monitoramento de equipamentos nas plantas de distribuição e transmissão de energia.

Através dos métodos de especificação da informação e de troca de informação, o enfoque analisado acima, define a interface de comunicação da planta (Figuras 2.15, 2.16 e 2.17). Levando em conta os diversos métodos atualmente aplicados, de informação e troca de informação, existem várias topologias possíveis onde e como o padrão pode ser implementado. Três possíveis topologias são discutidas a seguir. O objetivo destes exemplos é apresentar o princípio de como aplicar o *padrão*.

Topologia Centralizada, como mostrada na Figura 2.15, propicia uma visão centralizada de toda a informação dos equipamentos monitorados na planta e outros componentes de outras fontes distribuídas. A comunicação entre o servidor centralizado e as várias partes/equipamentos da planta – interface (1)– é inalterada, é proprietária. As informações, e os métodos de troca de informação padronizados, são implementados no servidor centralizado localizado no sistema local de monitoramento. O usuário (*client*) pode acessar o servidor no escritório central – interface (2)– usando métodos de troca de informação padronizados.

Nesta topologia as várias partes/equipamentos da planta usam soluções não padronizadas. O mapeamento dos valores do processo para os modelos de informação é realizado no sistema de monitoramento local centralizado.



Topologia Centralizada

Figura 2.15: Topologia centralizada para aplicações de monitoramento de equipamentos de potência.

Fonte: DistribuTECH SCC-2002-Miami, Karlheinz Schwarz.

Topologia mista, como mostrada na Figura 2.16, que já é um caso mais avançado, existem três maneiras adicionais de implementação. Neste caso –interface (3)–, a informação e os métodos de trocas de informação são diretamente realizados nos vários equipamentos/partes da planta. O mapeamento dos valores do processo para os modelos de informação é realizado nos vários equipamentos/partes. O servidor centralizado permite filtrar e processar a informação da planta antes que uma pequena quantidade de informação é trocada com o escritório central. A interface (4) acrescenta a possibilidade de substituir o sistema centralizado. O acesso é diretamente através do roteador (*router*) que possui todas as medidas de segurança. A interface (5) introduz a possibilidade de se aplicar o *padrão* também para a comunicação entre qualquer equipamento/parte da planta.

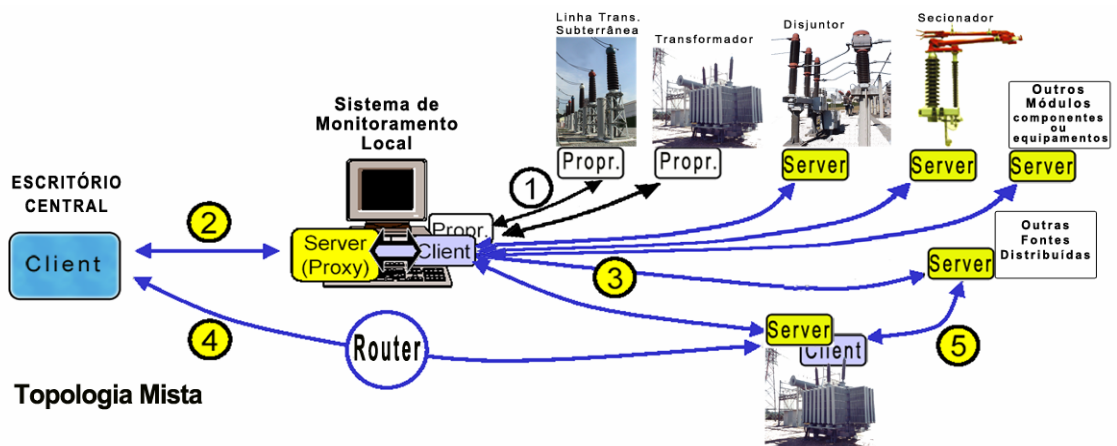


Figura 2.16: Topologia mista para aplicações de monitoramento de equipamentos de potência.

Fonte: DistribuTECH SCC-2002-Miami, Karlheinz Schwarz.

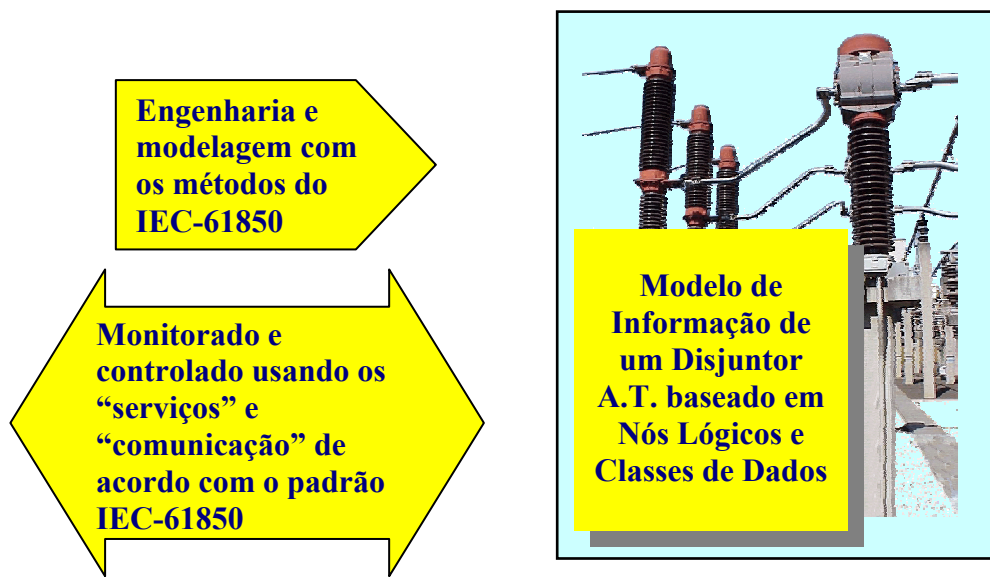


Figura 2.18: Modelagem para os equipamentos monitorados (ex: Disjuntor de Alta Tensão).

A informação é monitorada e controlada pelos “serviços” proporcionados pelo *padrão*. A hierarquia dos modelos usado neste *padrão* é ilustrada na Figura 2.19. A “informação” (ex: *status* e medições do estado operativo dos equipamentos de potência) a ser trocada nos sistemas de monitoramento nas plantas é mostrada no topo da figura.

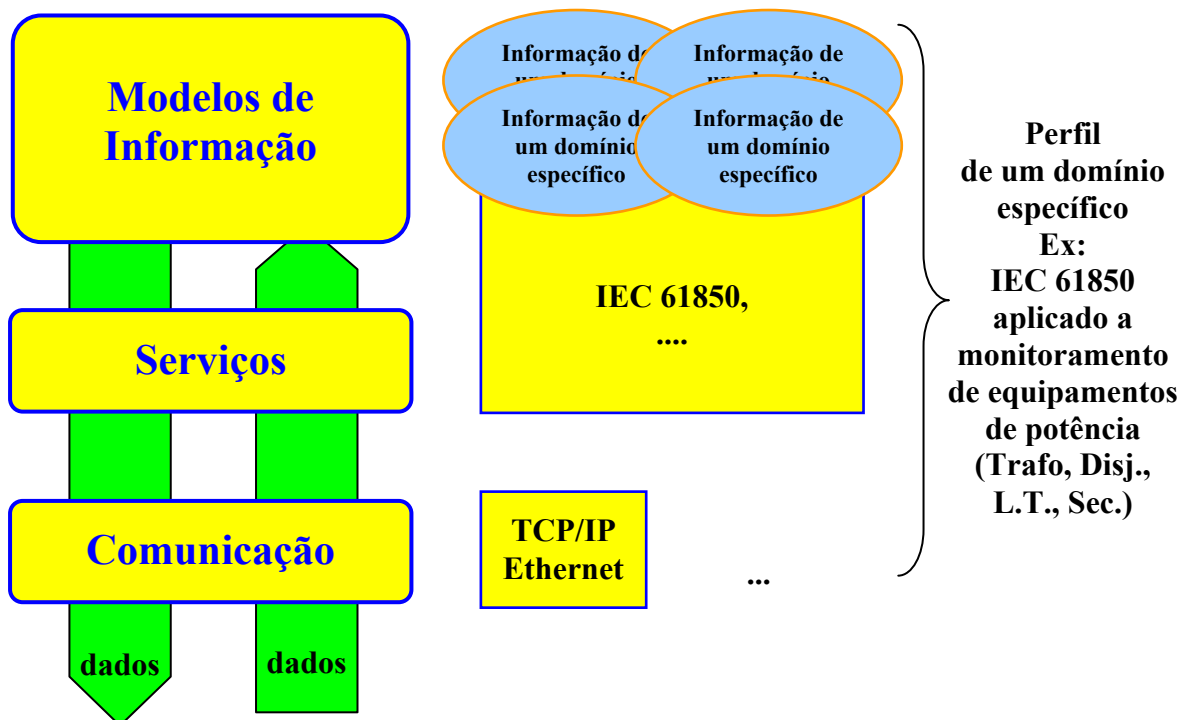


Figura 2.19: Estrutura genérica de camadas. Fonte: DistribuTECH SCC-2002-Miami, Karlheinz Schwarz.

Ao centro da Figura 2.19 estão ilustrados os “serviços” (independente dos modelos e comunicação). O sistema de “comunicação” na parte inferior é independente dos “serviços”. O padrão IEC 61850 aplicado a um determinado equipamento de potência (ex: transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras etc.) pode ser entendido como “perfil”.

As partes principais de um transformador podem ser vistas na Figura 2.20 a seguir. O que o padrão IEC 61850 faz é tornar “virtuais” estes componentes em forma de modelos de informação abstratos.

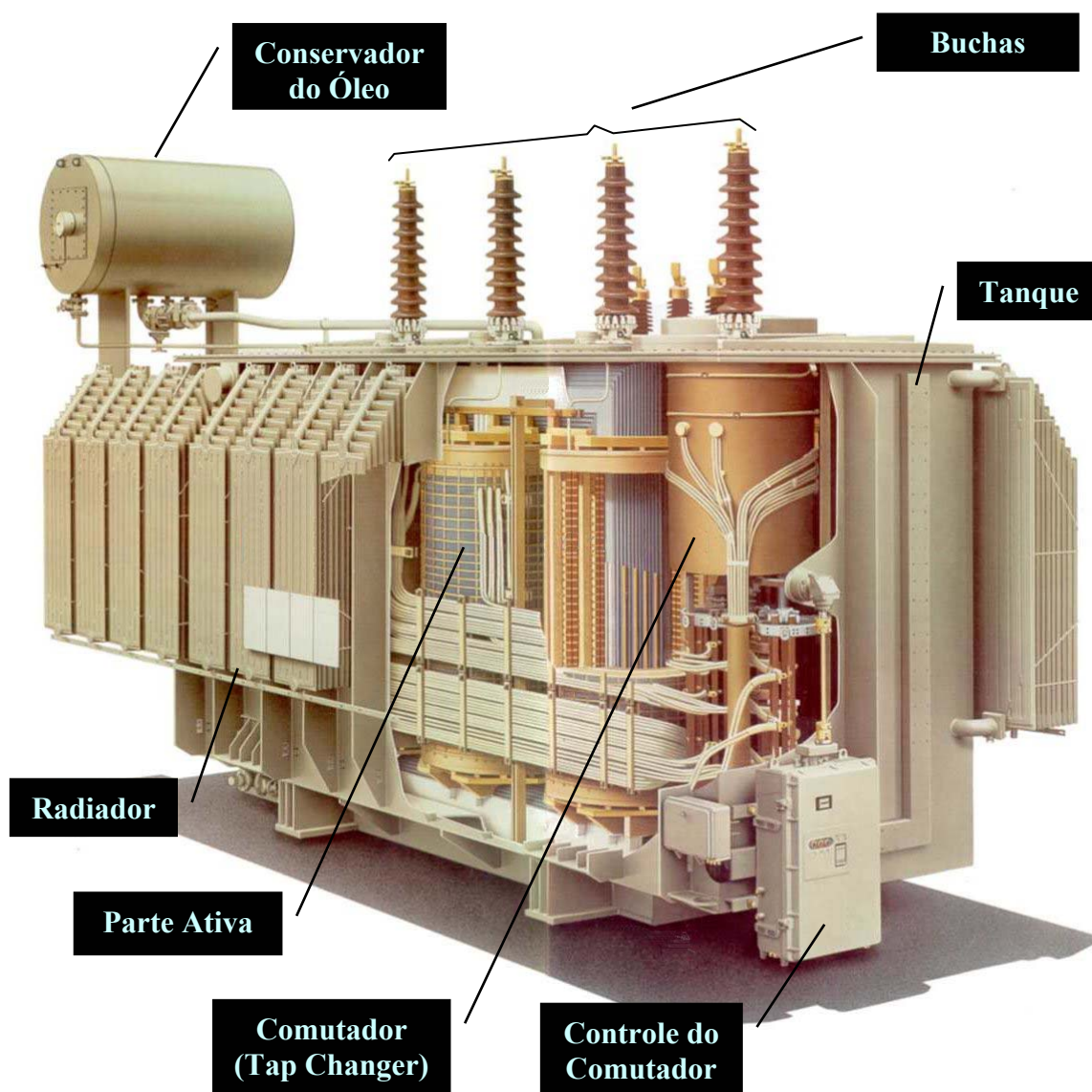


Figura 2.20: Modelos para o transformador e seus subsistemas.

Fonte: Figura ilustrativa do transformador extraída do catálogo do fabricante.

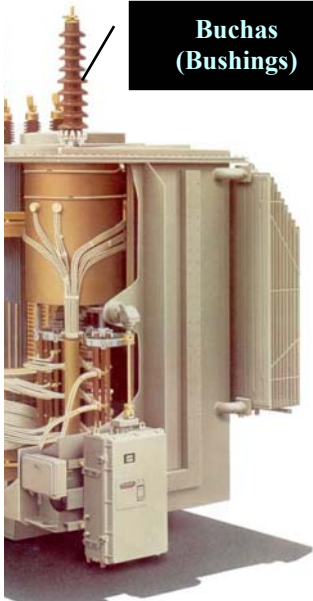
O caminho a seguir é o da definição completa de todos estes modelos para os equipamentos, o que é tratado em maiores detalhes no Apêndice B. Como exemplo ilustrativo da Tabela 2.1, tomaremos o que já existe padronizado em outros “perfis” e que pode, e deve, ser re-utilizado para monitoramento de transformador de potência:

Tabela 2.1: Grupo “Buchas”, extraído do GOMSFE.

BUSH	Informação da Bucha do Transformador
------	--------------------------------------

Fonte: UCA 2.0 – GOMSFE v0.91.

Os dados da Bucha (BUSH) servem como exemplo do processo de informação, embora este não contemple alguma informação do tipo “*status*”, mas que ainda pode ser criada no modelo existente, se houver necessidade:



Buchas (Bushings) Nome: BUSH

Medições	Informação de <i>status</i>
Fator de potência isolamento C1	-
Fator de potência isolamento C2	-
Configuração para BUSH.MX	-
Descrição para BUSH.MX	-
Relatório de controle das medições	-

Fonte: UCA 2.0 – GOMSFE

Figura 2.21: Exemplo ilustrativo dos modelos existentes no UCA 2.0 – GOMSFE.

O nome hierárquico (ex: BUSH.MX) designa a padronização dos dados de processo. Toda informação é etiquetada e “tipada” por nome (ver mais detalhes no Apêndice B).

Os “modelos” e os “serviços de troca de informação” são definidos independentemente de qualquer protocolo de comunicação. A serialização das mensagens é provida por mapeamentos específicos. Uma sugestão é que se use, por exemplo, o MMS (ISO 9506) como foi feito em plantas de geração eólica IEC 61400-25 (elaborada com base no IEC 61850) para os mapas de “informação” e “serviços de troca de informação” [2-16] [2-17].

Reutilização e modelagem dos dispositivos é um dos desafios na padronização. Descrever as funcionalidades dos dispositivos através da especificação dos dados (sintaxe e semântica) e o comportamento dinâmico (máquinas de estado) dos dispositivos (vistos remotamente) é um dos fundamentos básicos deste desafio. Muitos grupos de padrões começaram a definir diferentes aspectos dos “domínios específicos dos dispositivos”, como por exemplo:

- ✓ Engenharia (do ponto de vista da planta);
- ✓ Comissionamento;
- ✓ Configuração;
- ✓ Operação;
- ✓ Gerenciamento de Ativo;
- ✓ Manutenção.

Hardware e software, bem como as redes de comunicação estão sujeitas a freqüentes inovações. Por isso, vale a pena padronizar interfaces independentes (abstratas) para as redes de comunicação e para o acesso aos objetos da aplicação.

Os objetos abstratos (objetos definem a semântica das funções dos dispositivos) serão continuamente usados (com pequenas mudanças apenas).

O objetivo mais importante da descrição dos dispositivos é definir as partes que são reutilizáveis. Reutilização tem dois aspectos: o primeiro, a reutilização de uma dada funcionalidade em vários dispositivos através do domínio da aplicação (isto pode ser chamado de: reutilização horizontal); o segundo, a reutilização de uma dada função na definição de uma função especial (isto pode ser chamado de: reutilização vertical). A reutilização é um fator crucial na redução dos custos globais do projeto, engenharia, operação, monitoramento e manutenção dos sistemas. Propiciar reutilização é um elemento chave na questão da padronização.

O real benefício da modelagem dos dispositivos é a reutilização das definições (comuns) feitas no passado. Nós podemos não perceber, mas isto é uma prática rotineira

em nosso dia-a-dia. Usamos termos comuns no trabalho (teclado, impressora *laser*, escritório etc.) ou em casa (cozinha, cadeira, cadeira de rodas, banheiro etc.). Apenas devido a desentendimentos é que não fica claro o que se quer dizer se os termos comuns são usados por ambos os lados (emissor e receptor). Não é uma questão de tão somente definição completa de algo, mais importante ainda é, entender de forma única. Todas as especificações técnicas na área de sistemas distribuídos têm que seguir regras distintas para definir, trocar e, de forma única, interpretar a troca de informação.

Interpretar fica muito simples se podemos reutilizar os termos comuns aprendidos no passado. Em nossa vida diária nós reutilizamos o termo “impressora *laser*” (mais precisamente nós reutilizamos a “classe” que está associada ao termo “impressora *laser*”) para uma impressora *laser* próxima à secretária (impressora *laser* na sala 13), ou podemos reutilizar o termo para um tipo especial de impressora *laser*: impressora *laser* A4 (impressora *laser* A4 na sala 13).

Para elucidar o raciocínio, consideremos o seguinte: os sistemas distribuídos deveriam operar da forma que lhes foi “dito”. E se isto não ocorre? Pode ser por várias razões. Uma questão importante é que dispositivos desenvolvidos independentemente podem seguir as especificações daqueles que os implementam, mas que por sua vez podem ter diferentes interpretações que descrevem a co-operação entre dispositivos.

Os dispositivos não vão operar da maneira esperada, se os “seres humanos” (aqueles que implementam) não entendem um ao outro!

Modelos de dispositivos é uma coleção de termos com semânticas associadas e descrições da dinâmica de seu comportamento.

Usualmente, modelos são abstratos no sentido em que eles descrevem somente aqueles aspectos que são visíveis ao usuário remoto ao dispositivo. É suficiente saber os dados externos visíveis e o comportamento do dispositivo (o “O QUÊ”). A realização concreta do dispositivo, suas interfaces internas e linguagem de programação ou sistema operacional (o “COMO”) não é de interesse para o usuário do lado de fora.

Ao lançarmos mão desta ferramenta poderosa que é o padrão IEC 61850 harmonizado com a UCA 2.0, já é possível começar pela reutilização daquilo que existe de outros “perfis”, e que pode ser visto no Apêndice B. Tudo mais que for necessário criar doravante com a metodologia padronizada poderá, por sua vez, ser reutilizado, proporcionando obter os benefícios destas enormes vantagens, o que facilitará os futuros

trabalhos em sistemas de monitoramento de equipamentos de potência, para se obter soluções com ampla capacidade de integração (*seamless*) na planta e na empresa.

Para concluir este tópico, o que fica claro é que, para atender à crescente demanda de informação dentro das concessionárias, a utilização dos padrões IEC 61850 e IEEE UCA 2.0 pode propiciar soluções padronizadas com redução efetiva de custos e tempo, permitindo que funções avançadas das IED's e sistemas distribuídos, formem os fundamentos da próxima geração dos sistemas das concessionárias elétricas.

Os benefícios dos resultados de dispositivos abertos, que permitem integração de dados, impacta positivamente toda a empresa, incluindo todos os beneficiários dentro e fora dela. Os compradores destas soluções podem economizar grandes quantias em dinheiro, tempo e esforço de engenharia. Os fornecedores de soluções que atendem ou superam as expectativas de seus clientes passarão e ter muito mais êxito. Este é, indubitavelmente, um momento bastante atrativo na indústria, onde existe uma inesgotável movimentação em prol de se obter componentes práticos de *softwares*.

A questão mais importante refere-se aos modelos dos dispositivos reais de dados e as regras (interfaces de serviços) de como acessar estes dados. Por outro lado, é óbvio que um mecanismo apropriado de transporte (perfil de comunicação) deve ser usado para troca de mensagens entre os dispositivos (ex: TCP/IP, *link* ponto-a-ponto).

Ao propiciar uma pilha de protocolo comum de comunicação, o IEC 61850 e o IEEE UCA 2.0, permitirão às concessionárias e a indústria de soluções de monitoramento e automação terem seus equipamentos de diferentes fabricações, facilmente interconectados e se comunicando de forma "*plug and play*". A especificação de uma expressão/etiqueta semântica única dos dispositivos de dados mais importantes leva a uma tremenda redução de custo de engenharia, comissionamento, operação, gerenciamento de ativo e manutenção. Uma solução com estes critérios proporciona uma ampla capacidade de integração do tipo *seamless* (sem costura) na planta e, por conseguinte, em toda a empresa.

O IEC 61850 é baseado principalmente no UCA, sendo que a especificação do UCA 2.0 é harmonizada com o padrão IEC 61850.

A aplicação deste padrão em sistemas de monitoramento seria pioneira e certamente suas vantagens são muito atrativas. Existem já exemplos de sucesso, em áreas muito próximas ao monitoramento de equipamentos de potência, que indicam ser este o caminho a seguir:

- ✓ Solução implementada nas Plantas de Geração Eólica de uma concessionária na Suécia, que culminou com a criação da IEC 61400-25 reutilizando o IEC 61850 ao invés de começar tudo do “zero” [2-16];
- ✓ Automação de Usinas Hidrelétricas com a aplicação do padrão UCA (*Utility Communication Architecture*) [2-22].

No setor de automação e controle, o que se espera é que, com a adoção do IEC 61850, a indústria de energia elétrica tenha maior habilidade para o desenvolvimento de aplicações de negócios integradas (englobando diversas áreas funcionais), além de uma implementação simplificada de redes de comunicação totalmente integradas, maior diversidade de hardware e software compatíveis de diversos fornecedores, reduzidos custos operacionais, (devido à redução dos custos de instalação, engenharia, manutenção, operação e treinamento) e agilidade de resposta às rápidas mudanças do ambiente de negócios, em um ambiente cada vez mais competitivo [2-18], [2-19] e [2-20].

Esta visão também se aplica ao monitoramento de equipamentos de potência, tratado neste trabalho, e que vem se tornando, cada vez mais, um negócio de extrema importância e estratégico na indústria de energia elétrica para todos os envolvidos com este tema.

2.3 BIBLIOGRAFIA

[2-1] Brites, J. L. P., “Sistema de Automação para Gestão do Carregamento de Transformadores Baseado na Confiabilidade”, Tese de Doutorado, EPUSP, Agosto-2002.

[2-2] Controle e Instrumentação Edição 100, janeiro 2005, “Gerenciamento de Ativos”, Castro, W., Cassiolato, C., Aguiar, J. R. B., Gimenes, D.R., Pagano, M. A. O., Ribeiro, R.T.

[2-3] Controle e Instrumentação Edição 71, julho 2002, “Diagnósticos e manutenção em Fielbus via Web”, César Cassilato, Edson Emboaba, Fabrício Pascon, Marco Aurélio Pagnano.

[2-4] Company wide Asset Management technical article by David Montgomery, Solutia Inc., Decatur-Alabama USA, March, 2001.

- [2-5] Pagnano, Marco Aurélio de Oliveira, “Modelo para a utilização de sistemas de diagnóstico através da Internet”, Intech Brasil n.55.
- [2-6] C. J. Dupont, Amorin. I., Cunha, R., Zatta, M., Silva, H. A. P, et al. “Gerenciamento de Dados para Monitoramento e Avaliação da Condição Operacional de Transformadores”, CIGRÈ GT 12.23, Relatório Final, CIGRÈ, Brasil, 2005.
- [2-7] L. Pettersson, N. L. Fantana, U. Sundermann, Life Assessment: ranking of Power Transformers Using Condition Based Evaluation. A New Approach, CIGRE, 1998, Paris, paper 12-204
- [2-8] Guide for Life Management Techniques for Power Transformers, CIGRE WG A2.18, 2003
- [2-9] Guide on Economics of Transformer Management, CIGRE WG A2.20, 2003.
- [2-10] CEA, Technology Review: Life cycle management of Hydro assets, 1998
- [2-11] <http://www.sql.org>
- [2-12] <http://www.mysql.org>
- [2-13] <http://www.odbc.org>
- [2-14] Standards and committee drafts IEC 61850: Communication Networks and Systems in Substations, 2001; <http://www.scc-online.de/std/61850>
- [2-15] IEEE Technical Report 1550 (1999): Utility Communications Architecture, UCA; http://www.nettedautomation.com/standardization/IEEE_SCCC36_UCA
- [2-16] Working Draft IEC 61400-25: Communications for monitoring and control of wind power plants; <http://www.scc-online.de/std/61400>
- [2-17] <http://www.nettedautomation.com/solutions/uca/evalkit/index.html>
- [2-18] Crispino, Ferdinando. “Setor Elétrico fornece posição rumo ao desenvolvimento tecnológico”. Revista Controle & Instrumentação, Setembro de 2004.
- [2-19] Controle e Instrumentação Edição 105, junho 2005, “Protocolos de Comunicação: Novidades Chegam ao Brasil”, Castro, W., Cassiolato, C., Aguiar, J. R. B., Gimenes, D.R., Pagano, M. A. O., Ribeiro, R.T.
- [2-20] Cardoso C. A, Magrini L. C, Martins D. A, Jardini J. A. Experiência na aplicação do IEC 61850 na especificação de um bay de linha. In: VI SIMPASE Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos 2005, São Paulo 2005. Proceeding. São Paulo: Cigre, 2005.
- [2-21] Villacorta Cardoso, C. A. “Automação de Usinas Hidroelétricas. Aplicação do Padrão UCA – *Utility Communication Architecture*”, Tese de Doutorado, EPUSP, 2002.

- [2-22] EPRI - Electrical Power Research Institute. Introduction to UCA version 2.0. Editorial draft 1.0, março 1997.
- [2-23] EPRI - Electrical Power Research Institute. Common Application Service Models (CASM) and Mapping to MMS - draft 1.6 (EPRI, 1998).
- [2-24] EPRI - Electrical Power Research Institute. Utility Communication Architecture 2.0"Generic Object Models for Substation & Feeder Equipment-draft 0.92 (GOMSFE). (Palo Alto, EPRI, May, 2001).
- [2-25] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and Systems in substations. Part 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipments- Principles and models; IEC 61850-7-1. 2001.
- [2-26] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and Systems in substations. Part 7-3: Basic communication structure for substation and feeder equipments- Common data classes; IEC 61850-7-3. 2001.
- [2-27] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and Systems in substations. Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipments- Abstract communication service interface (ACSI); IEC 61850-7-2. 2001.
- [2-28] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and Systems in substations. Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models; IEC 61850-5. 2001.
- [2-29] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and Systems in substations. Parte 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs; IEC 61850-6. 2002.
- [2-30] K. P. Brand, C. Brunner, W. Wimmer. Desing of IEC 61850 based Substation Automation Systems According to Customer Requirements. In: Cigre 2004.
- [2-31] J. Marco, K. P. Brand. The Specification of IEC 61850 Based Substation Automation Systems. In: DistribuTech Conference 2005. San Diego, 2005. Proceeding. San Diego: Utility T&D. 2005.
- [2-32] Shepard, B. Jansen, M. C. Schubert, M. Standardized Communication in Substations. In: IEE Seventh International Conference on Development in Power System Protection, 2001, Amsterdam 2001. Proceeding. Amsterdam: IEE, 2001. p 270-274.

[2-33] Apostolov, A.P.; "Integration of legacy intelligent electronic devices in UCA based digital control systems", Power Engineering Society Winter Meeting, 2002 , Volume: 1, 2002, Page(s): 648 - 653.

[2-34] Beaupre, J.A.; Lehoux, M.; Berger, P.A.; "Advanced monitoring technologies for substations", Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance Proceedings. 2000 IEEE ESMO - 2000 IEEE 9th International Conference on , 2000, Page(s): 287 - 292.

[2-35] Sanz, R.; Clavijo, J.A.; Segarra, M.; de Antonio, A.; Alonso, M.; "CORBA-based substation automation systems", Control Applications, 2001. (CCA '01). Proceedings of the 2001 IEEE International Conference on , 2001, Page(s): 773 -777.

[2-36] Adamiak, M.; Baigent, D. Practical Considerations in Application of UCA GOOSE. GE Industrial Systems: Technical Publication. Disponível em: <<http://www.geindustrial.com/industrialsystems/pm/notes/>>. Acesso em: 27 out. 2000.

CAPÍTULO 3 – MONITORAMENTO DE LINHA DE TRANSMISSÃO SUBTERRÂNEA

3.1 INTRODUÇÃO

O Módulo desenvolvido e implementado, apresentado aqui neste capítulo, possibilita supervisão e avaliação de desempenho da linha de transmissão subterrânea da CTEEP (Transmissão Paulista) de 230kV, com cabos tipo OF (*Oil Filled*), instalada no trecho “Anhanguera-Centro”. O módulo de monitoramento e diagnóstico permite identificar eventuais necessidades de manutenção proativa, sob as diversas situações de carga, propiciando redução do custo de manutenção e tempo de interrupção. No aspecto de operação, o objetivo é de assegurar transmissão do máximo de energia que a linha suporte, principalmente em condições de emergência, procurando minimizar a indisponibilidade.

O sistema proporciona ao centro de manutenção da CTEEP do Limão, ou a qualquer outro usuário da empresa com permissão de acesso, as seguintes opções:

- ✓ Monitoramento de temperatura do cabo;
- ✓ Detecção de falhas e defeitos no cabo;
- ✓ Monitoramento do sistema de isolamento a óleo;
- ✓ Monitoramento das perdas nas blindagens;
- ✓ Monitoramento da situação de carregamento do cabo;
- ✓ Detecção de invasão patrimonial nas caixas subterrâneas;
- ✓ Detecção de alagamento nas caixas subterrâneas;

Futuras etapas, contemplando novas implementações de hardware e software, possibilitarão:

- ✓ Análise da taxa de crescimento da temperatura por ponto monitorado;
- ✓ Levantamento do perfil de temperatura nas camadas do cabo e na sua trajetória;
- ✓ Detecção de descargas parciais nos cabos e acessórios;
- ✓ Detecção de penetração de umidade no cabo;
- ✓ Localização de vazamentos.

Um dos principais benefícios que o sistema agrega é o de uma utilização otimizada da instalação. Além disso, oferece uma ferramenta de apoio que propicia ações de

intervenções de manutenção mais eficazes e rápidas, com base nos alarmes de qualquer uma das variáveis monitoradas. O sistema, desta forma, possibilita migrar de manutenções preventivas para pro-ativas e, uma vez integrado como proposto no Capítulo 2, poderá compor o sistema de Gerenciamento de Ativo, dentro do conceito proposto.

3.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA IMPLEMENTADO

Os sensores instalados nas áreas piloto fornecem sinalizações de alarmes para situações de sobre-pressão e sub-pressão, perdas excessivas na blindagem, invasão nas caixas de acesso por pessoal não autorizado, alagamento nas caixas, além de informar a situação de carregamento do cabo monitorado.

A área piloto conta com seis estações remotas que monitoram este cabo, estrategicamente planejado para as seguintes caixas de acesso subterrâneo: Caixa 4, Caixa 10, Caixa 20, Caixa 28, Caixa 31; e subestações nas extremidades da linha: ETR e ETT.

O Sistema de Monitoramento de Linha de Transmissão é composto pelos módulos dos sensores, módulo de condicionamento de dados, módulos de coleta de dados, módulo de transmissão de dados, módulo de comunicação, módulo de base de dados, módulos de cálculo, módulo de visualização e módulos de diagnóstico [3-1].

3.2.1 Características da Linha de Transmissão Subterrânea Monitorada

Alguns detalhes da linha de transmissão subterrânea são mostrados na Figura 3.1. A linha, ao longo da qual, os pontos monitorados estão distribuídos, tem comprimento total de 9,75 km, contendo dois circuitos trifásicos com cabos monopolares isolados à óleo fluído. Totaliza 58,5 km de cabos com 33 lances e distância média entre lances de 295 metros. Esta linha utiliza o sistema de “*cross-bonding*”. O cabo de 1200 mm² tem tensão de operação de 230 kV. A potência nominal dos circuitos é de 300 MVA, totalizando 600 MVA para os dois circuitos.

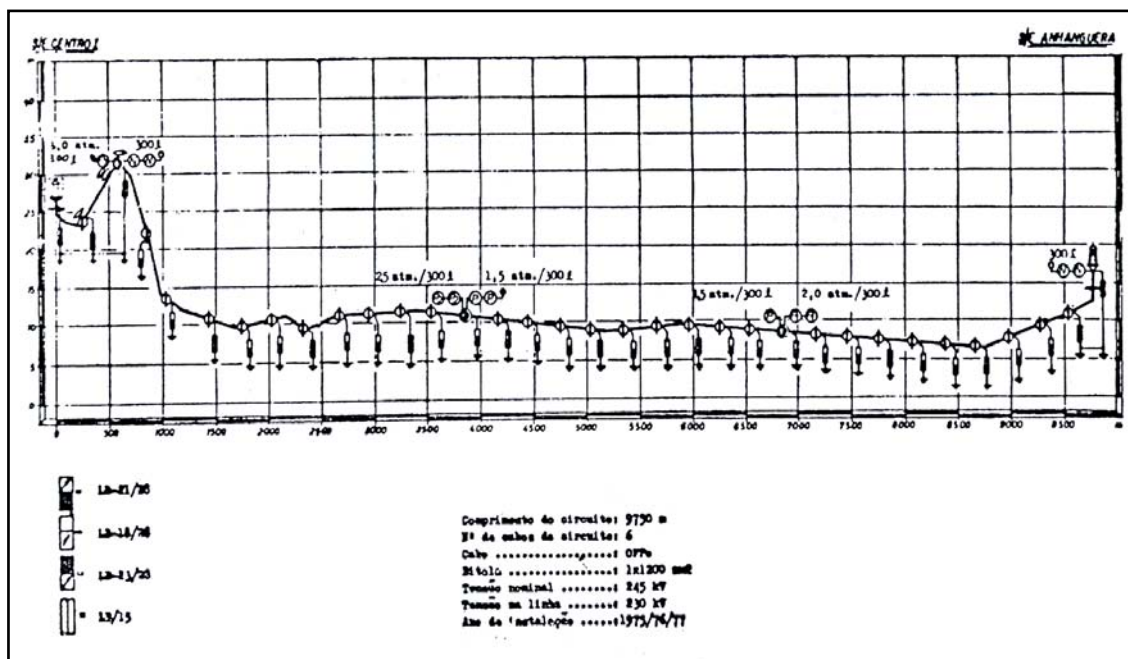


Figura 3.1: Perfil altimétrico da linha que interliga as subestações Anhanguera e Centro I, indicando as caixas de acesso. (Fonte: CTEEP).

3.2.2 Módulo de Sensoriamento

As Figuras 3.2, 3.3 e 3.4 a seguir, mostram alguns dos sensores instalados na área piloto garantindo que as informações sejam obtidas para a supervisão e avaliação de desempenho da linha de transmissão subterrânea da CTEEP de 230kV instalada no trecho “Anhanguera-Centro”.

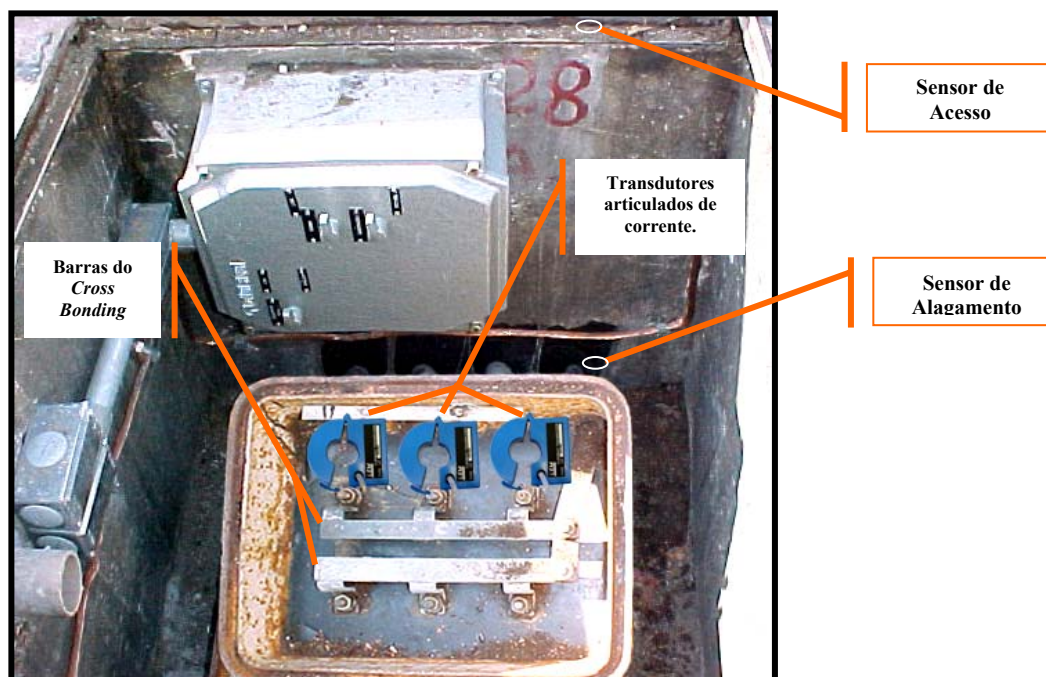


Figura 3.2: Local de instalação do sensor de corrente da blindagem no *Cross-bonding*, alagamento e de acesso da caixa nº 28.

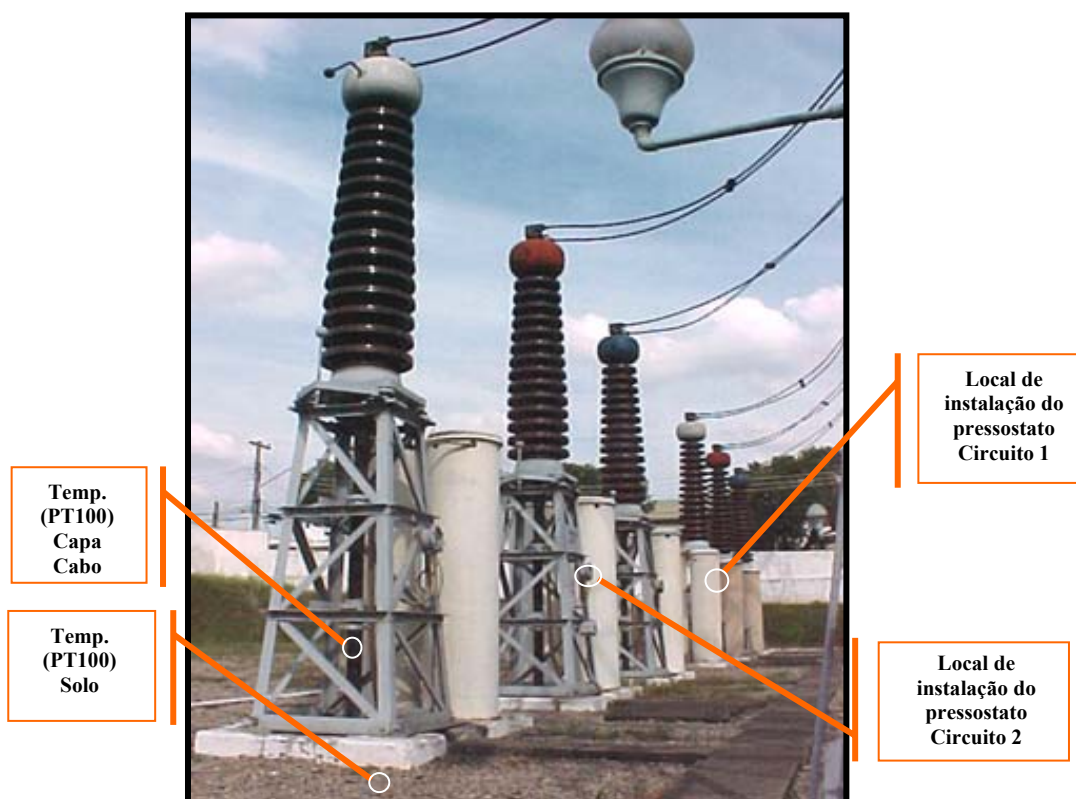


Figura 3.3: Local de instalação de um dos pontos de temperatura do cabo utilizando um sensor de tipo PT 100 e sensor de pressão para o sistema de resfriamento.

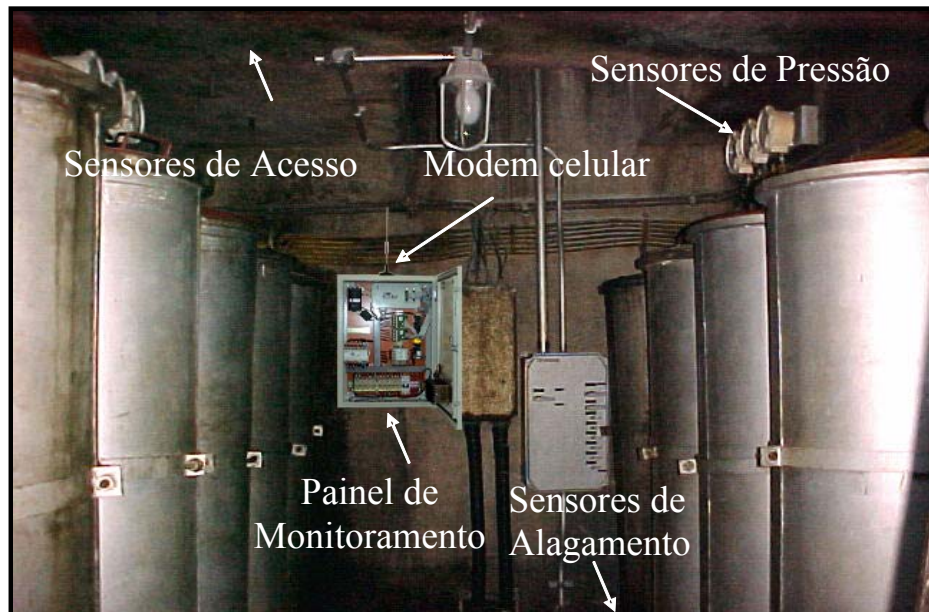


Figura 3.4: Caixa 31. Local de instalação de sensores de pressão do sistema de resfriamento, sensores de acesso e alagamento, painel de monitoramento com módulo de comunicação e transmissão de dados por modem celular.

3.2.3 Módulo de Coleta, Condicionamento e Transmissão de Dados

Um Painel de Monitoramento, como mostrado a Figura 3.5, possui os dispositivos de coleta de dados (Unidades Terminais Remotas e/ou IED's), cujos sensores estão ligados em suas entradas analógicas e/ou digitais.

Os sinais vindos dos sensores instalados nos locais de acesso aos cabos de alta tensão (caixas de acesso e subestação), recebem um tratamento através de condicionadores, para adequar seus níveis de sinais aos das entradas dos dispositivos de coleta de dados (ex.: 4-20mA para 0-10V) e, ao mesmo tempo, propiciar isolação óptica e proteção contra sobre-tensões. Este dispositivo de coleta de dados está conectado, através de uma porta de comunicação serial RS 485, a um modem celular via módulo de comunicação.

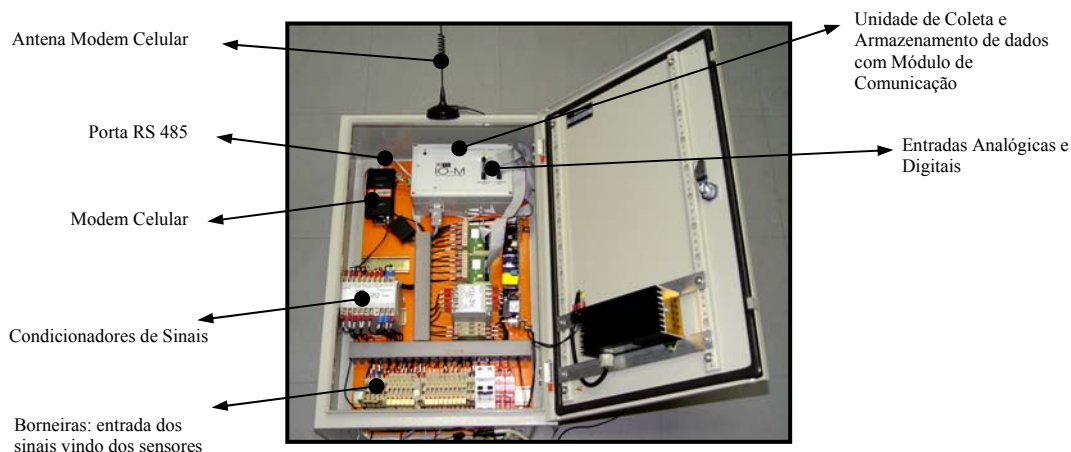


Figura 3.5: Painel de monitoramento com os dispositivos: de coleta, transmissão comunicação de dados e de condicionamento de sinal.

Abaixo está listado um resumo das características da Unidade de Coleta do módulo de monitoramento mostrado na Figura 3.5:

- ✓ Unidade microprocessada de alta disponibilidade;
- ✓ Até 16 canais de entradas analógicas opto-isoladas (0-10V);
- ✓ Oito canais de entradas digitais (0-5V);
- ✓ Conversor analógico-digital de 12 bits;
- ✓ Relógio de tempo real com precisão de 1 ms;
- ✓ Memória local para armazenamento;
- ✓ Comunicação em rede RS485;
- ✓ Protocolo do tipo ATP-RTU;
- ✓ Autodiagnóstico permanente.

As funções que são testadas constantemente no autodiagnóstico são as seguintes:

- ✓ CPU e execução normal do programa, inclusive monitorado por *watchdog-timer*;
- ✓ Memória de dados (leitura e escrita) e barramento;
- ✓ Integridade da memória de programa;
- ✓ Temporizações e relógio de tempo real;
- ✓ Conversor A/D;
- ✓ Excesso de elementos nas filas;
- ✓ Desempenho do canal de comunicação.

3.2.4 Módulo de Comunicação

A comunicação entre o dispositivo de coleta de dados e o celular é feita através de uma interface que comanda o celular, de acordo com seu protocolo padrão, fazendo a discagem à rede de telefonia móvel da Vivo (banda de dados ZAAAP), estabelecendo sinal, reiniciando-o, quando da perda de sinal, para em seguida re-estabelecer o *link*. A unidade de coleta de dados é conectada a um barramento RS-485, no qual até trinta e um dispositivos podem estar dispostos para comunicação com um dispositivo-mestre (normalmente um microcomputador conectado a uma base de dados), também inserido no barramento. No nível físico, a comunicação se dá a 9600 bits por segundo em modo *half-duplex*.

Cada unidade possui um endereço único, configurado por meio de *jumpers* na placa principal. O protocolo de comunicação empregado é o protocolo ATP RTU, tipo I, com as seguintes funções implementadas:

- ✓ Reconhecimento de mensagens “broadcast”;
- ✓ Envio de informações estampadas;
- ✓ Tratamento de informações de tamanhos variáveis (*arrays* e *strings*);
- ✓ Envio de blocos binários (para transferência de oscilografias);
- ✓ Mensagens de comando confirmadas por número de seqüência;
- ✓ Mensagens de controle do enlace;
- ✓ Levantamento de estatísticas do sistema de comunicação.

Com relação a esse último item, a medida do desempenho do canal de comunicação também é empregada para a reinicialização do módulo de comunicação para a tentativa de recuperação de falhas.

A transmissão dos dados do sistema de monitoramento é feita usando a plataforma de tráfego de dados da Vivo que usa a tecnologia 1xRTT – 2,5G. A sua área de cobertura está representada no mapeamento da Figura 3.6.

3.2.5 Arquitetura do Sistema de Monitoramento

A topologia adotada no monitoramento desta linha de transmissão da CTEEP, como mostra a Figura 3.7, foi decidida em função de algumas premissas que tiveram que ser seguidas:

- ✓ Comunicação por modem celular:
Devido a L.T. ser muito antiga (mais de 20 anos) o meio físico por par trançado dos fios de telefone, lançados quando os cabos foram instalados para transmissão de dados, não era confiável. Tão pouco era viável obras de lançamento de fibra óptica nos 10 km de linha que passa por canteiros, ruas/avenidas e pontes. A topografia ao longo da linha não oferecia áreas livres entre os pontos monitorados para que se usasse transmissão de dados por rádio. A solução empregada com modem celular atendeu à aplicação oferecendo uma alta taxa de disponibilidade e confiabilidade. O modem fica ligado, e com canal de comunicação constantemente aberto, com a banda disponível para transmissão instantânea de dados, sem a necessidade de discagem a cada evento ou mudança de estado, sinalizado pelos sensores analógicos e digitais. Os módulos inteligentes do dispositivo de coleta de dados, em conjunto com o módulo de comunicação, ficam constantemente se auto-monitorando e no caso da operadora de celular, por algum motivo indisponibilizar o sinal e interromper a comunicação, o módulo começa a tentar a re-conexão até conseguir retomar a comunicação.
- ✓ Integração à rede de Tecnologia de Informação existente:
De modo que as informações do sistema de monitoramento pudessem ser acessadas de qualquer computador da CTEEP, o computador localizado no Centro de Manutenção do Limão foi conectado à Intranet da empresa. Desta forma, a disponibilização para os demais interessados, além da manutenção, como a operação, engenharia etc, ficou garantida. Também é possível o acesso móvel ao sistema que pode ser feito, por exemplo, com um Laptop através de um acesso externo via Internet à Intranet da CTEEP.
- ✓ Alta Segurança de Acesso:
Os modems celulares instalados em cada ponto de monitoramento transmitem usando a rede Internet, porém as informações que trafegam não ficam

disponíveis ao mundo externo. Para que isso pudesse ocorrer, uma L.P. (linha privativa) e roteadores foram usados entre a operadora de serviços de telefonia celular e a CTEEP. Isto garante todas as vantagens da comunicação usando o meio da Internet com total segurança à integridade do sistema.

Todas essas informações são transmitidas via modem celular ao computador central no Centro de Manutenção do Limão, o qual tem instalado os aplicativos de gerenciamento que informam, instantaneamente, qualquer ocorrência de tentativa de intrusão, funcionamento inadequado do cabo e do seu sistema de isolamento a óleo. Tais informações podem ainda ser vistas por acesso móvel, através de conexão Internet via modem celular.

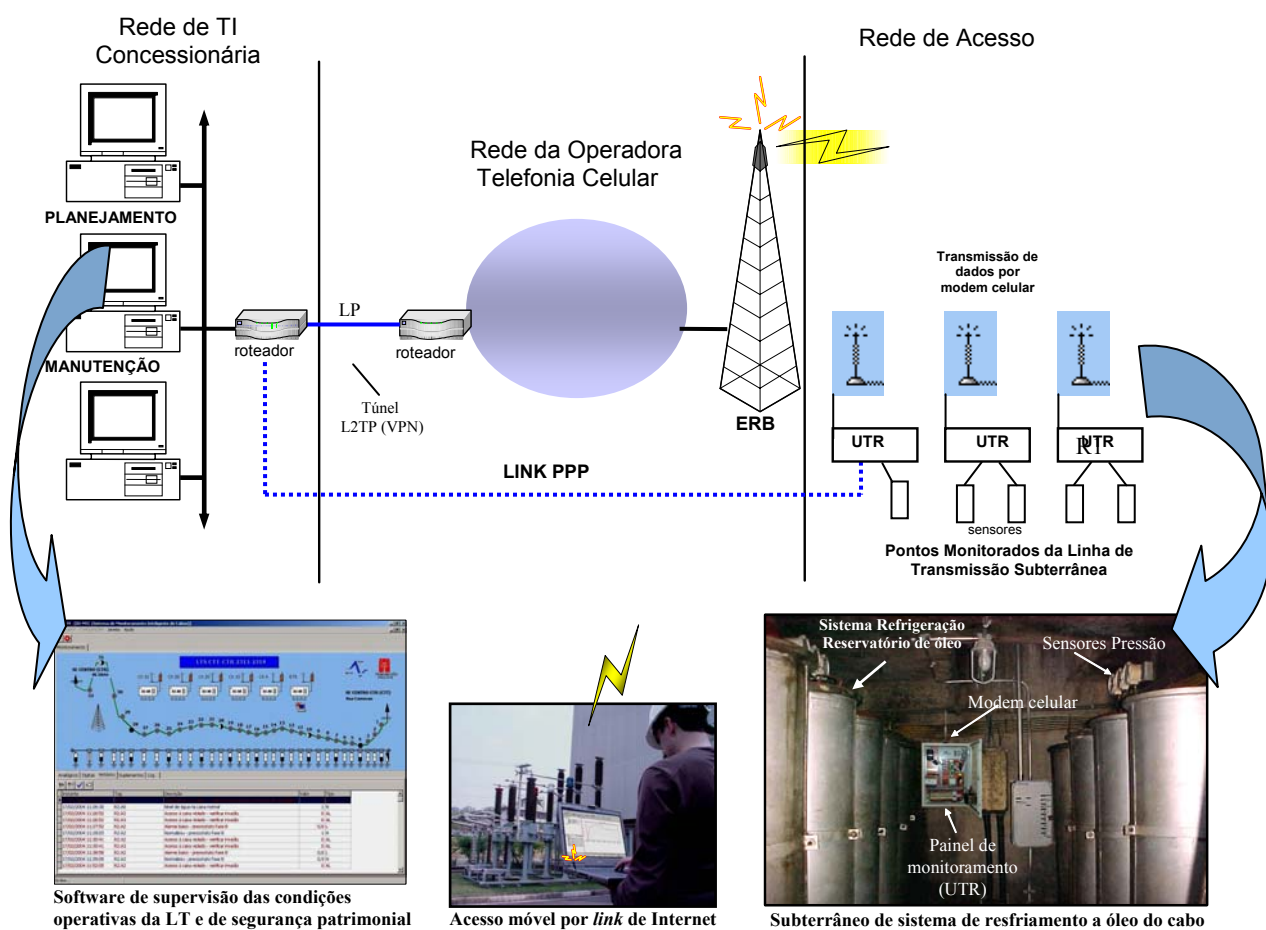


Figura 3.7: Arquitetura do sistema de monitoramento da L.T. subterrânea da CTEEP.

3.3 APLICATIVOS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

Os aplicativos do sistema implementado de monitoramento, supervisão e diagnóstico de cabos estão descritos nos itens a seguir.

3.3.1 Supervisório IO-MTC

Este aplicativo é responsável pela supervisão das situações de ‘alarmes’, em tempo real, das grandezas eletromecânicas da linha de transmissão subterrânea vindas dos sensores, passando pelos condicionadores, coletores de dados e enviados pelos módulos de transmissão por modem-celular ao computador central na CTEEP. Exemplos da interface do supervisório podem ser vistos nas Figuras 3.8 e 3.9.

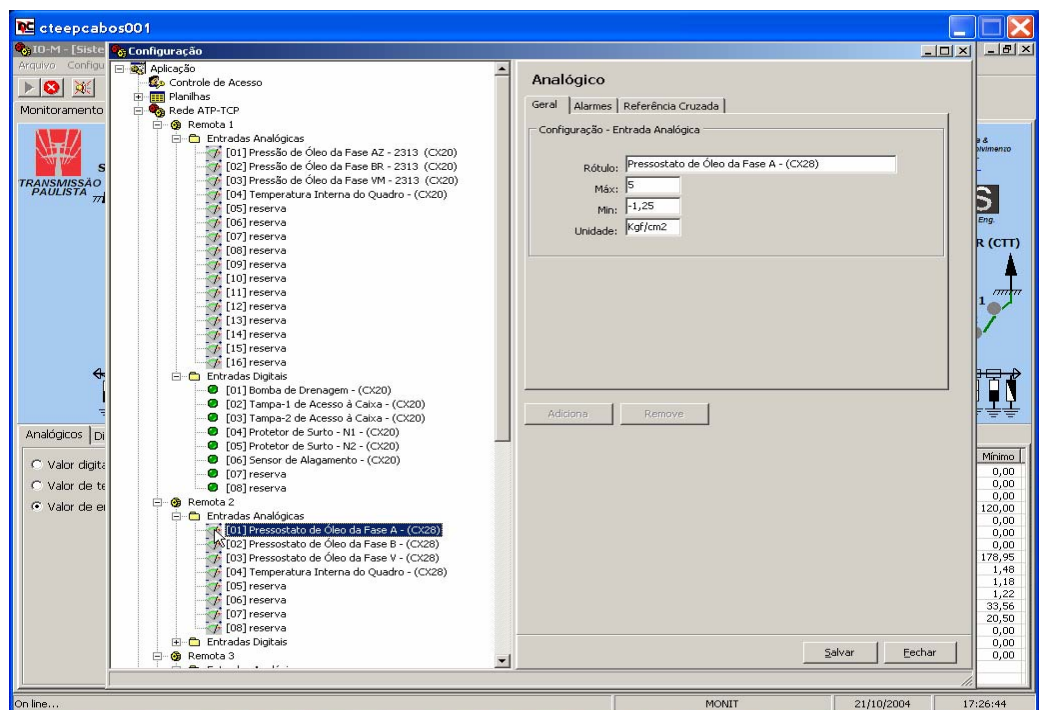


Figura 3.8: Tela de configuração do supervisório com interface para indicação dos estados de alarmes das grandezas monitoradas do cabo.

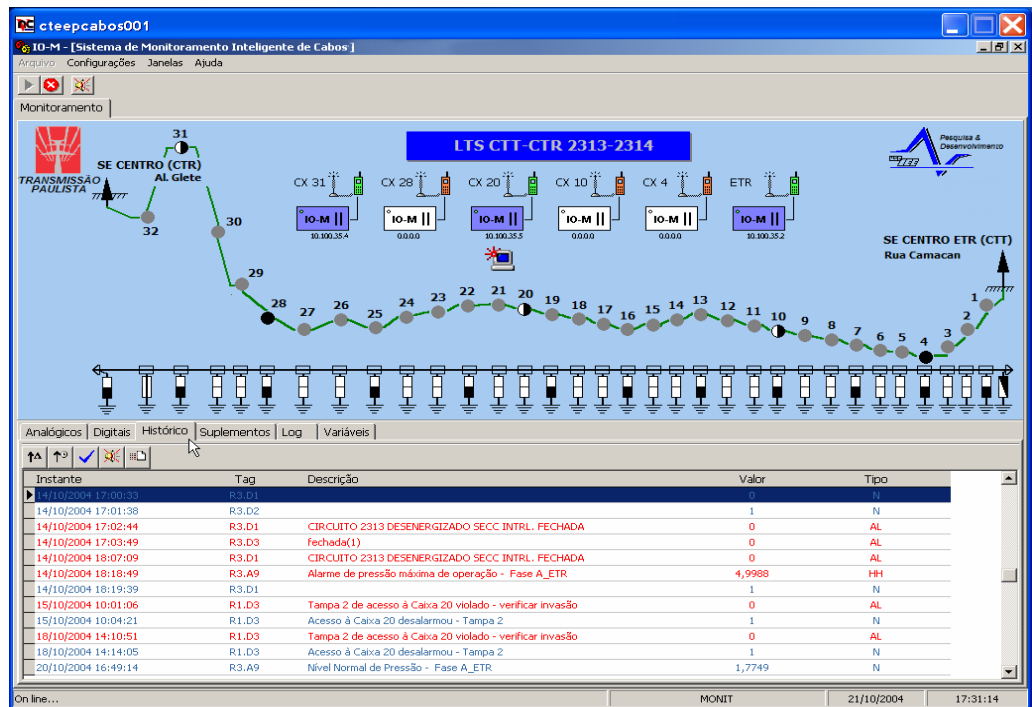


Figura 3.9: Tela de histórico dos alarmes do supervisor com interface para indicação dos estados de alarmes das grandezas monitoradas do cabo.

3.3.2 Visualizador MI_Monitor

Possibilita a visualização histórica das informações enviadas ao banco de dados pelo Supervisor IO-MTC. A pesquisa histórica na base de dados pode ser feita através de consultas a distintas tabelas com dados agrupados em médias diárias, semanais e/ou mensais, como mostrado nas Figuras 3.10 e 3.11.

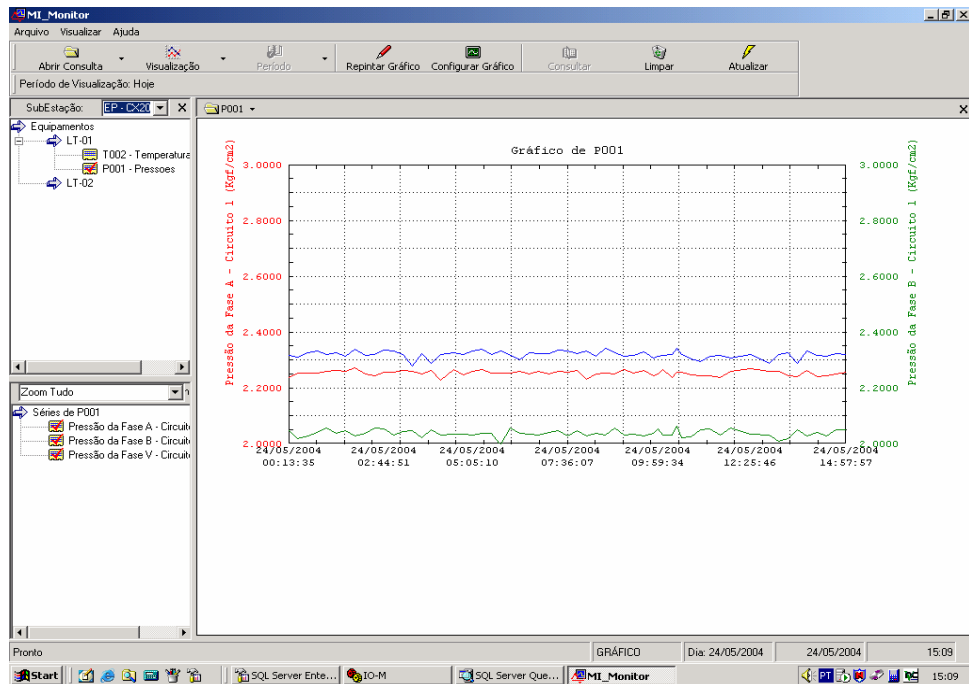


Figura 3.10: Tela de dados históricos das pressões do Visualizador MI_Monitor.

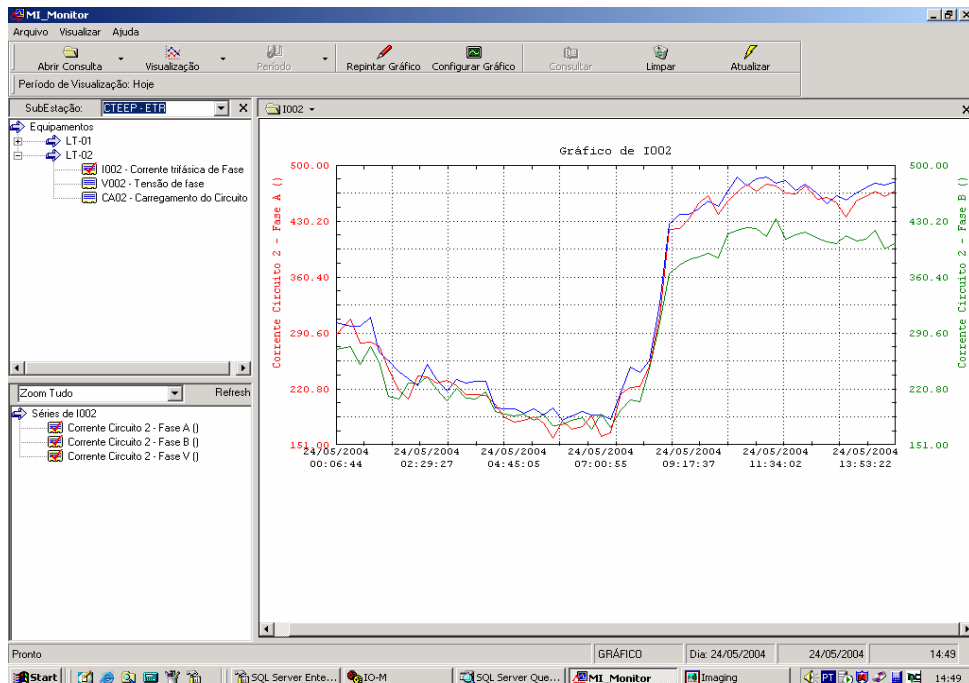


Figura 3.11: Tela de dados históricos das correntes no Visualizador MI_Monitor.

3.3.3 Aplicativo de Análise dos Dados - SESPEC

Este aplicativo possibilita a análise das grandezas monitoradas através de curvas de tendências. Um módulo de cálculo, ativo continuamente, é responsável por processar estes dados e sinalizar os alertas quando os valores pré-estabelecidos dos níveis “alto”, “alto-alto”, “baixo” e “baixo-baixo”, tem seus limites atingidos pela projeção das retas de tendências, que utilizam a regressão linear nos algoritmos implementados.

A consulta também é possível neste aplicativo, o qual possibilita análise das grandezas monitoradas por curvas de tendências, bastando selecionar, para as tabelas de médias desejadas (diárias, semanal e mensal), o número de amostras para o cálculo da regressão e o número de dias para projeção da tendência. Exemplos da interface do aplicativo de diagnóstico por tendência podem ser vistos nas Figuras 3.12 e 3.13.

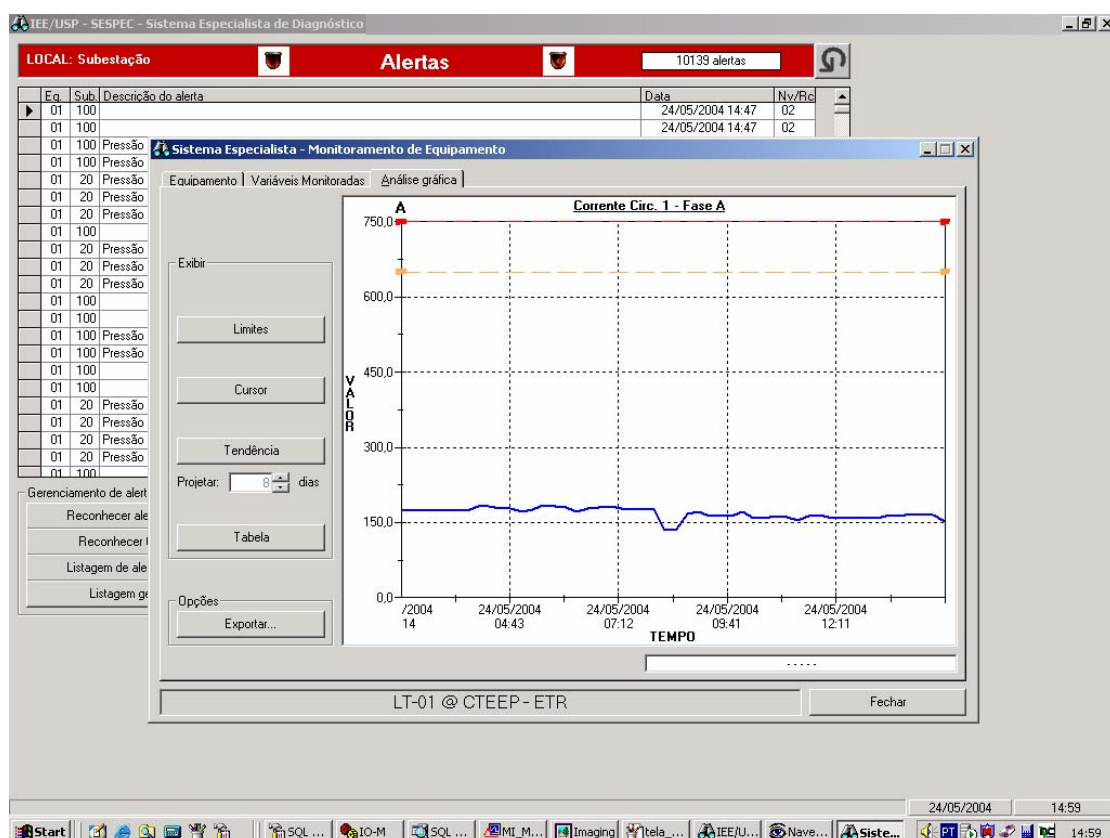


Figura 3.12: Tela do aplicativo de diagnóstico SESPEC.

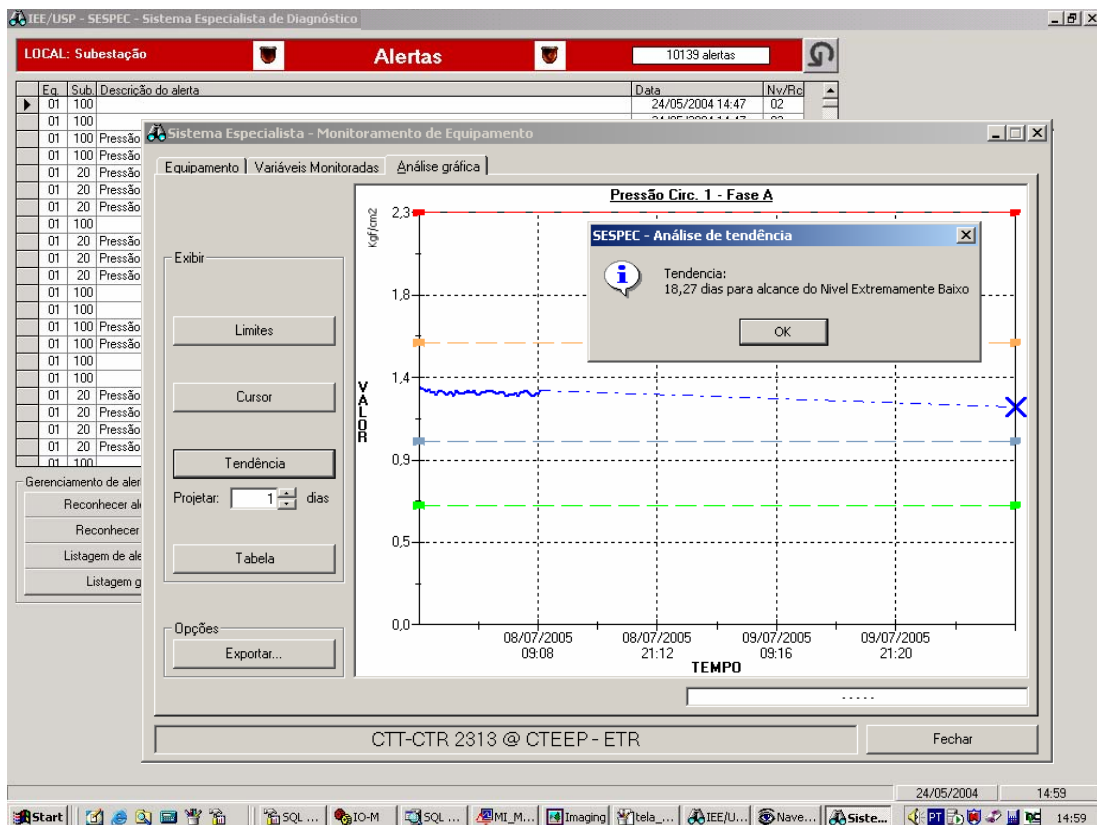


Figura 3.13: Tela do aplicativo de diagnóstico com indicação gráfica de tendência.

3.4 MODELAGEM TÉRMICA E ALGORITMO DE CARREGAMENTO

A modelagem térmica do cabo foi necessária para em seguida poder realizar a implementação do algoritmo de carregamento e, desta forma, ser possível a avaliação de desempenho da linha de transmissão. Com o algoritmo e suas condições de contorno é possível calcular as situações de uso otimizado da carga na linha, com a transmissão do máximo de energia, em regime ou contingência, dentro dos limites pré-estabelecidos. Além disso, com o acompanhamento de seu estado de carregamento, dado pelo algoritmo que “roda” em tempo real, o qual leva em conta a temperatura máxima de operação segura projetada para o cabo, é possível controlar as situações de forma a evitar carregamento excessivo, conseqüentemente evitando danos ao cabo. Outra possibilidade contemplada no algoritmo de cálculo é o controle para indicação das condições mais adequadas, de forma a se ter um prolongamento de vida útil do cabo [3-2] [3-3] [3-4].

A Figura 3.14 a seguir mostra os detalhes construtivos do cabo considerado, com a indicação dos principais componentes.

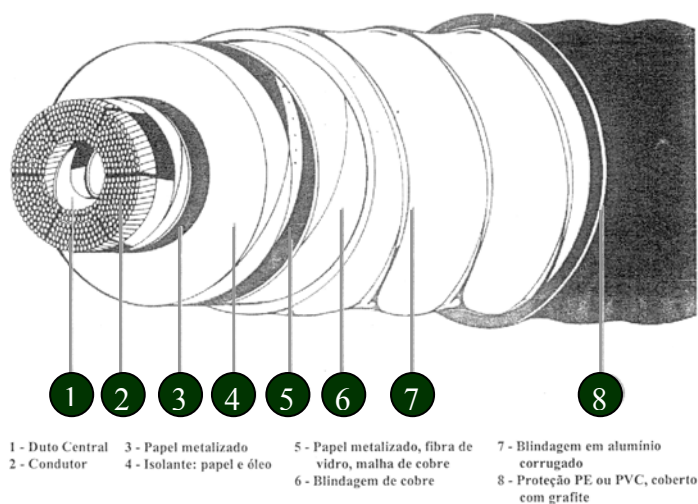


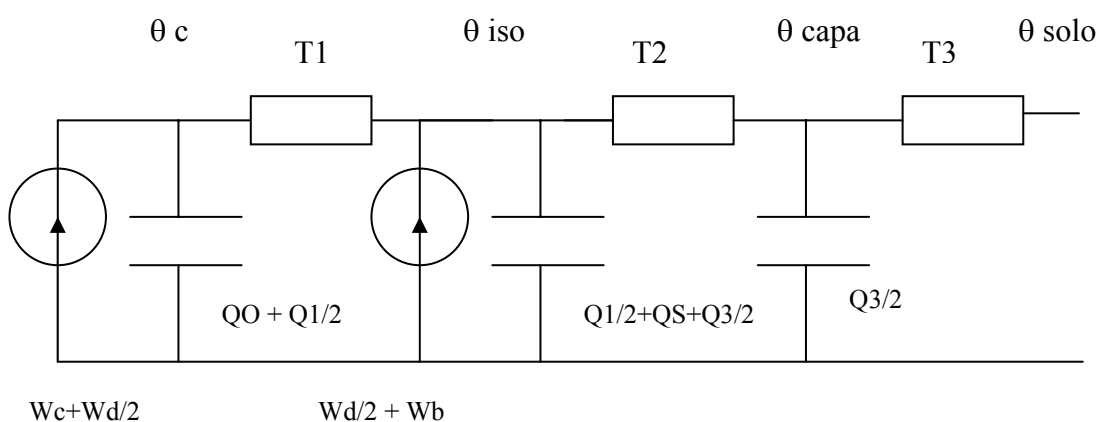
Figura 3.14: Detalhes construtivos do Cabo Tipo OF da CTEEP de 230kV com seus componentes principais. (fonte: CTEEP-Pirelli Cabos)

Os raios que definem as principais partes do cabo e os materiais utilizados são:

- raio do canal de óleo central do cabo e raio interno do condutor de cobre;
- raio externo do condutor de cobre e raio interno do material isolante ou dielétrico;
- raio interno do material isolante ou dielétrico;
- raio externo do material isolante e raio interno da blindagem externa;
- raio externo da blindagem externa;
- raio interno da capa do cabo;
- raio externo da capa ou raio externo do cabo.

O calor, por efeito Joule, gerado pela corrente no condutor, o calor gerado pela corrente induzida na blindagem e o calor gerado no material isolante serão considerados no modelo elétrico análogo ao térmico como fontes de corrente. Os componentes passivos no modelo elétrico análogo são: as capacitâncias térmicas e as resistências térmicas (que dependem das capacidades térmicas dos materiais utilizados no cabo); as áreas ocupadas por cada um destes componentes parciais do cabo e das resistividades térmicas, bem como pelos diâmetros dos componentes parciais do cabo.

O modelo elétrico análogo ao térmico é apresentado na Figura 3.15:



Onde: $\theta_c, \theta_{iso}, \theta_{capa}, \theta_{solo}$ => temperatura: condutor, isolamento, capa e solo;
 $T1, T2, T3$ => Resistência térmica: isolamento, capa e solo;
 $Q0, Q1, QS, Q3$ => Capacitância Térmica: condutor e canal óleo, isolante, blindagem e capa;
 Wc, Wb, Wd => Calor gerado: corrente condutor, corrente blindagem, campo elétrico do material isolante

Figura 3.15: Modelo Elétrico Análogo ao Modelo Térmico do cabo com suas fontes de calor, capacitâncias e resistências térmicas.

3.4.1 Fontes de Calor

As fontes de calor que aparecem na Figura são definidas como:

W_c – calor gerado pela corrente que passa no condutor, é dada pela seguinte expressão:

$$W_c = R_{ca}(\theta_c) \cdot (I_{\text{condutor}})^2 \quad (1)$$

Onde:

$R_{ca}(\theta_c)$ – é a resistência do condutor em corrente alternada na temperatura do condutor em Ω ;

I_{condutor} – é a corrente no condutor em Ampére.

Wb – calor gerado pela blindagem provocado pela corrente induzida da corrente no condutor.

O valor de Wb é proporcional ao de Wc e é dado pela seguinte expressão:

$$Wb = \lambda \cdot Wc \quad (2)$$

Onde:

$$\lambda = (Rb(\theta \text{ isol}) / Rca(\theta c)) \cdot [Xb^2 / [(Rb(\theta \text{ isol})^2 + Xb^2)]]$$

Rca(θc) – resistência do condutor em Ω ;

Rb($\theta \text{ isol}$) – resistência da blindagem em Ω ;

Xb – reatância da blindagem em Ω .

Wd – é o calor gerado no material isolante devido ao campo elétrico

O valor de Wd é dado pela seguinte expressão:

$$Wd = 2\pi f \cdot \tan \delta \cdot C \cdot Vf^2 \quad (3)$$

Onde:

f – frequência da rede elétrica em Hz;

$\tan \delta$ – fator de perdas dielétricas;

C – capacitância do cabo em Faraday;

Vf – tensão de fase do cabo em Volt.

A capacitância do cabo é calculada pela seguinte expressão:

$$C = \epsilon r \cdot 10^{-9} / [18 \cdot \ln (D \text{ externo isolamento} / D \text{ interno isolamento})] \quad (4)$$

Onde:

ϵr – permissividade do material isolante;

D externo isolamento – diâmetro externo da isolamento dado em metro;

D interno isolamento – diâmetro interno da isolamento dado em metro.

3.4.2 Resistências Térmicas

As resistências térmicas consideradas são as seguintes:

T1 – resistência térmica do material isolante

Ela é calculada pela seguinte expressão:

$$T1 = (\rho \text{ isolante} / 2\pi) \cdot \ln(D \text{ externo isolante} / D \text{ interno isolante}) \quad (5)$$

Onde:

ρ isolante – resistividade térmica do isolante dada em °C m/W

D externo isolante – diâmetro externo do isolante dado em metro;

D interno isolante – diâmetro interno do isolante dado em metro.

T2 – resistência térmica da capa

Ela é calculada pela seguinte expressão:

$$T2 = (\rho \text{ capa} / 2\pi) \cdot \ln(D \text{ externo capa} / D \text{ interno capa}) \quad (6)$$

Onde:

ρ capa – resistividade térmica da capa dada em °C m/W

D externo capa – diâmetro externo da capa dado em metro;

D interno capa – diâmetro interno da capa dado em metro.

T3 – resistência térmica do solo

Ela é calculada pela seguinte expressão:

$$T3 = (\rho \text{ solo} / 2\pi) \cdot [\ln((2.L / D_{ext}) + (((2.L / D_{ext})^2 - 1)^{1/2})) + \ln(1 + (2L / S))] \quad (7)$$

Onde:

ρ solo – resistividade térmica do solo dada em °C m/W;

L – profundidade do cabo em relação à superfície dado em metro;

S – distância entre os cabos em metro;

D ext – diâmetro externo do cabo dado em metro.

Esta expressão considera a contribuição no aquecimento feita pelos outros cabos, quando alinhados e afastados de uma distância S.

3.4.3 Capacitâncias Térmicas

As capacitâncias térmicas consideradas são as seguintes:

Q0 – capacitância térmica do condutor e do canal de óleo;

Ela é calculada pela seguinte expressão:

$$Q0 = \pi \cdot [(D \text{ cond}^2 - D \text{ canal de óleo}^2) \cdot C \text{ cond} + D \text{ canal de óleo}^2 \cdot C \text{ óleo}] \quad (8)$$

Onde:

D condutor – diâmetro externo do condutor dado em m;

D canal de óleo – diâmetro do canal de óleo dado em m

C condutor – capacidade térmica do condutor dada em $J/m^3 \text{ } ^\circ C$;

C óleo – capacidade térmica do óleo dada em $J/m^3 \text{ } ^\circ C$;

Q1 – capacitância térmica do isolante;

Ela é calculada pela seguinte expressão:

$$Q1 = \pi \cdot [(D \text{ externo isolante}^2 - D \text{ interno isolante}^2) \cdot C \text{ isolante}] \quad (9)$$

Onde:

D externo isolante – diâmetro externo do isolante dada em metro;

D interno isolante – diâmetro interno do isolante dada em metro;

C isolante – capacidade térmica do isolante dada em $J/m^3 \text{ } ^\circ C$.

Qs – capacitância térmica da blindagem;

Ela é calculada pela seguinte expressão:

$$Qs = \pi \cdot [(D \text{ externo blindagem}^2 - D \text{ interno blindagem}^2) \cdot C \text{ blindagem}] \quad (10)$$

Onde:

D externo blindagem – diâmetro externo da blindagem dada em metro;

D interno blindagem - diâmetro interno da blindagem dada em metro;

C blindagem – capacidade térmica da blindagem dada em $J/m^3 \text{ } ^\circ C$.

Q3 – capacitância térmica da capa;

Ela é calculada pela seguinte expressão:

$$Q3 = \pi \cdot [(D \text{ externo capa}^2 - D \text{ interno capa}^2) \cdot C \text{ capa}] \quad (11)$$

Onde:

D externo capa – diâmetro externo da capa dada em m;

D interno capa – diâmetro interno da capa dada em m;

C capa – capacidade térmica da capa dada em $J/m^3 \text{ } ^\circ\text{C}$.

As capacitâncias utilizadas no equacionamento da rede elétrica, como mostradas na Figura 3.15, são as seguintes:

$$C1 = Q0 + Q1/2$$

$$C2 = Q1/2 + Qs/2 + Q3/2$$

$$C3 = Q3/2$$

3.4.4 Correção da Resistência Elétrica do Condutor em Corrente Alternada

A resistência elétrica em corrente alternada do condutor é calculada em função da resistência elétrica em corrente contínua a $20 \text{ } ^\circ\text{C}$ corrigida para a temperatura do condutor e em seguida corrigida pelos termos vinculados ao efeito pelicular (Ys) e a o efeito de proximidade (Yp).

A correção térmica da resistência elétrica em corrente contínua para a temperatura do condutor é dada pela seguinte expressão:

$$R_{cc}(\theta_c) = R_{cc}(20 \text{ } ^\circ\text{C}) \cdot [1 + \alpha_{Cu} \cdot (\theta_c - 20)] \quad (12)$$

Onde:

$R_{cc}(20 \text{ } ^\circ\text{C})$ – resistência elétrica do condutor em corrente contínua a $20 \text{ } ^\circ\text{C}$ dada em Ω ;

α_{Cu} – coeficiente de dilatação do material condutor dado em $^\circ\text{C}^{-1}$;

θ_c – temperatura do condutor em $^\circ\text{C}$.

O cálculo da resistência elétrica em corrente alternada na temperatura do condutor é dado pela seguinte expressão:

$$R_{ca}(\theta_c) = R_{cc}(\theta_c) \cdot [1 + Ys + Yp] \quad (13)$$

Onde:

$R_{cc}(\theta_c)$ – resistência elétrica do condutor em corrente contínua a temperatura do condutor em Ω ;

Ys – coeficiente de correção da resistência em corrente alternada devido ao efeito pelicular;

Yp – coeficiente de correção da resistência em corrente alternada devido ao efeito de proximidade.

O valor de Ys é determinado da seguinte maneira:

$$Ys = Xs^2 / (192 + 0,8 Xs^2) \quad (14)$$

Com:

$$X_s = (8 \pi f \cdot 10^{-4} \cdot K_s) / R_{cc}(\theta_c) \quad (15)$$

$$K_s = [(D'c - D_{int\ co}) / (D'c + D_{int\ co})] \cdot [(D'c + 2 \cdot D_{int\ co}) / (D'c + 2 \cdot D_{int\ co})]^2 \quad (16)$$

Onde:

D'c – diâmetro da área equivalente da seção do condutor vazado (com canal de óleo) em metro;

D int co – diâmetro interno do condutor dado em metro.

O valor de Yp é determinado da seguinte maneira:

$$Y_p = F(X_p) \cdot (D_{ext\ co} / DMG)^2 [1,18 / (0,27 + F(X_p)) + 0,312 \cdot (D_{ext\ co} / DMG)^2] \quad (17)$$

Com:

$$X_p = (8 \pi f \cdot 10^{-4}) / R_{cc}(\theta_c) \quad (18)$$

$$F(X_p) = X_p^2 / (192 + 0,8 X_p^2) \quad (19)$$

Onde:

D ext co – diâmetro externo do condutor dado em metro;

DMG – distância média geométrica dos cabos fase dada em metro.

Numa configuração de três condutores alinhados com uma distância igual entre condutores fase o DMG será dado por:

$$DMG = (D_{entre\ condutores\ fase}^3 \cdot 2)^{1/3} = (2)^{1/3} \cdot D_{entre\ condutores\ fase} \quad (20)$$

Onde:

D entre condutores fase – distância entre condutores fase dado em metro.

A correção térmica da resistência elétrica em corrente alternada para a temperatura da capa de chumbo é dada pela seguinte expressão:

$$R_b(\theta_{isol}) = R_b(20^\circ C) \cdot [1 + \alpha_{Pb} \cdot (\theta_c - 20)] \quad (21)$$

Onde:

Rb(20 °C) – resistência elétrica da capa de chumbo em corrente alternada a 20 °C em Ω;

α Pb – coeficiente de dilatação do material condutor dado em °C⁻¹;

θisol – temperatura da isolação em °C.

3.4.5 Dados Construtivos do Cabo

A seguir estão listados os dados considerados para os cálculos (Fonte: Pirelli-CTEEP):

✓ Dados Geométricos:

diâmetro externo do isolante = 74,7 mm

diâmetro interno do isolante = 43,9 mm

diâmetro externo da capa = 92,68 mm

diâmetro interno da capa = 84,78 mm

profundidade do cabo = 1,5 m

distância entre cabos = 0,25 m

diâmetro externo da cabo = 92,68 mm

diâmetro do condutor = 43,44 mm

diâmetro do canal de óleo = 18 mm

diâmetro externa da capa de chumbo = 82,52 mm

diâmetro interno da capa de chumbo = 76,42 mm

✓ Dados Térmicos

C condutor (Cu) = 3450000 J/m³ °C

C óleo = 1700000 J/m³ °C

C isolação = 2000000 J/m³ °C

C capa = 2400000 J/m³ °C

C chumbo = 1450000 J/m³ °C

ρ solo = 0,85 °Cm/W

ρ capa = 3,5 °Cm/W

ρ isolante = 5 °Cm/W

α Cu = 0,00393 °C⁻¹

α Pb = 0,004 °C⁻¹

✓ Dados Elétricos

$\epsilon_r = 3,5$

$\tan \delta = 0,0025$

$V_f = 230000/1,73 = 132947$ V

$R_{cc}(20^\circ \text{C}) = 0,0151 \Omega/\text{km}$

$$R_b = 0,002447 \Omega/\text{km}$$

$$X_b = 0,155 \Omega/\text{km}$$

$$C = 0,364 \mu\text{F}/\text{Km}$$

$$K_s = 0,2238$$

$$D'_c = 11,15 \text{ mm}$$

3.5 RESOLUÇÃO DO CIRCUITO ELÉTRICO ANÁLOGO

No circuito da Figura 3.16 são válidas as seguintes expressões baseadas na teoria de circuitos elétricos:

$$W_c + W_d/2 = C_1 \cdot \delta(\theta_c) / \delta t - (\theta_{iso} - \theta_c)/T_1 \quad (22)$$

$$W_d/2 + W_b = C_2 \cdot \delta(\theta_{iso}) / \delta t - (\theta_{capa} - \theta_{iso})/T_2 + (\theta_{iso} - \theta_c)/T_1 \quad (23)$$

$$0 = C_3 \cdot \delta(\theta_{capa}) / \delta t - (\theta_{solo} - \theta_{capa})/T_3 + (\theta_{capa} - \theta_{iso})/T_2 \quad (24)$$

$$0 = C_4 \cdot \delta(\theta_{solo}) / \delta t - (\theta_{solo} - \theta_{capa})/T_3 \quad (25)$$

São dados os valores de θ_{solo} e da corrente do condutor através da medição a cada 1 (um) minuto. Com estes valores de entrada é possível determinar os valores das fontes de calor W_c , W_s e considerar que W_d é constante, pois só depende da tensão da rede e através das equações (22), (23), (24) e (25) os valores de θ_c , θ_{iso} e θ_{capa} .

Os valores das resistências e capacitâncias térmicas deste cabo serão:

$$T_1 = 0,785 \text{ K m / W}$$

$$T_2 = 0,0709 \text{ K m / W}$$

$$T_3 = 0,5644 \text{ K m / W}$$

$$Q_0 = 4665 \text{ J m / K}$$

$$Q_1 = 5735 \text{ J m / K}$$

$$Q_S = 126 \text{ J m / K}$$

$$Q_3 = 2201 \text{ J m / K}$$

3.6 ESTIMATIVA DE TEMPO PARA CONTINGÊNCIAS - CORRENTES DE SOBRECARGA

A constante de tempo do cabo pode ser estimada pela seguinte expressão:

$$\tau = Q \text{ total} \times R \text{ térmica total} \quad (26)$$

Onde:

$$Q \text{ total} = Q_0 + Q_1 + Q_3 + Q_S = 4665 + 5735 + 2201 + 126 = 12727 \text{ J m / K}$$

$$R \text{ térmica total} = T_1 + T_2 + T_3 = 0,785 + 0,0709 + 0,5644 = 1,42 \text{ K m /W}$$

Portanto:

$$\tau = Q \text{ total} \cdot R \text{ térmico total} = 14533 \text{ s} = 4 \text{ h}$$

A expressão que mostra como a temperatura do isolante se comporta no tempo em função do limite de temperatura do material é dada por:

$$(85 - \theta \text{ isolante}) = R \text{ térmica total} \times [(1 + \lambda) R I^2 + W \text{ dielétrico}] (1 - e^{-\Delta t / \tau}) \quad (27)$$

Onde:

θ isolante – temperatura do isolante em °C

R térmica total (85 °C) – resistência térmica total em K m /W = 1,42 K m /W

λ – coeficiente para determinar a perda na capa em função da perda do condutor = 0,110

R (85 °C) – resistência em Ω /m do condutor em corrente alternada na temperatura limite do isolante = 0,0241 Ω /km = 0,0241.10⁻³ Ω /m

I – corrente no condutor em A

W dielétrico – é perda no dielétrico em W/m = 2,986 W/m

Δt – tempo em s que o condutor estará trabalhando na corrente dada

τ – constante de tempo do cabo = 4 h

A capacidade aproximada de corrente do cabo para uma temperatura ambiente de 30 °C será de:

$$I = [(85 - 30)/R \text{ térmica total} - W \text{ dielétrico}]/[(1 + \lambda) R]^{1/2} = 900 \text{ A}$$

Este valor encontrado é maior que o valor da carga nominal do cabo indicado pelo fabricante, levando a concluir que aquele valor de corrente nominal de 750 A não faz com que o cabo atinja a temperatura limite de 85 °C na isolação.

Para determinar qual o tempo que o cabo suportaria uma sobrecarga de corrente I sem atingir o limite da temperatura 85 °C, para uma determinada temperatura θ_{isolante} inicial, devemos utilizar a expressão a seguir. Lembrando que o valor da carga nominal do cabo é de 300 MVA em 230 kV, o que daria uma corrente nominal de cerca de 753 A por fase (cabo).

$$\Delta t = -\tau \ln \left[\frac{85 - \theta_{\text{isolante inicial}}}{R \text{ térmica total} [(1+\lambda) R I^2 + W \text{ dielétrico}]} \right] \quad (28)$$

Como exemplo, podemos simular uma dada condição em que o cabo tem uma temperatura inicial medida pelo sistema de monitoramento em tempo real de:

$$\theta_{\text{isolante inicial}} = 50 \text{ °C}$$

Imaginemos então, uma demanda de contingência onde a corrente passaria para 1500 A. O programa de cálculo deve obter o tempo que o cabo suportará esta corrente sem que a temperatura da isolação atinja 85 °C.

Substituindo os valores em (28) obtem-se:

$$\Delta t = 2,65 \text{ h (ou 2 horas 38 min)}$$

Ou seja, para esta situação o cabo poderia operar seguramente por até 2:38h, atendendo à contingência, sem atingir a temperatura limite da isolação que é de 85 °C.

Usando este raciocínio, foi então implementado no algoritmo uma opção para que o usuário pudesse ter indicados os tempos máximos, para um conjunto de “Delta t” mais usuais, indicando as respectivas correntes admissíveis para operação segura, ou seja, sem que a temperatura atinja 85°C.

Esta parte do algoritmo possui implementada uma lista de valores fixos de tempo, onde a sua saída apresenta uma lista de valores de corrente máxima admissível respectivamente.

Então, dado que:

$$85 - \theta_{\text{condutor}} (t_{\text{inst. deg rau}}) = k \cdot I(t_{\text{inst. após deg rau}})^2 \cdot (1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}})$$

e

$$85 - \theta_{\text{ambiente}} (t_{\text{inst. deg rau}}) = k \cdot I(t_{\text{inst. antes do deg rau}})^2$$

Dividindo uma expressão pela outra obtemos:

$$\frac{85 - \theta_{condutor}(t_{inst. \text{ deg rau}})}{85 - \theta_{ambiente}(t_{inst. \text{ deg rau}})} = \frac{I(t_{inst. \text{ após deg rau}})^2 \cdot (1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}})}{I(t_{inst. \text{ antes do deg rau}})^2}$$

Assim, com os valores de:

$$\theta_{condutor}(t_{ins \text{ tan te do deg rau}});$$

$$\theta_{ambiente}(t_{ins \text{ tan te do deg rau}});$$

$$I(t_{ins \text{ tan te antes do deg rau}});$$

$$\Delta t(0:10 \text{ h}, 0:20 \text{ h}, 0:30 \text{ h}, 1:00 \text{ h}, 2:00 \text{ h}, 5:00 \text{ h}, 7:00 \text{ h}, 8:00 \text{ h});$$

$$\tau = 4 \text{ h}$$

O resultado indicará os 08 valores máximos de corrente para cada respectivo tempo:

$$I(t_{inst. \text{ depois do deg rau}})$$

Para exemplificar, tomemos os seguintes dados que representam uma situação típica:

$$\theta_{condutor}(t_{ins \text{ tan te do deg rau}}) = 50^\circ \text{C};$$

$$\theta_{ambiente}(t_{ins \text{ tan te do deg rau}}) = 30^\circ \text{C};$$

$$\Delta t = 2,31;$$

Teremos:

$$I(t_{ins \text{ tan te antes do deg rau}}) = 750 \text{ A} \text{ (I nominal para 300000 kVA e 230 kV)} (*)$$

(*) Normalmente a informação é dada em potência e, portanto, deve-se fazer uma conta para extrair a corrente nominal, pois é em termos de corrente que o programa de carregamento trabalha.

$$\text{Ou seja: } I_{\text{nominal}} = 300000 / (1,73 \times 230) = 750 \text{ A}$$

$$R_{\text{térmica total}} = 0,507 + 0,071 + 0,564 = 1,142 \text{ K m / W}$$

$$Q_{\text{total}} = 7532 + 4094 + 1100 = 12726 \text{ J m / K}$$

$$\tau = R_{\text{térmica total}} \cdot Q_{\text{total}} = 14533 \text{ s} = 4 \text{ h}$$

O valor de $I(t_{inst. \text{ depois do deg rau}})$ será :

$$I(t_{\text{instante após degrau}}) = \sqrt{\left\{ \frac{(85 - \theta_{\text{condutor}}) \cdot I^2(t_{\text{instante antes do degrau}})}{(85 - \theta_{\text{solo}}) \cdot (1 - e^{-\frac{-\Delta t}{4}})} \right\}}$$

Substituindo os valores no exemplo acima fica:

$$I = \sqrt{\left\{ \frac{35 \cdot 750^2}{55 \cdot (1 - e^{-\frac{-\Delta t}{4}})} \right\}}$$

$I = 900 \text{ A} \Rightarrow$ corrente máxima admissível antes que o cabo atinja 85° C no respectivo intervalo de tempo de 4 horas, ou seja: o cabo pode operar em condições seguras com 900 A mesmo sendo esta uma corrente acima da nominal, atendendo a uma demanda emergencial solicitada, por no máximo quatro horas.

3.7 ALGORITMO E SUPERVISÃO DO CARREGAMENTO DO CABO

Utilizando-se os procedimentos das principais normas para modelos de simulação térmica do comportamento de cabos subterrâneos, foi implementado um algoritmo em forma de “*plugin*”, para ser usado pelo aplicativo de supervisão o qual, por sua vez, indica as condições de carregamento por seção, ou trecho do condutor. As normas utilizadas foram [3-5], [3.6]:

- IEC 60287 – *Calculation of the Continuous Current Rating of Cables (100% load factor)* – 1969, 1982, 1994/5.
- IEC 60853 – *IEEE Standard – Power Cable Ampacity Tables*.

O calor gerado, por efeito Joule, pela corrente no condutor, o calor gerado pela corrente induzida na blindagem e o calor gerado no material isolante serão considerados no modelo elétrico análogo ao térmico como fontes de corrente. Os componentes passivos no modelo elétrico análogo utilizado são as capacitâncias térmicas e as resistências térmicas, que dependem das capacidades térmicas dos materiais utilizados no cabo, das áreas ocupadas por cada um destes componentes parciais do cabo e das resistividades térmicas, além dos diâmetros dos componentes parciais do cabo.

O algoritmo de carregamento, implementado através de “*plug-in*” no Supervisório IO-M, tem sua interface homem-máquina para leitura e configuração, como mostrado nas Figuras 3.16 e 3.17 a seguir.

O algoritmo de cálculo implementado assumiu as seguintes hipóteses:

- ✓ Supondo que inicialmente o cabo esteja desligado podemos considerar que as temperaturas de partida são todas iguais a θ_{solo} ;
- ✓ As expressões das derivadas foram substituídas pela forma diferencial para que o método numérico de resolução pudesse ser implementado;
- ✓ O passo de tempo utilizado foi de 1 (um) minuto, que é o passo de medição das variáveis pelo sistema de monitoramento e é um valor bem menor que um décimo das constantes de tempo térmicas deste cabo (cerca de 2 a 3 horas).

O algoritmo segue os seguintes passos:

1. São calculados os parâmetros térmicos do cabo (T_1 , T_2 , T_3 , Q_0 , Q_1 , Q_2 E Q_3);
2. É feita a leitura de θ_{solo} e da corrente do condutor;
3. Inicialmente as temperaturas de partida são iguais a θ_{solo} ;
4. É calculada a resistência do cabo em corrente alternada para a temperatura θ_C inicial;
5. São calculados os valores das fontes de corrente W_c , W_d e W_b ;
6. São resolvidas as equações (22), (23), (24) e (25) em sua forma diferencial e são determinados os valores de θ_c , θ_{iso} e θ_{capa} ;
7. É feita a leitura de θ_{solo} e da corrente do condutor;
8. Ir para o passo 3.

O algoritmo é contínuo e mesmo com a perda da corrente no cabo ele é capaz de simular o resfriamento do cabo. Para qualquer variação da corrente do cabo o resultado será um comportamento exponencial das temperaturas do cabo.

Foi implementado também um módulo que permite estimar qual o tempo que o cabo suportaria uma condição de sobrecarga de corrente para uma dada condição inicial de carregamento.

As Figuras 3.16 e 3.17 a seguir mostram as interfaces do módulo de cálculo térmico do cabo (“*plugin* da biblioteca de cálculo de carregamento”) e de estimativa de tempo de sobrecarga.

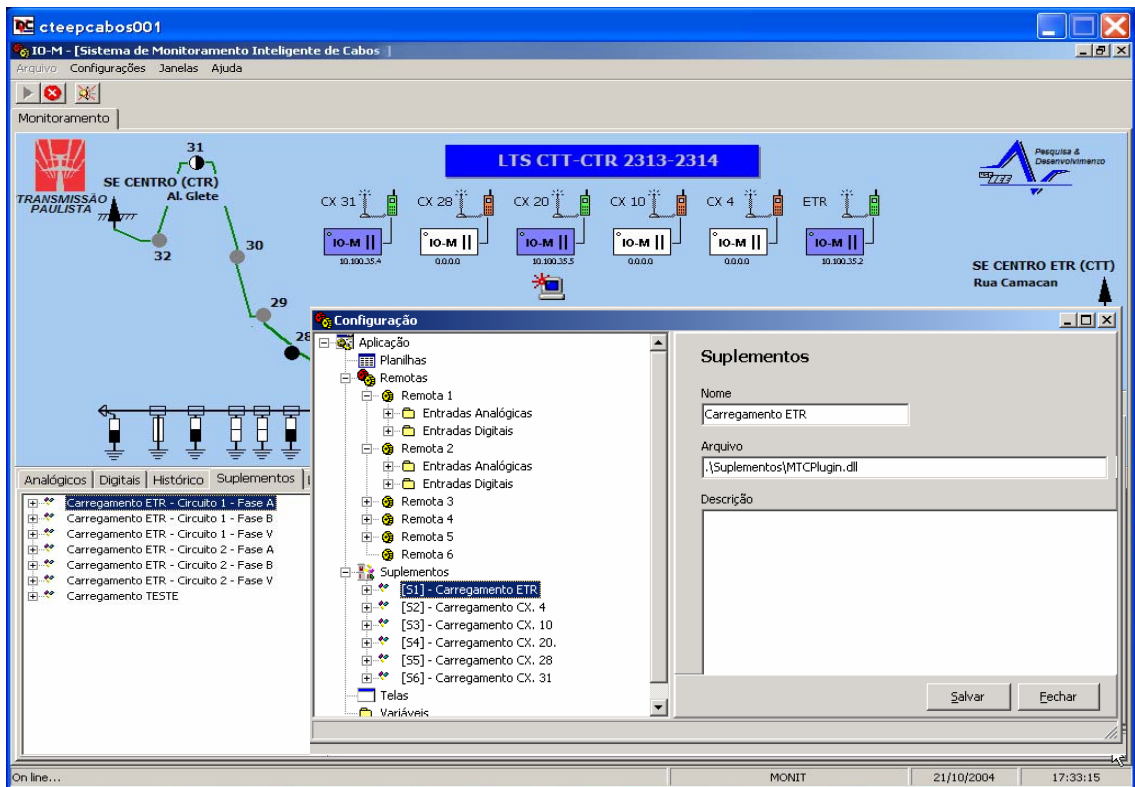


Figura 3.16: Supervisório com *Plugin* da biblioteca de cálculo para carregamento.

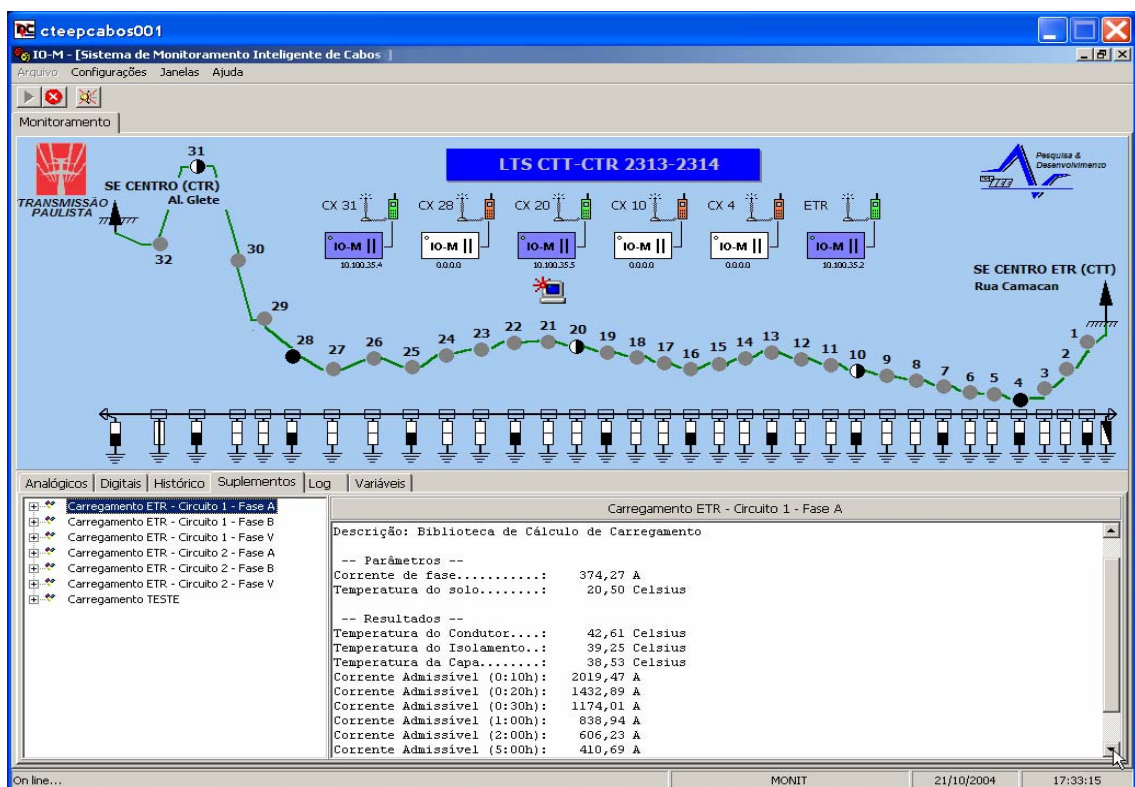


Figura 3.17: Supervisório com interface para indicação em tempo real, da situação de carregamento do cabo por trecho monitorado.

3.8 BIBLIOGRAFIA

- [3-1] Grimoni, José A B; Silva, Humberto A. P.; Duarte A.; Garcia, Douglas A. A. “Monitoramento de Cabos Subterrâneos de Alta Tensão Utilizando Comunicação por Telefonia Celular”. IEEE Latin América T&D, 2004.
- [3-2] Anders, George J. “Rating of Electrical Power Cables – Ampacity Computations for Transmission , Distribution, and Industrial Applications”. IEEE Press -1997–428 pp.
- [3-3] R Bartnikas and K D Srivastava. “Power and Communication Cables Theory and Applications” IEEE Press Series on Power Engineering, 2000.
- [3-4] Cicarelli, Liliane Dias – Estudo da Capacidade de Corrente dos Cabos Subterrâneos – Dissertação de Mestrado – EPUSP – 1991- 255 pp.
- [3-5] Norma IEC – 60853 – IEEE Standard - Power Cable Ampacity Tables.
- [3-6] Norma IEC – 60287 – Calculation of the Cyclic and emergency Current Rating of Cables, 1995.

CAPÍTULO 4 – MONITORAMENTO DA CHAVE SECIONADORA

4.1 INTRODUÇÃO

As Chaves Secionadoras, apesar de estarem entre os componentes de menor custo em uma subestação, são de grande importância e dão origem a defeitos de grandes dimensões quando acionadas indevidamente ou energizadas em condições de fechamento inadequado.

As chaves podem desempenhar diversas funções nas subestações, sendo a mais comum a de seccionamento de circuitos por necessidade de isolar componentes do sistema (equipamentos ou linhas), manobrar circuitos (transferência de circuitos entre os barramentos de uma subestação), operação em carga (abrir/fechar circuitos em carga), manobrar bancos de reatores e de capacitores ou para realização de manutenção nos equipamentos/linhas. A Figura 4.1 mostra os diversos tipos construtivos de chaves seccionadoras e seus mecanismos de abertura. As chaves seccionadoras somente podem operar quando houver uma variação de tensão insignificante entre seus terminais, ou nos casos de restabelecimento ou interrupção de correntes insignificantes. Caso contrário, haverá o risco de danificação de seus contatos principais e aparecerão “pontos quentes” nos mesmos quando a chave seccionadora estiver fechada, conduzindo corrente [4-1].

Os sensores tradicionais de estado de uma Chave Secionadora, estão baseados nos contatos mecânicos de fim de curso localizados no eixo do redutor mecânico que aciona o contato móvel da chave seccionadora. Os contatos auxiliares estão acoplados em eixos ou varões que acionam os contatos principais. As Chaves Secionadoras pantográficas e semi-pantográficas, como as que foram usadas neste trabalho, para receber o módulo de monitoramento, apresentam muitos pontos de articulações que, com o passar dos anos, vão se desgastando provocando desajustes e tornando pouco confiável a técnica tradicional de monitoramento, além de exigir constantes e prolongadas intervenções para manutenção e ajustes.

A seguir serão apresentadas as alternativas de monitoramento implementadas em uma Chave Secionadora da CTEEP, modelo EGIC tipo SOH 345 kV, para solucionar tais problemas.

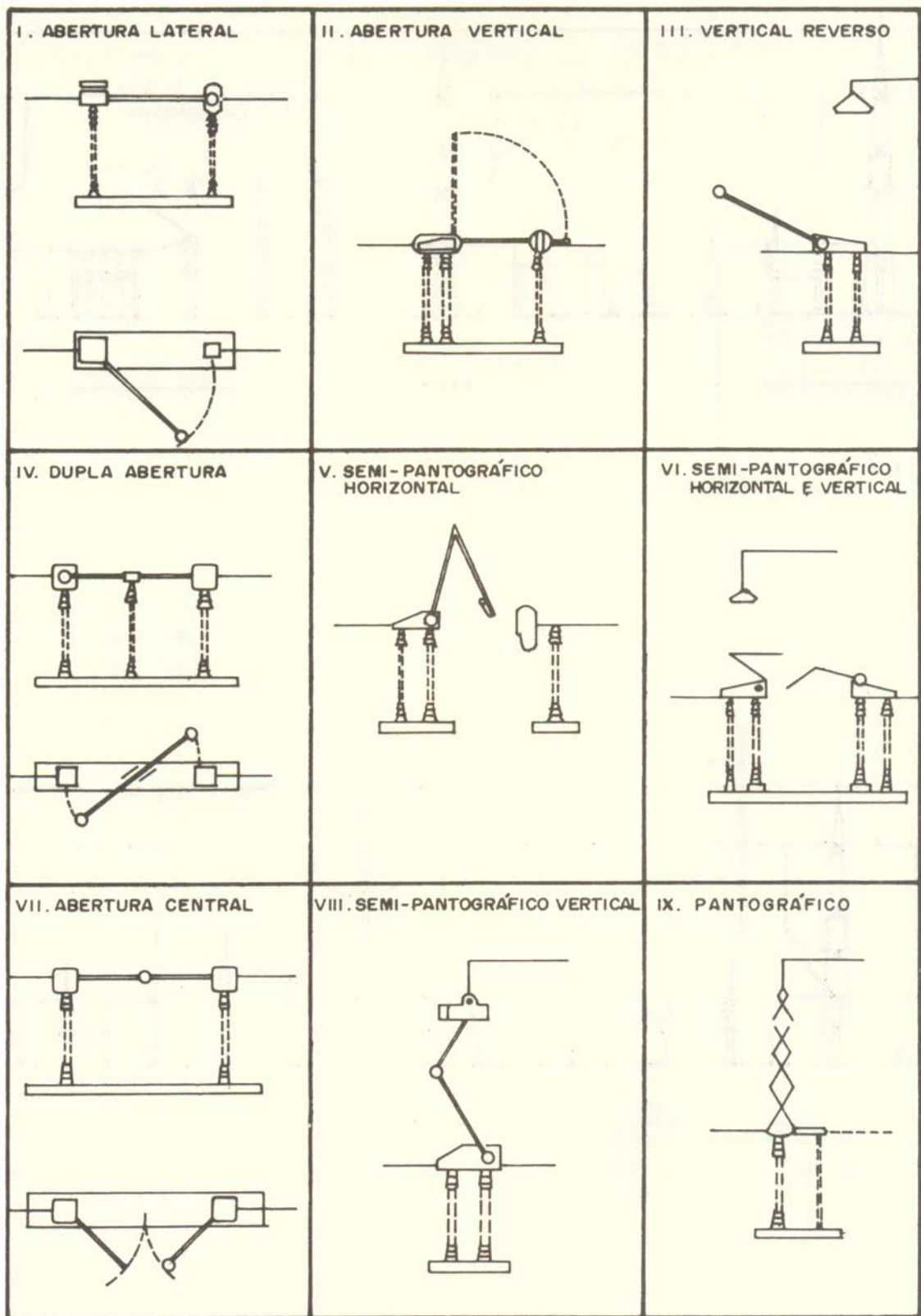


Figura 4.1: Tipos construtivos de chaves seccionadoras. Fonte: [4-1].

4.2 TIPOS DE OCORRÊNCIAS

As técnicas de monitoramento de chaves seccionadoras de alta tensão em uso são executadas de forma mecânica e indireta, ou seja, são efetuadas utilizando os contatos auxiliares, que estão acoplados em eixos ou varões que acionam os contatos principais. Como dito anteriormente, as Chaves Seccionadoras pantográficas e semi-pantográficas, apresentam muitos pontos de articulações que com o passar dos anos vão se desgastando provocando desajustes e tornando pouco confiável a técnica de monitoramento tradicional, além de exigir constantes e prolongadas intervenções para ajustes. Podem ser vistos, nos gráficos das figuras 4.2 a 4.6 a seguir, o levantamento do parque de chaves seccionadoras semi-pantográficas da CTEEP, e as estatísticas relacionadas aos tipos de ocorrências [4-2].

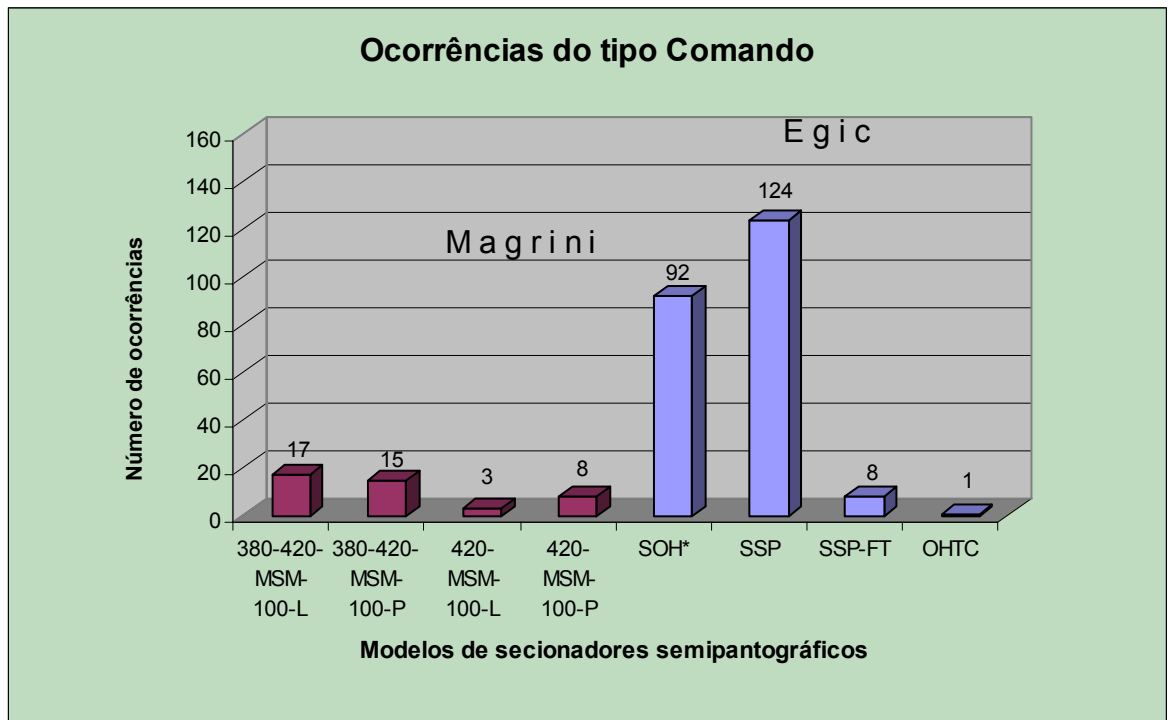


Figura 4.2: Número de ocorrências por modelos de chave seccionadora: problemas no comando de acionamento. Fonte: CTEEP.

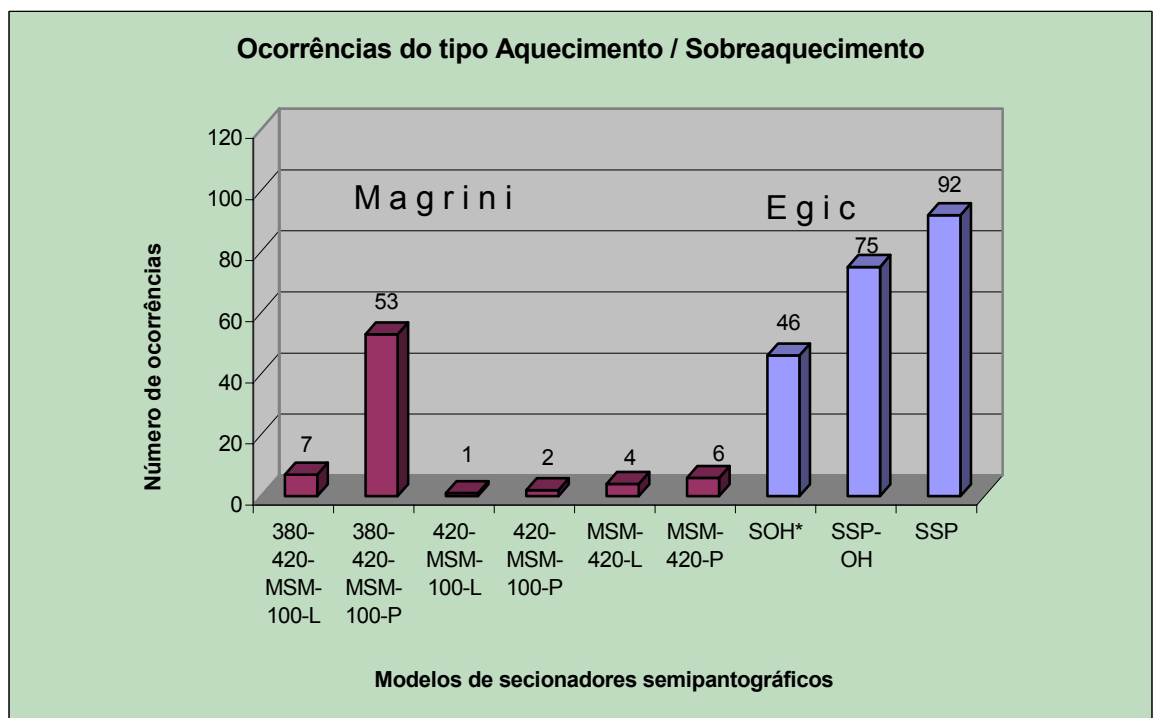


Figura 4.3: Número de ocorrências por modelos de chave seccionadora: problemas de aquecimento e sobreaquecimento. Fonte: CTEEP.

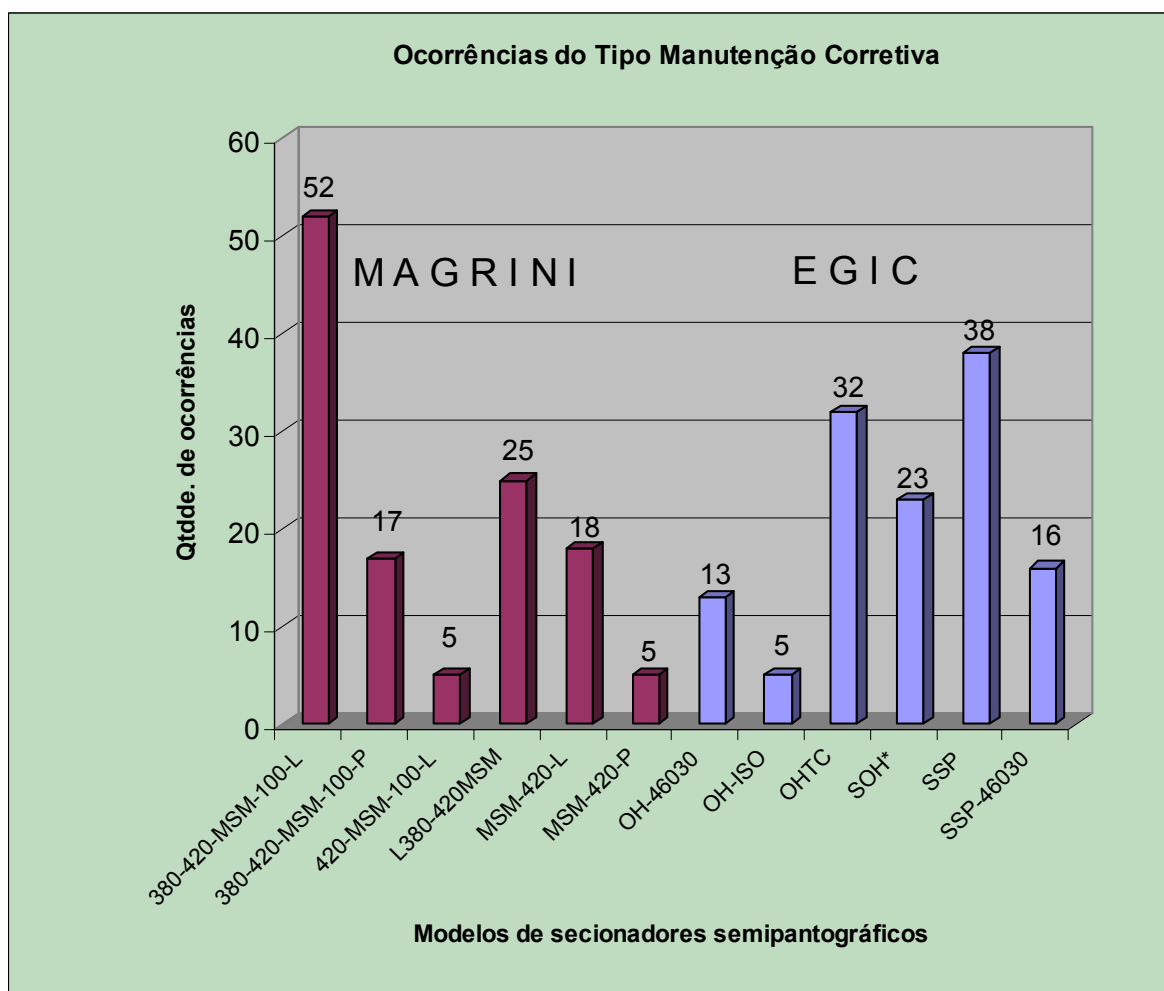


Figura 4.4: Número de ocorrências por modelos de chave seccionadora: manutenção corretiva. Fonte: CTEEP.

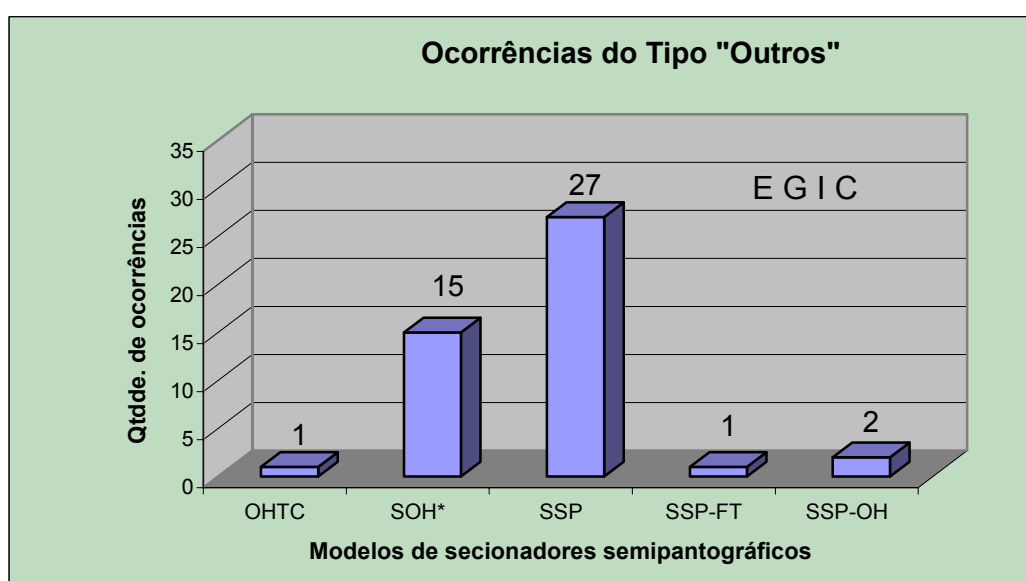


Figura 4.5: Número de ocorrências (outros) por modelos de chave seccionadora do fabricante EGIC, escolhida para o projeto de monitoramento. Fonte: CTEEP.

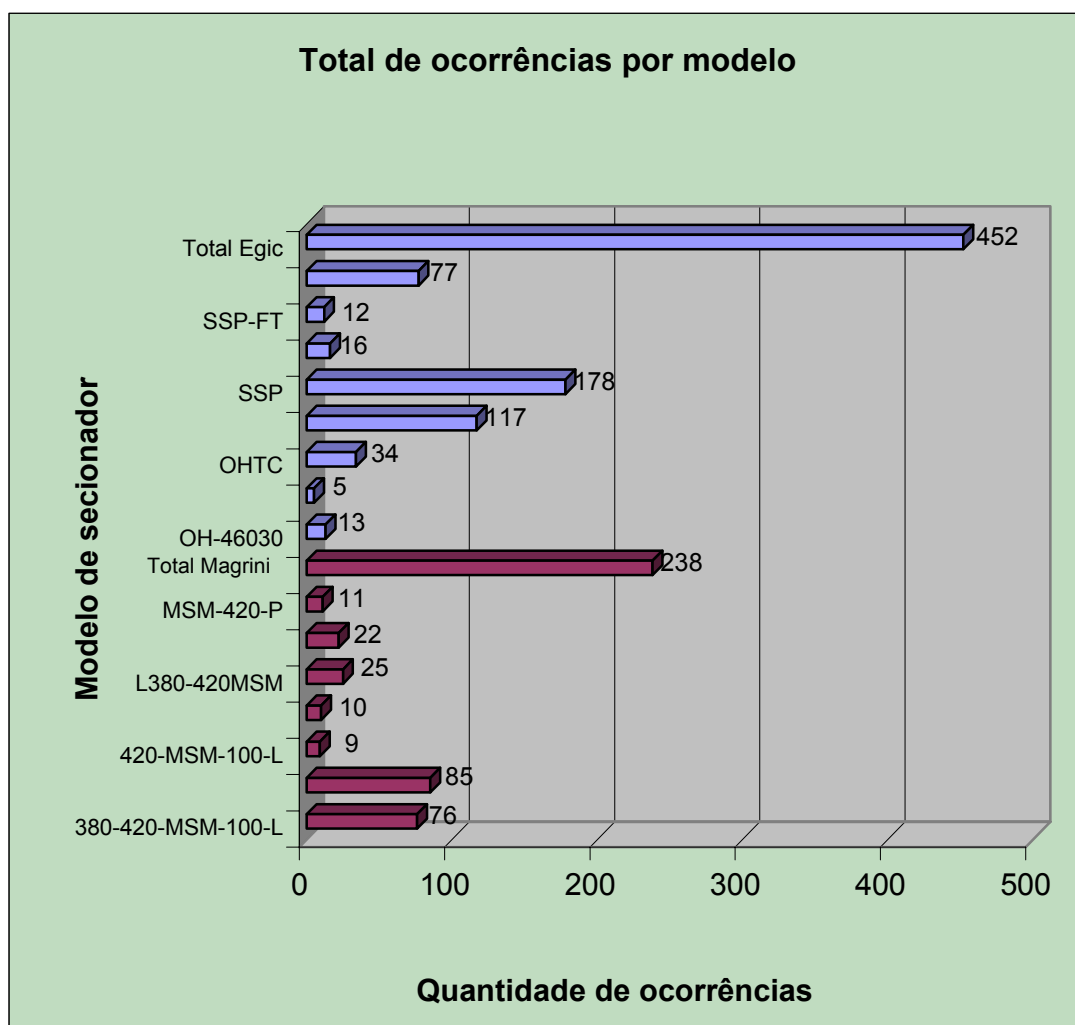


Figura 4.6: Número total de ocorrências por modelos de chave seccionadora.
Fonte: CTEEP.

Com a implantação do monitoramento dos pontos críticos da chave seccionadora, como por exemplo, do sistema de acionamento e dos contatos móveis, é possível reduzir as ocorrências do tipo comando e sobreaquecimento, respectivamente. Estas situações ocorrem quando os contatos que deveriam estar acoplados corretamente, por falha de inspeção visual, na realidade não estavam; ou quando o fim de curso mecânico indicava acionamento completo e um dos mancais não realizava o movimento completo. Também fica claro que o tipo de chave com maiores problemas são as EGIC, isto devido ao seu projeto mecânico.

4.3 COMPONENTES DA CHAVE

Os sensores de estado de chave normalmente utilizados nestes equipamentos consistem em contatos de fim de curso localizados no eixo do redutor mecânico que aciona o contato móvel da chave seccionadora. Como a lança do contato móvel pode chegar a ter mais de 6 metros de comprimento e está localizada sobre colunas de isoladores de cerca de 4 metros de altura, os contatos responsáveis pela indicação de chave fechada podem estar a mais de 10 metros de distância do ponto de fechamento da chave. A fidelidade da informação de chave fechada, que é de crucial importância no momento de energização da chave, torna-se reduzida à medida que as deformações mecânicas elásticas normalmente observadas nas partes fixas e móveis das chaves podem facilmente permitir que o mecanismo do redutor atinja seu fim de curso sem que o contato móvel esteja firmemente fechado e travado junto ao seu contato fixo. Mesmo que o contato móvel esteja posicionado corretamente junto ao contato fixo, se o mesmo não estiver totalmente travado, poderá ocorrer a desconexão do contato móvel pela ação de forças mecânicas ou eletromagnéticas enquanto o sistema estiver energizado. Nestas circunstâncias, é imediato o aparecimento de um arco elétrico de grandes proporções, que pode se alastrar produzindo graves conseqüências. Tais tipos de ocorrências têm sido observadas em vários casos de defeitos em chaves seccionadoras.

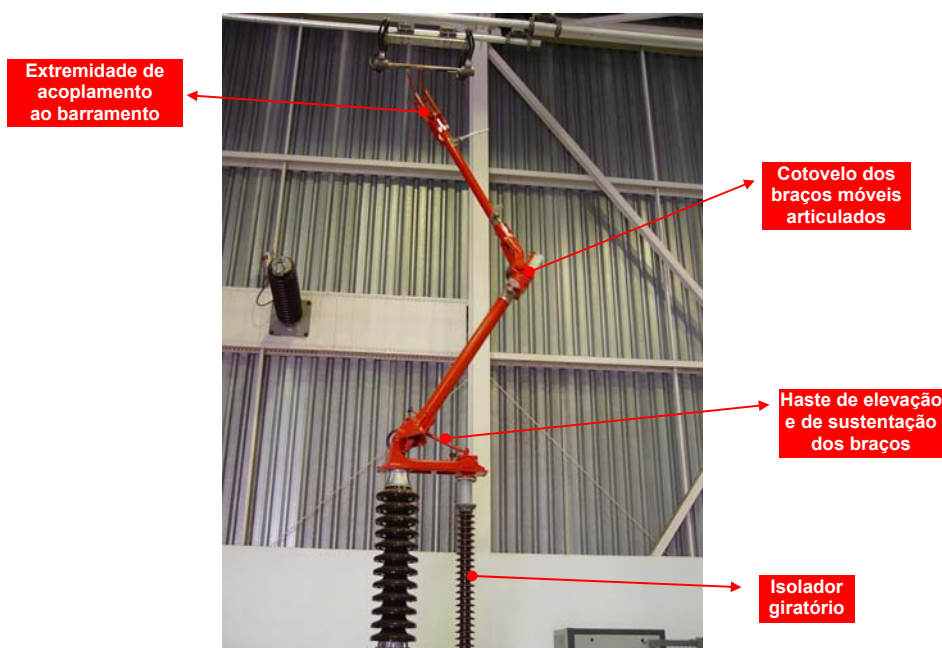


Figura 4.7: Chave Seccionadora EGIC modelo SOH de 345 kV e seus componentes principais.

Na Figura 4.7 é mostrado a chave seccionadora semi-pantográfica usada, onde podem ser vistos os diversos pontos de articulações passíveis de defeitos e desregulagens.

Na Figura 4.8 podemos ver os contatos auxiliares que são utilizados para informar o posicionamento da chave seccionadora (técnica tradicional) e demais pontos de articulação.

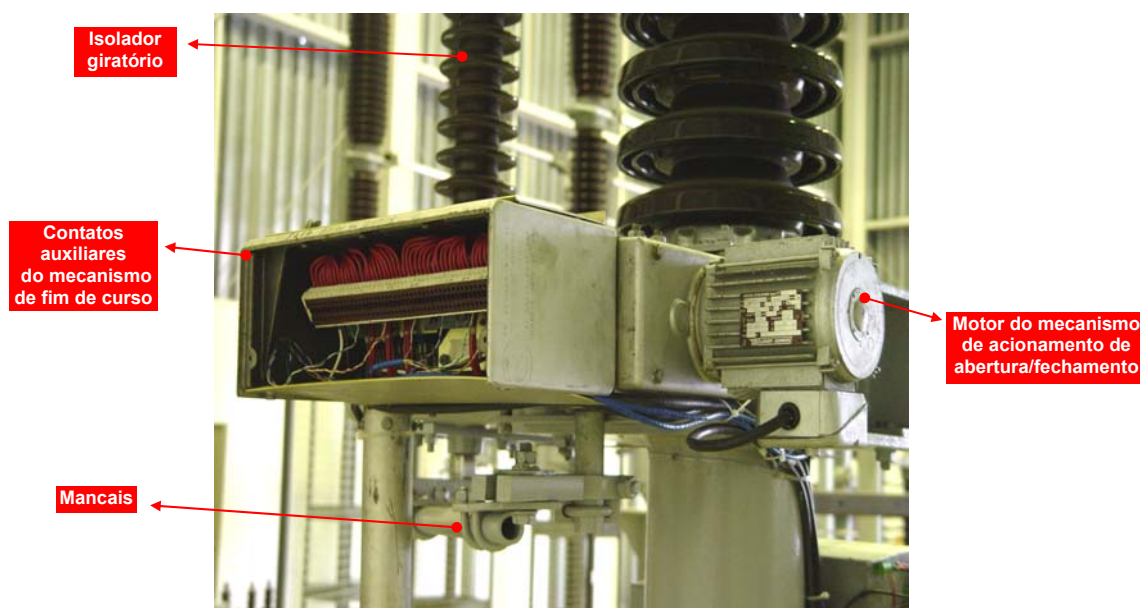


Figura 4.8: Base de sustentação da Chave Secionadora EGIC modelo SOH 345 kV, caixa dos contatos auxiliares do mecanismo de fim de curso e demais componentes.

4.4 MONITORAMENTO DA CHAVE SECCIONADORA

Nos estudos realizados durante o projeto de pesquisa [4-2] CTEEP-IEE/USP, foram identificadas várias alternativas capazes de monitorar a posição real dos contatos, incluindo sensores mecânicos ou eletromagnéticos colocados diretamente nos contatos e acoplados a sistemas de comunicação via ondas de rádio, ondas acústicas ou sinais ópticos. Tais opções têm em comum o inconveniente de necessitarem de fonte de alimentação isolada localizada no ponto de alta tensão, o que as tornam caras e/ou de complicada execução.

Outra classe de alternativas envolve os sensores a fibras ópticas. Neste caso, o sensor de posição dos contatos pode ser constituído por um arranjo óptico passivo. A comunicação do sinal pode ser feita total ou parcialmente, através de fibras ópticas, o

que minimiza ou elimina vários inconvenientes dos enlaces via rádio ou por condutores metálicos no tocante à isolamento e susceptibilidade a interferências eletromagnéticas.

As aplicações de sensores ópticos na monitoração das condições de operação de equipamentos elétricos em sistemas de alta-tensão têm crescido em número e variedade nos últimos anos [4-3]. Isto devido ao fato destes prometerem trazer inúmeras vantagens em relação às técnicas convencionais de sensoriamento, tais como: eliminação dos problemas com interferências eletromagnéticas induzidas nos cabos de comunicação, eliminação de riscos (para equipamentos, instalações e pessoal de manutenção) devido ao aparecimento (por geração ou transferência) de potenciais perigosos nos terminais de baixa tensão dos equipamentos de monitoração, oferecer equipamentos mais compactos, possibilitar acesso a pontos de medição e monitoração antes inacessíveis por meio de sensores com enlaces de comunicação por fios e cabos condutores etc.

Esta última característica permite que sensores ópticos, a fibras ópticas ou por propagação em espaço livre, sejam uma opção atraente para solucionar o problema de indicação segura da posição absoluta de chaves seccionadoras de alta-tensão, o qual pode acarretar graves conseqüências aos sistemas elétricos.

É fácil perceber a dificuldade da instalação de sensores mecânicos, eletrônicos ou eletromagnéticos junto aos contatos fixo ou móvel da chave seccionadora, visto que, ambos estão no potencial do sistema de alta-tensão e exigiriam um sistema de comunicação sem fios ou dotado de uma isolamento elétrica de elevado custo, o que contribuiria para torná-los economicamente pouco competitivos.

A alternativa de se utilizar um sensor óptico de posição comunicado totalmente a fibras ópticas esbarra na necessidade de se desenvolver um isolador óptico, ou seja, que incorporasse pelo menos uma fibra óptica passando por seu interior. Este desenvolvimento, apesar de interessante sob vários aspectos, demandaria um investimento em tempo e recursos materiais adicionais.

A melhor escolha seria baseada em um sensor óptico passivo comunicado a fibras ópticas plásticas em que a parte do percurso da luz localizada entre os contatos da chave e sua estrutura aterrada fosse feita por propagação livre no ar.

Os requisitos considerados necessários para que um sensor óptico desse tipo seja capaz de determinar inequivocamente a posição relativa entre os contatos fixo e móvel da chave seccionadora na posição fechada podem ser traduzidos da seguinte maneira:

- ✓ a distância entre os contatos a serem monitorados e a parte aterrada da estrutura da chave é de pelo menos 12 (doze) metros (que corresponde à altura da coluna de isoladores composta com o comprimento dos braços da chave seccionadora);
- ✓ a precisão com que a posição relativa entre os contatos deve ser determinada é de pelo menos ± 5 (cinco) mm,
- ✓ a precisão citada deve ser garantida ainda que o conjunto todo oscile em torno de sua posição de repouso, em qualquer direção, numa faixa de pelo menos ± 10 (dez) cm.

A alternativa mais atraente e prática para a solução do problema de se obter uma indicação precisa e confiável da posição dos contatos das chaves seccionadoras de alta-tensão, sem alteração do seu projeto mecânico original, é a utilização de um sensor óptico, em que, parte do percurso da luz é feito por propagação em espaço livre e parte é feito por meio de um enlace de fibras ópticas plásticas. Tal sensor tem como vantagens comparativas seu menor custo, maior facilidade de instalação (tanto nas chaves novas quanto nas já em operação). Um sensor capaz de apresentar as características de performance exigidas nessa aplicação não era ainda disponível comercialmente no mercado na época do início daquele projeto. Foi então, desenvolvido pelo Prof. Dr. Josemir dos Santos Coelho, pesquisador da USP, o conjunto formado por uma unidade optoeletrônica, enlace de fibras e miras ópticas para atender as necessidades especificadas para o projeto. O sistema de monitoramento composto pelos sensores digitais ópticos de posição real dos contatos da chave seccionadora, sensores de percurso dos mancais, sensores de esforço do mecanismo motorizado, sensores de tempo de manobra foram instalados em uma chave seccionadora fornecido pela CTEEP. O sistema foi devidamente testado em laboratório no IEE-USP, onde teve demonstrado sua plena funcionalidade.

Além do sistema de monitoramento da chave seccionadora ter como objetivo a verificação do estado ligado-desligado, também propicia a verificação do estado geral eletro-mecânico do mesmo. Com este tipo de sistema de monitoramento, é possível estabelecer uma manutenção pró-ativa destes equipamentos, tornando-se uma ferramenta valiosa para ser utilizada pelas equipes de manutenção, e por que não, das equipes de projeto de expansão de redes e para futuras aquisições. A Tabela 4.1 a seguir apresenta um resumo destes recursos de monitoramento.

Tabela 4.1: Tabela Resumo dos Recursos de Monitoramento para Chaves Secionadoras.

CHAVE SECCIONADORA	data <i>dia/mês/ano</i>	horário <i>hora/min/s</i>	registro do valor	Visualização <i>on line</i>	Alarme	Sensor	Mensagem IHM
<i>Contato Principal</i>							
Aberto	sim	sim		(sinaliza: posição aberto)		Rotativo	“Chave Fechada”
Fechado	sim	sim		(sinaliza: posição fechado)		Ótico + Rotativo	“Chave Aberta”
Abertura Incompleta	sim	sim		(sinaliza: posição intermed.)	sim	Rotativo	“Abertura Incompleta”
Fechamento Incompleto	sim	sim		(sinaliza: posição intermed.)	sim	Ótico + Rotativo	“Fechamento Incompleto”
Angulo Mancal			sim	(sinaliza: ângulo do mancal)		Rotativo	<i>posição do braço da chave seccionadora</i>
<i>Motor</i>							
Corrente do Motor			sim	(sinaliza: corrente motor)	sim	Sensor de corrente	“Sobrecarga no Motor”
Tempo de Abertura	sim	sim	sim	(sinaliza: última manobra)	sim	Contato seco	“Tempo de Abertura Excessivo”
Tempo de Fechamento	sim	sim	sim	(sinaliza: última manobra)	sim	Contato seco	“Tempo de Fechamento Excessivo”
Número de operações			sim	(totalizador)		Contato seco	<i>número total de operações</i>
Alarmes	sim	sim	sim	(sinaliza: alarme)			<i>número total de ocorrência de cada alarme</i>

4.5 DESCRIÇÃO DO SISTEMA IMPLEMENTADO

O módulo *on-line* propicia sinalizações em tempo real das grandezas monitoradas e estão divididos em monitoramento dos contatos móveis e fixos e monitoramento das grandezas eletro-mecânicas. As informações coletadas, em situações de alarmes ou operação normal, são mostradas ao usuário através das interfaces homem-máquina, e ao mesmo tempo, armazenadas em uma base de dados para consultas históricas ou análise posteriores com os aplicativos do sistema.

As grandezas monitoradas estão associadas a:

- ✓ Posição real dos contatos da chave seccionadora;
- ✓ Curso do último elemento acessível da cadeia cinemática que aciona os contatos (mancal);
- ✓ Torque de saída do mecanismo motorizado, através da corrente elétrica consumida do motor;
- ✓ Tempo de manobra.

4.5.1 Monitoramento dos Contatos Fixos e Móveis

O referido sensor tem como técnica a determinação da posição relativa entre dois objetos distantes pela detecção da luz proveniente de um feixe expandido retro-refletido por um conjunto de componentes ópticos passivos, fixados aos contatos fixo e móvel, da chave seccionadora a ser monitorada.

Tal método permite que se determine com precisão melhor que ± 5 mm a posição relativa entre os contatos fixo e móvel da chave seccionadora, quando a chave estiver na posição fechada, ainda que o conjunto todo oscile na faixa de ± 10 cm em qualquer direção em torno da posição de repouso. Esta característica é fundamental para garantir uma indicação segura de chave fechada mesmo em condições ambientais adversas, quando o vento ou tremores da estrutura causados por outros fatores externos pode provocar deslocamentos aleatórios dos contatos entre si antes do fechamento e do conjunto como um todo após o fechamento da chave.

O sistema completo do sensor é constituído pelos seguintes componentes:

- ✓ Unidade Óptica de Sensoriamento: conjunto de elementos ópticos obturadores e de retroreflexão instalados nos contatos fixo e móvel da chave seccionadora;
- ✓ Unidade Óptica de Mira: conjunto de elementos ópticos instalados junto à base da coluna de isoladores que suporta o contato fixo da chave seccionadora; é responsável pelo acoplamento dos feixes luminosos guiados pelas fibras ópticas plásticas com os de propagação livre e pela expansão e focalização destes feixes, bem como por seu alinhamento com a Unidade Óptica de sensoriamento;
- ✓ Enlace de Fibras Ópticas Plásticas: constituído por cordões de fibras ópticas plásticas especialmente preparadas e conectorizadas para fazer a comunicação da Unidade de Mira com a Unidade Opto-eletrônica;
- ✓ Unidade Opto-eletrônica: responsável pela geração e detecção dos sinais ópticos, por seus acoplamentos às fibras ópticas plásticas e pelo processamento eletrônico desses sinais, a fim de gerar saídas digitais que informem a posição da chave e as condições de funcionamento do sensor;
- ✓ Fonte de Alimentação: responsável pelo fornecimento das tensões C.C. necessárias ao funcionamento da Unidade Opto-eletrônica; projetada para funcionar a partir da tensão de alimentação de serviços auxiliares disponível no local de instalação (C.A. ou C.C.);

A Figura 4.9, a seguir, apresenta um diagrama em blocos do sistema sensor descrito.

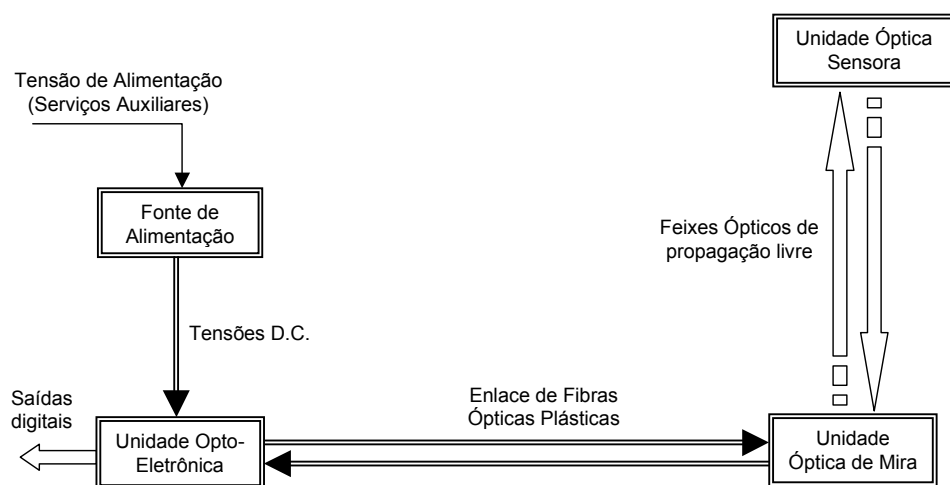


Figura 4.9: Diagrama em blocos do sistema completo do sensor óptico de posição absoluta dos contatos de uma chave seccionadora de alta-tensão. Fonte: [4-3]

Ao contrário dos sensores ópticos comerciais, dirigidos para aplicações de controle de produção industrial, que funcionam com feixes ópticos estreitos, cujos diâmetros situam-se tipicamente na faixa de 1 a 5 mm, o sensor implementado tem seus feixes de propagação livre expandidos para diâmetros na faixa dos 10 a 20 cm. Isto o torna praticamente insensível às movimentações da chave seccionadora, fazendo com que, uma vez que os contatos estejam fechados, a indicação do sensor seja segura e estável, apesar das oscilações na posição do conjunto de contatos.

O Enlace de Fibras Ópticas Plásticas permite que o sinal óptico seja levado da Unidade Óptica de Mira até a Unidade Opto-eletrônica sem qualquer risco de contaminação por ruídos eletromagnéticos. Isto assegura a completa isolamento da Unidade Opto-eletrônica em relação a tensões induzidas por falhas nos equipamentos de alta-tensão.

A Unidade Opto-eletrônica emprega sofisticada técnica de codificação do sinal óptico para garantir: altíssima sensibilidade; correto funcionamento do sensor, mesmo com a grande distância de separação entre as Unidades Ópticas de Mira e de Sensoriamento; além de elevada imunidade a ruídos ópticos externos. Esta Unidade, além de prover um sinal digital padrão TTL que indica a posição fechada ou aberta dos contatos, oferece ainda uma saída adicional tipo “*watch-dog*”, que sinaliza permanentemente que o sistema sensor está operando corretamente. Caso este sinal se modifique ou desapareça, o sistema de monitoramento da chave seccionadora, ao qual ele estiver ligado, informará que o sensor não está mais oferecendo uma indicação segura e necessita ser reparado.

Como a chave é do tipo semipantográfico, para a operação segura da mesma, além da indicação verdadeira de contato fechado, verificou-se ser necessária a monitoração da posição verdadeira da articulação central (“cotovelo”) do braço de acionamento do contato móvel, pois nesta articulação existe uma posição de repouso que funciona como trava do braço na posição estendida, que corresponde aos contatos fechados. A energização da chave só é segura quando este “cotovelo” se encontra na posição “travada”, pois isto evita que problemas mecânicos possam provocar a abertura indesejável da chave energizada. Assim sendo, foi adicionado ao sistema sensor um segundo conjunto de Unidades Ópticas (de mira e de sensoriamento) voltado para o “cotovelo” da chave, além de um enlace de fibras ópticas extra. A Unidade Opto-eletrônica, por sua vez, possui suas funções duplicadas para monitorar simultaneamente as duas posições requeridas.

As indicações das posições de cada um dos pontos da chave seccionadora são oferecidos em saídas lógicas (níveis TTL) independentes, onde sua interpretação é feita nos aplicativos do sistema de monitoramento para chaves seccionadoras.

As Figuras 4.10 e 4.11 servem para ilustrar o sistema óptico implementado.

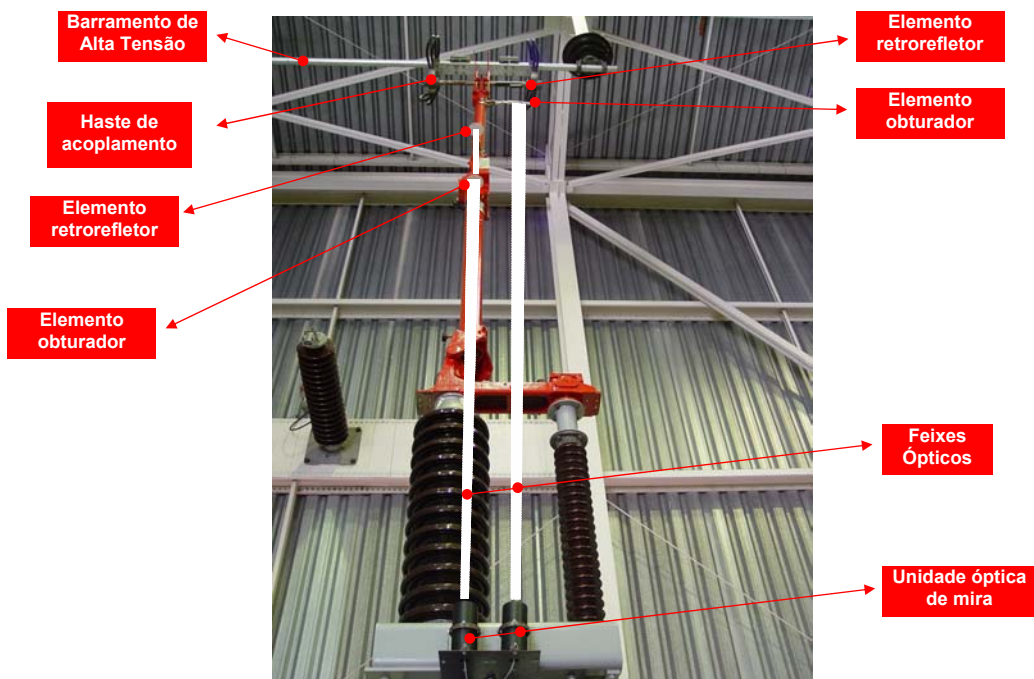


Figura 4.10: Sensor óptico implementado na chave semipantográfica instalada no Laboratório do IEE-USP do sistema de monitoramento para chaves seccionadoras.



Figura 4.11: Ilustração do feixe óptico do sensor digital de posição aberto/fechado, implementado na chave seccionadora semipantográfica.

A proteção contra intempéries (chuva e sol) para a unidade que aloja as lentes, é feita com o uso de um domo disponível no mercado. O restante dos equipamentos são acondicionados em gabinetes disponíveis comercialmente com o grau de proteção a intempéries e, caso seja necessário, com blindagem eletromagnética adicional (*EMC*).

4.5.2 Monitoramento Eletro-Mecânico

Além do sistema de monitoramento da chave seccionadora ter como objetivo a verificação do estado ligado-desligado, também propicia a verificação do estado geral eletro-mecânico do mesmo. Ao se analisar mais a fundo os eventos ocorridos na chave seccionadora, verificou-se que monitorando outros pontos tais como a velocidade de fechamento e características do motor de acionamento; e aplicando-se algoritmos que contemplem envelhecimento e tendências históricas, se pode chegar a conclusões sobre a evolução do estado de seu funcionamento. Análises como: estatísticas sobre o número de eventos ocorridos em cada chave, sua classificação de robustez com relação à causa que o gerou; são alguns exemplos deste tipo de aplicação analítica.

O monitoramento de outras grandezas relevantes da chave seccionadora tais como: corrente do motor de acionamento, de posição do mancal (*encoder* analógico), chave de comando do acionamento dos contatos, contatos secos dos *micro-switches* de fim de curso, TC's de medição da corrente na chave seccionadora etc; demonstraram a enorme praticidade para o acompanhamento do estado da chave seccionadora.

A Figura 4.12 apresenta o sistema de monitoramento desenvolvido e todos os recursos acima descritos, inserido na topologia de uma rede de TI, da forma como proposto neste trabalho.

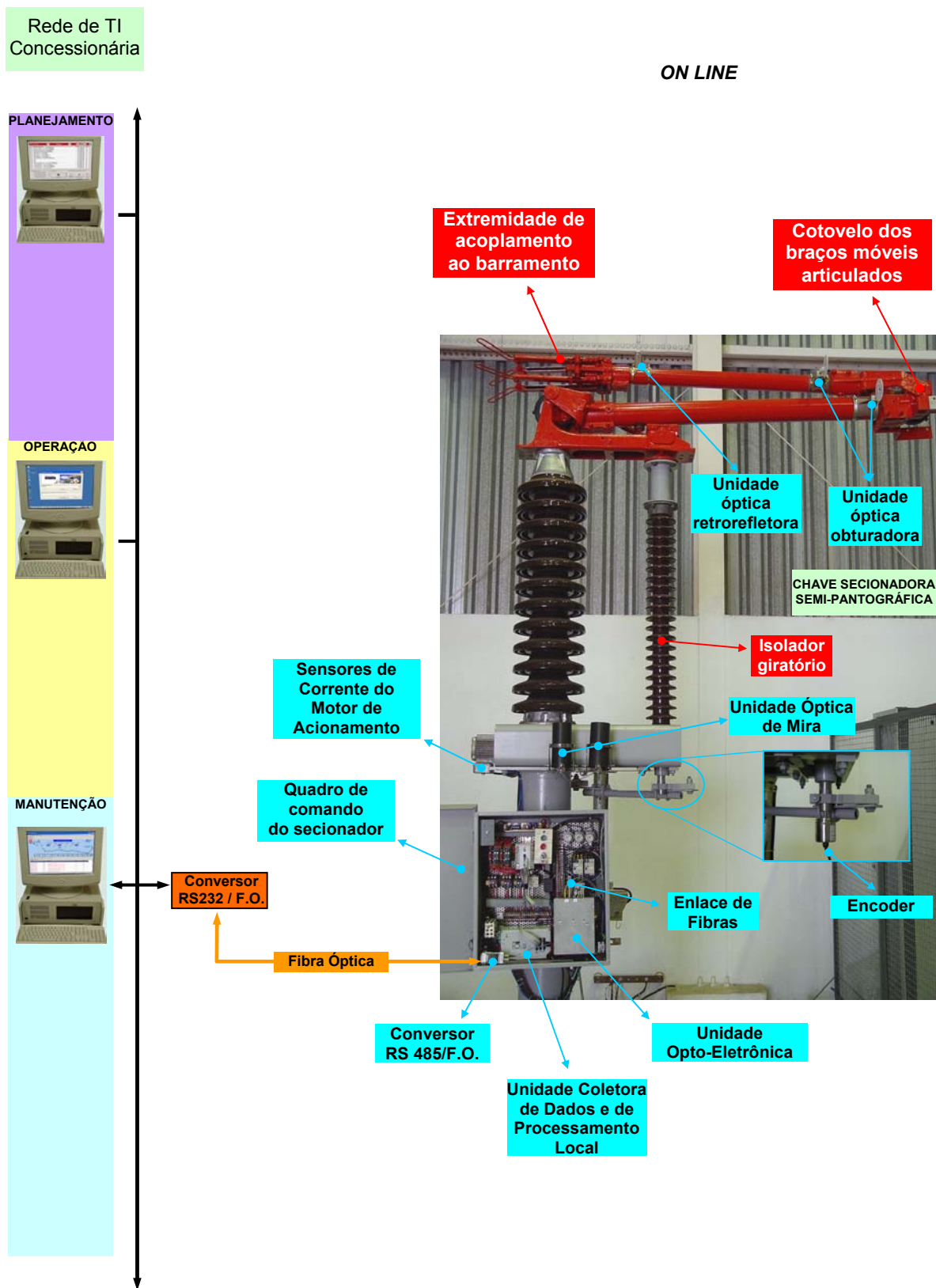


Figura 4.12: Sistema de Monitoramento da Chave Seccionadora integrado à rede de TI na topologia proposta.

4.6 DESCRIÇÃO DOS COMPONENTES PARA O MONITORAMENTO

Para realizar o monitoramento da posição real dos contatos da chave seccionadora, do curso do último elemento acessível da cadeia cinemática que aciona os contatos (mancal), do torque de saída do mecanismo motorizado, e do tempo de manobra, são utilizados os seguintes componentes:

- ✓ Contatos secos: para indicar fim de curso de fechamento da chave seccionadora, estes contatos são disponibilizados por sensores óticos;
- ✓ Contatos secos: contatos dos contatores de alimentação do motor, indicando o início de uma manobra;
- ✓ Encoders 4-20mA: para indicar a posição angular do mancal de acionamento;
- ✓ Sensor de corrente (0-5A/4-20mA): corrente do motor.

4.6.1 Posição Real dos Contatos

Para aumentar a segurança nesta informação, dois sensores são utilizados em redundância: o sensor óptico e o encoder analógico de posição angular.

4.6.1.1 Fim de Curso de Fechamento da Chave Seccionadora

A posição dos contatos principais da chave seccionadora é monitorada através de sensores óticos que confirmará o fim de curso do fechamento através de um contato seco.

O sistema utilizado é com feixe polarizado para que o sensor seja sensibilizado somente com o feixe luminoso refletido pelo retrorefletor posicionado junto ao contato móvel e não seja sensibilizado com o feixe luminoso refletido por qualquer outro objeto. A atuação do contato seco para a posição aberta, indicando chave seccionadora aberta, é temporizada em três segundos na ausência de feixe luminoso. Isto evita que interrupções eventuais do feixe passe informação errônea ao sistema (por exemplo: passagem de animais através do feixe luminoso).

Os sensores são equipados com protetores (filtros) contra a incidência direta da luz solar e contra a deposição de poluição e poeira e serão instalados sobre o chassi da chave seccionadora, na diagonal em relação ao contato em supervisão. O refletor

correspondente fica instalado sobre o contato principal de modo a ser alinhado com o sensor quando a chave seccionadora está na posição fechado.

- ✓ Grandeza monitorada: fim de curso do fechamento;
- ✓ Sinalização: fim de curso atingido, chave seccionadora na posição fechado;
- ✓ Alarme gerado: fechamento incompleto.

4.6.1.2 Posição Angular do Mancal de Acionamento

As posições angulares dos mancais de acionamento são monitoradas através de encoder bidirecional absoluto que informa a posição angular através de um sinal 4 a 20mA equivalente a 0 a 360°.

O encoder bidirecional permite a monitoração para os dois sentidos de rotação. Outra característica do encoder é de ser absoluto, pois no caso de faltar alimentação de controle do motor durante uma manobra (abertura ou fechamento), a chave seccionadora ficará em uma posição intermediária, e no momento de normalização da alimentação o encoder indicará a posição intermediária (devido a inércia do conjunto de transmissão, o mancal da chave seccionadora não para imediatamente no momento da parada do motor).

Os encoders são instalados no eixo de acionamento dos mancais localizados no chassi da chave seccionadora.

- ✓ Grandeza monitorada: ângulo do mancal (graus);
- ✓ Sinalização: chave seccionadora na posição aberto, fechado ou em posição intermediária correspondente a posição angular durante uma manobra;
- ✓ Alarme gerado: abertura incompleta, fechamento incompleto;
- ✓ Registro: curva da posição angular durante uma manobra.

4.6.2 Torque de Saída do Mecanismo Motorizado

São utilizados sensores de corrente para medição indireta da carga imposta ao mecanismo motorizado.

Os motores trifásicos de indução, têm como carga somente o mecanismo de acionamento da chave seccionadora. Toda a corrente consumida pelo motor é devido à energia necessária para a manobra da chave seccionadora. Desta forma, monitorando a

corrente consumida em apenas uma fase do motor durante uma manobra podemos concluir se este valor está dentro de valores normais esperados, ou não, levando em consideração a cinemática de funcionamento em suas instalações, além da entrada e saída dos contatos.

- ✓ Sensores utilizados: um sensor de corrente (entrada:0-5A, saída:4-20mA), para o monitoramento da corrente consumida durante a manobra;
- ✓ Grandeza monitorada: corrente consumida pelo motor (Amperes consumidos);
- ✓ Sinalização: motor em funcionamento, corrente durante uma manobra;
- ✓ Alarme gerado: sobrecarga do comando motorizado durante uma manobra;
- ✓ Registro: curva da corrente durante uma manobra.

4.6.3 Tempo de Manobra da Chave Secionadora

São utilizados os contatos secos dos contatores de abertura e de fechamento para determinar o tempo de manobra da chave secionadora. O tempo de manobra da chave secionadora é o tempo em que o motor fica energizado, sendo que o seu desligamento é realizado no final da manobra através dos contatos auxiliares da chave secionadora.

A cada operação (fechamento/abertura) é registrado o número de operações de abertura e de fechamento da chave secionadora.

- ✓ Grandeza monitorada: contato seco do contator de alimentação do motor;
- ✓ Sinalização: tempo da última manobra de abertura, tempo da última manobra de fechamento, número de operações;
- ✓ Alarme gerado: tempo de fechamento excessivo, tempo de abertura excessivo;
- ✓ Registro: tempo de abertura, tempo de fechamento e número de operações.

4.7 APLICATIVOS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

Os aplicativos, que formam as Interfaces Homem-Máquina, possibilitam a visualização pelos usuários do sistema, das grandezas monitoradas da chave secionadora, em tempo real e através de análise histórica. As Figuras 4.13 a 4.15 mostram alguns destes aplicativos do monitoramento de chaves secionadoras.

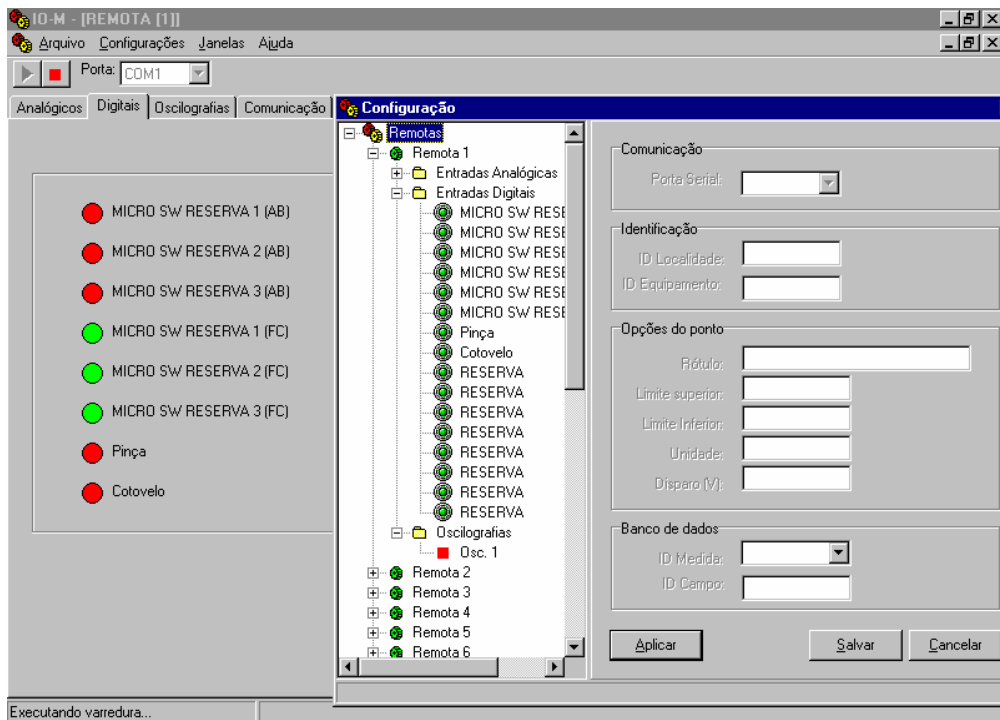


Figura 4.13: Tela do aplicativo de visualização e configuração das grandezas digitais: Posição Real dos Contatos, *micro switches* do Fim de Curso etc.

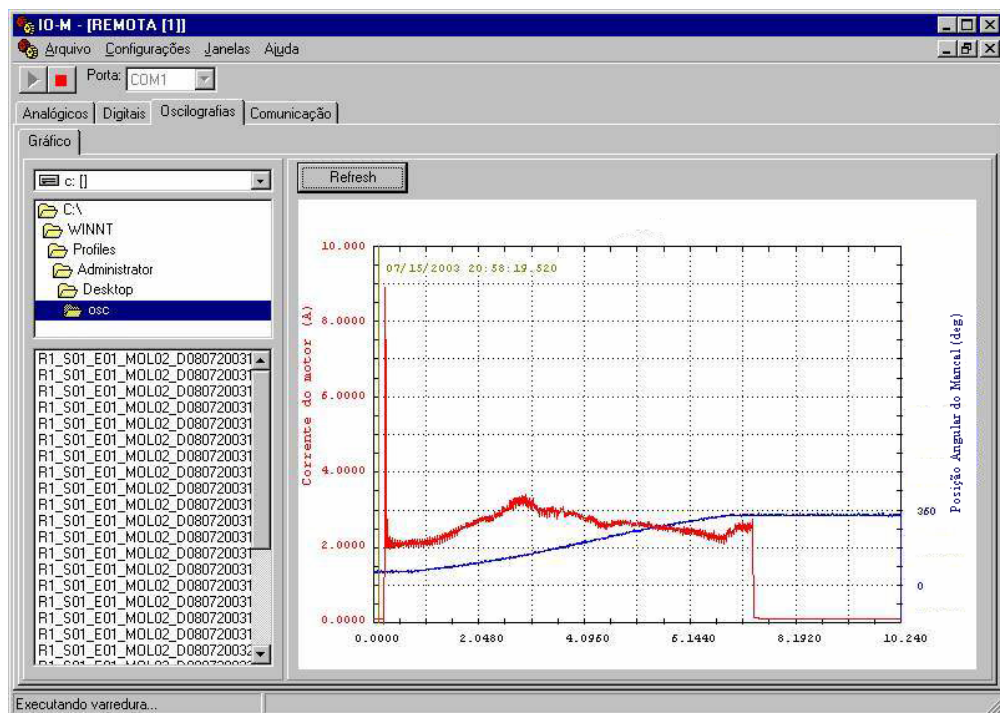


Figura 4.14: Tela do aplicativo de visualização da corrente do motor e da posição angular do mancal: oscilografia do fechamento da chave seccionadora.

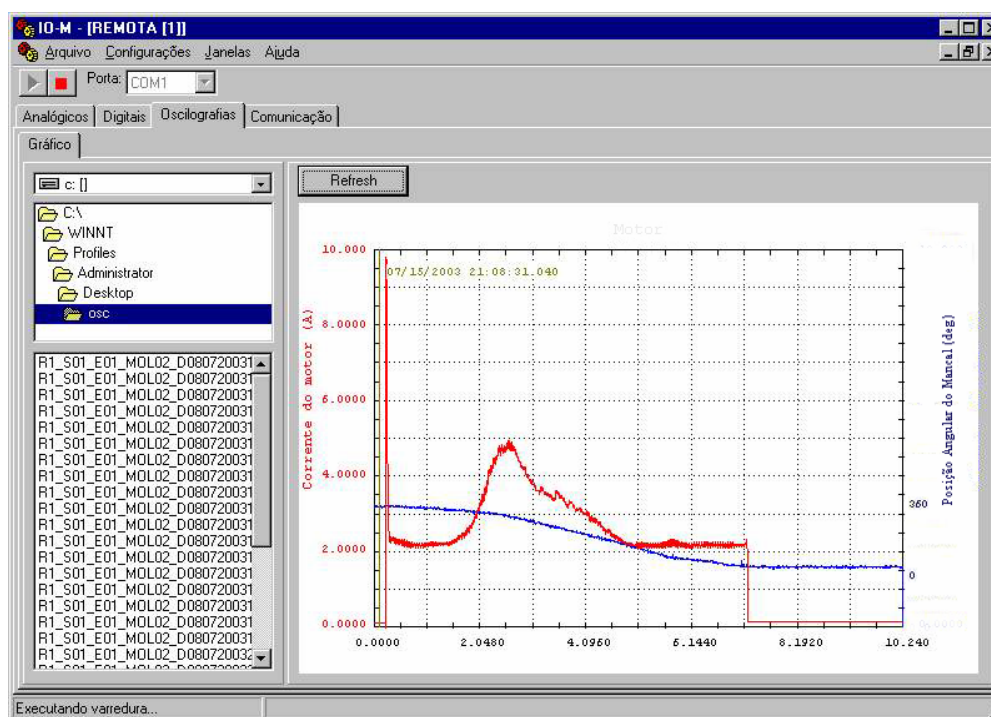


Figura 4.15: Tela do aplicativo de visualização da corrente do motor e da posição angular do mancal: oscilografia da abertura da chave seccionadora.

4.8 BIBLIOGRAFIA

- [4-1] Carvalho, A. C. C., (et al.), “Disjuntores e Chaves: aplicação em sistemas de potência”. 365p. ISBN 85-228-0165-7. EDUFF. Niterói. RJ. 1995.
- [4-2] Garcia, Douglas A. A.; Silva, Humberto A. P.; Bacega, Wilson Roberto. “Sensor Digital e Absoluto de Posição do Seccionador - Relatório Final P&D T-7”. Relatório Técnico IEE-USP do Projeto CTEEP-ANEEL-IEE/USP – RL005. São Paulo - Brazil. 2003.
- [4-3] Garcia, Douglas A. A.; Silva, Humberto A. P.; Santos, Josemir Coelho; Bacega, Wilson Roberto. “Digital Optical Sensor to Indicate the Contacts Position for Semi-Pantograph Disconnecting Switch in Transmission Substations”. In: IEEE – Latin America Transaction – T&D Latin America, 2004, São Paulo - Brazil. 2004.
- [4-4] Timmerman, H.; Groeman, J. F., “Developments towards H. V. substations without disconnecter switches and with modern control systems”, IEE-Conference Publication v. 459, 1998, IEE, Stevenage, England, p. 40-45, ISSN 0537-9989.

- [4-5] Thuries, E.; Delcoustal, J. M.; Girodet, A.; Grejon, O., “The circuit-breaking disconnecter – a new type of switchgear to simplify substation layouts and improve their operating security”, International Conference on Large High Voltage Electric Systems. CIGRE’98. Session Papers. CIGRE, Paris, France; 1998; 17 vol.
- [4-6] Takaoka - Review., “Disconnecter technology and products”, vol. 45, no. 2; 1998; p. 94-102 (Japan - journal article); ISSN 0385-9630.
- [4-7] Scapin, C. A., “Análise sistêmica de falhas”, Belo Horizonte-MG, Editora de Desenvolvimento Gerencial, 1999, 132 pág., ISBN 85-86948-18-7.
- [4-8] Welch, Kopejtkova, Heil, Taillebois, O’Connell, Kobayashi, Chan ,“Report on the Second International Survey on High Voltage Gas Insulated Substations (GIS) - Service Experience”, CIGRE’98. CIGRE, Paris, France; 1998.
- [4-9] “Alstom Transmission & Distribution Gas Insulated Substation type F35”, página da internet: <http://www.tde.alstom.com> , 2003.
- [4-10] NBR-6935 Secionador, Chaves de Terra e Aterramento Rápido - Especificação.
- [4-11] NBR-6936 Técnicas de Ensaio de Alta Tensão – Procedimentos.

CAPÍTULO 5 – MONITORAMENTO DO DISJUNTOR

5.1 INTRODUÇÃO

Os Disjuntores, equipamentos responsáveis por interromper elevados níveis de corrente nas subestações elétricas, são dispositivos eletro-mecânicos que se desgastam e envelhecem com o tempo, e portanto, estão sujeitos a falhas que em alguns casos são catastróficas e seguidas de explosão, principalmente nos equipamentos em fim de vida útil e com projetos antigos. Isto representa uma parcela significativa do parque instalado das concessionárias [5-1].

Os disjuntores possuem diversos tipos de acionamentos (mola, ar comprimido, hidráulico etc.) e diversos tipos de meio de extinção do arco elétrico que variam com as faixas de tensão (Ar Livre, Sopro Magnético, Ar Comprimido, Grande Volume de Óleo, Pequeno Volume de Óleo, Vácuo, gás SF₆, Semicondutores). Cada um destes subsistemas possui pontos críticos que demandam monitoramento das grandezas associadas, quer sejam elétricas ou mecânicas, cujo acompanhamento em tempo real possibilita a detecção de falhas incipientes, que por sua vez viabilizam ações pro-ativas, evitando maiores danos ao próprio disjuntor e ao sistema de potência da subestação ao qual ele pertence.

5.2 DISJUNTORES MONITORADOS

Dentre os disjuntores, os que têm maior incidência de problemas são os do tipo a gás SF₆ e a Ar Comprimido, os quais estão ilustrados nas Figuras 5.1 e 5.2.



Figura 5.1: Disjuntor PK6 Delle Alstom a Ar-Comprimido-460kV (CTEEP Cabreúva).

Estes disjuntores estão localizados na área piloto do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento entre o IEE-USP e CTEEP/CPFL e que serviram de base para estudo do tema tratado neste trabalho.



Figura 5.2: Disjuntor SF6 Siemens de 138 kV com comando hidráulico (CPFL SE Campinas Centro).

5.3 MONITORAMENTO DO DISJUNTOR

Como já mencionado, os disjuntores de potência se desgastam e degradam devido ao *stress* das operações a que são submetidos. As operações de interrupção de corrente ao longo do tempo, podem afetar de diversos modos o mecanismo de acionamento, as capacidades dielétricas de interrupção do arco elétrico e os contatos principais devido a corrosão ou sujeira depositada.

Nos estudos realizados durante o projeto de pesquisa CPFL/CTEEP e IEE/USP [5-1], foram identificados os pontos críticos para monitoramento e suas grandezas associadas aos fenômenos acima descritos:

✓ Estado do Mecanismo de Operação

O mecanismo de operação durante um comando de *trip* consiste basicamente de três eventos: operação de travamento (*latch operation*), percurso e fim de percurso.

Um resumo das questões mais importantes que podem causar problemas:

- Falha da bobina de *trip* devido à alta impedância ou curto circuito;
- Trava presa (*latch*);
- Falta de lubrificação;
- Componentes grudados ou fundidos;
- Rolamentos gastos ou gripado;
- Sistema de acúmulo de energia comprometido (molas, pneumáticos)

Tudo isto pode causar um decréscimo na velocidade do percurso. Acompanhar a redução desta velocidade poderia se detectar o acréscimo no tempo de transição da posição de fechado para a posição de aberto (*tripped*). Isto é devido a relação de $V \cdot T = D$, onde V é a velocidade (m/s), T é o Tempo (s) e D é a distância (m). Resolvendo em função de T , a equação fica $T = D/V$. Qualquer decréscimo na velocidade deve ser seguido de um acréscimo no tempo. No caso dos Disjuntores, caso o intervalo de tempo entre dois sinais são monitorados, um sendo o início do percurso e o outro o fim do percurso, acréscimos no tempo de percurso podem ser detectados.

✓ **Capacidade Dielétrica**

A habilidade de um Disjuntor extinguir um arco elétrico pode ser monitorada examinando-se a quantidade de tempo que o arco permanece presente após o ser dado o comando de fechamento (*trip*). Caso o tempo de percurso do mecanismo permanece constante, mas um acréscimo na duração do arco é percebido na base de tempo, algum tipo de comprometimento do dielétrico pode ter ocorrido no compartimento de extinção de arco.

Um resumo das questões mais importantes que podem causar problemas:

- Óleo contaminado;
- Gás Contaminado;
- Base gasta (*baffle*);
- Bocal com defeitos.

✓ **Corrosão e Sujeira nos Contatos**

Os contatos de um Disjuntor sofrem corrosão (desgaste) por aquecimento (efeito Joule) durante o intervalo do arco. A relação para os Disjuntores e o meio de extinção (Ar, Gás, Óleo) está descrita na ANSI C37.06, cujo grau em uma base simétrica, como função dI/dT , pode ser reduzido a expressão I^2T [5-3]. A erosão

dos contatos principais do disjuntor é diretamente proporcional a I^2T presente durante cada arco. Para efetivamente medir o I^2T durante o intervalo do arco, devem ser considerados no cálculo o nível DC (*offset*) e também os harmônicos presentes no arco. Isto é possível com uma alta taxa de amostragem na medição. Os dados de I^2T ou IT podem ser também usados para indicar outras anomalias, como por exemplo a contaminação do óleo/gás, pois a degradação destes elementos pode ser relacionada com acúmulo de sujeira depositada.

Nos gráficos das figuras 5.3 a 5.9 a seguir, estão detalhadas algumas destas grandezas e as variáveis de controle usadas nos algoritmos de registro das formas de ondas e de cálculo do módulo de monitoramento de disjuntores.

5.3.1 Corrente da Bobina de *Trip* do Comando de Acionamento do Disjuntor

Para registrar a oscilografia da bobina é necessário usar um sistema de disparo por cruzamento de nível. Após o registro da forma de onda os parâmetros são calculados para posterior análise das condições de normalidade ou tendência a defeitos.

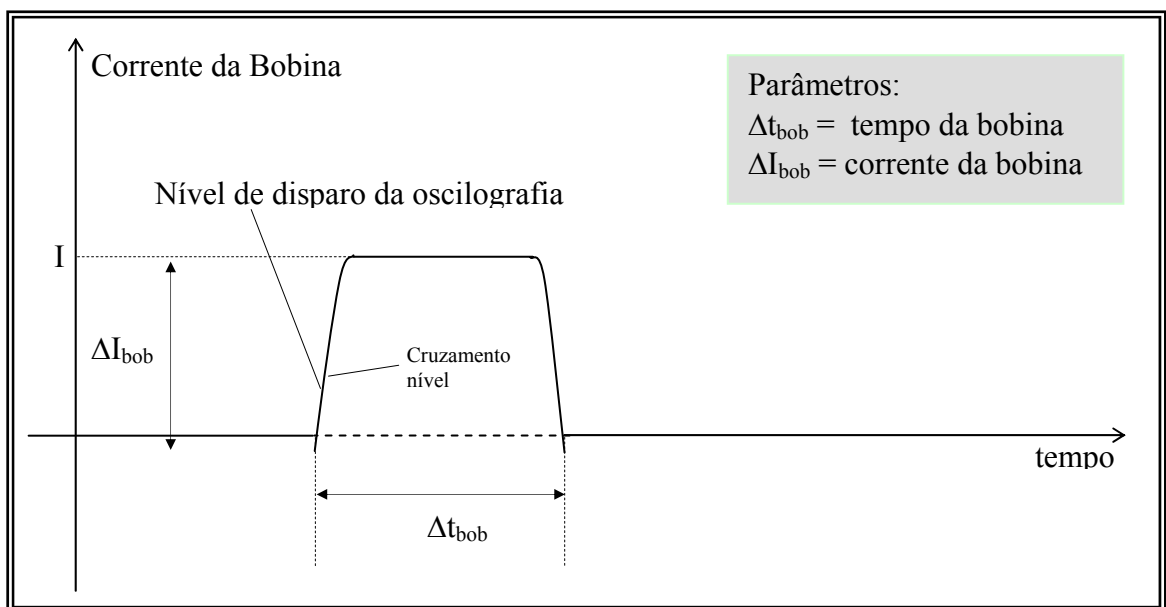


Figura 5.3: Forma de onda característica da corrente da bobina e seus parâmetros associados.

5.3.2 Corrente de Fase

Durante a abertura do disjuntor existirá um tempo em que se formará um arco elétrico cuja duração está associada ao desgaste dos contatos por efeito Joule. Registrar este intervalo de tempo e a magnitude da corrente é importante para que seja quantificado o desgaste mecânico que é dado pelo cálculo integral no tempo (instante de abertura até o instante de extinção do arco) da corrente ao quadrado. Após o registro da forma de onda os parâmetros são calculados para posterior análise das condições de normalidade ou tendência a defeitos.

Como são três os pólos do disjuntor, um para cada fase (fase A, fase B e fase C), é importante comparar o evento nas três fases.

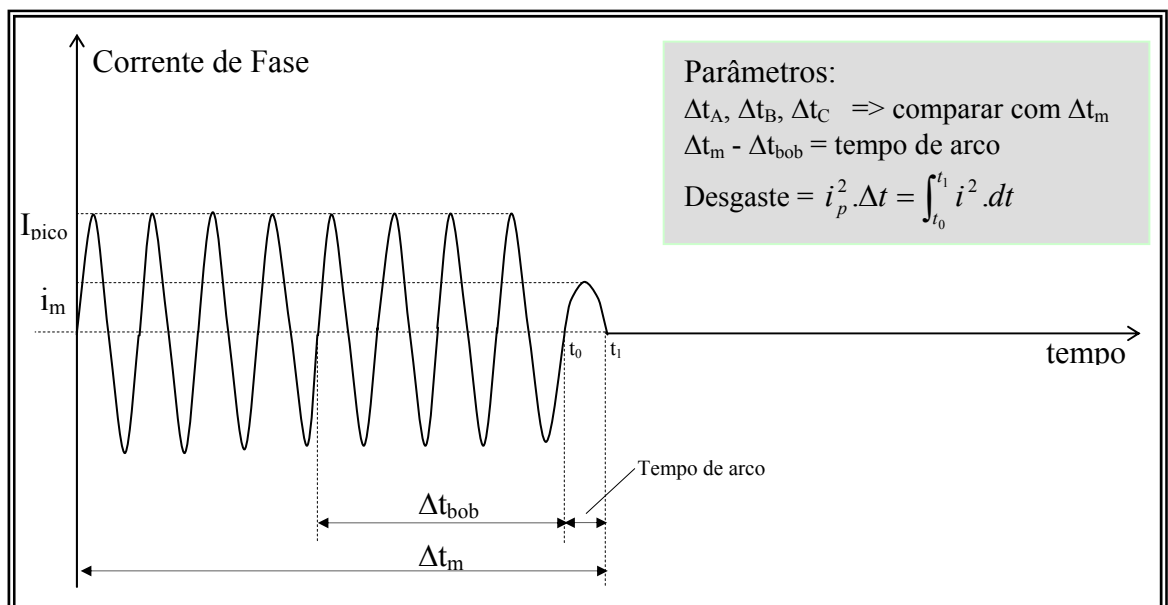


Figura 5.4: Forma de onda característica da corrente de fase na abertura e seus parâmetros associados.

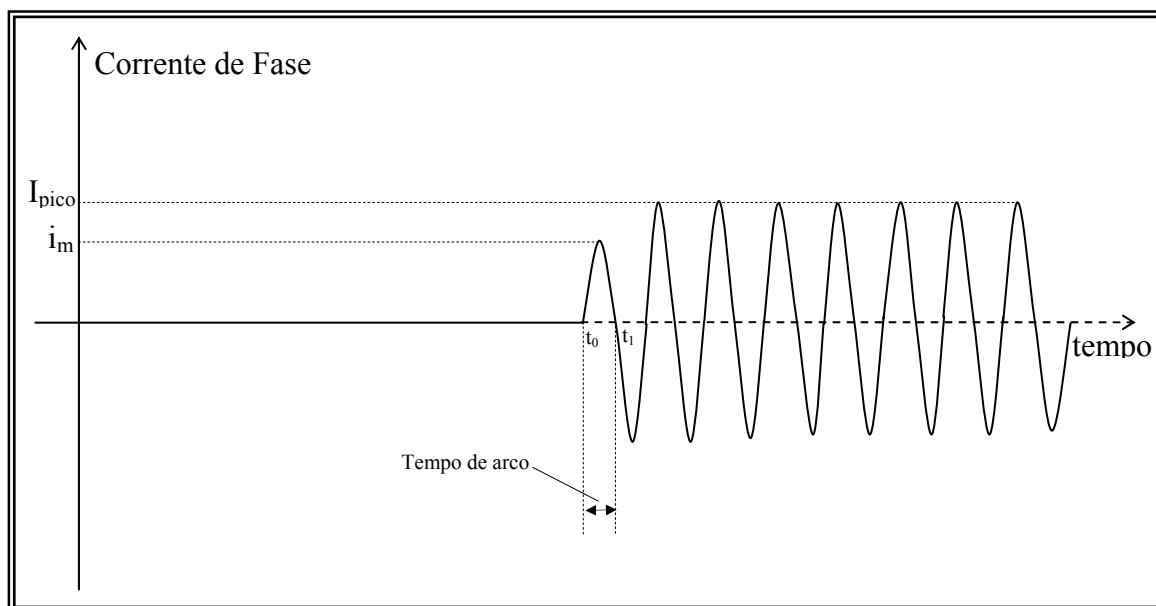


Figura 5.5: Forma de onda característica da corrente de fase no fechamento e seus parâmetros associados.

5.3.3 Percurso

Durante a abertura do disjuntor o percurso dos elementos mecânicos oferecem informações importantes sobre o funcionamento adequado do disjuntor. A velocidade e a duração do deslocamento destes elementos podem indicar falhas de diversas naturezas.

As Figuras 5.6 a 5.8 a seguir, ilustram as formas de ondas típicas e os parâmetros de interesse no monitoramento *on-line* do percurso.

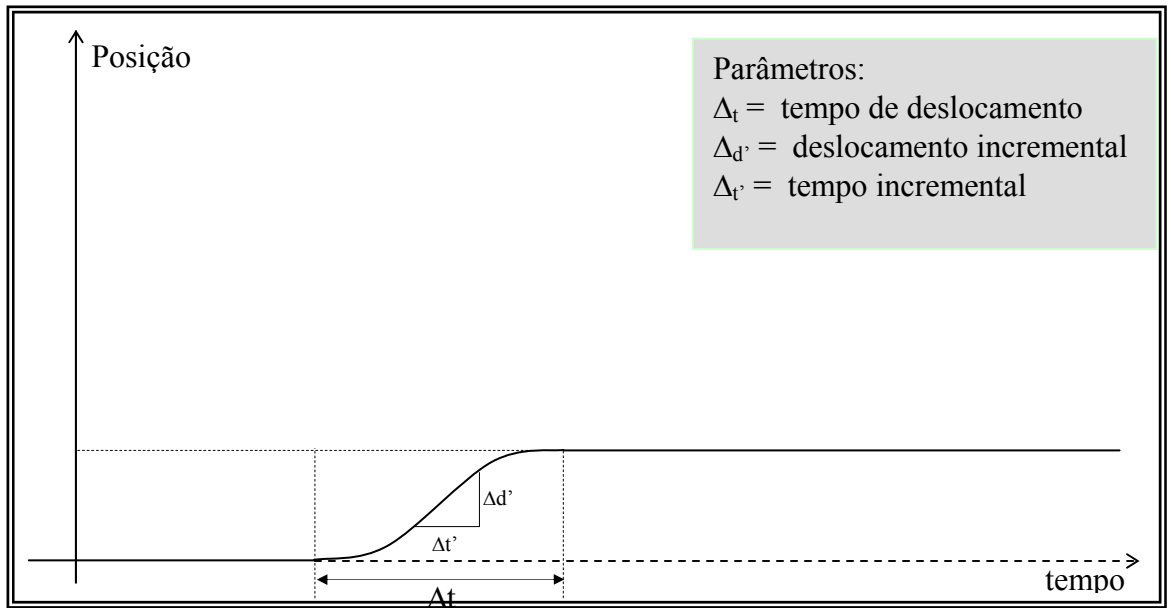


Figura 5.6: Forma de onda característica do percurso dos contatos do disjuntor durante a abertura/fechamento – caso 1.

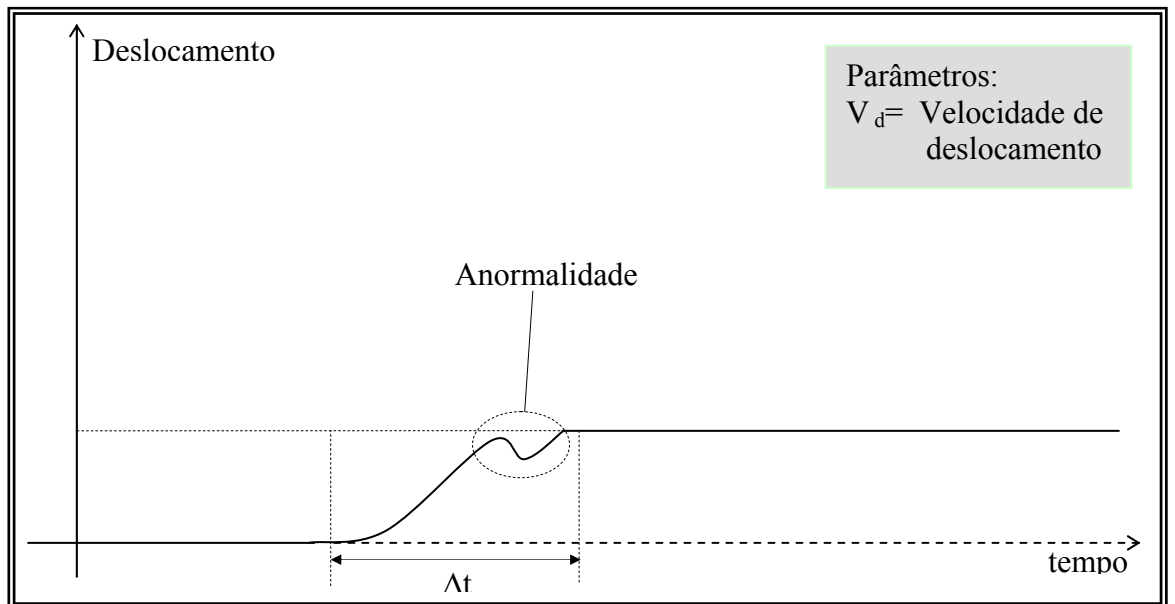


Figura 5.7: Forma de onda anormal do percurso dos contatos do disjuntor durante a abertura/fechamento – caso 2.

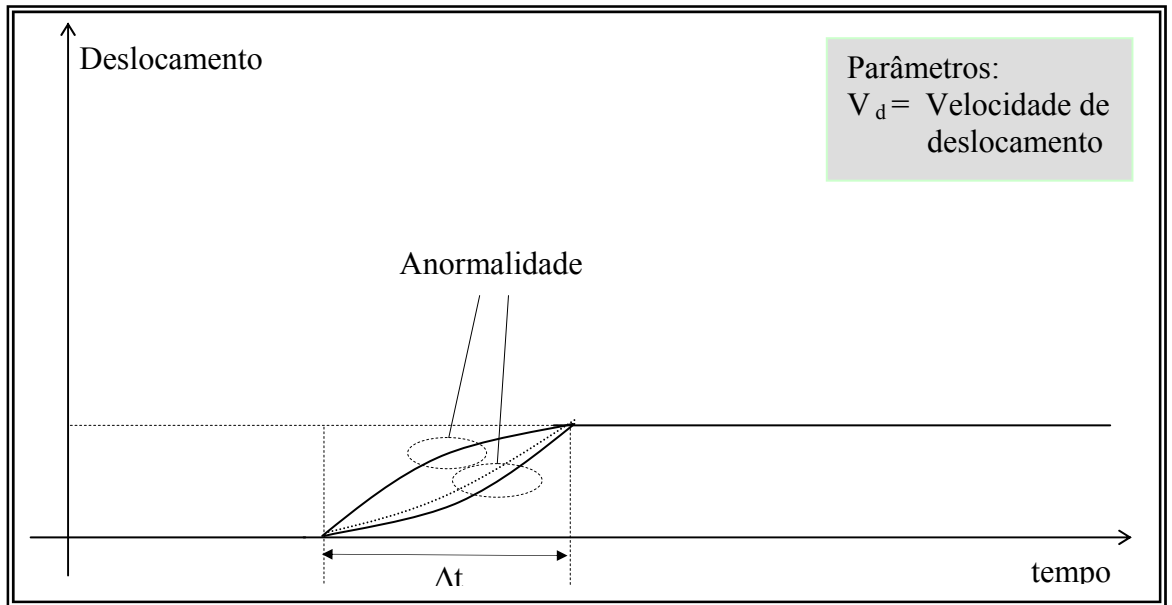


Figura 5.8: Forma de onda anormal do percurso dos contatos do disjuntor durante a abertura/fechamento.

5.3.4 Corrente do Motor do Mecanismo de Acionamento

O mecanismo de acionamento, que no caso é um motor que aciona uma mola, tendo sua corrente oscilografada, traz informações sobre os esforços realizados durante esta ação.

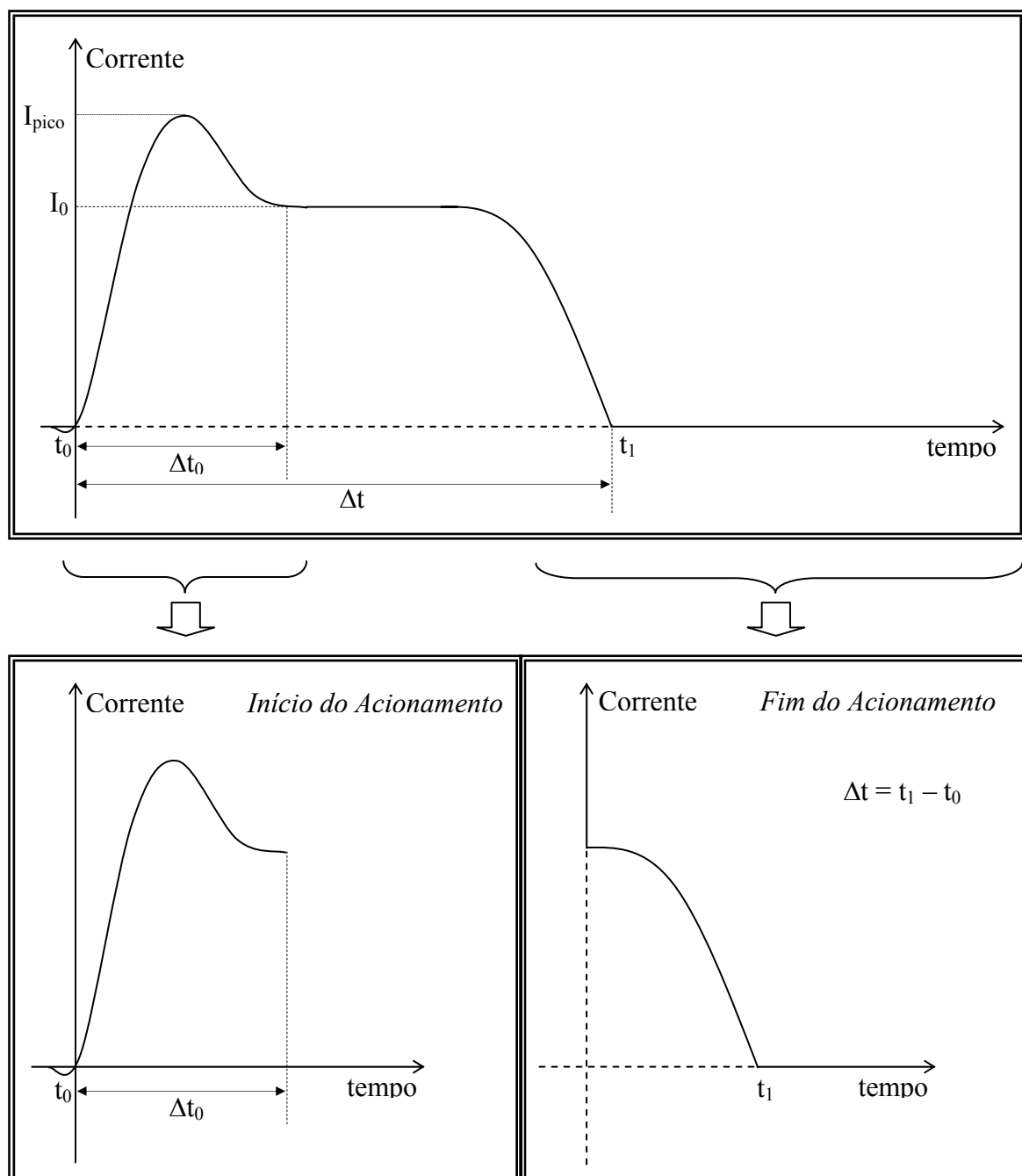


Figura 5.9: Forma de onda característica da corrente do motor do mecanismo de acionamento para a abertura/fechamento do disjuntor.

A energia necessária no início e a energia média aplicada até o fim do acionamento podem ser avaliadas com a comparação dos registros das formas de ondas da corrente, em situações normais versus anormais, através das discrepâncias encontradas nos parâmetros associados.

A tabela 5.1 correlaciona a característica dos parâmetros associados às grandezas críticas a serem monitoradas e possíveis causas de defeitos relacionados ao comportamento do mecanismo de acionamento para o caso de Disjuntores à SF6 [5-4].

Tabela 5.1: Tabela de defeitos relacionados ao comportamento do mecanismo de acionamento de disjuntores à SF6.

Evento				Possível defeito
Tempo de fechamento	Tempo de funcionamento do motor	Tempo de Abertura	Damper check time	
mais rápido mais lento	normal	normal	normal	Alteração nas características dos sistemas de fechamento, Poeira em excesso no sistema de travamento (<i>latch system</i>)
mais rápido	muito longo	normal	normal	Sistema de carregamento da mola de fechamento está danificado. A mola foi carregada demais e o disjuntor estava operado
mais lento	mais rápido	normal	normal	Sistema de carregamento da mola de fechamento está danificado. A mola foi carregada demais e o disjuntor estava operado
normal	normal	mais lento	normal	Alteração nas características dos sistemas de abertura. Poeira em excesso no sistema de travamento (<i>latch system</i>)
mais lento	normal	mais lento	normal mais lento	Energia reduzida na mola de abertura. Uma das várias molas de abertura está quebrada
mais lento	normal	mais lento	normal mais lento	Acréscimo do atrito em todo o disjuntor, por exemplo, devido à corrosão nas hastes de transmissão
normal	normal	mais rápido	normal mais rápido	Defeito no sistema de sopro ou pressão muito baixa de SF6
normal	normal	normal	mais rápido	Defeito na abertura do <i>dash pot</i> Pouco óleo no <i>dash pot</i>
normal	normal	normal	mais lento	Defeito na abertura do <i>dash pot</i> Aumento de fricção no pistão do cilindro do <i>dash-pot</i>

Fonte: [5-4]

5.4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA IMPLEMENTADO

O sistema *on-line*, baseado em unidade remota tipo PC, propicia sinalizações em tempo real das grandezas monitoradas eletro-mecânicas do disjuntor. As informações coletadas, em situações de alarmes ou operação normal, são mostradas ao usuário através das interfaces homem-máquina, e ao mesmo tempo, armazenadas em uma base de dados para consultas históricas ou análise posteriores com os aplicativos do sistema.

A Figura 5.10 apresenta o sistema de monitoramento desenvolvido e todos os recursos acima descritos, inserido na topologia de uma rede de TI, da forma como proposto neste trabalho.

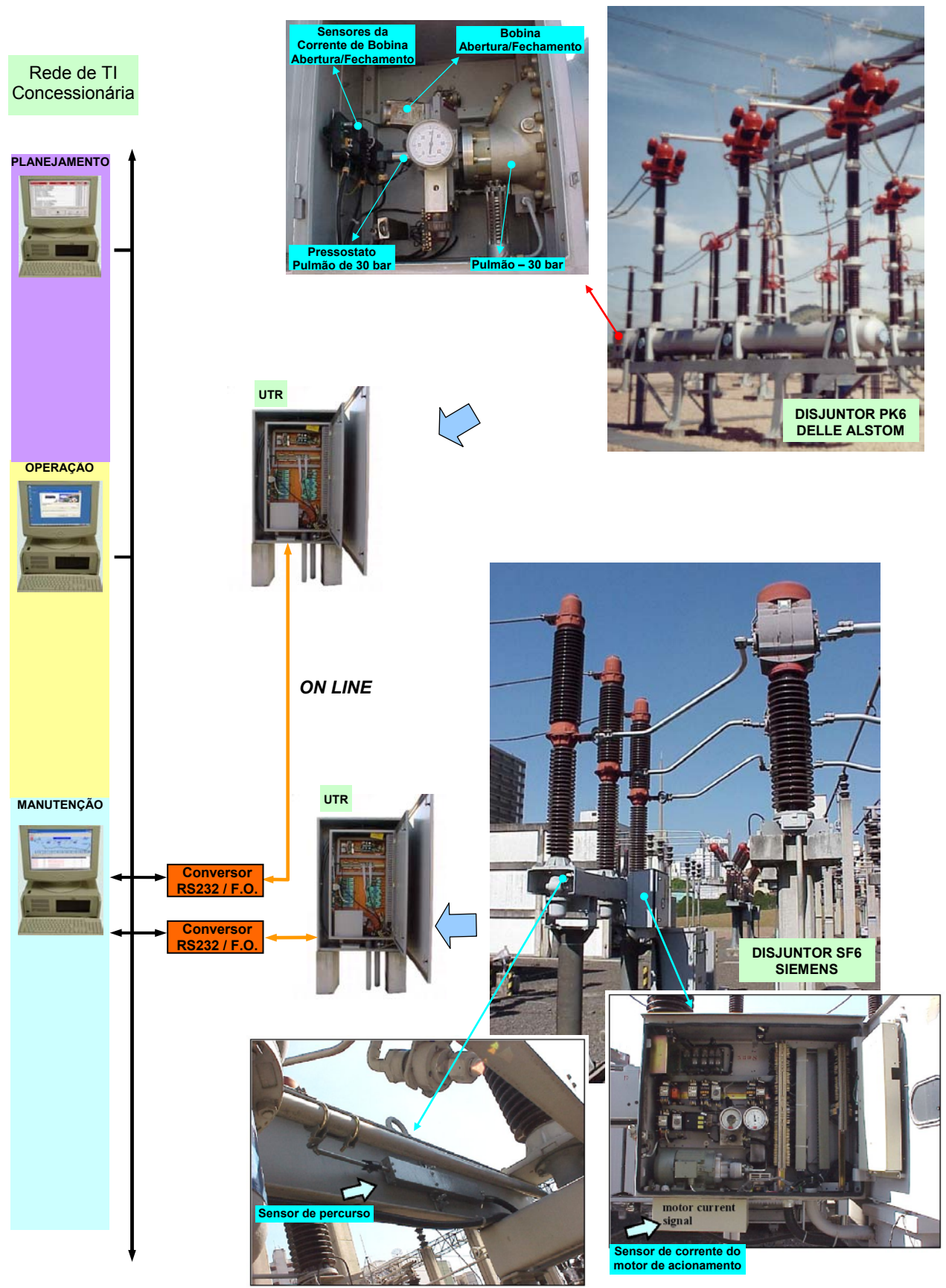


Figura 5.10: Sistema de Monitoramento de Disjuncter integrado à rede de TI na topologia proposta.

5.5 DESCRIÇÃO DO “DEI” PARA MONITORAMENTO DE DISJUNTORES

Um módulo baseado em topologia “Dispositivo Eletrônico Inteligente” micro-processado (DEI), ou em inglês IED, foi testado posteriormente no laboratório de monitoramento do IEE-USP e demonstrou atender todos os requisitos para o monitoramento de disjuntores. Este dispositivo monitora a condição do mecanismo e do dielétrico nos Disjuntores, além de registrar o desgaste dos contatos. Isto é realizado através do monitoramento dos seguintes parâmetros durante cada operação de *trip*:

- ✓ Tempo de percurso do mecanismo (mS);
- ✓ Duração do Arco elétrico (mS);
- ✓ Valor acumulado de I^2T do arco nos contatos principais;
- ✓ Ocorrência de *restrike* ou número de operações;
- ✓ Tempo e data a cada operação (*trip*).

O dispositivo pode emitir alarmes por LED's locais e contatos secos, sendo disponibilizadas informações digitais e analógicas em tempo real para integração com os demais sistemas da empresa, além de possuir capacidade de registro histórico dos dados. Este dispositivo pode ser aplicado em Disjuntores a Óleo e a gás SF₆. A interface para os Disjuntores é padronizada. São usados Transformadores de Corrente (TC) articulados para sensorear a corrente do Disjuntor, sendo possível o uso em novos equipamentos bem como em *retrofit*. Todos os parâmetros podem ser ajustados em campo com o uso de um PC e com comandos ASCII, por exemplo com simples softwares do Windows (*Hyperterminal*).

A Figura 5.11, a seguir, mostra a foto do dispositivo e seus acessórios.

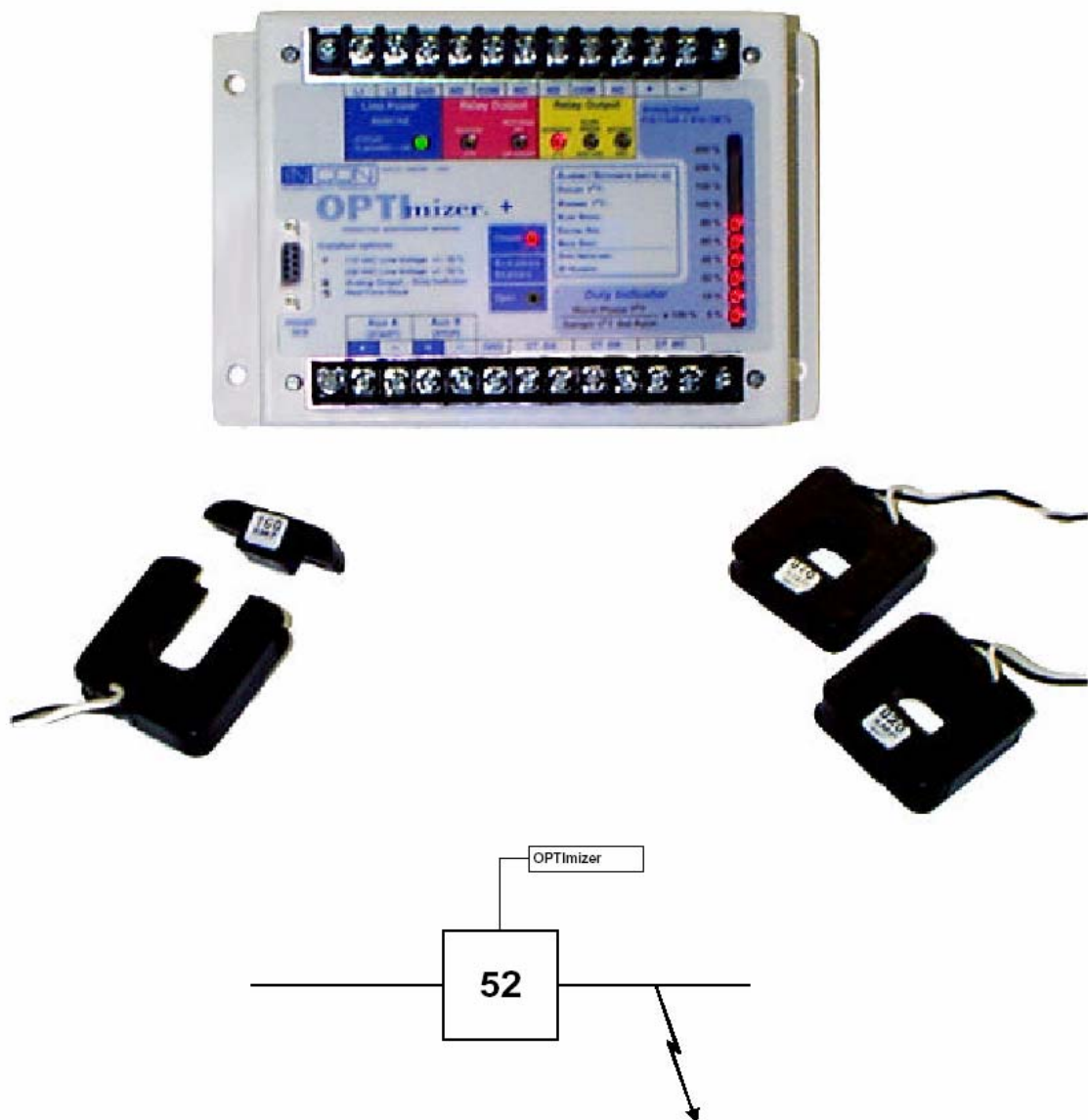


Figura 5.11: Dispositivo Eletrônico Inteligente para monitoramento de Disjuntores de Potência, modelo *Optimizer plus* da Incon. Fonte [5-4].

As Figuras 5.12 e 5.13, a seguir, mostra um diagrama de blocos e de conexões externas do dispositivo, respectivamente.

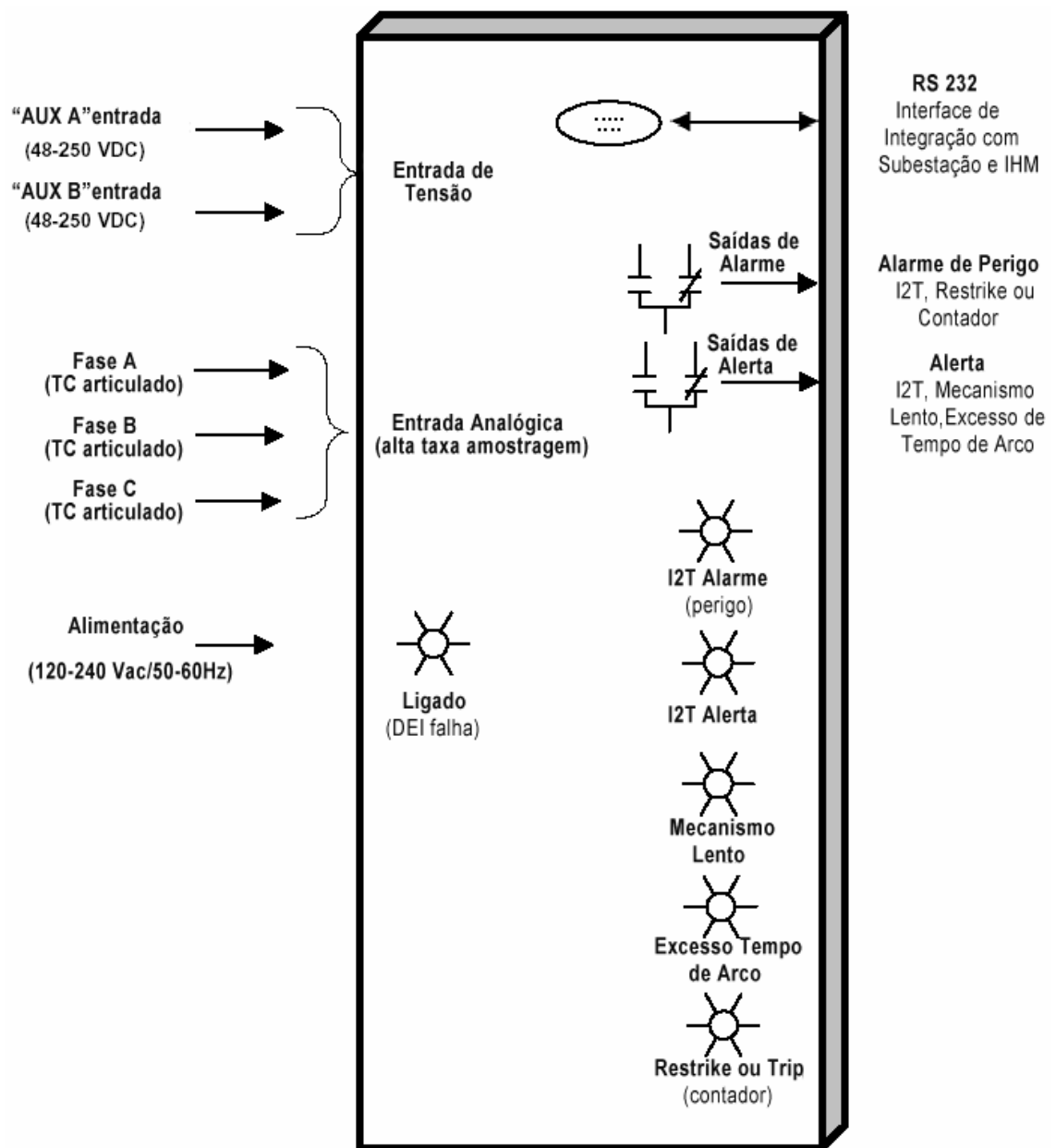


Figura 5.12: Diagrama de blocos do Dispositivo Eletrônico Inteligente para monitoramento de Disjuntores de Potência, modelo *Optimizer plus* - Incon. Fonte [5-4].

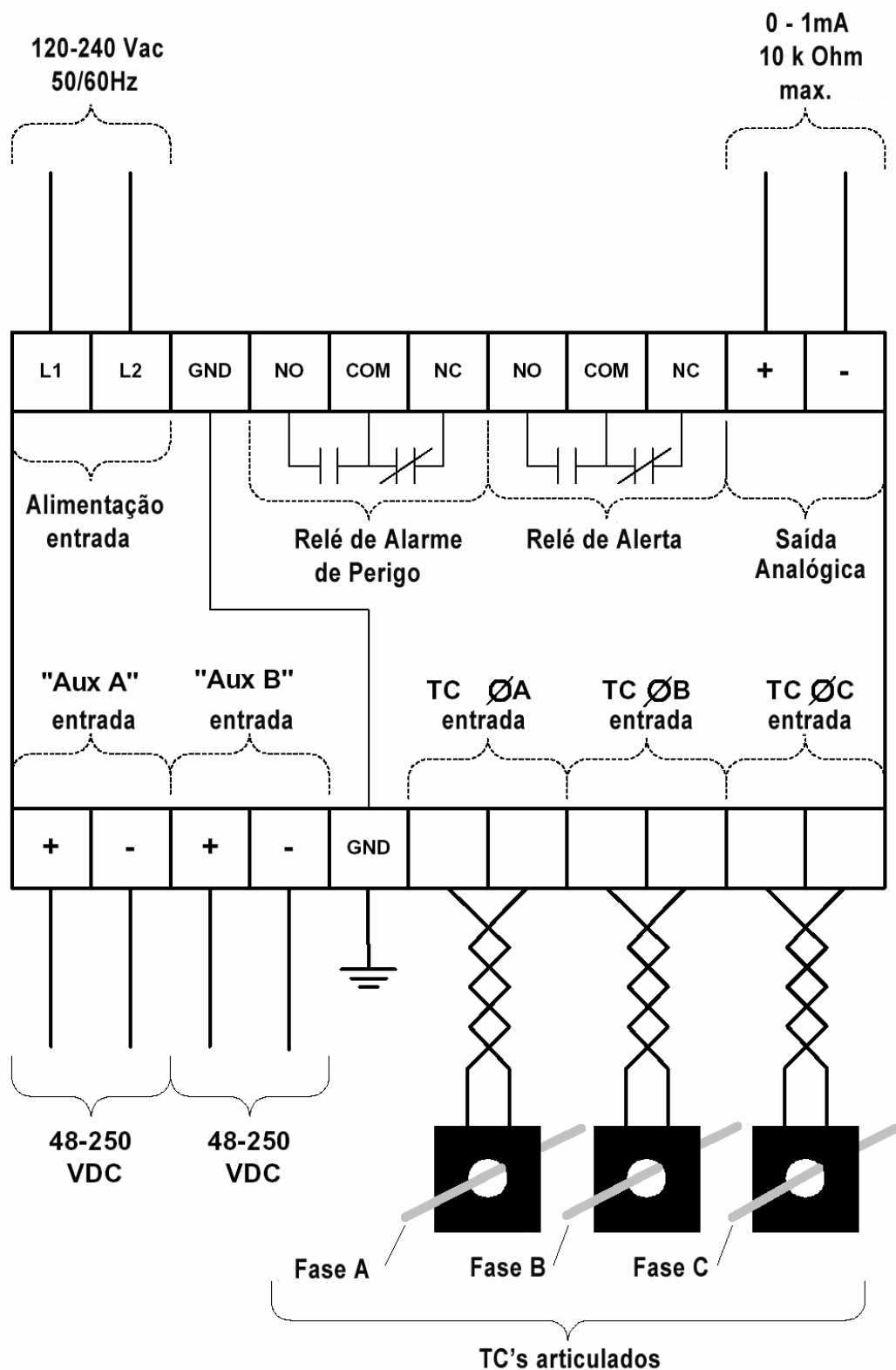


Figura 5.13: Diagrama de conexões externas do Dispositivo Eletrônico Inteligente para monitoramento de Disjuntores de Potência, modelo *Optimizer plus* - Incon. Fonte [5-4].

Existem duas possibilidades de instalação do dispositivo com relação aos pontos a serem coletados: no Gabinete do Disjuntor ou no Painel de Controle do Disjuntor. A Figura .5.14 ilustra as duas possibilidades de instalação.

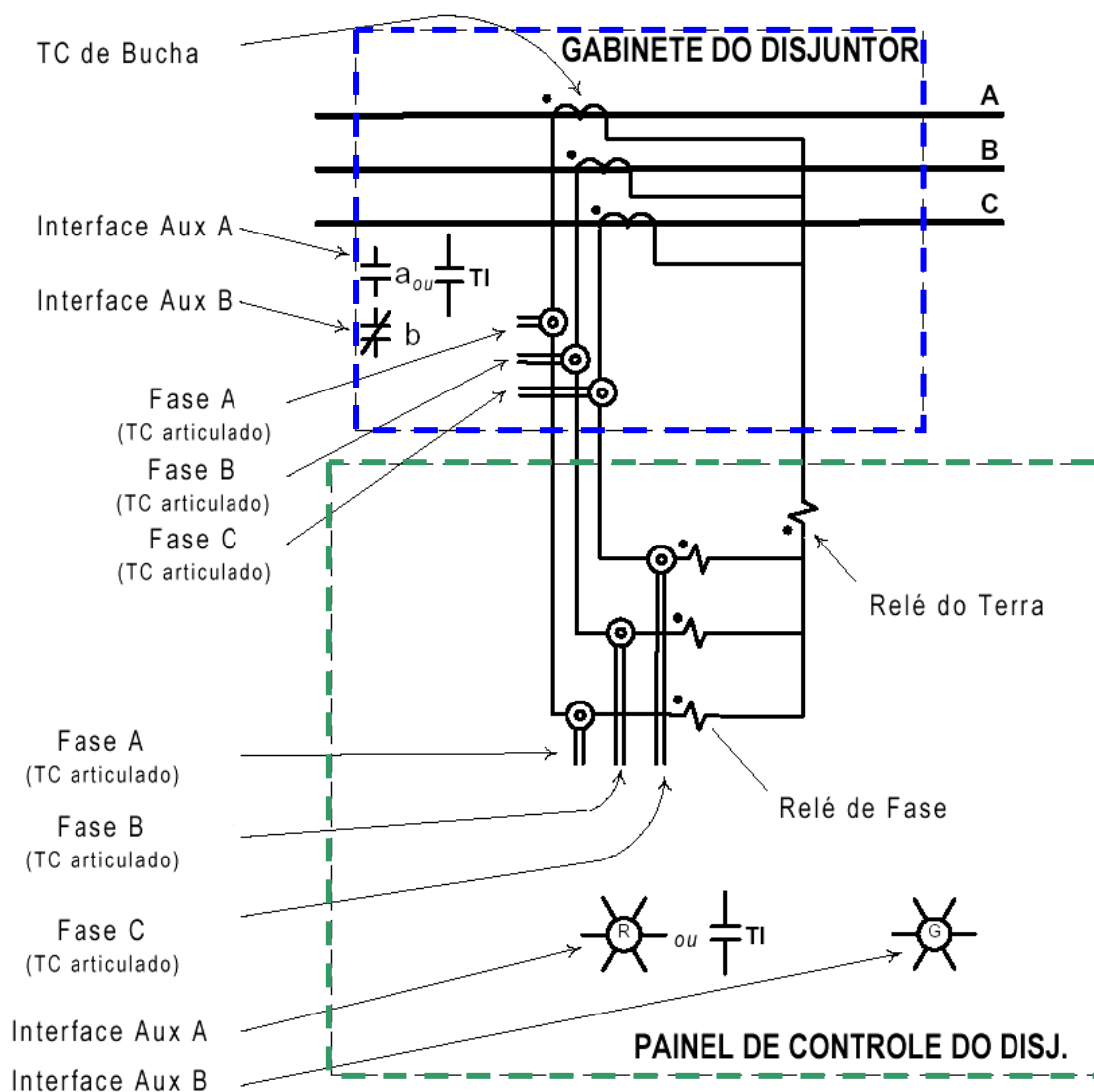


Figura 5.14: Possibilidades de interfacear o Dispositivo Eletrônico Inteligente com o Disjuntor de Potência. Fonte [5-4].

Um típico registro das formas de ondas capturadas em um evento de trip pelo dispositivo pode ser visto na Figura 5.15. Pode-se obter muitas informações do estado do Disjuntor de Potência com a análise de sinais correspondentes ao início do trip (início do trip ou contato de abertura do relé 52/b), o fim do percurso do mecanismo de acionamento (LED verde ou contato de fechamento do relé 52/b) e as correntes de fase dos secundários do Disjuntor.

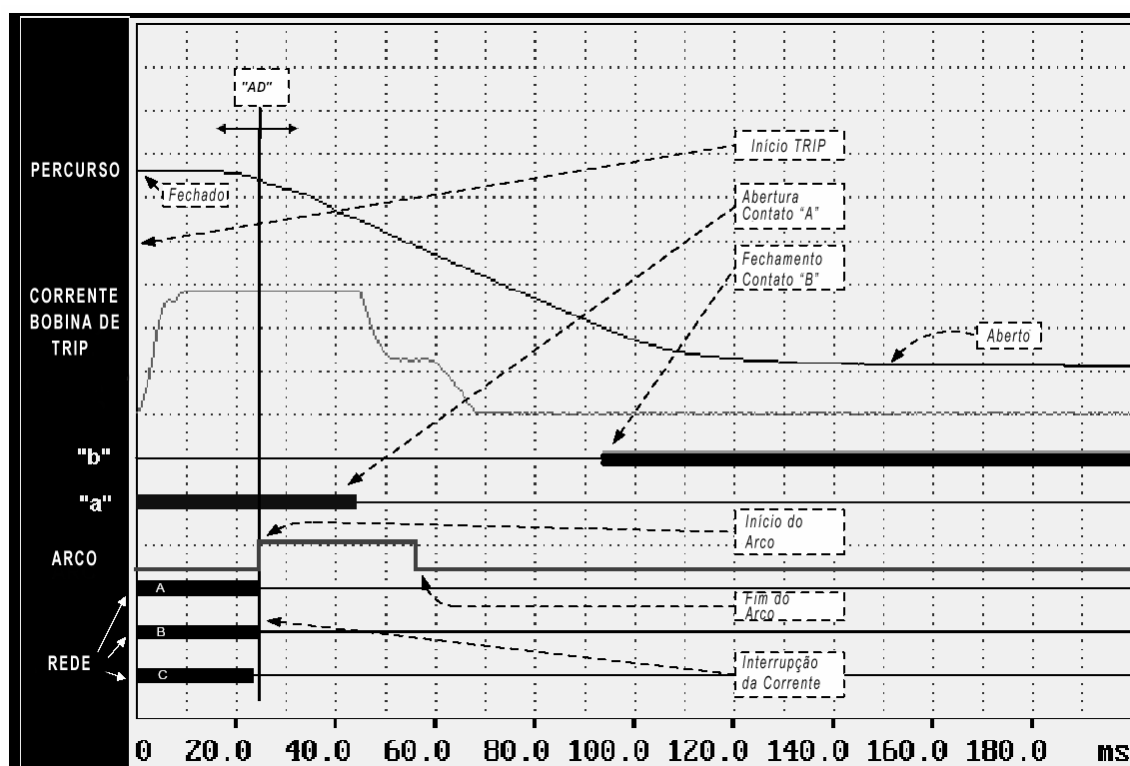


Figura 5.15: Curvas típicas com informação da duração do arco superimosta no gráfico. Fonte [5-4].

Os dados do Dispositivo Eletrônico Inteligente para monitoramento de Disjuntores podem indicar limites pré-estabelecidos para alarmes e tendências com relação a níveis críticos de degradação do equipamento. Estes dados podem ser interpretados da seguinte maneira:

- ✓ Os valores de I^2T ou IT separados por fase e registrados a cada evento de *trip*, permitem a análise do desgaste cíclico imposto ao disjuntor para cada operação em particular. O tipo de falha pode ser determinado examinando qual fase(s) tem valores superiores a(s) outra(s);

- ✓ Os valores de I^2T ou IT separados e acumulados por fase permitem a análise para determinar qual pólo(s) estão próximos de seu limite de desgaste mecânico. Outro uso para estes valores, envolve a correlação com o desgaste do *grid (baffle)*, contaminação do óleo e contaminação do gás;
- ✓ O tempo do mecanismo (T_{AUX}) permite análise de tendência da velocidade mecânica do Disjuntor. Partidas rápidas a partir de valores normais sugerem um comprometimento mecânico que indica ação de intervenção urgente. Pequenas partidas, no decorrer de um período com tempo longo, podem indicar a necessidade de uma manutenção menos importante do tipo lubrificação;
- ✓ O tempo de arco (duração do arco T_{ARCO}) permite análise de tendência das capacidades do dielétrico. Examinando a razão entre T_{AUX} e T_{ARCO} , é possível determinar se o tempo de duração do arco está crescendo enquanto o tempo do mecanismo de acionamento (T_{AUX}) permanece constante. Caso isto seja observado, o diagnóstico provável é um comprometimento na qualidade do dielétrico do Disjuntor. Partidas rápidas a partir de valores normais sugerem um comprometimento na qualidade do dielétrico do Disjuntor que indica ação de intervenção urgente. Pequenas partidas, no decorrer de um período com tempo longo, podem indicar a necessidade de uma manutenção menos importante do tipo recondicionamento ou troca/filtragem do óleo.

5.5.1 Características do Dispositivo Eletrônico Inteligente (DEI)

Este dispositivo possui comunicação serial RS 232 a qual possibilita interface com o sistema de informação da subestação para atender aos requisitos de um sistema integrado de monitoramento. Por outro lado, também possui um sistema de sinalização local através de LED's, das informações mais críticas para o Disjuntor monitorado. A Figura 5.16 mostra a parte frontal deste painel e as sinalizações de alertas e alarmes incorporados no dispositivo, bem como os terminais de acesso para os sinais de campo. Uma placa de "AJUSTES" serve de auxílio para que sejam escritos os valores limites específicos da unidade monitorada, auxiliando na inspeção visual em caso de uma manutenção sem conectividade pela RS 232.

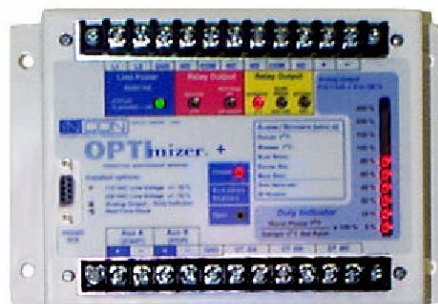
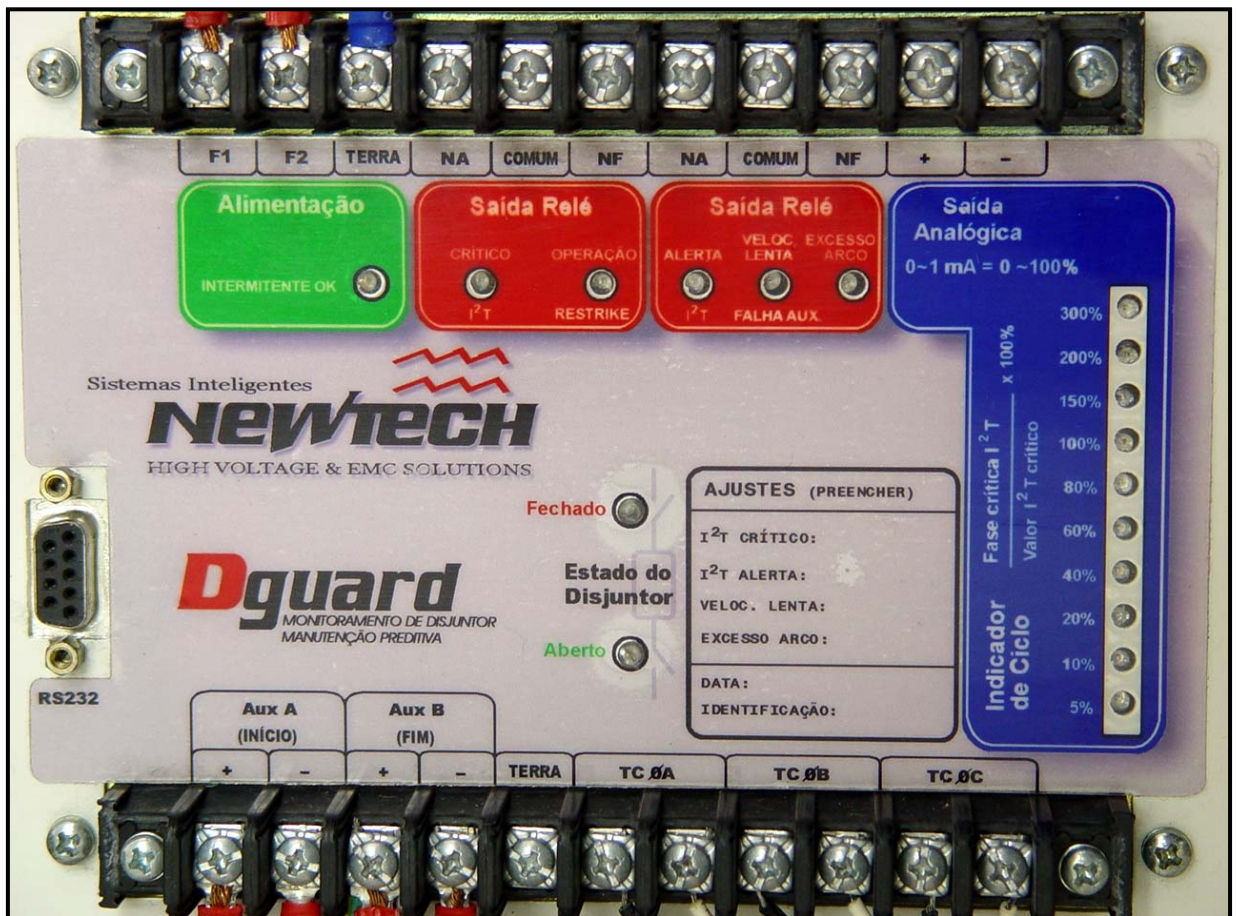


Figura 5.16: Características do Dispositivo Eletrônico Inteligente para monitoramento de Disjuntores de Potência na versão em português do painel do instrumento.

5.5.1.1 Sinalizações Locais

No painel frontal do Dispositivo Eletrônico Inteligente existem LEDs de alta intensidade luminosa que acendem em qualquer situação em que os limites pré-configurados sejam atingidos. Estes valores limites podem ser configurados por comandos de software. O LED de estado indica quando o Disjuntor está aberto ou fechado. Existe um LED de estado que acende em caso de uma das entradas AUX falharem.

Dois relés estão disponíveis para os alarmes. Os contatos secos (0,5A - 250VAC ou 0,2A – 125 VCC) são “ressetados” por comando via software:

- ✓ O relé de “Alarme” é ativado quando o limite “crítico” de I^2T é excedido, ou quando a quantidade de operações/*restrike* é superada;
- ✓ O relé de “Alerta” é ativado quando limite de “alarme” para o caso da duração do arco ou para o caso do tempo do percurso é excedido.

Da mesma forma, está disponível uma saída analógica de 0-1mA proporcional aos valores de I^2T ou IT, em uma escala com LEDs de 0-100% de I^2T ou IT, onde é possível identificar o nível de perigo no painel frontal do dispositivo.

5.5.1.2 Registro do Desgaste e da Condição Operativa

A seguir estão listadas as grandezas que possibilitam o monitoramento em tempo real do desgaste e da condição operativa do Disjuntor pelo dispositivo:

- ✓ Percurso do mecanismo de acionamento (mS);
- ✓ Duração dos arcos voltaicos durante o *trip* (mS);
- ✓ Acúmulo de I^2T ou IT dos contatos (por fase) durante o arco elétrico;
- ✓ Ocorrência de *restrike* e/ou número de operações;
- ✓ Estampa de tempo e data a cada operação de *trip*.

Sendo que para os quatro primeiro itens podem ser ajustados valores limites de alarme.

5.5.1.3 Entrada dos Sensores

As entradas que o dispositivo eletrônico inteligente de monitoramento de Disjuntores possui são:

✓ **Canais de Entrada AC:**

Entradas analógicas de tensão trifásica (0-5VAC), recebem os sinais dos Transformadores de Corrente (TC) articulados, localizados em cada circuito secundário das correntes de fase do Disjuntor. Várias relações de TC's são possíveis (0-10A, 0-20A, 0-30A, 0-50A, 0-100A ou 0-160A) em 50 ou 60Hz.

Estes sinais são usados para registrar a duração do arco elétrico e os valores acumulativos de I^2T ou IT.

A taxa de amostragem é 32 vezes o ciclo da frequência de rede (1920Hz para 60Hz frequência de rede). Os cálculos de I^2T ou IT são precisos na presença de *offset* DC e das harmônicas senoidais até a 16ª harmônica;

✓ **Transformadores de Corrente Articulados:**

Em relações 0-10A, 0-20A, 0-30A, 0-50A, 0-100A ou 0-160A, produzem tensão linear de 0-5VDC (0,001VA em 5A; <5mΩ). Um TC é usado por fase. Pelo fato de serem articulados, sua instalação não requer desconexão dos elos de corrente do circuito secundário do Disjuntor. A curva de resposta em frequência é linear até 5kHz. Os TC's possuem um filtro passa-baixa de um pólo que limitam transientes de alta frequência e está projetado para atenuar frequências acima de 500Hz e em 960Hz tem atenuação de -1,4dB. A capacidade de sobrecorrente constante é de 226A e 1000A com duração menor a 100ms;

✓ **Canais de Entrada DC:**

Duas entradas discretas de tensão (48-250VDC), com ajuste automático, para instalação no circuito de controle do Disjuntor. A entrada "Aux A" é usada para iniciar o registro de tempo do percurso do mecanismo de acionamento (*log*), de duração do arco e do ciclo cumulativo de I^2T ou IT. A entrada "Aux B" é usada para parar o registro de tempo do percurso do mecanismo de acionamento;

✓ **Buffer de Eventos e Trigger:**

AUXTIME (tempo de percurso) – duração máxima de 7 ciclos por *trip*; o início é dado por um *trigger* inserido na entrada AUX A, e é terminado por um *trigger* inserido na entrada AUX B.

ARCTIME (tempo de arco) – duração máxima de 7 ciclos por *trip*; indexado por uma inserção na entrada AUX A, com o tempo de disparo do *buffer* ajustado por software AD (contagem da diferença de tempo entre a indicação do AUX A e a partida efetiva dos contatos do Disjuntor). A parada é "triggerada" pela detecção

da queda das três fases das correntes abaixo de 138mV nas entradas dos TC's articulados, ou o valor de pico abaixo de 20%, o que for maior por mais de oito amostras (1/4 de ciclo);

✓ **Carga do Arco Elétrico nos Contatos Principais:**

Os valores de I^2T ou IT são separados para cada fase e por operações de *trip* e separados por fase com acúmulo de I^2T ou registro *log* de IT ; É feito um cálculo matemático representativo da energia destrutiva do arco que leva em conta o Tempo de Arco (T), a soma da amplitude em amostras de valores medidos 32 vezes por ciclo de rede na entrada dos TC's etc [5-3].

5.5.1.4 Porta de Comunicação Serial

O dispositivo possui uma porta RS 232 para configuração dos parâmetros, reconhecimento dos alarmes e alertas, *reset* dos dados históricos e visualização e transferência dos dados para a base de dados. Esta porta utiliza comunicação por terminais através de comandos ASCII . A conexão RS 232 utiliza o padrão de comunicação serial *null-modem* cujos parâmetros são: *Data bits=8; Baud rate=9600; Parity=Non; Stop bits=1.*

5.5.1.5 Memória

A memória não volátil do dispositivo tem autonomia de 180 dias sem alimentação, usando a tecnologia de supercapacitor que está incorporada, sendo que são necessárias duas horas de carga para o capacitor retornar a plena carga. Uma bateria de *lithium* é usada para o *backup* do sistema. Antes que a carga do supercapacitor seja totalmente consumida, a bateria é automaticamente transferida para o regime contínuo de retenção de memória por adicionais cinco anos, no mínimo. A memória retém estatísticas dos mais recentes 100 eventos em um registro FIFO. Quando o número de registro supera os 100, são guardados os últimos 100 registros mais recentes. Os dados dos valores acumulados de I^2T são atualizados continuamente até que o histórico seja “ressetado” (tipicamente após uma manutenção dos contatos do Disjuntor).

5.5.1.6 Auto Diagnóstico do DEI

O dispositivo possui auto diagnóstico que inclui *checksum*, memória cíclica e monitoramento da alimentação. Um LED verde piscando intermitentemente indica operação satisfatória do sistema microprocessado.

5.6 APLICATIVOS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

Os aplicativos, que formam as Interfaces Homem-Máquina, possibilitam a visualização pelos usuários do sistema, das grandezas monitoradas do Disjuntor, em tempo real e através de análise histórica. As Figuras 5.17 e 5.18 mostram alguns destes aplicativos do monitoramento de Disjuntores.

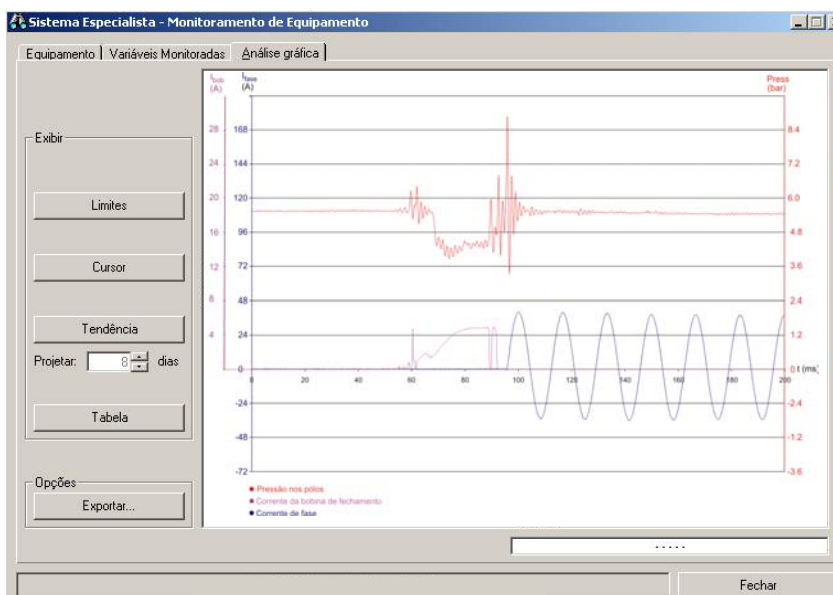


Figura 5.17: Tela do aplicativo de visualização das grandezas monitoradas do disjuntor (fechamento)

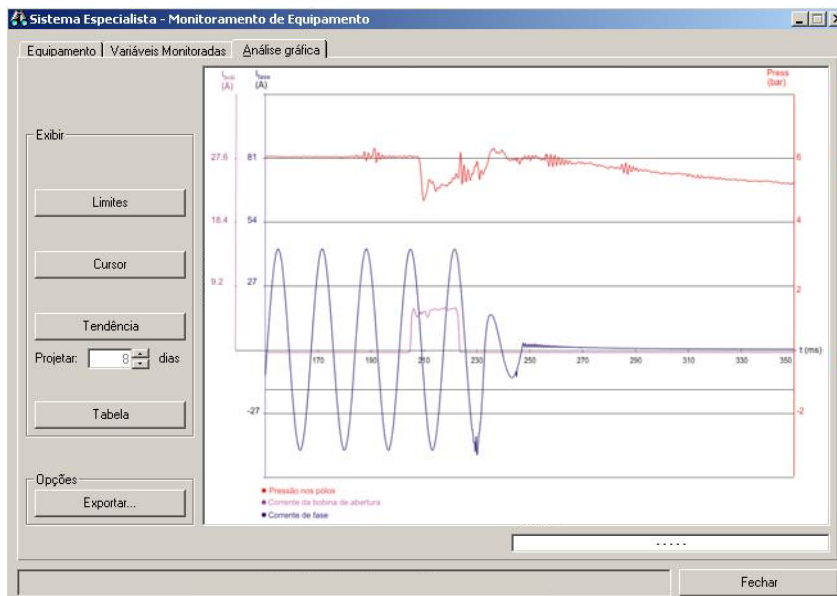


Figura 5.18: Tela do aplicativo de visualização das grandezas monitoradas do disjuntor (abertura).

5.7 BIBLIOGRAFIA

- [5-1] Carneiro, E. M., Diogo, A.C.T., Stelzer, G., Nunes, O. B. J., Silva, F. J., Kobayashi, T. "Critérios para Aplicação de Sistemas Especialistas para Diagnósticos de Falhas em Equipamentos de Subestações". In: XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção, Transmissão de Energia Elétrica, 2001, Campinas. Anais do XVI SNPTEE. 2001.
- [5-2] Lobosco, O. S., SILVA, Humberto A P, Ary Junqueira, Cunha. R. S. "Monitoring System for Failure Detection and Location in Substations Strategic Apparatus" In: IEEE/PES T&D 2002 Latin America, 2002, São Paulo.
- [5-3] ANSI C37.06.
- [5-4] "On-Line Circuit Breaker Wear and Condition Monitor" – Capabilities Brochure Optimzer Plus - INCON. Rev D 009-0503. December.1998.
- [5-5] J. Altwegg, J-P. Dupraz, T.Jung "Novos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (DEIs) em SEs antigas - Problemas e Soluções" - ALSTOM - XVI SNPTEE. Campinas São Paulo. 2001.

- [5-6] A. H. Khan, R. A. York, “An on-line condition-monitoring system for high voltage SF6 circuit breakers”, NWPPA Engineering & Operations Conference, Eugene, OR, May 11, 1995.
- [5-7] R. Bennet; R. Schwabe; S. Zelingher; J. Troisi; M. Landry; A. Mercier; R. Giraldeau; R. Pater; D. Beauregard; H. Delmas; D. Valiquete; R. Roussel; P. Roy. “Methodology for monitoring the condition of high voltage circuit- breakers”, CIGRÉ-1998.
- [5-8] R. Bennet, R. Schwabe, S. Zelingher, J. Troisi (New York Power Authority); M. Landry, A. Mercier, R. Giraldeau, R. Pater, D. Beauregard, H. Delmas, D. Valiquete, R. Roussel, P. Roy, M. Germain, G.Fecteau (Hydro-Québec); Y. Lefebvre, M. Lebow, M. Alfieri (Consolidated Edison Company of New York); H. Spindle (Consulting Eng.); “Demonstration and Field Evaluation of a Condition-Monitoring System for SF6 High-Voltage Circuit Breakers”, Proceedings: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI-1994.
- [5-9] R. A. Valtin, A. Polycarpou, S. Ramaswamy, V. Swarnakar, A. Soom, V. Demjanenko, R. S. Acharya and D. M. Benenson (State University of New York at Buffalo); J. W. Porter (Electric Power Research Institute); Circuit Breakers Diagnostics”, Proceedings: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI- 1994.
- [5-10] N. Fujimoto, B. Morra, G. Ford, J. Meehan, J. Salovaara, T. Molony; “Diagnostics and Monitoring for Substations”, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI- 1994.
- [5-11] K. Goto, T. Sakakibara, I. Kamata, S. Ikeda; “On-line monitoring and diagnostics of gas circuit breakers”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No 1, January 1989.
- [5-12] C. J. H. M. Poorts, W. R. Rutgers, “Condition Monitoring techniques for circuit breakers”, KEMA Nederland B. V., The Netherlands, 13th CIRED 1995.
- [5-13] A. H. Khan, R. A. York, “An on-line condition-monitoring system for high voltage SF6 circuit breakers”, NWPPA Engineering & Operations Conference, Eugene, OR, May 11, 1995.
- [5-14] Steven L. Purucker, Stan Borys, “Substation Reliability Centered Maintenance”, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI- 1994.
- [5-15] Mark W. Conroy, John Conidi, “Substation Maintenance Practices”, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI-1994.

CAPÍTULO 6 – MONITORAMENTO DO TRANSFORMADOR

6.1 INTRODUÇÃO

A população mundial de transformadores, em sua grande parte, é do início dos anos 70 e, portanto, está chegando a um ponto crítico de sua vida útil [6-1].

Dada à importância do transformador na subestação e o alto valor deste ativo para a empresa, espera-se que o mesmo apresente uma vida útil longa e uma baixa taxa de falhas.

A obtenção de dados que mostrem as condições reais dos transformadores, em tempo real, possibilita a operação do equipamento que apresenta alguma de suas variáveis monitoradas fora dos limites estabelecidos e, desta forma, maximizar seu uso. Segundo estatísticas do CIGRÈ, o maior número de falhas em transformadores acontece nos enrolamentos, nas buchas e nos comutadores, porém podem variar de concessionária para concessionária. Mais de 80% de falhas são causadas pela degradação das condições do transformador, e cerca de 70% das falhas são consideradas reversíveis e podem ser corrigidas em campo.

O fator limitante da vida de um transformador é caracterizado, principalmente, pela degradação do sistema de isolamento, tanto no papel quanto no óleo. Geralmente, essa degradação relaciona-se com o carregamento e conseqüente elevação da temperatura. Cabe notar também que o envelhecimento do transformador é um processo lento e natural que acompanha o uso tradicional do equipamento.

Os valores limites para as variáveis chaves do transformador também variam, dependendo da experiência de cada concessionária, isto se reflete na diferença dos valores limites recomendados pelo IEEE- Institute of Electrical and Electronics Engineers / ANSI- American National Standards Institute, EPRI- Electric Power Research Institute, IEC- International Electrotechnical Commission, e outros organismos que geram normas ou referências para o setor elétrico.

Um sistema de análises de falha deve conter dois aspectos principais:

- ✓ Identificar os defeitos e falhas que são esperados em componentes particulares do transformador;

- ✓ Mostrar possíveis caminhos da evolução do defeito ao longo de um funcionamento anormal.

Desta forma, podem ser identificados com relativa antecedência os defeitos incipientes, tais como: aquecimento, envelhecimento de papel e celulose, sobreaquecimento do óleo e contaminação por produtos envelhecidos.

Um estudo realizado pelo CIGRÈ – *Conseil International Des Grands Réseaux Électriques*, no ano 1983, mostra que a taxa anual média de falha ocorrida em transformadores, operando em níveis de tensão entre 69 kV e 750 kV, atingiu a 2%, sendo que cerca de 70% caracterizaram-se como saídas não programadas [6-1]. Dados referentes ao ano de 1994 indicaram que esta taxa cresceu de patamar passando a ficar entre 2,2% e 2,9% [6-2].

O dados referentes às possíveis causas das falhas nos transformadores evidenciaram que os problemas mais freqüentes estão relacionados com a isolação, enrolamentos, comutadores de tapes e buchas. A referência [6-3] menciona que a vida do transformador é limitada, principalmente pela deterioração das buchas, dos comutadores e da isolação. Os mesmos autores acrescentam, por exemplo, que 21,7% das falhas se devem a defeitos ocorridos na isolação, provocados pela contaminação com água, por meio de partículas e produtos do processo de deterioração do óleo. O estudo concluiu que cerca de 90% dos problemas estão associados a defeitos de caráter reversível, e que podem ser corrigidos em campo.

6.2 COMPONENTES DO TRANSFORMADOR, SUAS FALHAS ASSOCIADAS E OS PARÂMETROS A SEREM MONITORADOS

O transformador de potência é um equipamento estático e seu funcionamento é baseado na indução eletromagnética e compõe-se basicamente pelas seguintes partes:

- ✓ Núcleo: constituído de chapas de ferro-silício, conduz o fluxo magnético responsável pelas perdas em vazio e, portanto, pelo aquecimento do transformador;
- ✓ Enrolamentos: são formados de bobinas cujos fios são normalmente de cobre eletrolítico, por onde a corrente circula, sendo responsável pelas perdas no cobre que aquecem o transformador;
- ✓ Fluido Isolante: são compostos líquidos destinados à isolação dos enrolamentos. Os enrolamentos são isolados com papel e imersos em fluido,

que pode ser óleo ou gás (SF6). O fluido também tem como finalidade a condução do calor interno para o exterior através do sistema de resfriamento.

- ✓ Sistema de Resfriamento: é responsável por extrair o calor gerado internamente para evitar o comprometimento da qualidade de isolamento nos enrolamentos. O sistema funciona circulando o fluido por meio de bombas, ligando os ventiladores e forçando a circulação do óleo pelos radiadores;
- ✓ Buchas: é formada por um terminal (cabo) que fica exposto ao meio externo, e um outro terminal voltado para o interior do equipamento até os enrolamentos. Geralmente as buchas são preenchidas com óleo mineral isolante e são do tipo capacitivo;
- ✓ Comutador: peça móvel do transformador que possui um dispositivo que possibilita introduzir, em patamares, um enrolamento em série com o enrolamento principal de forma aditiva ou subtrativa. Existem os comutadores que podem ser acionados com carga, denominados OLTC (*On Load Tap Changers*) e os acionados sem carga.

Para melhor visualizar as partes que formam um transformador, uma figura ilustrativa é apresentada na Figura 6.1.

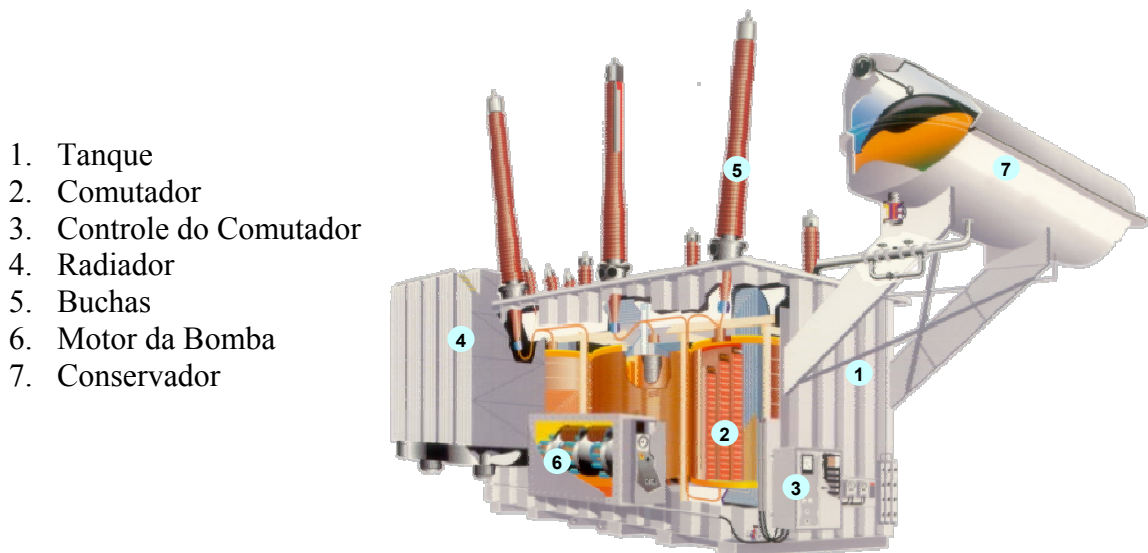


Figura 6.1: Transformador e suas partes principais. Fonte: catálogo ABB.

Com base na literatura [6-4] à [6-10] onde os respectivos autores apontam os principais pontos de falhas e suas causas, é apresentada abaixo uma tabela com um resumo sobre este tema para transformadores e seus componentes.

Tabela 6.1: Resumo dos principais aspectos que causam as maiores taxas de falhas em transformadores e seus componentes.

Componentes Monitorados	Causas de Falhas	Falhas detectadas	Acompanhamento do estado
Enrolamentos	<ul style="list-style-type: none"> *Aumento de temperatura acima dos limites *Forças radiais e axiais *Descargas parciais *Curto-circuito entre espirais, bobinas e enrolamentos 	<ul style="list-style-type: none"> *Deslocamento do próprio enrolamento ou de suas espiras *Afrouxamento do enrolamento 	<ul style="list-style-type: none"> *Inspeções visuais internas *Medida das variações dos parâmetros característicos *Método da programação da onda *Análise em frequência (FRA) *Medida da reatância *Medida das vibrações
Buchas	<ul style="list-style-type: none"> *Aumento de temperatura acima dos limites *Contaminação por umidade *Descarga parcial 	<ul style="list-style-type: none"> *Envelhecimento do material das gaxetas *Formação de bolhas *Aquecimento em flanges metálicas 	<ul style="list-style-type: none"> *Supervisão do nível do óleo *Inspeções visuais externas *Medições da tangente delta e capacitância *Análises do gás produzido
Chaves comutadores	<ul style="list-style-type: none"> *Falhas no dielétrico *Falta de alinhamento dos contatos *Mudança excessiva do tape 	<ul style="list-style-type: none"> *Erosão dos contatos *Desgaste entre os contatos fixos e móveis 	<ul style="list-style-type: none"> *Medição da corrente ou torque do motor do mecanismo *Temperatura do OLTC ou diferença entre a do tanque principal e o compartimento do OLTC *Supervisão vibro-acústica
Sistema dielétrico	<ul style="list-style-type: none"> *Descargas internas *Umidade *Sobreaquecimento 	<ul style="list-style-type: none"> *Decomposição do óleo *Formação de subprodutos *Decomposição do isolamento sólido 	<ul style="list-style-type: none"> *Análise de gás desenvolvido *Inspeções termográficas *Medida da umidade do óleo e papel (PDC) *Análise físico química

Fonte: baseada em Calderon, Yasmín P.

Durante o funcionamento do transformador, as perdas no cobre e no ferro aquecem o óleo do tanque e os enrolamentos. Quando a temperatura limite dos enrolamentos for excedida, isto poderá provocar um aumento na deterioração do sistema do isolamento. O aquecimento do óleo faz com que o líquido se expanda para o conservador. O aquecimento excessivo ou as falhas internas podem levar à formação de gases combustíveis altamente perigosos. Isto serve para exemplificar como o equipamento e suas partes ficam sujeitos a situações de anomalias durante seu funcionamento executando sua função no sistema elétrico, neste caso do transformador, de transformar tensão de um nível a outro.

Até aqui se discutiu sobre as variáveis capazes de identificar problemas nos transformadores. Algumas destas variáveis podem ser monitoradas em tempo real, com a utilização de sensores apropriados para seus respectivos processos associados. Outras, por sua vez, tem seu acompanhamento por meio de ensaios especiais em campo (off-line) ou por extração de amostras para envio a laboratórios. No caso da análise do óleo, por exemplo, os ensaios completos de todos os gases nocivos presentes são avaliados em laboratórios, sendo que em tempo real são medidos seus valores totais ou Hidrogênio, que geram os primeiros níveis de alarmes no sistema de monitoramento.

Nos próximos itens serão tratadas as grandezas passíveis de serem monitoradas de acordo com as partes do transformador:

- ✓ Núcleo, Enrolamento, Tanque Principal e Sistema Dielétrico;
- ✓ Comutador de Tapes;
- ✓ Sistema de Resfriamento;
- ✓ Buchas.

6.2.1 Núcleo, Enrolamento, Tanque Principal e Sistema Dielétrico

Estes são os componentes mais importantes do transformador, sendo que o Núcleo e o Enrolamento são responsáveis pela transformação da tensão e corrente de entrada em outros valores de tensão e de corrente de saída com magnitudes diferentes, enquanto o Tanque e o Sistema Dielétrico são responsáveis por manter a integridade e o correto funcionamento do transformador.

6.2.1.1 Parâmetros Relacionados com a Temperatura/Carregamento e Sensores

Os parâmetros relacionados com a temperatura dos enrolamentos, do óleo, ambiente, do ponto mais quente etc, que estão por sua vez correlacionados com a situação de carga do transformador, estão abaixo listados.

- ✓ **Envelhecimento do Isolamento:** é a alteração das propriedades dos materiais isolantes. Seu monitoramento se faz através do cálculo de perda de vida útil, baseado nos valores de sobrecarga, temperatura do óleo e dos enrolamentos e tempo de operação nestas condições..
- ✓ **Ponto mais Quente do Enrolamento (*Hottest Point*):** é a temperatura no local mais quente dos enrolamentos. A temperatura do enrolamento, acima dos níveis estabelecidos, pode indicar excessivo carregamento, resfriamento ineficiente ou altas temperaturas ambientes, podendo resultar em falhas dielétricas e na redução da vida do isolamento. Esta pode ser calculada a partir da temperatura ambiente, das correntes nas fases e da temperatura do topo do óleo. A temperatura do enrolamento pode ser medida por Imagem Térmica, ou diretamente com utilização de sensores de fibra óptica.
- ✓ **Temperatura do Topo do Óleo:** pode ser calculada a partir da temperatura ambiente e do carregamento. A temperatura do óleo pode ser medida por sensores de temperatura. Esta temperatura é função do carregamento e pode ser comparada com a temperatura medida no óleo do comutador ou no sistema de resfriamento. Ultrapassar os limites especificados indica sobre-aquecimento por sobrecarga ou defeitos.
- ✓ **Diferença entre a Temperatura do Topo do Óleo e do Fundo do Óleo:** pode indicar uma possível falha no fluxo de óleo, prejudicando, dessa forma, o perfeito resfriamento do transformador.
- ✓ **Temperatura Ambiente:** sua medição serve como referência para os cálculos do topo do óleo e Ponto mais Quente de Enrolamento. A temperatura ambiente é obtida por meio de sensor de temperatura instalado próximo ao transformador.
- ✓ **Corrente de Fuga do Tanque:** a existência desta corrente indica uma falha que provoca uma corrente circulante no núcleo. Seu monitoramento ocorre através da medida da corrente do circuito de aterramento do tanque.

- ✓ **Corrente de Neutro:** sua presença indica desequilíbrio nas fases. É medida via transformador de corrente instalado no neutro.
- ✓ **Correntes e Tensões de Fase:** são usadas para o monitoramento da carga, e para cálculo da temperatura do Ponto mais Quente dos Enrolamentos e do topo do óleo.

De forma a realizar o monitoramento das grandezas dos parâmetros indicados anteriormente, abaixo estão mencionados os possíveis sensores e/ou dispositivos que irão compor o sistema de monitoramento.

Sensores de Temperatura: Existem diversos tipos de sensores de temperatura, no entanto, quase todos adotam como meio de medição uma relação direta entre a temperatura e a resistência, tais como PT 100 e RTD-*Resistance Temperature Detector*. A medida da temperatura do óleo pode ser obtida por meio de um sensor, instalado no tanque do óleo do transformador, principalmente em seu topo. O monitoramento da temperatura do enrolamento se realiza pela medição, por Imagem Térmica. Esta temperatura também pode ser obtida a partir da instalação de sensores de temperatura com fibra óptica quando este é fabricado ou reparado.

Para se obter remotamente o sinal elétrico da temperatura é comum a utilização de dispositivos terminais remotos – RTD's, termistores e termopar. Os RTD's empregam a propriedade que tem os metais de variação de resistência elétrica devido à variação de temperatura. Para isso, os metais mais usados são a platina e o níquel; o sensor mais usado é o termômetro de resistência de platina. Os RTD's são os sensores com maior exatidão para aplicação industrial e também oferecem a melhor estabilidade a longo prazo. Os termistores são compostos de certos óxidos de metal, cuja resistência decresce com o incremento da temperatura, por isso são denominados sensores de coeficiente negativo. Porém, apresenta a desvantagem de possuir uma pronunciada não linearidade para altas temperaturas. Seu uso limita-se a aplicações onde não se excedem os 200° C. Suas vantagens são o custo reduzido e o circuito eletrônico simples.

Os termopares são baseados no efeito da junção entre dois metais diferentes. A partir disso, produzem uma tensão que aumenta com a elevação da temperatura. A principal vantagem deste sensor é sua capacidade de

funcionar, até mesmo suportando vários milhares de graus Celsius. Suas desvantagens implicam em sua instabilidade e em sua medida de exatidão que é ligeiramente baixa.

Os sensores com fibra óptica são constituídos por um material que produz determinada intensidade de luz, proporcional à temperatura medida. Esta luz é conduzida por uma fibra óptica até um conversor luz/eletricidade. A medição da grandeza elétrica indica a temperatura.

- ✓ **Medidores de Grandezas Elétricas:** Geralmente são coletadas as três tensões e correntes no lado onde se encontra o Tape, com uma frequência de amostragem de 16 a 256 amostras por ciclo a 60 Hz. A maioria dos medidores digitais fornece os valores de potência, frequência, corrente e possuem saídas para comunicação de dados.

O monitoramento contínuo da corrente e tensão do transformador, junto às medições de temperatura, fornece uma possibilidade de avaliação do desempenho térmico do mesmo, visto que o carregamento é limitado pela temperatura.

6.2.1.2 Parâmetros Relacionados com o Conteúdo de Gases e Sensores

O conteúdo de gases que ultrapassa os limites pré-estabelecidos pode indicar pontos quentes localizados, falhas dielétricas, conectores ou juntas soltas, corrente circulante nos enrolamentos, sobre-aquecimento do núcleo e defeito na bomba do óleo. Portanto, fornece uma indicação de anomalia que indica a degradação do isolamento e seu monitoramento é feito por meio de sensores para detecção dos gases associados a estes fenômenos físico-químicos e elétricos.

- ✓ **Sensores de Gases:** para a determinação do conteúdo de gases em transformadores existem basicamente dois tipos de sensores, os portáteis (*off-line*), que medem as concentrações de um ou mais gases, porém demandam a intervenção de um operador para introduzir a amostra de óleo retirada do transformador no instrumento de medição através de seringa; os sensores fixos (*on-line*) são os equipamentos montados no transformador, que monitoram continuamente as concentrações de um ou mais gases, com a utilização de amostragem periódica e automática. Em alguns casos, possuem

capacidade de armazenamento e envio de dados por um canal de comunicação serial [6-11]. Um sensor de gás é composto basicamente por dois sistemas, um para detecção do gás e outro para extração do mesmo e sua quantificação. Os diferentes tipos de sensores diferem-se quanto ao detector utilizado, podendo ser do tipo eletrolítico ou termo-resistivo.

As principais técnicas de detecção utilizadas pelos sensores comerciais são: detector de gases combustíveis, detector de condutividade térmica, óxido de metal, semicondutores, eletroquímicos e fibra óptica. Uma das maiores dificuldades para os sensores de gases consiste nas variações de temperatura ambiente e do óleo, por afetarem significativamente os coeficientes de solubilidade e a difusão dos gases dissolvidos, que limitam a capacidade de monitoramento dos níveis baixos de gases que causam falhas no transformador.

6.2.1.3 Parâmetros Relacionados com o Nível de Óleo e Sensores

Para realizar o monitoramento do nível do óleo usam-se os sensores de nível ou de pressão com conversão da proporção para o equivalente em nível volumétrico.

- ✓ **Nível do óleo:** está relacionado com a supervisão de estanqueidade do tanque.
- ✓ **Nível mínimo do óleo do conservador:** este parâmetro é monitorado com o fim de detectar vazamentos ocasionados pela inadequada capacidade do conservador, falhas nas juntas, ou ruptura do tanque. É feito com utilização de uma chave de nível tipo bóia, que fecha um contato quando o nível do óleo chega a um valor mínimo pré-estabelecido, ou por ultra-som.

A medida do nível do óleo é influenciada pela temperatura, por isso é importante efetuar a correção do nível em função da temperatura do óleo.

Nos indicadores de nível magnéticos, a indicação do nível é feita por um ponteiro acoplado a um ímã permanente. O mostrador dos indicadores magnéticos de nível possui duas indicações, o mínimo e o máximo. O sistema é composto de uma haste-bóia ligado a um par de ímãs separados hermeticamente. A indicação do nível baseia-se na diferença de posição

entre os ímãs. Quando providos de contatos para alarme ou desligamento, também funcionam como aparelhos de proteção do transformador.

A medição de nível por ultra-som baseia-se na medição do tempo necessário para um pulso de ultra-som percorrer a distância entre o sensor e o material a ser detectado (ida e volta). Esse trem de pulsos emitido pelo sensor (que está instalado acima do óleo a ser medido) é refletido pela superfície do material. Um circuito eletrônico processa o sinal recebido (eco refletido pela superfície do material), e calcula, a partir do tempo de propagação e da velocidade do som, a distância entre o sensor e a superfície.

6.2.1.4 Parâmetros Relacionados com a Vibração dos Enrolamentos e Sensores

As vibrações correspondem aos movimentos periódicos sofridos pelos enrolamentos. Mudanças na amplitude da vibração podem indicar deformação, por exemplo, devido a curto-circuitos. Também é uma indicação de encolhimento, associado ao envelhecimento térmico.

Para monitorar as vibrações e detectar problemas com a geometria dos enrolamentos, geralmente são utilizados sensores piezelétricos montados no transformador. Estes tipos de sensores são considerados sensores ativos porque a pressão que atua sobre o elemento sensor, um cristal, gera uma diferença de potencial proporcional.

A modificação física dos enrolamentos pode ser detectada pela medição da reatância do transformador. A metodologia que se utilizada medida da reatância fundamenta-se na aquisição das medições de correntes e tensões do lado primário e secundário do transformador para obter matematicamente a reatância de curto-circuito. Estas medições são feitas antes e depois do curto-circuito e posteriormente são comparadas, por conseguinte uma variação acima de 2% pode significar que aconteceu uma deformação do enrolamento devido à falha [6-12] e [6-13].

6.2.1.5 Parâmetros Relacionados com Descargas Parciais e Sensores.

As incidências de descarga parciais, acima de níveis estabelecidos, podem indicar falhas incipientes no dielétrico. Seu monitoramento fornece uma indicação de degradação no sistema de isolamento.

As medições das descargas parciais têm o objetivo de detectar e localizar atividade de descargas parciais, ocorridas no material isolante interno do transformador. Um dos métodos utilizados é a medição dos sinais acústicos emitidos pelas descargas parciais (DP). O método requer que sejam realizadas medições com o transformador desenergizado para determinação do ruído ambiente. Para obtenção dos sinais acústicos são utilizados sensores piezoelétricos acoplados às paredes laterais do tanque do transformador. Estes sensores são sensíveis à faixa de frequência de ultra-som e caracterizam-se por ter frequência de ressonância a 150 kHz. Este método requer um padrão, a partir do qual os sensores são referenciados. No caso de transformadores trifásicos, padronizou-se com a face frontal aquela mais próxima das buchas de alta tensão, sendo a face direita aquela que contém a placa de identificação do equipamento. Portanto, a origem dos eixos é a aresta entre estas duas regiões [6-14].

Existem diferentes sensores para detectar as descargas parciais, por exemplo, o sensor do tipo acoplamento capacitivo e o sensor acústico, dentre outros. O sensor de acoplamento capacitivo é colocado sobre o tanque e detecta as descargas parciais utilizando um processo tipo antena. Por outro lado, o sensor acústico mede o som provocado pelas descargas parciais. Os dois sensores têm uma característica comum de poderem ser mudados de posição sem desenergizar o transformador.

As descargas parciais também podem ser monitoradas pela detecção e análise de gases dissolvidos no óleo. Praticamente, o Hidrogênio é o único gás produzido por descargas parciais no óleo, portanto, para a detecção de descargas parciais monitora-se a existência de gás Hidrogênio.

6.2.1.6 Parâmetros Relacionados com Teor de Umidade no Óleo e Sensores.

O teor de água no óleo é a quantidade de água dissolvida no óleo em ppm (partes por milhão). Um alto conteúdo de umidade pode indicar fissuras ou vedação inadequada no tanque.

Para realizar a medição do teor de umidade no óleo usa-se o sensor de umidade. Os principais tipos de sensores de umidade existentes são:

- ✓ Sensores com sais higroscópicos;
- ✓ Sensores de cromo (bulbo molhado/seco);
- ✓ Sensores de medição de tensão (usados em medidores de umidade relativa de elevado custo);
- ✓ Método do ponto de orvalho;
- ✓ Transdutor de impedância;
- ✓ Resistor de película;
- ✓ Resistor de polímero;
- ✓ Película capacitiva;

A seguir, apresenta-se uma breve descrição dos sensores mais usados. O sensor de película capacitiva tem sido o mais utilizado nos últimos anos para o monitoramento *on-line*. Consiste num capacitor que tem entre suas placas uma lâmina delgada de um polímero. Quando a umidade do óleo existente no local onde o sensor está imerso aumenta, o polímero impregna-se de água e a capacitância sofre alteração. Com base na medida da mudança de capacitância conhece-se a umidade do óleo [6-15].

O sensor resistivo utiliza uma resistência, cujo valor varia exponencialmente, acompanhando as mudanças da umidade relativa.

Há um tipo de sensor eletrônico, construído com duas grades de ouro, entrelaçadas e estampadas sobre um plástico e que são recobertas por uma capa que contém sais higroscópicos. Ao aumentar a umidade relativa, a capa ou película faz-se cada vez mais condutiva, assim a resistência elétrica entre as grades diminui e é medida a umidade no óleo.

6.2.1.7 Parâmetros Relacionados com Teor de Umidade no Papel e Instrumentos.

O Isolamento Sólido do transformador é formado principalmente por papel em várias formas de celulose: na forma de madeira, papelão *Kraft*, papel *Kraft*, e *pressborad*; que é composto também de algodão e materiais sintéticos usados para preenchimentos e apoios.

O Isolamento Sólido, a Umidade, a Acidez do Óleo, Partículas Sedimentadas e a Temperatura são os principais fatores de interação que afetam a confiabilidade; e de acordo com seu volume e localização, variam muito as características, como umidade

percentual, taxa de migração de água entre isolamento sólido e isolamento líquido, dependendo também das variações de pressão e temperatura.

Há três fontes principais de acúmulo de água no isolamento de transformadores:

- 1) Umidade residual da "estrutura grossa" do isolamento, composta por madeira e papelão isolante;
- 2) Ingresso da atmosfera;
- 3) Envelhecimento da celulose e do óleo.

No processo de fabricação do transformador, teores elevados de umidade (2-4%) podem permanecer em alguns componentes do isolamento sólido, principalmente nos componentes plásticos, o que pode exigir maior tempo de secagem em relação a materiais celulósicos, como o *pressboard*. Com o tempo, esta umidade pode passar para o óleo e aumentar o teor de água das partes que compõem a "estrutura fina" do isolamento, que é composta pelas folhas de papel isolante que recobrem os condutores de cobre dos enrolamentos, assim como os calços.

A umidade atmosférica é a principal fonte de contaminação do transformador. Três mecanismos agem neste processo:

- 1) Absorção da água em razão da exposição do isolamento ao ar;
- 2) Ingresso de umidade no tanque na forma de fluxo molecular graças à diferença de concentração da água na atmosfera e no óleo do tanque do transformador;
- 3) O fluxo viscoso do ar úmido no transformador sob ação da diferença da pressão atmosférica e a do interior do tanque.

Da interpretação analítica desses mecanismos seguem-se às seguintes considerações [6-16]:

- 1) Fluxo molecular é praticamente desprezível. Este mecanismo pode permitir a entrada de grande quantidade de água somente enquanto o transformador estiver sendo tratado sob vácuo.
- 2) Principal mecanismo de entrada de água é o fluxo viscoso de ar úmido através da "selagem de baixa qualidade" sob ação do gradiente de pressão. Os "pontos sensíveis" são o encabeçamento de buchas, e selagem do tubo de explosão. Todos esses pontos tendo problemas de selagem podem agir como "bombas de vapor d'água".

- 3) Quantidades significativas de água podem ser bombeadas para dentro do transformador num curtíssimo espaço de tempo (algumas horas), quando ocorre queda rápida de pressão (após queda rápida de temperatura), combinada com selagem insuficiente recoberta com água de chuva. Este fenômeno é particularmente perigoso, quando o transformador é armazenado parcialmente preenchido com óleo sem sistema de preservação.

A taxa de contaminação de transformadores abertos com água é significativa, embora seja limitada.

A decomposição da celulose conduz à formação de derivados de furano (furfural), o que está relacionado com a geração de água – três moléculas de água por molécula de furfural [6-16].

Uma vez que os componentes do sistema isolante sólido-líquido de transformadores podem ser divididos em três grupos [6-16], verifica-se, então, a umidade do isolamento sólido em três áreas do transformador:

- 1) Umidade da Estrutura Grossa: compreende cerca de 50% da massa total do isolante sólido, e sua contribuição na migração da umidade tem a característica de possuir uma elevada constante de tempo (alguns anos) do processo de difusão;
- 2) Umidade da Estrutura Fina Fria: opera na temperatura do óleo e é composta de cilindros isolantes de *pressboards*, cartolas etc. Estes componentes representam de 20 a 30 % da massa total. São os principais locais de armazenamento de água. A força motriz de migração de umidade é a diferença de concentração de água na fronteira entre o óleo e o isolamento sólido. A experiência tem demonstrado que a maior parte da umidade fica armazenada nos componentes do segundo grupo. Cerca de 10% em massa desse grupo (a parte mais fria) forma certas zonas “frias” com teor de entre 1 a 1,5% acima da média. Os componentes desse grupo são a fonte principal da contaminação do óleo a temperaturas elevadas, quando a concentração de umidade nas camadas superficiais de celulose torna-se maior que aquela do óleo adjacente;
- 3) Umidade da Estrutura Fina Quente: opera à temperatura próxima do condutor (isolamento de espiras). Cerca de 5% da sua massa está a temperaturas elevadas, isto é, os chamados Pontos Quentes. Aí podem ocorrer três forças

motrizes de umidade: gradiente de concentração de água, gradiente de temperatura e gradiente de pressão de vapor (vapor + gás). O teor de umidade nos componentes do terceiro grupo é muito menor que o do segundo, embora seu efeito danoso possa ser maior na ocorrência de temperaturas maiores.

A rigidez dielétrica do papel fica comprometida na presença de umidade, e duas são as situações críticas que podem levar à situações catastróficas:

- ✓ Quando o papel está muito úmido e o enrolamento tem regiões de temperatura altas, acima de 100 °C. Isso pode causar diminuição de rigidez dielétrica inclusive do óleo pela transferência de muita umidade;
- ✓ Quando o óleo está muito úmido e há um processo de resfriamento muito rápido do enrolamento, a umidade migra para o papel. Isso pode prejudicar a rigidez dielétrica do papel. Este fenômeno é mais crítico para o Isolamento da Estrutura Fina Fria.

A partir de 3% na umidade do papel, seu fator de potência cresce acentuadamente.

A metodologia mais eficaz na determinação da umidade da isolação sólida é usando-se a técnica da Corrente de Polarização e Despolarização (PDC), que não é intrusiva nem requer extração de amostras do papel e fornece uma espectroscopia do dielétrico discretizando-o como um todo [6-17]. Está é uma técnica que tem a característica de oferecer informações tipo *fingerprint* (impressão digital), e que funciona como uma identidade do transformador, pode ser usada para o acompanhamento do estado evolutivo da condição de envelhecimento da isolação. Além disso, serve para checar a eficiência dos processos de secagem da parte ativa, e não somente do óleo isolante, em processos fabris no caso de transformadores novos, ou mesmo nos casos de reformas.

A instrumentação usada é o PDC-1MOD, num processo *off-line*, em que os enrolamentos, entre os quais a isolação sólida se localiza e é objeto de análise, funcionam como eletrodos os quais são polarizados e despolarizados tendo tais correntes de polarização registradas pelo instrumento, para posterior processamento e quantificação do teor de umidade presente. Esta análise de quantificação da umidade é feita através do software que acompanha o instrumento PDC e pode ser realizada após as medições de campo. Tal procedimento leva em conta algumas características geométricas do transformador bem como as condições do óleo isolante no momento da medição. Para tanto, outro instrumento é usado juntamente com o PDC: o LCM (*Liquid Conductivity Meter*). Este instrumento serve para avaliar as condições do óleo isolante,

com relação à sua condutividade, no que diz respeito à avaliação da deterioração de sua rigidez dielétrica. O instrumento usa uma pequena quantidade de amostra do óleo extraído antes de se iniciar as medições com o PDC (aprox. 500 ml).

As informações destas medições servem para o diagnóstico imediato na avaliação das ações a serem tomadas, em casos de valores críticos de umidade, e podem ser armazenadas em uma base de dados histórica do sistema de monitoramento.

6.2.2 Comutador de Tape

O comutador de tape é o sistema do transformador usado para realizar pequenos ajustes na tensão de saída, utilizando derivações do próprio enrolamento ou através de um enrolamento auxiliar (aditivo ou subtrativo). Por ser uma peça móvel, o comutador é um dos componentes do transformador propenso ao maior índice de falhas, geralmente de tipo mecânico.

6.2.2.1 Parâmetros Relacionados com Grandezas Mecânicas e Sensores

- ✓ **Número de operações do comutador:** este parâmetro é usado para elaborar a estatística do número de manobras que o comutador realizou, podendo determinar o excessivo uso dos contatos e fazer a programação da manutenção com bases em suas condições. O dispositivo é chamado contador de operações.
- ✓ **Indicação de posição do tape:** o dispositivo usado lê a resistência da coroa resistiva do comutador e a transforma num valor numérico, indicando a posição do tape. Além disso, pode indicar a existência de uma falha no controle de mudança do tape.
- ✓ **Fechamento dos contatos do comutador:** para monitorar este parâmetro utiliza-se uma chave de posição, chamada chave fim de curso, na qual seus contatos são atuados quando a comutação for finalizada. Também pode indicar defeitos na engrenagem do sistema.
- ✓ **Tempo de operação (comutação) do motor ou duração da mudança de tape:** este parâmetro é monitorado por um dispositivo que inicia a contagem quando for iniciada a mudança de tape e pára de contar quando o contato for fechado. Também se pode utilizar o tempo de

duração do sinal de corrente do motor. As mudanças nos tempos, que estiverem acima dos valores especificados, podem indicar falhas mecânicas como desgaste dos contatos, falha no motor, na engrenagem ou no fornecimento em CA.

Para a medição dos parâmetros, descritos anteriormente, existem no mercado sensores para as diversas variáveis monitoradas, como exemplos:

- ✓ LTC-MAP (*Load Tap Changer-Maintenance Action Planner*), da General Electric, sendo que os dados adquiridos por ele são: corrente do motor, número de manobras, tap e corrente; também verifica a correta operação do LTC, identifica problemas no motor e possui diferencial de temperatura.
- ✓ TB-I300 da Toshiba: é um indicador digital remoto de posição de tapes.
- ✓ IP - Indicador de Posição da Treetech: é um equipamento microprocessado capaz de monitorar e alterar, através do comutador sob carga (OLTC), a posição dos tap's de transformadores de potência.

6.2.2.2 Parâmetros Relacionados com Grandezas Elétricas e Sensores

- ✓ **Corrente do motor de acionamento:** seu monitoramento visa informar as possíveis mudanças na corrente do motor, as quais podem indicar uma falha elétrica ou uma falha mecânica (ex: falha na engrenagem);
- ✓ **Corrente de pico inicial do motor de acionamento:** esta corrente é relacionada à fricção estática. O seu monitoramento é feito medindo-se o valor de pico da corrente durante os primeiros cinquenta milissegundos.

6.2.2.3 Parâmetros Relacionados com a Temperatura e Sensores

- ✓ **Temperatura do óleo do tanque do comutador:** uma alta taxa de elevação de temperatura ou uma temperatura maior que a do topo de óleo podem indicar um problema de contatos, falha incipiente no dielétrico, ou sobreaquecimento;

- ✓ **Diferença de temperatura:** é a diferença de temperatura entre a temperatura do óleo do compartimento de comutador e a temperatura do óleo do tanque principal do transformador.

O monitoramento da diferença de temperatura entre o tanque de óleo do comutador e o óleo do transformador é um sinal de problemas no comutador, visto que em situações normais, a temperatura do óleo do transformador é superior àquela registrada no óleo do comutador [6-18].

Estão disponíveis no mercado diversos sensores diferenciais de temperatura, por exemplo, o DTM 110 Series LTC (*Differential Temperature Monitor*) da Qualitrol, que é um dispositivo diferencial de temperatura.

6.2.2.4 Parâmetros Relacionados com Conteúdo de Gases e Sensores

- ✓ **Conteúdo de gás no óleo:** mudanças na concentração de gás no óleo, acima de um nível base, podem indicar falha incipiente no dielétrico ou sobre-aquecimento;
- ✓ **Pressão do filtro do óleo:** mudanças na pressão indicam incremento de carbono e outros contaminantes, podendo solicitar a troca do filtro. O óleo pode requerer reprocessamento, para evitar riscos de falhas no dielétrico. Para o monitoramento utiliza-se o valor de pressão que mede o manômetro e, quando a pressão do óleo chega a 4 bares, este envia um sinal indicando que o filtro deve ser trocado ou que o óleo está em alto grau de deterioração.

Para a análise do óleo do comutador também se adota a técnica de análise de gases dissolvidos e os mesmos sensores de gases usados no óleo do tanque do transformador. Os gases chaves presentes, e que são indicativos de problemas no tanque, são o Acetileno e o Etileno [6-18].

6.2.2.5 Parâmetros Relacionados com Teor de Umidade e Sensores

O teor de água no óleo é a quantidade de água dissolvida no óleo em ppm. A umidade que excede os limites estabelecidos pode indicar que o óleo requer regeneração para evitar riscos de falhas no dielétrico e, conseqüentes danos ao comutador que pode escalonar para o transformador.

Para monitorar, e determinar a concentração de umidade no óleo do comutador, são usados sensores com iguais características aos usados para o óleo do tanque principal do transformador.

6.2.2.6 Parâmetros Relacionados com Nível do Óleo e Sensores

- ✓ **Nível do óleo:** está relacionado com monitoramento de estanqueidade do tanque. Seu monitoramento ocorre por meio de sensores de nível.
- ✓ **Nível mínimo do óleo do conservador:** este parâmetro é monitorado com a finalidade de detectar vazamentos ocasionados pela inadequada capacidade do conservador, falhas nas juntas, ou ruptura do tanque. Esse processo é realizado com auxílio de uma chave de nível do tipo bóia, que fecha um contato quando o nível do óleo chega a um valor mínimo pré-estabelecido, ou por ultra-som.

Para monitorar o nível do óleo são usados sensores com iguais características aos usados para o óleo do tanque principal do transformador.

6.2.2.7 Parâmetros Relacionados com Vibrações e Sensores

A vibração é resultado dos movimentos naturais apresentados pelo comutador durante sua operação. Uma mudança na amplitude da vibração durante mudanças do tape, acima de níveis de projeto, pode indicar uma deterioração das partes mecânicas do comutador.

O monitoramento das vibrações ocorre com base no fato de que cada operação do comutador de tapes produz uma onda acústica característica que se propaga por meio do óleo e da estrutura do transformador. Estas ondas podem ser capturadas por sensores acústicos do tipo piezoelétricos e comparadas com ondas padrões, e analisadas em diferentes frequências, o que facilita a identificação dos problemas com causas elétricas e mecânicas [6-18].

6.2.3 Sistema de Resfriamento

O resfriamento de um transformador pode ser natural, feito por fluídos, tais como ar, gases (freon, nitrogênio), óleo mineral (naftênico, parafínico) ou silicone, que circulam naturalmente no interior do transformador. Também existe o resfriamento que consiste na circulação forçada dos fluidos de refrigeração, com o auxílio de bombas de água e/ou óleo e ventiladores.

6.2.3.1 Parâmetros Relacionados com Grandezas Elétricas e Sensores

- ✓ **Corrente do motor da bomba de óleo:** é a medida da corrente obtida pelos transformadores de corrente ou de circuitos auxiliares durante a operação da bomba. Mudanças na corrente do motor da bomba podem indicar problemas elétricos ou uma falha na bomba.
- ✓ **Corrente do motor de ventilação:** é a medida da corrente obtida por meio dos transformadores de corrente ou de circuitos auxiliares durante o funcionamento de ventilação. Mudanças na corrente do motor podem indicar problemas elétricos ou falha na ventilação.

6.2.3.2 Parâmetros Relacionados com a Temperatura e Sensores

- ✓ **Temperatura média de resfriamento:** é a temperatura média do fluído de resfriamento, ar ou água. Altas temperaturas podem forçar uma redução na carga e são monitorados através de sensores de temperatura, por exemplo, tipo PT100.

6.2.3.3 Parâmetros Relacionados com Grandezas Mecânicas e Sensores

- ✓ **Fluxo de óleo forçado da bomba:** o fluxo do óleo em transformadores com circulação forçada de óleo pode ser monitorado por meio de um sensor de pressão instalado na tubulação, depois do trocador de calor e, desta forma, verificar o correto funcionamento do sistema de resfriamento. Podem-se detectar falhas ou bloqueios na bomba. A perda de fluxo pode tornar necessário fazer uma redução na carga do transformador.

- ✓ **Fluxo do ar do radiador:** monitorando esta condição pode-se verificar a correta operação do(s) ventilador(es) e detectar neles uma possível falha. O fluxo de ar pode ser supervisionado via anemômetros.
- ✓ **Ineficiência do trocador de calor:** é a perda de troca de calor do meio de resfriamento. O monitoramento realiza-se por meio de sensores de temperatura instalados na tubulação de óleo antes e depois do trocador de calor, de forma a verificar o correto resfriamento do óleo.
- ✓ **Ligação de estágios de ventilação:** é a verificação do correto acionamento dos estágios de ventilação nas temperaturas determinadas.

O modo mais freqüente de falha de um sistema de resfriamento é a falha de ventiladores e bombas. O objetivo da análise *on-line* é determinar se elas estão ligadas quando devem estar. Portanto, é monitorada a corrente e correlacionada com a temperatura que controla o sistema de resfriamento [6-18].

A título de exemplo, a Qualitrol fornece um tipo de indicador de fluxo de óleo, que é destinado para uso em transformadores com sistemas de óleo forçado, indicando o fluxo via mostrador e via chave de contato.

6.2.4 Buchas

As buchas ou terminais são dispositivos que interligam a entrada e saída dos enrolamentos do transformador à rede.

6.2.4.1 Parâmetros Relacionados com Grandezas Elétricas e Sensores

- ✓ **Capacitância:** mudanças na capacitância da bucha indicam falhas incipientes no dielétrico. Aumento no valor pode indicar curto-circuito entre camadas ou seções da capacitância. Seu monitoramento se faz com a utilização da medida de capacitância do tape de potencial da bucha.
- ✓ **Tangente delta:** é a medida da tangente do ângulo que se forma entre a componente capacitiva e o total da corrente elétrica que flui pelo óleo isolante, quando se detecta um dado valor de campo elétrico. Aumento no valor indica alto conteúdo de umidade ou contaminação na bucha. O valor da tangente delta fornece uma indicação da degradação do sistema

de isolamento. Seu monitoramento acontece por meio do tape de potencial.

- ✓ **Corrente de fuga:** é uma corrente relativamente pequena que circula através da superfície do isolamento. Valores acima de limites pré-estabelecidos indicam degradação do sistema de isolamento externo. Seu monitoramento ocorre por meio de medida da corrente em relação ao referencial terra do isolamento.

As medidas de fator de potência e capacitância são muito úteis e um confiável indicador de diagnóstico das buchas. Um método, para obter estes parâmetros *on-line*, é o método de soma de correntes das três fases. A condição da bucha pode ser verificada com a análise de soma vetorial das correntes das três fases no tape de medição do fator de potência. O método baseia-se no fato de que a soma dos fasores de tensão e corrente, num sistema trifásico é zero. Como os sistemas nunca estão perfeitamente balanceados, o método toma uma soma de correntes inicial e determina a condição da bucha avaliando mudanças nos fasores [6-18].

O LACTEC do Paraná – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, desenvolveu o Sistema de Monitoramento de Buchas Capacitivas, que opera em tensões de 69kV até 750kV, os *bushing tap adaptor*, como são conhecidos, monitoram os valores de corrente da isolação capacitiva da bucha do transformador. Com valor da corrente e o ângulo de fase, associados à tensão do barramento, é possível monitorar as demais grandezas que são: capacitância, ângulo de fase de corrente e tensão, fator de potência, e tangente delta. Para aplicações trifásicas, é possível monitorar a soma das três correntes [6-19].

A Culter-Hammer desenvolveu um sistema de supervisão de buchas, denominado de *InsulGard Gamma Unit*, que supervisiona o fator de potência e as mudanças na capacitância das buchas, baseado na observação das correntes fundamentais. Também pode ser usado com a instalação de um sensor de buchas universal ao tape de capacitância da bucha, que fornece sinal ao sistema, quando aumentam os valores de capacitância e ocorrem perdas dielétricas.

A Tretech também tem desenvolvido um sensor de buchas para transformadores.

6.2.4.2 Parâmetros Relacionados com Nível de Óleo e Sensores

Níveis baixos de óleo podem indicar vazamento causado por selagem inadequada, por rachaduras nas soldas ou na porcelana. Seu monitoramento ocorre por meio de sensores de nível.

6.2.4.3 Parâmetros Relacionados com Conteúdo de Gases e Sensores

A pressão interna da bucha depende diretamente da temperatura. Caso haja um vazamento na bucha a sobrepressão interna decresce e produz um alarme. O monitoramento se dá através de um sensor de pressão que acompanha esta variação.

6.2.4.4 Parâmetros Relacionados com a Temperatura e Sensores

Uma taxa alta de elevação da temperatura do óleo ou uma temperatura maior que a temperatura dielétrica do equipamento, podem indicar uma falha incipiente no dielétrico. É uma indicação de sobre-aquecimento ou envelhecimento do isolamento. Seu monitoramento ocorre com a utilização de sensores de temperatura.

6.2.4.5 Parâmetros Relacionados com Descargas Parciais e Sensores

A descarga parcial é uma pequena descarga elétrica que une parcialmente o isolamento entre condutores. Valores acima de limites pré-estabelecidos podem indicar falhas incipientes no dielétrico. É uma indicação da degradação do sistema de isolamento ou da deterioração do óleo. Seu monitoramento é feito pela medida da descarga parcial dentro da bucha, onde se deve avaliar a intensidade da descarga e sua localização.

Um exemplo é o sistema desenvolvido pela Cutler-Hammer chamado *Universal Partial Discharge Analyzer*, que realiza medições periódicas de descargas parciais em buchas e em transformadores.

6.3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA IMPLEMENTADO

Um dos sistemas de monitoramento de transformador que foi instalado dentro do programa ANEEL de Pesquisa e Desenvolvimento entre as concessionárias de energia elétrica de São Paulo, teve como área piloto a subestação Campinas-Centro da CPFL em Campinas-S.P (Figura 6.2). Outras áreas piloto daquele projeto foram: SE Cabreúva

(CTEEP); SE Sorocaba (Bandeirante Energia); SE Itaquaquecetuba (EPTE) e Usina de Jupia (CESP).



Figura 6.2: Transformador Monitorado (TR-3 Campinas CPFL) Potência 50 MVA e Tensão Nominal 138kV / 11.95kV.

Estes sistemas de monitoramento foram concebidos para receberem módulos on-line e trabalharemos com módulos off-line de forma integrada, como descrito na Figura 6.3 a seguir.

O módulo on-line propicia sinalizações em tempo real das grandezas monitoradas, as quais são mostradas ao usuário através das interfaces homem-máquina, e ao mesmo tempo, armazenadas em uma base de dados para consultas históricas ou análise posteriores com os aplicativos de diagnóstico e projeções de tendências [6-20], [6-22] e [6-23].

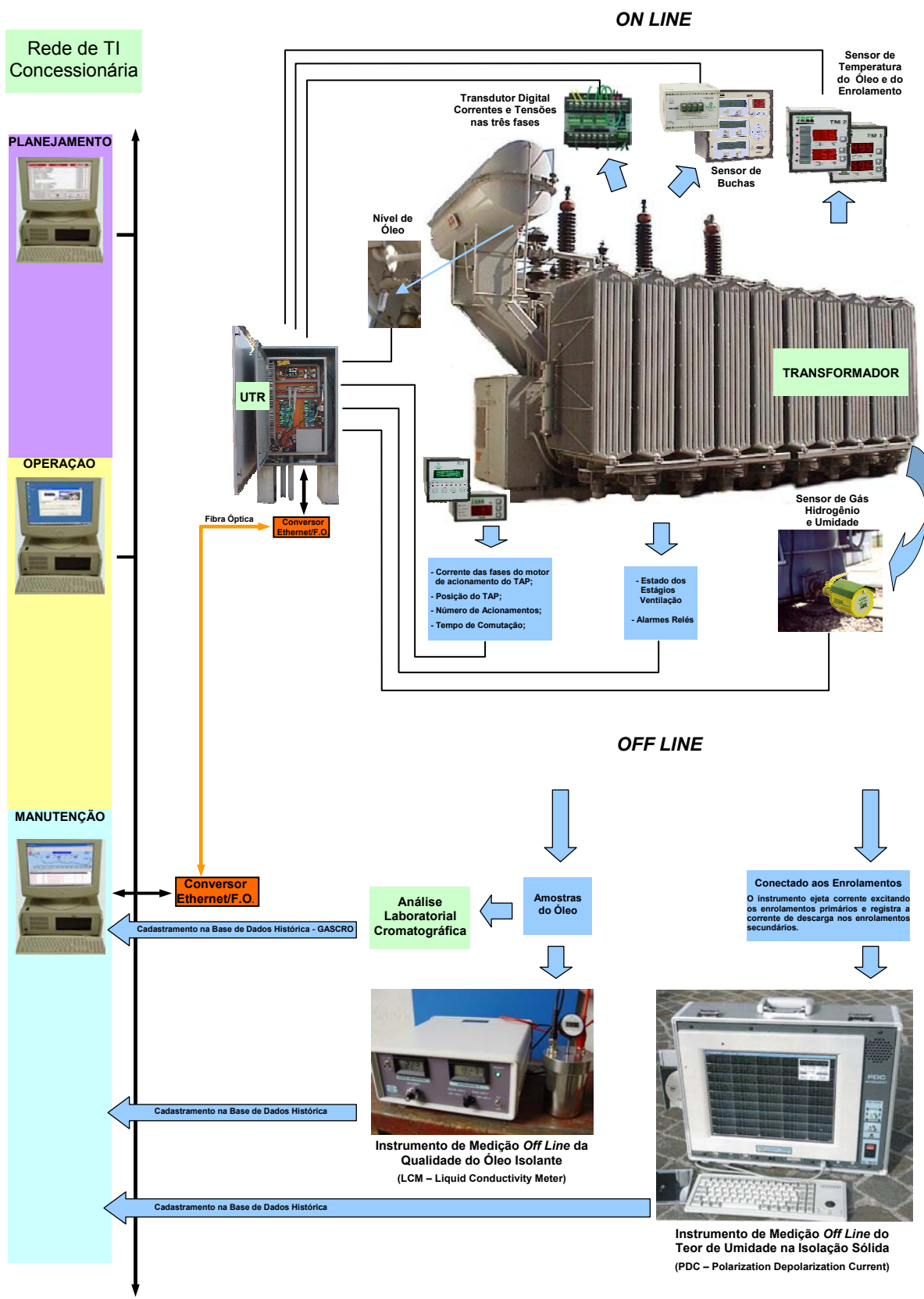


Figura 6.3: Sistema Integrado *On Line* e *Off Line* de Monitoramento de Transformadores.

O módulo *off-line*, como é o caso para o monitoramento dos defeitos incipientes através do acompanhamento da formação de gases no interior do transformador, pode interagir com o sistema *on-line*, e tem também seus valores registrados na base de dados.

A interação, neste caso, se dá quando o sensor *on-line* de gases alerta para níveis críticos de algum gás, e o sistema por sua vez, sinaliza ao usuário que uma cromatografia gasosa é necessária para um melhor detalhamento e um diagnóstico preciso. Em seguida, uma amostra do óleo é retirada para envio ao laboratório que emitirá um relatório com os gases encontrados. Estes dados são usados em um programa de diagnóstico do Sistema Especialista implementado, chamado GASCRO, que irá automaticamente emitir o diagnóstico dos prováveis defeitos, com base nas concentrações de gases, segundo os critérios mais usuais e normatizados (LABORELEC, PUGH, ROGERS, IEC/IEEE). O GASCRO, possui um método diagnóstico, que utiliza lógica Nebulosa (“Fuzzi”), para a análise dos dados de cromatografia gasosa do óleo isolante em associação aos defeitos inerentes à formação dos diversos gases [6-24], [6-25] e [6-27] à [6-33].

Outro processo *off-line* é o da determinação do teor de umidade na isolação sólida e das características de isolação do óleo através de instrumentação portátil de campo: instrumento PDC (*Polarization and Depolarization Current measuring instrument*) e o LCM (*Liquid Conductivity Meter*). Este processo, detalhado na bibliografia [6-17], que foi objeto de um projeto de pesquisa no IEE-USP, utiliza uma metodologia avançada para quantificar a umidade interna e pode ser usado para acompanhar o envelhecimento da isolação desde a fábrica, após a instalação do transformador em campo e durante sua utilização ao longo de sua vida útil.

6.4 APLICATIVOS DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

Os aplicativos, que formam as Interfaces Homem-Máquina, possibilitam a visualização pelos usuários do sistema, das grandezas monitoradas do transformador, em tempo real e através de análise histórica. As Figuras 6.4 a 6.8 mostram alguns destes aplicativos do monitoramento de transformadores.

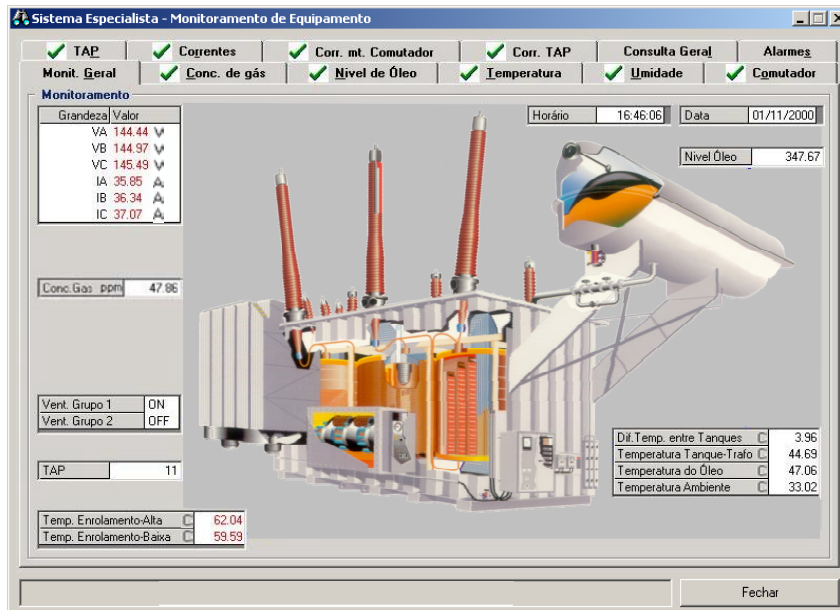


Figura 6.4: Tela do aplicativo de visualização das grandezas monitoradas do módulo *on-line* do transformador.

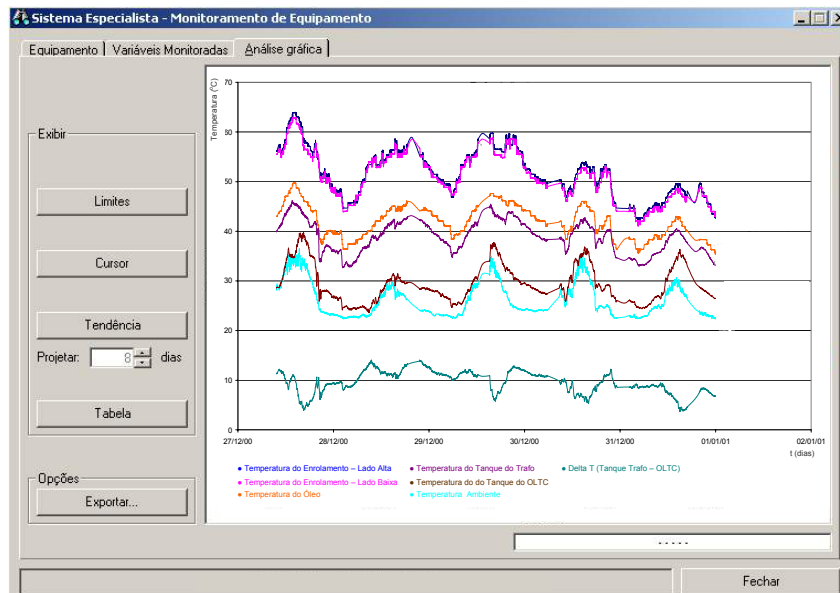


Figura 6.5: Tela do aplicativo de visualização histórica das grandezas monitoradas do transformador: Temperaturas.

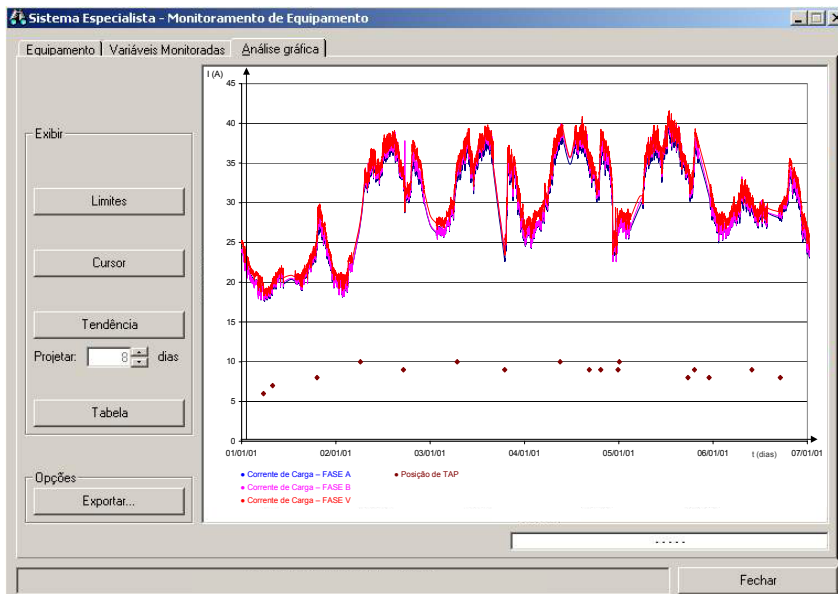


Figura 6.6: Tela do aplicativo de visualização histórica das grandezas monitoradas do transformador: Corrente de Carga e Posição de TAP.

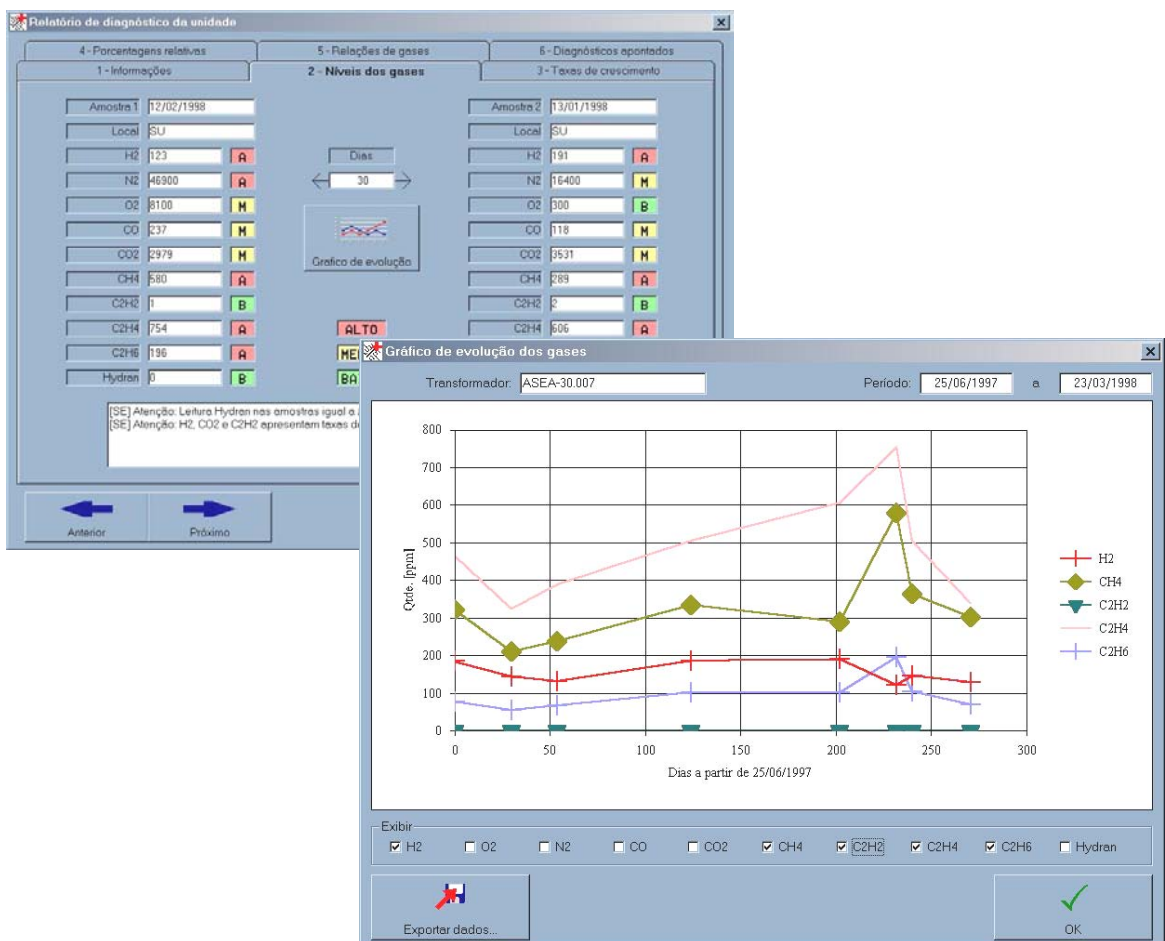


Figura 6.7: Telas do aplicativo GASCRO do módulo *off-line* do sistema de monitoramento de transformadores.



Figura 6.8: Tela do aplicativo de diagnóstico da umidade no papel da isolamento sólida (*PDC Analysing Software*) do módulo *off-line* do sistema de monitoramento de transformadores.

Alguns dos aspectos de monitoramento e diagnóstico do transformador que merecem ser ressaltados são:

- ✓ A **umidade** é monitorada, por caracterizar-se como um dos fatores mais importantes, responsáveis pela aceleração do processo de envelhecimento do transformador. A estimativa da umidade no papel pode ser obtida através da medição on-line da umidade no óleo e da temperatura média do óleo (medida aritmética entre a temperatura do Ponto mais Quente - Hottest spot e a do topo do óleo). Este processo poderá disparar uma medição off-line mais precisa, com o uso do método PDC, em caso de valores de tendência crescentes;
- ✓ O cálculo da **vida útil** remanescente do transformador é feito a partir da temperatura ambiente, da temperatura do topo do óleo e da temperatura do enrolamento, conforme a metodologia apresentada na norma IEC 354 [6-37];
- ✓ O acompanhamento da **concentração de gás Hidrogênio** é realizado com o monitoramento da variação diária do gás. Se a variação for maior

que 200 ppm, o sistema gerará de maneira automática um aviso sugerindo a realização de uma análise cromatográfica detalhada onde o aplicativo GASCRO poderá ser utilizado para diagnosticar os defeitos associados aos gases detectados na análise laboratorial. O valor limite de 200 ppm poderá ser alterado, pois depende do tipo de equipamento utilizado e das condições operativas. Também são monitorados os sinais de alarmes do relé Buchholz;

- ✓ O monitoramento do **conservador do transformador** é feito mediante o acompanhamento do nível do óleo do conservador do transformador, para detectar possíveis vazamentos. São monitorados, também, os sinais de alarme de nível mínimo e máximo deste conservador.
- ✓ O monitoramento do **sistema de resfriamento** do transformador com 2 estágios normalmente possuem 4 temperaturas a serem monitoradas:
 - TON – 1º estágio: temperatura que o 1º estágio da ventilação é ligado;
 - TON – 2º estágio: temperatura que o 2º estágio da ventilação é ligado;
 - TOFF – 1º estágio: temperatura que o 1º estágio é desligado;
 - TOFF – 2º estágio: temperatura que o 2º estágio é desligado.

Com isto, de acordo com a temperatura do enrolamento, e sua tendência (aumento ou diminuição) é possível ter uma idéia de quais estágios deveriam ou não estar ligados;

- ✓ O monitoramento do **comutador** é feito comparando-se a corrente do motor do comutador, coletada durante cada operação, com uma curva característica do motor durante a comutação escolhida, com o objetivo de detectar diferenças entre as curvas que possam dar uma indicação de falha. Também é medido o tempo da comutação de cada fase, com base na curva de corrente do motor coletada.
As manobras realizadas são contabilizadas através do acompanhamento da mudança da posição de tape do computador.

6.5 BIBLIOGRAFIA

- [6-1] Tatizawa, H. “Análise e Localização de Descargas Parciais por Métodos Elétricos em Transformadores de Potência”. São Paulo, 2001. Tese de Doutorado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. 153p.
- [6-2] Costa, S. “Técnicas de Monitoramento de Transformadores de Potência Direcionados à Manutenção com Base nas Condições”. São Paulo, 1999. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. 93p.
- [6-3] Sokolov, V., Bulgakova, V., Berler, Z. “Assesment of Power Transformer Insulation Condition”. In: Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference, 2001. Proceedings, 16-18 oct. 2001, p. 605-613.
- [6-4] Mamede, J. “Manual de Equipamentos Elétricos”. V. 2. Rio de Janeiro: Livros técnicos e científicos editora Ltda. 1993.
- [6-5] Milan, M. “Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante”. 5.ed. São Paulo: Editora Egar Blücher Ltda. 1998.
- [6-6] Brites, J. “Sistema de Automação para Gestão de Transformadores Baseado na Confiabilidade”. São Paulo, 2002. Tese de Doutorado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. 207p.
- [6-7] Chu, D., Lux, A. “On-line Monitoring of Power Transformaersand Components: A Review of Key Aspects”. In: Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference, 1999. Proceedings, 26-28 oct. 1999, p. 669-675.
- [6-8] Richardson, B. “Transformer Life Management, Bushings and Tapchangers”. Transformers Life Management (Ref. No. 1998/510). In: IEE Colloquium, 22, oct. 1998, p. 8/1 – 8/4.
- [6-9] Virayavanich, S., Seiler, A., Hammer, Ch., Weck, K. H. “Reliability of On-Load Tap Changers with Special Consideration Experience with Delta Connected Transformer Windings and Tropical Environmental Conditions”. In: Conference CIGRÉ, 1996, paper 12-103.
- [6-10] GT A2.23 “Gerenciamento Histórico de Dados de Transformadores de Potência” Força Tarefa FT-01 Lista de Grandezas Monitoradas em Transformadores - CIGRÉ BRASIL, R.J., Brasil, Agosto, 2005.

- [6-11] Mcgrail, T, Wilson, A. On line gas sensors. “Condition Monitoring of Large Machines and Power Transformers”. Digest No. 1977/086), IEE Colloquium, 19 June 1977, p. 1/1-1/4.
- [6-12] XU, D.K et al. “On-line monitoring of winding deformation of power transformer”. Electrical Insulating Materials, 19-22 nov.2001, p.853-856.
- [6-13] Arri, E. et.al. “Diagnosis of the state of power transformer windings by on-line measurement of stray reactance”. IEEE Transactions on instrumentation and measurement, v.42, n.2, apr.1993.
- [6-14] Levy, A et al. “Diagnóstico integrado de transformadores de potência – Aplicação”. In: XV SNPTEE, foz do Iguacu – Paraná –Brasil, 17-22 out 1999.
- [6-15] Oommem, T.V. “On-line moisture sensing in transformers”. In: Electrical Electronics Insulation Conference, 1991. Boston’91 EEIC/ICWA Exposition. Proceedings of the 20th, 7-10 oct.1991. p.236-240.
- [6-16] Dakin, T. W., “Electrical insulation deterioration treated as a chemical rate phenomenon”. AIEE Transactions on Power Delivery, v.7, n.1, p.392-398, jan 1992.
- [6-17] Silva, Humberto A. P., Bassi, W., Diogo, A. C. T. “Non-invasive Ageing Assessment by Means of Polarization and Depolarization Current Analysis and its Correlation with Moisture Content for Power Transformer Life Management”. In: IEEE/PES T&D 2004 Latin America, 2004, São Paulo. 2004.
- [6-18] Chu, D; Lux, A. “On-line monitoring of power transformers and components: a review of key parameters”. In: Electrical Insulation Conference And Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference Proceedings, 26-28 oct.1999.
- [6-19] LACTEC – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento. Sistema de monitoramento de Buchas Capacitivas. Disponível em: <http://www.redetec.org.br/mostraenergia/pdf/LACTEC.pdf>
- [6-20] Grimoni, José Aquiles Baesso; Alves, Edson Antonio. “Manutenção de Subestações de Distribuição de Energia Elétrica”. In: X Erlac - Encontro Regional Latino Americano da Cigré, 2003, Puerto Iguazu - Argentina. 2003.
- [6-21] Grimoni, José Aquiles Baesso; Silva, Humberto A P; Junqueira, Ary; Cunha, Renato S; Basseto, Bruno A. “Um Software de Cálculo de Perda de Vida em Transformadores”. In: X ERLAC - Encontro Regional Latino Americano da Cigré, 2003, Puerto Iguazu. 2003.

- [6-22] Grimoni, José Aquiles Baesso; Silva, Humberto A P; Junqueira, Ary; Pellini, Eduardo; Hirakawa, A. “Predictive Diagnostic Methods for Power Transformer Based on Expert System. Technique”. In: IEEE/PES T&D 2002 Latin America, 2002, São Paulo. 2002.
- [6-23] Grimoni, José Aquiles Baesso; Pellini, Eduardo; Silva, Humberto A P. “Softwares Inteligentes de Análise dos Equipamentos Monitorados de Subestações de Energia Elétrica”. In: XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI, 2002, Salvador. Anais do XV SENDI.2002.
- [6-24] Grimoni, José Aquiles Baesso; Hirakawa, A H; Pellini, Eduardo; Silva, Humberto A P; Junqueira, Ary; Cunha, Renato S.”Monitoramento e Sistema Especialista para Diagnóstico de Equipamentos de Subestações”. In: XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção ,Transmissão de Energia Elétrica, 2001, Campinas. Anais do XVI SNPTEE. 2001.
- [6-25] Grimoni, José Aquiles Baesso; Silva, Humberto A P; Junqueira, Ary; Pellini, Eduardo; Hirakawa, A R.”Predictive Diagnostic methods for Power Transformers Based on Expert System. Techniques”. In: SDEMPED - International Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives, 2001, Trieste. SDENPED 2001 Record. 2001. p. 645-650.
- [6-26] Diogo, A. C., Asano, M., Lemos, L. E. F., Castro, G. L., Kanashiro, A. G. – “Monitoramento de Subestações – A experiência CESP” SNPTEE, 1999.
- [6-27] Kanashiro, A. G., Castro, G. L., Malagodi, C. V. S. “Sistema de Monitoramento de Equipamentos de Subestações: Desenvolvimento e Implantação”. SNPTEE, 1999.
- [6-28] Normas IEC 519, NBR 7274 , ANSI/IEEE C57.104-1991 e Laborelec sobre Análise Cromatografica de Gases em Transformadores.
- [6-29] IEEE, “IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers”, IEEE Standards, Std C57.104-1991.
- [6-30] ABNT, “Interpretação da Análise dos Gases de Transformadores em Serviço”, ABNT, Project NBR 7274 – JUN/99.
- [6-31] Q. Su, C. Mi, L. L. Lai, P. Austin, “A Fuzzy Dissolved Gas Analysis Method for the Diagnosis of Multiple Incipient Faults in a Transformer”, IEEE Trans. On Power Systems, VOL 15, n. 2, May 2000.

- [6-32] Y. C. Huang, H. T. Yang, C. L. Huang, “Developing a new transformer diagnosis system through evolutionary fuzzy logic”, IEEE Trans. On Power Delivery, VOL 12, n. 2, April 1997
- [6-33] C. E. Lin; J. M. Ling; C. L. Huang “An Expert System for Power Transformer Fault Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis” – IEEE Transactions on Power Delivery – Vol No 8, No 1, January 1993, pages 231-38.
- [6-34] Joseph A. Cocco Jr., “Failure trending analysis for substations”, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI-1994.
- [6-35] Mark W. Conroy, John Conidi, “Substation Maintenance Practices”, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI-1994.
- [6-36] S. Yakov (CESI), M. de Nigris (CESI), P. G. Antonioli (AEM), “Study of the life consumption of distribution transformers and assessment of end-of-life criteria”, 12th CIRED 1993.
- [6-37] IEC 354 Loading guide for oil-immersed power transformers. 1991.

CAPÍTULO 7 – VIABILIDADE ECONÔMICA

7.1 INTRODUÇÃO

Apesar dos sistemas de monitoramento e gerenciamento de ativos apresentarem muitos atrativos referentes aos avanços tecnológicos por eles proporcionados, das vantagens e benefícios incontestáveis de seu uso, os critérios para instalação dos mesmos deve passar pelo crivo das análises de custo-benefício que devem resultar em vantagens ainda mais atrativas para serem efetivamente implantados em larga escala pelas empresas.

A seguir são apresentados os estudos de casos que levam em conta o investimento inicial, as taxas de retorno praticadas pelas concessionárias, os retornos dos investimentos, os custos evitados por eventuais perdas catastróficas e a redução de custos de manutenção e redução de perdas por falta de faturamento devido à redução dos índices de indisponibilidade.

7.2 ESTUDO DE CASO DO DISJUNTOR E TRANSFORMADOR

São apresentados a seguir os custos envolvidos que podem ser evitados com a prática de um monitoramento integrado, os quais justificam o investimento em tais sistemas. Estes valores têm como fonte de referência estudos feitos, baseado em dados do parque instalado da CTEEP [7-1], para demonstrar a viabilidade econômica da aplicação de sistemas de monitoramento de disjuntores e transformadores, realizados durante os projetos de monitoramento de equipamentos de subestação com o IEE-USP,

7.2.1 Custo da Indisponibilidade por Saída Forçada de Disjuntores - CTEEP

Custos de ocorrências de um período de cinco anos (1996-2000), tomado como base de cálculo para disjuntores instalados em tensão igual ou superior a 230kV, foi calculado [7-1] somente para disjuntores PK do parque da CTEEP, por ser o universo mais representativo, e com base em algumas premissas:

- ✓ Tempo de desligamento efetivamente registrado de cada ocorrência;
- ✓ Custo das falhas calculado pelo custo de indisponibilidade de cada circuito, fornecido pela ANEEL e para aquelas falhas passíveis de serem diagnosticadas previamente;

- ✓ Utilização do critério para penalização de saída forçada, isto é, para as primeiras cinco horas de desligamento o custo 15 vezes maior ($k=15$) que aquele a partir da sexta hora ($k=1$).

Com base nos dados do período de 1996 a 2000, dentre 24 falhas ocorridas, 16 falhas (67%) foram da família PK de disjuntores. Segundo a avaliação feita pelos engenheiros da CTEEP, seguramente 12 delas teriam sido diagnosticadas previamente com algum tipo de monitoramento.

O custo da indisponibilidade ocasionada por estas 12 falhas, calculadas pelos valores da época, superou a cifra de R\$ 547.161,00 (somente o custo devido a desligamentos forçados), aos quais devem ser acrescidos os custos para reparo ou substituição do equipamento. Das falhas que poderiam ser evitadas, três delas foram seguidas de explosões, cujo custo para reposição do equipamento superou a cifra de R\$ 450.000,00, totalizando em cinco anos um prejuízo de R\$ 1.000.000,00 aproximadamente.

Os valores para um sistema de monitoramento de disjuntor, em uma versão com o Dispositivo Eletrônico Inteligente para Disjuntores como aquele apresentado neste trabalho, poderia chegar a cifras próximas a R\$ 30.000,00 por unidade monitorada (para as 12 unidades falhadas o total do sistema de monitoramento seria R\$ 360.000,00). Os custos evitados, se comparados somente ao caso dos prejuízos devido aos desligamentos forçados seria de 32%. Já com relação aos prejuízos totais os custos evitados pelo sistema de monitoramento seriam de 64%. Em ambos os casos o investimento com sistemas de monitoramento teriam seu retorno financeiro garantido, além de evitar outros transtornos que causam prejuízos à imagem da empresa, à qualidade dos serviços prestados e aos índices de DEC e FEC.

7.2.2 Custo da Indisponibilidade por Saída Forçada de Transformadores - CTEEP

O estudo de caso para transformadores, extraído da referência [7-1], serve de base para demonstrar a viabilidade do uso de sistemas de monitoramento para transformadores de potência.

O custo da época dos cálculos (2001), referente ao período de 1996 à 2000, em transformadores instalados com tensão igual ou superior a 138kV, tomou como premissas básicas para os cálculos as mesmas utilizadas para disjuntores.

Para os transformadores usados neste estudo de caso, das 47 falhas ocorridas no período, seguramente 15 falhas (32%) teriam sido evitadas, pois pelo menos uma das

grandezas que apresentaram alteração significativa, se tivesse tido algum tipo de monitoramento, certamente teria propiciado uma intervenção em tempo hábil para reparo.

O custo da indisponibilidade ocasionada por estas falhas, calculado pelos critérios atuais, monta a quantia de R\$ 32.027,70, em cinco anos. Estes valores não seriam, por si só, tão representativos face ao custo de um sistema de monitoramento de transformadores. No entanto, o custo despendido pela CTEEP para reparar os cinco transformadores que apresentaram falha elétrica na parte ativa, atingiu a cifra de R\$ 1.500.000,00, que é a parte predominante do prejuízo. Com estes números, o retorno no investimento com sistemas de monitoramento e gerenciamento para transformadores, fica garantido com boa folga. Um sistema de monitoramento de transformadores, que no seu caso mais completo, munido de vários sensores inclusive com o mais dispendioso deles que é o sensor de gases combustível, poderia chegar a custar R\$ 150.000,00, que para os cinco transformadores do caso acima, resultaria em custos evitados de até 50%.

7.2.3 Análise para Equipamentos de Subestações de Distribuição - CPFL

A família de transformadores de potência e disjuntores de alta tensão típicos de subestações de distribuição, como utilizado no piloto do projeto de pesquisa e desenvolvimento do IEE-USP/CPFL [7-2] [7-6], tem respectivamente uma taxa de falhas da ordem de 0,014 e 0,007 ao ano, em um universo de 200 e 350 unidades [7-3]. Particularmente, o atendimento e normalização de uma ocorrência têm altos custos relacionados com os procedimentos naturais que fazem parte do processo, baseada em um compêndio de experiências da CPFL, como por exemplo, da ocorrência de falha em transformador de potência de 15/20/25 MVA; 138 kV-13,8/11,95kV da Subestação Minerva na região de Barretos na área de São José do Rio Preto [7-4]. Estes procedimentos geralmente envolvem:

- ✓ Apoio de engenheiros e técnicos que programam e supervisionam o serviço de transferência de carga para outras subestações da região, incluindo tempo de trabalho, refeições e apoio administrativo, com valor de R\$ 1.300,00;
- ✓ Transferência de carga, propriamente dita, para subestações da região, com manobras e ações coordenadas a distância, com valor de R\$ 1.600,00;
- ✓ Serviços de desmontagem da unidade danificada, instalação e montagem da subestação móvel, montagem de um novo transformador na subestação,

colocação para transporte da unidade falhada, incluindo veículos, pessoal, diárias, refeições avulsas, pernoites e administrativo, com valor de R\$ 12.700,00;

- ✓ Abertura e fechamento da subestação móvel ida e volta até a subestação em questão, com valor da ordem de R\$ 13.300,00
- ✓ Transporte e movimentação de carga indivisível, com carregamento de transformador novo e pertences para subestação, descarregar e efetuar a troca, carregamento e transporte do transformador queimado até Campinas, com valor de R\$ 24.400,00;
- ✓ Transferência de carga da subestação móvel para as demais subestações para energização da nova unidade transformadora e manobras de retorno ao estado original do sistema de distribuição, com valor de R\$ 225,00.
- ✓ Tempo médio de duração da interrupção forçada com o perfil de 90 minutos para 100% da carga, 15 minutos para 80% da carga, 10 minutos para 60% da carga e 5 minutos para 40% da carga, temos para 20 MVA um montante de 35000kWh para um fator de carregamento de 70%. Considerando custo do kWh da ordem de R\$0,10/kWh, teremos um custo de R\$3.500,00 sem considerar o custo social da falta de fornecimento, ou R\$ 35.000,00 considerando-se o custo social (valor de referência usado pela CPFL [7-5]);
- ✓ Custo estimado do reparo com envolvimento do enrolamento de alta ou baixa tensão da ordem de 40% a 50% do valor do transformador: R\$ 280.000,00 (R\$ 700mil*40%) a R\$ 350.000,00 (R\$700mil*50%).

Sem considerar os eventuais ganhos com redução de manutenção e/ou aumento da vida útil do transformador, a totalização destes custos varia entre R\$337.000,00 a R\$438.000,00 (Média: R\$ 388.000,00) para um problema típico de falha em uma unidade transformadora.

Em uma análise técnica macro, de acordo com os dados disponibilizados, analisando os benefícios e custos de uma forma hipotética, chegamos a seguinte situação:

- ✓ Considerando um universo de 200 transformadores no valor de R\$ 140 milhões (R\$700mil * 200 unidades), onde todas as unidades possuem adequado monitoramento e sistema especialista no montante de R\$ 20 milhões de investimento (R\$100 mil * 200 unidades). Tendo uma taxa média de falha de 1% ao ano seria possível evitar gastos da ordem de R\$1,4milhões

ao ano, devido a falha com perda total da unidade, com retorno de investimento em 15 anos.

Em uma análise técnica crítica, na prática, não se tem instalado sistemas de monitoramento e sistema de diagnóstico em todas as unidades, sendo aleatória e probabilística a possibilidade de ocorrência de problemas justamente na unidade que está coberta pela salvaguarda dos sistemas. Na realidade a falha normalmente não leva a uma perda total da unidade transformadora, chegando os reparos em até 50% do custo da unidade. Assim, um pouco mais de profundidade e realismo nos levam as seguintes ponderações:

- ✓ Particularmente no caso da CPFL, os dados indicam que em um universo de 200 transformadores de potência com taxa de falhas média da ordem de 1% ao ano, para classe de tensão em análise, teríamos a possibilidade de dois eventos ao ano ($1\% * 200$ unidades). A probabilidade de escolha da unidade a ser monitorada, que no futuro falharia, seria de 0,5% ($1 * 100\% : 200$ unidades).
- ✓ Supondo que frações destas falhas sejam evitadas pela utilização do sistema de monitoramento e sistema de diagnóstico, teríamos um custo evitado equivalente da ordem de R\$3,88 mil ao ano ($R\$ 388 \text{ mil} * 200 * 1\% * 0,5\%$). O investimento global seria da ordem de R\$100mil para cada transformador, ou seja, cerca de 15% de seu custo [7-5].

Com base a uma visão restrita, somente dirigida a manutenção, a atratividade do investimento, de forma a viabilizá-lo para o caso de concessionárias de distribuição, teríamos presupostamente que considerar custos até 5% do preço do equipamento monitorado e supervisionado. Dependendo da taxa de falhas e custo da falha, torna-se válida a seguinte afirmação para reflexão:

- ✓ Para um período de análise de 30 anos, benefício equivalente de R\$3,88mil, com taxa de retorno de 12% ao ano, os investimentos não poderiam ser maiores do que R\$31mil [12] representando um valor estimado entre 4% e 5% do preço do transformador típico de subestação de distribuição. Estes resultados são válidos para universo de 200 transformadores, 1% taxa de falhas ao ano e custo da falha de R\$ 388 mil.

Estas avaliações iniciais, em princípio, levam a concluir que :

- ✓ Se tivermos taxa de falhas maiores do que 2,5% ao ano, período de análise

30 anos, taxa de retorno de 12% ao ano, com custo da falha R\$388 mil, ou seja, o benefício equivalente seria de R\$9,7mil [12] , então, o investimento poderia chegar a R\$100 mil tornando-se atraente economicamente.

- ✓ Se tivermos um custo da falha de R\$ 970mil, taxa de falhas 1%, período de análise 30 anos, taxa de retorno de 12% ao ano, então, o benefício equivalente seria de R\$ 9,7mil ao ano [7-5]. O investimento poderia chegar a R\$100mil tornando-se atraente economicamente. Neste caso, estaríamos tratando de transformadores com preço da ordem de R\$ 2milhões, típicos de unidades de 230kV e 100MVA e acima.

O raciocínio acima normalmente é utilizado quando na aplicação de sistema de monitoramento, integrado ao sistema de previsão de cargas e sistema de diagnóstico, apenas como ferramenta vinculada à engenharia de manutenção, porém, a atratividade ao investimento agrega mais valores, se usarmos uma Visão Estratégica mais abrangente voltada ao negócio, uma vez que a nível corporativo, de planejamento, projeto, operação temos ganhos relevantes. Por exemplo, com a melhoria do fator de utilização do transformador, fruto do uso das ferramentas de monitoramento e gerenciamento, permite-se o adiamento de investimentos no planejamento de subestações que são valorados em 40% do valor da unidade transformadora (VPL - valor presente líquido) [7-7]. Isto resulta em economia ou adiamento de investimento equivalente para este caso em estudo de R\$35mil ao ano ($R\$700\text{mil} * 40\% * 1/8$).

- ✓ Desta forma, ao valor da fração da falha de R\$3,88 mil ao ano, obtida com custo da falha R\$388mil, 1% de taxa de falha ao ano e 0,5% de probabilidade de escolha da unidade a falhar, deve ser adicionado o valor do ganho indicado anteriormente com a postergação de obras de um sistema elétrico, cujo montante é de R\$35mil ao ano na unidade monitorada.
- ✓ Isto totaliza R\$38,88 mil ao ano por transformador, o que resulta em retorno de investimento em três anos, considerando R\$100 mil de investimento inicial para cada transformador, sendo considerado ainda mais atrativo este investimento. Além disto, a implantação destas soluções resulta em aumento do valor da Empresa em R\$213 mil (VPL – valor presente líquido) em 30 anos de análise e 12% ao ano de taxa de retorno de capital [7-5], que pode ser usado para atualização da plataforma ao longo dos anos, incremento do monitoramento dos equipamentos e do sistema de gerenciamento de ativos.

7.3 ESTUDO DE CASO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO SUBTERRÂNEAS

As linhas de transmissão subterrâneas da CTEEP, na cidade de São Paulo, são estratégicas para a empresa e para o fornecimento de eletricidade à cidade. Portanto, reduzir a indisponibilidade da mesma, com soluções como as apresentadas neste trabalho têm sua viabilidade econômica demonstrada abaixo.

São freqüentes as ocorrências devido a acidentes e defeitos que causam enormes perdas técnicas e financeiras. Com os valores abaixo indicados, uma única situação em que se pudessem evitar as paradas não programadas, através do uso de sistemas de monitoramento, já se teria o retorno do investimento no mesmo.

De acordo com os dados da CTEEP [7-2], em uma ocorrência que geralmente envolve alocação de mão de obra técnica, veículo, engenharia, etc, pode chegar a custas R\$ 50.000,00/dia. E com os recursos técnicos disponíveis, os casos de reparo podem levar 20 dias até que seja sanado o defeito, o que somaria a quantia de R\$ 1.000.000,00.

Isto sem falar nos custos diretamente envolvidos no caso da indisponibilidade da mesma, por perda de receita.

Existem também os custos indiretos das obras civis para evitar transtornos á cidade, visto que os cabos são subterrâneos e localizados em áreas de intenso tráfego, como por exemplo, a marginal Tietê. Uma intervenção neste local com perfurações, demandam construção de pistas de desvio, que podem chegar a valores de ordem de R\$ 200.000,00.

7.4 ESTUDO DE CASO DE CHAVES SECCIONADORAS

Uma vez incorporado, o sistema com sensor óptico de posição absoluta de chaves seccionadoras, tal como foi apresentado, propiciará uma maior confiabilidade às chaves já em operação e também às novas chaves seccionadoras. Isto possibilitará uma operação não assistida, o que em casos normais necessita de uma verificação visual do pessoal de campo. Através da incorporação dos referidos sensores a um sistema completo de monitoramento para chaves seccionadoras, igual ao que foi exposto neste trabalho, como complemento ao sensoriamento óptico, e que também se mantém dentro da viabilidade segundo os parâmetros de custo benefício sugeridos nos critérios das concessionárias,

propiciará que se agreguem outras funcionalidades justificando ainda mais o investimento [7-9].

Como base de análise, foram considerados dois casos de equipamentos mais propensos a receberem monitoramento dentro do universo de chaves da CTEEP [7-10]. O custo de aquisição de uma chave seccionadora semipantográfica, como o utilizado no escopo do projeto: para o de 440 kV é da ordem de R\$150.000,00; e para o de 345 kV é da ordem de R\$130.000,00. O valor máximo recomendado pelas concessionárias para reforma/recuperação de uma chave seccionadora é de 40% do custo de um novo (respectivamente R\$60 mil e R\$ 50 mil), segundo os padrões da CTEEP. Já os padrões daquela empresa, para uma manutenção geral, possuem valores máximos estipulados em R\$10.000,00, sendo metade para material e metade para mão de obra.

Um conjunto de três Sistemas Ópticos, para sensoriamento dos três pólos de uma chave seccionadora, pode chegar a compor as cifras de 12,0 %, tomando como referência o valor da seccionadora de 440KV.

Do mesmo modo, o sistema complementar de monitoramento para os três pólos de uma chave seccionadora, chega a compor as cifras de até 17,0 %, tomando como referência o valor da chave seccionadora de 440kV. Isto atende as expectativas mercadológicas de investimento para o sistema de monitoramento de chaves seccionadoras.

7.5 BIBLIOGRAFIA

[7-1] Diogo, A. C. T., Nunes, J. O. B., Carneiro, E. M., Silva, J. F., "Critérios para a Aplicação de Sistemas Especialistas para Diagnósticos de Falhas em Equipamentos de Subestações". In: XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção, Transmissão de Energia Elétrica, 2001, Campinas. Anais do XVI SNPTEE. 2001.

[7-2] Silva, Humberto A. P.; Carneiro, João C., "Relatório de Análise de Custos do Sistema de Monitoramento", IEE USP. São Paulo, Junho de 2000.

[7-3] Relatório de Estatísticas de Falhas em Equipamentos de Subestações, CPFL, Campinas, 1999.

[7-4] Relatório de Atendimento de Ocorrência de Falha em Transformador de Potência da Subestação Minerva, CPFL, São José do Rio Preto, 1999.

- [7-5] Carneiro, J. C., "Uma Nova Abordagem para Alavancar Projetos de Soluções de Engenharia". In: III INTERNATIONAL CONGRESS ON ELECTRICAL DISTRIBUTION, 2002, Buenos Aires. III CIDEL. 2002.
- [7-6] Silva, H. A. P. S., Carneiro, J. C., "Expert System for Maintenance Engineering Support - CPFL Experience in Campinas Centro Sub-Station". In: III INTERNATIONAL CONGRESS ON ELECTRICAL DISTRIBUTION, 2002, Buenos Aires. III CIDEL. 2002.
- [7-7] Brittes, J. L. P., "Implantação de Ferramenta de Previsão de Carga", PAP&D99-PD-06, CPFL, maio de 2000.
- [7-8] Grimoni, José A. B., Garcia, Douglas A. A.; Silva, Humberto A. P., Duarte, A., "Desenvolvimento e Implantação de Sistema de Monitoramento com Sensores para as Linhas de Transmissão Subterrâneas de Cabos Tipo OF - P&D T-14". Relatório Técnico IEE-USP do Projeto CTEEP-ANEEL-IEE/USP. São Paulo - Brazil. 2004.
- [7-9] Garcia, Douglas A. A.; Silva, Humberto A. P.; Santos, Josemir Coelho; Bacega, Wilson Roberto. "Digital Optical Sensor to Indicate the Contacts Position for Semi-Pantograph Disconnecting Switch in Transmission Substations". In: IEEE – Latin América Transaction – T&D Latin America, 2004, São Paulo - Brazil. 2004.
- [7-10] Garcia, Douglas A. A.; Silva, Humberto A. P.; Bacega, Wilson Roberto. "Sensor Digital e Absoluto de Posição do Secionador - Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica - P&D T-7". Relatório Técnico IEE-USP do Projeto CTEEP-ANEEL-IEE/USP – RL003. São Paulo - Brazil. 2003.

CAPÍTULO 8 – CONCLUSÃO E PERSPECTIVAS

8.1 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Este trabalho de mestrado apresenta as seguintes contribuições tecnológicas:

- 1) Proposição do uso de ferramentas de monitoramento e controle para otimizar o processo de uso dos equipamentos elétricos aplicável às linhas de transmissão, disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores de uma subestação elétrica de forma integrada ao sistema de informação da concessionária possibilitando interação gerencial sob tais equipamentos entre diversas áreas da empresa. Isto permitirá ter um amplo conhecimento e, conseqüentemente, maior aproveitamento da reserva de vida dos equipamentos evitando intervenções desnecessárias de manutenção.
- 2) Proposição do uso de do Gerenciamento de Ativos de Potência que, da forma como proposto com o suporte do sistema de monitoramento, serve para qualquer equipamento de potência, o qual ajudará a redefinir, em curto prazo, os atuais critérios de expansão e operação das plantas e do sistema elétrico. Através do processo de monitoramento de estado e do acompanhamento da vida útil, propiciará de forma efetiva, que os equipamentos importantes de uma subestação tenham uma maximização da utilização da sua capacidade instalada. Isto permite propor novos critérios de planejamento de subestações, baseados na visão de negócio, o que poderá contribuir para postergar obras, reduzir custos de manutenção e operação dos equipamentos, prolongar a vida útil dos mesmos, evitar o uso módico dos ativos e racionalizar os custos operacionais do sistema;
- 1) Proposta de adoção dos padrões IEC 61850 e UCA 2.0 unificados, viabilizará a disseminação das soluções de monitoramento de uma forma mais acelerada e duradoura, pois poderá resolver muitas das dificuldades encontradas pelas concessionárias e fabricantes para a subsistência de diferentes soluções de mercado resolvendo os seguintes problemas:
 - ✓ Elevados custos financeiros e enormes esforços de engenharia na troca de informação entre sistemas de diferentes fabricantes e na manutenção destes sistemas proprietários;
 - ✓ Cenário com diversos sistemas de comunicação proprietários;

- ✓ Formação de “ilhas” de informação;
- ✓ Fluxo limitado de informação entre os “meios”;
- ✓ Soluções caseiras de integração.

A adoção do padrão como proposto para sistemas de monitoramento, propiciará de forma efetiva e eficiente a troca de informação unificada entre instrumentos (interconectividade). Isto resultará em uma maior possibilidade para o desenvolvimento de aplicações de negócios integradas, englobando diversas áreas funcionais da empresa quer sejam Geradoras, Transmissoras, Distribuidoras e usuários de energia elétrica. Também implicará em uma implementação simplificada de redes de comunicação totalmente integradas, maior diversidade de hardware e software compatíveis de diversos fornecedores, reduzidos custos operacionais (devido à redução dos custos de instalação, engenharia, manutenção, operação e treinamento) e agilidade de resposta às rápidas mudanças do ambiente de negócios, em um ambiente cada vez mais competitivo [2-18];

8.2 CONCLUSÃO

Com base nos estudos, pesquisas e aplicações práticas realizadas neste trabalho, conclui-se que o uso de Sistemas de Monitoramento em tempo real, para acompanhar o estado operativo dos equipamentos de potência, é uma ferramenta de apoio imprescindível para se alcançar todos os benefícios esperados do Sistema de Gerenciamento de Ativos, garantindo que todos os equipamentos nas concessionárias que executam os processos de produção, transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica, funcionem em sua melhor condição.

Tais soluções, que por sua vez, possam estar integradas aos Sistemas de Tecnologia de Informação das empresas, farão com que as decisões sejam tomadas com ponderação de outros aspectos, que não somente os indicativos técnicos de estado vindos do monitoramento em tempo real, mas agregando as informações de outras áreas para concluir as ações nos ativos em questão. Isto possibilitará migrar de uma visão meramente técnica para uma mais aderente a visão do negócio.

Com isto será possível alcançar os seguintes benefícios:

- ✓ Melhor percepção da capacidade estratégica instalada da empresa;
- ✓ Migrar para uma filosofia de ações proativas para manutenção dos equipamentos;

- ✓ Prognosticar problemas incipientes;
- ✓ Ações sobre os equipamentos das subestações com melhor relação custo-benefício;
- ✓ Ações de operação integradas do sistema instalado;
- ✓ Maior disponibilidade dos equipamentos de potência;
- ✓ Avaliação de desempenho dos equipamentos;
- ✓ Redução de custos de manutenção;
- ✓ Maior qualidade de produção;
- ✓ Redução de perdas por multas e perdas de faturamento em paradas não programadas;
- ✓ Otimizar investimentos e gastos (evitando manutenções desnecessárias);
- ✓ Melhorar o Planejamento Estratégico.

8.3 PERSPECTIVAS

Nos últimos anos, várias concessionárias no Brasil tem se envolvido com experiências no tema monitoramento, cada uma com sua abordagem específica. Algumas procuraram aguardar e observar os erros e acertos dos pioneiros para partirem de um outro patamar com regras já mais bem definidas. Porém, um ponto em comum a todos é a certeza de que esta prática irá se tornar mais difundida, e seu uso em massa se dará em um curto prazo e de forma definitiva.

Para tanto, em um primeiro esforço em conjunto, estão se reunindo concessionárias, academia e indústria de energia elétrica em grupos de estudo (ex: CIGRÉ WG A2.23) para abordar a fundo o tema de monitoramento, que no caso acima citado está relacionado apenas a transformadores, e que culminará em um espaço curto de tempo com uma referência nacional com base nas experiências de todos os setores envolvidos. Com vistas a esta primeira tentativa positiva, certamente as perspectivas para estender esta iniciativa a outros equipamentos é uma realidade concreta, até porque, existem muitos assuntos que podem ser reaproveitados independentemente do equipamento em questão, como se procurou demonstrar neste trabalho.

As vantagens mais atraentes do uso do padrão, como proposto neste trabalho, além dos benefícios expostos, darão a certeza às concessionárias de que tais soluções terão uma vida útil muito maior não caindo na obsolescência, o que certamente irá motivar o investimento. Isto resultará em um aquecimento no mercado de soluções de

monitoramento, fazendo crescer as vendas para a indústria, ao contrário do que poderiam pensar aqueles fabricantes que ainda insistem em fornecer soluções fechadas e pouco flexíveis no nível de integração com outros concorrentes.

Como consequência natural do uso dos padrões 61850 e UCA 2.0 unificados, haverá a necessidade de se complementar os modelos dos chamados “perfis dos domínios específicos” para os equipamentos (disjuntor, seccionador, transformador etc), o que irá gerar futuros trabalhos de grande valor e utilização, pois uma vez criados, serão sempre reutilizados, e reutilização é uma característica fundamental no uso de padrões.

O interesse mercadológico da Concessionária envolvendo tecnologias de sensoriamento que elimine a intervenção humana é uma realidade. Esta tendência aponta para o fato de que a maioria das empresas deve instalar estes equipamentos nas subestações existentes. Além disso, outros fatores relevantes que justificam investir em tecnologias como as tratadas neste trabalho são: maior qualidade, segurança e confiabilidade comparando-se os equipamentos com o sistema implementado aos equipamentos convencionalmente utilizados e que necessitam de apoio humano; produtos adequados à prática emergente do uso de subestações não assistidas; relação custo-benefício melhorada oferecendo redução nas falhas operacionais e conseqüentemente aumento de custo de manutenção; etc. Este interesse mercadológico já está levando os fabricantes de equipamentos de potência a tornarem tais soluções embarcadas como parte integrante de seus produtos de fábrica, por tratar-se de uma tecnologia que agrega valores comerciais muito atrativos.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

[1-1] Silva, H. A. P., Carneiro, J. C., “Monitoramento e Sistema Especialista para Diagnóstico de Equipamentos de Subestações”, XVI SNPTE, Campinas 2001.

[1-2] <http://www.controleinstrumentacao.com.br/>,”Gerenciamento de Ativos”, revista eletônica nº 100, Ano 10, janeiro 2005.

[1-3] Grimoni, José A B; Silva, Humberto A. P.; Duarte A.; Garcia, Douglas A. A. - Monitoramento de Cabos Subterrâneos de Alta Tensão Utilizando Comunicação por Telefonia Celular - IEEE Latin América T&D, 2004.

[1-4] Pettersson., L., Fantana, N. L.,”High Voltage Transformer: Life Assessment and T-Monitor”. ABB/1998.

[1-5] Brites, J. L. P., “Sistema de Automação para Gestão do Carregamento de Transformadores Baseado na Confiabilidade”, Tese de Doutorado, EPUSP, Agosto-2002.

CAPÍTULO 2

[2-1] Brites, J. L. P., “Sistema de Automação para Gestão do Carregamento de Transformadores Baseado na Confiabilidade”, Tese de Doutorado, EPUSP, Agosto-2002.

[2-2] Controle e Instrumentação Edição 100, janeiro 2005, “Gerenciamento de Ativos”, Castro, W., Cassiolato, C., Aguiar, J. R. B., Gimenes, D.R., Pagano, M. A. O., Ribeiro, R.T.

[2-3] Controle e Instrumentação Edição 71, julho 2002, “Diagnósticos e manutenção em Fielbus via Web”, César Cassilato, Edson Emboaba, Fabrício Pascon, Marco Aurélio Pagnano.

[2-4] Company wide Asset Management technical article by David Montgomery, Solutia Inc., Decatur-Alabama USA, March, 2001.

[2-5] Pagnano, Marco Aurélio de Oliveira, “Modelo para a utilização de sistemas de diagnóstico através da Internet”, Intech Brasil n.55.

- [2-6] C. J. Dupont, Amorin. I., Cunha, R., Zatta, M., Silva, H. A. P, et al. “Gerenciamento de Dados para Monitoramento e Avaliação da Condição Operacional de Transformadores”, CIGRÈ GT 12.23, Relatório Final, CIGRÈ, Brasil, 2005.
- [2-7] L. Pettersson, N. L. Fantana, U. Sundermann, Life Assessment: ranking of Power Transformers Using Condition Based Evaluation. A New Approach, CIGRE, 1998, Paris, paper 12-204
- [2-8] Guide for Life Management Techniques for Power Transformers, CIGRE WG A2.18, 2003
- [2-9] Guide on Economics of Transformer Management, CIGRE WG A2.20, 2003.
- [2-10] CEA, Technology Review: Life cycle management of Hydro assets, 1998
- [2-11] <http://www.sql.org>
- [2-12] <http://www.mysql.org>
- [2-13] <http://www.odbc.org>
- [2-14] Standards and committee drafts IEC 61850: Communication Networks and Systems in Substations, 2001; <http://www.scc-online.de/std/61850>
- [2-15] IEEE Technical Report 1550 (1999): Utility Communications Architecture, UCA; http://www.nettedautomation.com/standardization/IEEE_SCCC36_UCA
- [2-16] Working Draft IEC 61400-25: Communications for monitoring and control of wind power plants; <http://www.scc-online.de/std/61400>
- [2-17] <http://www.nettedautomation.com/solutions/uca/evalkit/index.html>
- [2-18] Crispino, Ferdinando. “Setor Elétrico fornece posição rumo ao desenvolvimento tecnológico”. Revista Controle & Instrumentação, Setembro de 2004.
- [2-19] Controle e Instrumentação Edição 105, junho 2005, “Protocolos de Comunicação: Novidades Chegam ao Brasil”, Castro, W., Cassiolato, C., Aguiar, J. R. B., Gimenes, D.R., Pagano, M. A. O., Ribeiro, R.T.
- [2-20] Cardoso C. A, Magrini L. C, Martins D. A, Jardini J. A. Experiência na aplicação do IEC 61850 na especificação de um bay de linha. In: VI SIMPASE Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos 2005, São Paulo 2005. Proceeding. São Paulo: Cigre, 2005.
- [2-21] Villacorta Cardoso, C. A. “Automação de Usinas Hidroelétricas. Aplicação do Padrão UCA – *Utility Communication Architecture*”, Tese de Doutorado, EPUSP, 2002.
- [2-22] EPRI - Electrical Power Research Institute. Introduction to UCA version 2.0. Editorial draft 1.0, março 1997.

- [2-23] EPRI - Electrical Power Research Institute. Common Application Service Models (CASM) and Mapping to MMS - draft 1.6 (EPRI, 1998).
- [2-24] EPRI - Electrical Power Research Institute. Utility Communication Architecture 2.0"Generic Object Models for Substation & Feeder Equipment-draft 0.92 (GOMSFE). (Palo Alto, EPRI, May, 2001).
- [2-25] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and Systems in substations. Part 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipments- Principles and models; IEC 61850-7-1. 2001.
- [2-26] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and Systems in substations. Part 7-3: Basic communication structure for substation and feeder equipments- Common data classes; IEC 61850-7-3. 2001.
- [2-27] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and Systems in substations. Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipments- Abstract communication service interface (ACSI); IEC 61850-7-2. 2001.
- [2-28] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and Systems in substations. Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models; IEC 61850-5. 2001.
- [2-29] IEC International Electrotechnical Commission. Draft Communication networks and Systems in substations. Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs; IEC 61850-6. 2002.
- [2-30] K. P. Brand, C. Brunner, W. Wimmer. Design of IEC 61850 based Substation Automation Systems According to Customer Requirements. In: Cigre 2004.
- [2-31] J. Marco, K. P. Brand. The Specification of IEC 61850 Based Substation Automation Systems. In: DistribuTech Conference 2005. San Diego, 2005. Proceeding. San Diego: Utility T&D. 2005.
- [2-32] Shepard, B. Jansen, M. C. Schubert, M. Standardized Communication in Substations. In: IEE Seventh International Conference on Development in Power System Protection, 2001, Amsterdam 2001. Proceeding. Amsterdam: IEE, 2001. p 270-274.
- [2-33] Apostolov, A.P.; "Integration of legacy intelligent electronic devices in UCA based digital control systems", Power Engineering Society Winter Meeting, 2002 , Volume: 1, 2002, Page(s): 648 - 653.

[2-34] Beaupre, J.A.; Lehoux, M.; Berger, P.A.; "Advanced monitoring technologies for substations", Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance Proceedings. 2000 IEEE ESMO - 2000 IEEE 9th International Conference on , 2000, Page(s): 287 - 292.

[2-35] Sanz, R.; Clavijo, J.A.; Segarra, M.; de Antonio, A.; Alonso, M. ; "CORBA-based substation automation systems", Control Applications, 2001. (CCA '01). Proceedings of the 2001 IEEE International Conference on , 2001, Page(s): 773 -777.

[2-36] Adamiak, M.; Baigent, D. Practical Considerations in Application of UCA GOOSE. GE Industrial Systems: Technical Publication. Disponível em: <<http://www.geindustrial.com/industrialsystems/pm/notes/>>. Acesso em: 27 out. 2000.

CAPÍTULO 3

[3-1] Grimoni, José A B; Silva, Humberto A. P.; Duarte A.; Garcia, Douglas A. A. "Monitoramento de Cabos Subterrâneos de Alta Tensão Utilizando Comunicação por Telefonia Celular". IEEE Latin América T&D, 2004.

[3-2] Anders, George J. "Rating of Electrical Power Cables – Ampacity Computations for Transmission , Distribution, and Industrial Applications". IEEE Press - 1997 – 428 pp.

[3-3] R Bartnikas and K D Srivastava. "Power and Communication Cables Theory and Applications" IEEE Press Series on Power Engineering, 2000.

[3-4] Cicarelli, Liliane Dias – Estudo da Capacidade de Corrente dos Cabos Subterrâneos – Dissertação de Mestrado – EPUSP – 1991- 255 pp.

[3-5] Norma IEC – 60853 – IEEE Standard - Power Cable Ampacity Tables.

[3-6] Norma IEC – 60287 – Calculation of the Cyclic and emergency Current Rating of Cables, 1995.

CAPÍTULO 4

[4-1] Carvalho, A. C. C., (et al.), "Disjuntores e Chaves: aplicação em sistemas de potência". 365p. ISBN 85-228-0165-7. EDUFF. Niterói. RJ. 1995.

[4-2] Garcia, Douglas A. A.; Silva, Humberto A. P.; Bacega, Wilson Roberto. "Sensor Digital e Absoluto de Posição do Secionador - Relatório Final P&D T-7". Relatório Técnico IEE-USP do Projeto CTEEP-ANEEL-IEE/USP – RL005. São Paulo - Brazil. 2003.

- [4-3] Garcia, Douglas A. A.; Silva, Humberto A. P.; Santos, Josemir Coelho; Bacega, Wilson Roberto. “Digital Optical Sensor to Indicate the Contacts Position for Semi-Pantograph Disconnecting Switch in Transmission Substations”. In: IEEE – Latin América Transaction – T&D Latin America, 2004, São Paulo - Brazil. 2004.
- [4-4] Timmerman, H.; Groeman, J. F., “Developments towards H. V. substations without disconnecter switches and with modern control systems”, IEE-Conference Publication v. 459, 1998, IEE, Stevenage, England, p. 40-45, ISSN 0537-9989.
- [4-5] Thuries, E.; Delcoustal, J. M.; Girodet, A.; Grejon, O., “The circuit-breaking disconnecter – a new type of switchgear to simplify substation layouts and improve their operating security”, International Conference on Large High Voltage Electric Systems. CIGRE’98. Session Papers. CIGRE, Paris, France; 1998; 17 vol.
- [4-6] Takaoka - Review., “Disconnecter technology and products”, vol. 45, no. 2; 1998; p. 94-102 (Japan - journal article); ISSN 0385-9630.
- [4-7] Scapin, C. A., “Análise sistêmica de falhas”, Belo Horizonte-MG, Editora de Desenvolvimento Gerencial, 1999, 132 pág., ISBN 85-86948-18-7.
- [4-8] Welch, Kopejtkova, Heil, Taillebois, O’Connell, Kobayashi, Chan ,“Report on the Second International Survey on High Voltage Gas Insulated Substations (GIS) - Service Experience”, CIGRE’98. CIGRE, Paris, France; 1998.
- [4-9] “Alstom Transmission & Distribution Gas Insulated Substation type F35”, página da internet: <http://www.tde.alstom.com> , 2003.
- [4-10] NBR-6935 Secionador, Chaves de Terra e Aterramento Rápido - Especificação.
- [4-11] NBR-6936 Técnicas de Ensaio de Alta Tensão – Procedimentos.

CAPÍTULO 5

- [5-1] Carneiro, E. M., Diogo, A.C.T., Stelzer, G., Nunes, O. B. J., Silva, F. J., Kobayashi, T. .”Critérios para Aplicação de Sistemas Especialistas para Diagnósticos de Falhas em Equipamentos de Subestações”. In: XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção ,Transmissão de Energia Elétrica, 2001, Campinas. Anais do XVI SNPTEE. 2001.
- [5-2] Lobosco, O. S., SILVA, Humberto A P, Ary Junqueira, Cunha. R. S.”Monitoring System for Failure Detection and Location in Substations Strategic Apparatus” In: IEEE/PES T&D 2002 Latin America, 2002, São Paulo.
- [5-3] ANSI C37.06.

- [5-4] “On-Line Circuit Breaker Wear and Condition Monitor” – Capabilities Brochure Optimzer Plus - INCON. Rev D 009-0503. December.1998.
- [5-5] J. Altwegg, J-P. Dupraz, T.Jung “Novos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (DEIs) em SEs antigas - Problemas e Soluções” - ALSTOM - XVI SNPTEE. Campinas São Paulo. 2001.
- [5-6] A. H. Khan, R. A. York, “An on-line condition-monitoring system for high voltage SF6 circuit breakers”, NWPPA Engineering & Operations Conference, Eugene, OR, May 11, 1995.
- [5-7] R. Bennet; R. Schwabe; S. Zelingher; J. Troisi; M. Landry; A. Mercier; R. Giraldeau; R. Pater; D. Beauregard; H. Delmas; D. Valiquete; R. Roussel; P. Roy. “Methodology for monitoring the condition of high voltage circuit- breakers”, CIGRÉ-1998.
- [5-8] R. Bennet, R. Schwabe, S. Zelingher, J. Troisi (New York Power Authority); M. Landry, A. Mercier, R. Giraldeau, R. Pater, D. Beauregard, H. Delmas, D. Valiquete, R. Roussel, P. Roy, M. Germain, G.Fecteau (Hydro-Québec); Y. Lefebvre, M. Lebow, M. Alfieri (Consolidated Edison Company of New York); H. Spindle (Consulting Eng.); “Demonstration and Field Evaluation of a Condition-Monitoring System for SF6 High-Voltage Circuit Breakers”, Proceedings: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI-1994.
- [5-9] R. A. Valtin, A. Polycarpou, S. Ramaswarny, V. Swarnakar, A. Soom, V. Demjanenko, R. S. Acharya and D. M. Benenson (State University of New York at Buffalo); J. W. Porter (Electric Power Research Institute); Circuit Breakers Diagnostics”, Proceedings: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI- 1994.
- [5-10] N. Fujimoto, B. Morra, G. Ford, J. Meehan, J. Salovaara, T. Molony; “Diagnostics and Monitoring for Substations”, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI- 1994.
- [5-11] K. Goto, T. Sakakibara, I. Kamata, S. Ikeda; “On-line monitoring and diagnostics of gas circuit breakers”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No 1, January 1989.
- [5-12] C. J. H. M. Poorts, W. R. Rutgers, “Condition Monitoring techniques for circuit breakers”, KEMA Nederland B. V., The Netherlands, 13th CIRED 1995.
- [5-13] A. H. Khan, R. A. York, “An on-line condition-monitoring system for high

voltage SF6 circuit breakers”, NWPPA Engineering & Operations Conference, Eugene, OR, May 11, 1995.

[5-14] Steven L. Purucker, Stan Borys, “Substation Reliability Centered Maintenance”, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI- 1994.

[5-15] Mark W. Conroy, John Conidi, “Substation Maintenance Practices”, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI-1994.

CAPÍTULO 6

[6-1] Tatizawa, H. “Análise e Localização de Descargas Parciais por Métodos Elétricos em Transformadores de Potência”. São Paulo, 2001. Tese de Doutorado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. 153p.

[6-2] Costa, S. “Técnicas de Monitoramento de Transformadores de Potência Direcionados à Manutenção com Base nas Condições”. São Paulo, 1999. Dissertação de Mestrado n– Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. 93p.

[6-3] Sokolov, V., Bulgakova, V., Berler, Z. “Assesment of Power Transformer Insulation Condition”. In: Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference, 2001. Proceedings, 16-18 oct. 2001, p. 605-613.

[6-4] Mamede, J. “Manual de Equipamentos Elétricos”. V. 2. Rio de Janeiro: Livros técnicos e científicos editora Ltda. 1993.

[6-5] Milan, M. “Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante”. 5.ed. São Paulo: Editora Egar Blücher Ltda. 1998.

[6-6] Brites, J. “Sistema de Automação para Gestão de Transformadores Baseado na Confiabilidade”. São Paulo, 2002. Tese de Doutorado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. 207p.

[6-7] Chu, D., Lux, A. “On-line Monitoring of Power Transformaersand Components: A Review of Key Aspects”. In: Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference, 1999. Proceedings, 26-28 oct. 1999, p. 669-675.

[6-8] Richardson, B. “Transformer Life Management, Bushings and Tapchangers”. Transformers Life Management (Ref. No. 1998/510). In: IEE Colloquium, 22, oct. 1998, p. 8/1 – 8/4.

- [6-9] Virayavanich, S., Seiler, A., Hammer, Ch., Weck, K. H. “Reliability of On-Load Tap Changers with Special Consideration Experience with Delta Connected Transformer Windings and Tropical Environmental Conditions”. In: Conference CIGRÉ, 1996, paper 12-103.
- [6-10] GT A2.23 “Gerenciamento Histórico de Dados de Transformadores de Potência” Força Tarefa FT-01 Lista de Grandezas Monitoradas em Transformadores - CIGRÉ BRASIL, R.J., Brasil, Agosto, 2005.
- [6-11] Mcgrail, T, Wilson, A. On line gas sensors. “Condition Monitoring of Large Machines and Power Transformers”. Digest No. 1977/086), IEE Colloquium, 19 June 1977, p. 1/1-1/4.
- [6-12] XU, D.K et al. “On-line monitoring of winding deformation of power transformer”. Electrical Insulating Materials, 19-22 nov.2001, p.853-856.
- [6-13] Arri, E. et.al. “Diagnosis of the state of power transformer windings by on-line measurement of stray reactance”. IEEE Transactions on instrumentation and measurement, v.42, n.2, apr.1993.
- [6-14] Levy, A et al. “Diagnóstico integrado de transformadores de potência – Aplicação”. In: XV SNPTEE, foz do Iguaçu – Paraná –Brasil, 17-22 out 1999.
- [6-15] Oommem, T.V. “On-line moisture sensing in transformers”. In: Electrical Electronics Insulation Conference, 1991. Boston’91 EEIC/ICWA Exposition. Proceedings of the 20th, 7-10 oct.1991. p.236-240.
- [6-16] Dakin, T. W., “Electrical insulation deterioration treated as a chemical rate phenomenon”. AIEE Transactions on Power Delivery, v.7, n.1, p.392-398, jan 1992.
- [6-17] Silva, Humberto A. P., Bassi, W., Diogo, A. C. T. “Non-invasive Ageing Assessment by Means of Polarization and Depolarization Current Analysis and its Correlation with Moisture Content for Power Transformer Life Management”. In: IEEE/PES T&D 2004 Latin America, 2004, São Paulo. 2004.
- [6-18] Chu, D; Lux, A. “On-line monitoring of power transformers and components: a review of key parameters”. In: Electrical Insulation Conference And Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference Proceedings, 26-28 oct.1999.
- [6-19] LACTEC – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento. Sistema de monitoramento de Buchas Capacitivas. Disponível em: <http://www.redetec.org.br/mostraenergia/pdf/LACTEC.pdf>

- [6-20] Grimoni, José Aquiles Baesso; Alves, Edson Antonio. “Manutenção de Subestações de Distribuição de Energia Elétrica”. In: X Erlac - Encontro Regional Latino Americano da Cigré, 2003, Puerto Iguazu - Argentina. 2003.
- [6-21] Grimoni, José Aquiles Baesso; Silva, Humberto A P; Junqueira, Ary; Cunha, Renato S; Basseto, Bruno A. “Um Software de Cálculo de Perda de Vida em Transformadores”. In: X ERLAC - Encontro Regional Latino Americano da Cigré, 2003, Puerto Iguazu. 2003.
- [6-22] Grimoni, José Aquiles Baesso; Silva, Humberto A P; Junqueira, Ary; Pellini, Eduardo; Hirakawa, A. “Predictive Diagnostic Methods for Power Transformer Based on Expert System. Technique”. In: IEEE/PES T&D 2002 Latin America, 2002, São Paulo. 2002.
- [6-23] Grimoni, José Aquiles Baesso; Pellini, Eduardo; Silva, Humberto A P. “Softwares Inteligentes de Análise dos Equipamentos Monitorados de Subestações de Energia Elétrica”. In: XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI, 2002, Salvador. Anais do XV SENDI.2002.
- [6-24] Grimoni, José Aquiles Baesso; Hirakawa, A H; Pellini, Eduardo; Silva, Humberto A P; Junqueira, Ary; Cunha, Renato S.”Monitoramento e Sistema Especialista para Diagnóstico de Equipamentos de Subestações”. In: XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção ,Transmissão de Energia Elétrica, 2001, Campinas. Anais do XVI SNPTEE. 2001.
- [6-25] Grimoni, José Aquiles Baesso; Silva, Humberto A P; Junqueira, Ary; Pellini, Eduardo; Hirakawa, A R.”Predictive Diagnostic methods for Power Transformers Based on Expert System. Techniques”. In: SDEMPED - International Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives, 2001, Trieste. SDENPED 2001 Record. 2001. p. 645-650.
- [6-26] Diogo, A. C., Asano, M., Lemos, L. E. F., Castro, G. L., Kanashiro, A. G. – “Monitoramento de Subestações – A experiência CESP” SNPTEE, 1999.
- [6-27] Kanashiro, A. G., Castro, G. L., Malagodi, C. V. S. “Sistema de Monitoramento de Equipamentos de Subestações: Desenvolvimento e Implantação”. SNPTEE, 1999.
- [6-28] Normas IEC 519, NBR 7274 , ANSI/IEEE C57.104-1991 e Laborelec sobre Análise Cromatografica de Gases em Transformadores.
- [6-29] IEEE, “IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers”, IEEE Standards, Std C57.104-1991.

- [6-30] ABNT, “Interpretação da Análise dos Gases de Transformadores em Serviço”, ABNT, Project NBR 7274 – JUN/99.
- [6-31] Q. Su, C. Mi, L. L. Lai, P. Austin, “A Fuzzy Dissolved Gas Analysis Method for the Diagnosis of Multiple Incipient Faults in a Transformer”, IEEE Trans. On Power Systems, VOL 15, n. 2, May 2000.
- [6-32] Y. C. Huang, H. T. Yang, C. L. Huang, “Developing a new transformer diagnosis system through evolutionary fuzzy logic”, IEEE Trans. On Power Delivery, VOL 12, n. 2, April 1997
- [6-33] C. E. Lin; J. M. Ling; C. L. Huang “An Expert System for Power Transformer Fault Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis” – IEEE Transactions on Power Delivery – Vol No 8, No 1, January 1993, pages 231-38.
- [6-34] Joseph A. Cocco Jr., “Failure trending analysis for substations”, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI-1994.
- [6-35] Mark W. Conroy, John Conidi, “Substation Maintenance Practices”, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI-1994.
- [6-36] S. Yakov (CESI), M. de Nigris (CESI), P. G. Antonioli (AEM), “Study of the life consumption of distribution transformers and assessment of end-of-life criteria”, 12th CIRED 1993.
- [6-37] IEC 354 Loading guide for oil-immersed power transformers. 1991.

APÊNDICE A

- [A-1] <http://www.sql.org>
- [A-2] <http://www.mysql.org>
- [A-3] <http://www.oracle.com>
- [A-4] <http://www.w3.org/XML>
- [A-5] <http://www.odbc.org>
- [A-6] Cunha, Renato S., Silva, Humberto A. P., ”Transferência eletrônica de dados de monitoramento de transformadores”, Relatório da força tarefa (FT01) do GT-Brasil A2.23-Monitoramento de Transformadores, outubro, 2003.

APÊNDICE B

- [B-1] IEEE Technical Report 1550 (1999): Utility Communications Architecture, UCA-GOMSFE 0.91;

APÊNDICE - A

TRANSFERÊNCIA ELETRÔNICA DE DADOS DE MONITORAMENTO DE EQUIPAMENTOS DE POTÊNCIA

1 Introdução

No setor elétrico a troca de informação está relacionada com a necessidade de obtenção de informações dos diversos equipamentos do complexo sistema de geração, transmissão e distribuição, com tais dispositivos trabalhando de forma sincronizada e distribuídos em longas distâncias. Mesmo dentro de um ambiente de subestação, se considerarmos os diversos pontos de obtenção de informação e suas peculiaridades, logo perceberemos que é essencial a existência de um ambiente de troca de informações eficiente. Obter informação correta, precisa e disponibilizá-la aos usuários do sistema, tem sido o trabalho de muitos projetistas e pesquisadores durante anos.

A implantação de sistemas não assistidos, com o controle remoto de diversos dispositivos, tem como consequência a expansão da rede de subestações, redução de custos e propiciar mais segurança aos profissionais de campo. A coleta de dados com a automação digital possibilita a análise em tempo real do sistema e impõe um avanço rumo à melhoria dos diversos sistemas existentes. Todavia, esses sistemas eram dedicados a aplicação e continham características básicas de compartilhamento da informação, geralmente baseados em algum tipo de exportação dos dados para o formato ASCII.

O padrão ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*) é sem dúvida o padrão de intercâmbio de maior sucesso na computação. Foi aceito como um padrão internacional e é acessível em todos os sistemas operacionais existentes.

A duas grandes características do ASCII, ou como é mais conhecido “padrão texto”, são a simplicidade e, por ser um padrão aberto, estar disponível a qualquer fabricante.

Durante o paradigma da digitalização das subestações, a necessidade de armazenamento histórico das coletas de dados, alarmes e eventos do sistema, fez com que muitos fabricantes dos sistemas SCADA, buscassem nos fabricantes de software, soluções para seus produtos baseadas em banco de dados estruturados, tais como: Dbase, Access, Fox-

pro, ou mais recentemente, baseados na arquitetura Cliente-Servidor: Oracle, SQL Server, DB2, SyBase, MySQL, Prosgresql etc. [1], [2] e [3] .

A existência de uma base de dados estruturada foi responsável pela criação de ambientes complexos de computação. Onde as informações podem ser processadas e analisadas por programas de computadores, através de consultas das informações em um padrão amplamente aceito pelos fabricantes: a linguagem de consulta SQL (Structured Query Language).

O interesse das Concessionárias de Energia Elétrica em realizar o Monitoramento On-line de seus Equipamentos de Potência despertou o interesse de muitos fabricantes de sistemas digitais de coleta de dados e os próprios fabricantes dos equipamentos de potência, no sentido de se desenvolver produtos para tal finalidade. As Concessionárias, por sua vez, possuem em seus parques instalados, equipamentos dos mais diversos fabricantes e das mais diversas tecnologias disponíveis. Provavelmente, isso também será verdade com relação aos sistemas de monitoramento que essas empresas irão adquirir. Um dos grandes desafios é conseguir uma maneira de se conviver com essa diversidade de softwares e hardwares de forma a permitir a troca de dados entre as diversas plataformas que surgirão. A proposta aqui sugerida procura apontar uma solução para tal problemática.

A existência de diversos fabricantes de soluções para monitoramento nos impõem a necessidade de convivermos em um ambiente heterogêneo de produtos, onde encontramos diversos padrões de hardware e software e uma grande quantidade de protocolos de comunicação. Muitas vezes essas diferenças existem por particularidades desses produtos, que buscam atender as necessidades específicas dos clientes.

A busca por diferenciação entre os produtos é importante para garantir a contínua evolução dos sistemas, sendo muito saudável a concorrência entre os fabricantes no sentido de se conseguir novas soluções, mais eficientes e com menor custo.

Por outro lado, a proposta aqui apresentada, procura resolver o paradigma de como conviver com essa realidade de forma sustentável, de maneira a não estancar novos desenvolvimentos, e, ao mesmo tempo, conseguir interoperabilidade entre os diversos produtos já disponíveis e os futuros. O caminho indicado para que isto seja obtido é a utilização de um Formato Comum de Arquivo para Transferência de Dados com adoção de Layout Único.

Muito freqüentemente adotamos um produto de aquisição de dados por alguma característica que seja mais conveniente às nossas necessidades. Toda via, o produto de apresentação que gostaríamos de utilizar pode ser de um outro fabricante que possui, por exemplo, uma interface mais amigável ou de menor custo. Outras vezes, uma negociação comercial pode ser fator decisivo para a utilização de um terceiro sistema, que deve ser implantado junto com outro já existente.

A transferência de dados automatizada e padronizada permitirá integrar distintas fontes de dados em um único repositório de dados centralizado, ou transferir os dados entre as aplicações e executar rotinas de cálculo em servidores de maior processamento.

Algumas características nos parecem fundamentais, baseados no histórico da computação:

- Utilização de um formato ASCII;
- Criação de um Dicionário;
- Formação estruturada;
- Possibilidade de transformação entre formatos;

Com a popularização das redes de computadores e o sucesso do protocolo IP (Internet Protocol), novos horizontes foram abertos para o mundo da informação. A possibilidade de se publicar um conteúdo de forma global, ou mesmo dentro de um ambiente corporativo de forma universal (para todos os funcionários), gerou uma corrida pela criação de diversos produtos de TI (Tecnologia da Informação), de forma a atender as novas necessidades geradas por esse novo ambiente de trabalho.

Com esse objetivo desde 1996 o W3C tem desenhado um padrão para a troca de dados eletrônica a XML (Extended Markup Language) [4].

XML é um subconjunto da SGML (Standard Generalized Markup Language), que pode ser entendida como a norma de criar linguagem baseada em marcadores. A XML foi desenvolvida com o objetivo de ser uma linguagem neutra em relação a formatos de um fabricante ou padrões industriais e com a preocupação de ser um formato otimizado para publicação via WEB.

A XML tem sido apontada como a forma ideal de troca de informações estruturadas entre servidores e está sendo adotada na grande maioria das soluções e em todas as áreas de aplicação.

Por ser um padrão baseado no formato ASCII, esse é facilmente gerado ou lido em todas as plataformas computacionais existentes, onde o dicionário de dados é descrito pelo usuário e a informação armazenada de forma estruturada. Outra característica importante da linguagem XML é a possibilidade de transformação de uma estrutura em outra de forma simplificada.

Ainda no sentido de criar um ambiente computacional avançado e adequado para a transferência de dados entre aplicações foi criado o SOAP (Simple Object Application Protocol), um protocolo de comunicação entre aplicações baseados no padrão XML e protocolo HTTP. Essa tecnologia permite que um objeto (software no servidor) seja executado remotamente, passando-se os dados para a execução através de XML.

Para o sistema de Gerenciamento de Ativos de Potência proposto neste trabalho, a criação de um formato baseado em XML, para troca de dados ou formatação, atende o requisito primordial para a convivência de distintas soluções de monitoramento em uma estrutura onde se necessita uma harmonização para uma integração eficiente. O impacto para os desenvolvedores de soluções dedicadas se limitaria a disponibilização de suplementos (plug-ins) de conectividade nesse padrão.

O formato permitirá a transferência de diversas classes de informação incluindo: identificação de equipamentos, dados das medições de campo, dados ensaios de laboratório e as informações que permitam entender os dados, tais como: data e hora, taxa de aquisição, tipo de sensor, tipo de sinal, etc. Tais informações são inclusive objeto de estudo dos Grupos do CIGRÉ (Ex: CIGRE A2.23 – Monitoramento de Transformadores), que estão procurando criar um manual de recomendações, que dentre outras coisas, conterà uma lista de variáveis de interesse para monitoramento e seus atributos associados.

2 Objetivos

O objetivo é apresentar uma proposta de Formato de Arquivo para Transferência de Dados de Monitoramento de Equipamentos de Potência, para troca de dados entre plataformas de monitoramento diferentes.

3 Sistemas de Monitoramento

O Monitoramento on-line para fins de Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos de Potência, envolve a aquisição de dados analógicos e digitais de forma automatizada, através da utilização de sensores instalados juntos aos equipamentos e unidades de coleta de dados. Cada tipo de variável que se deseja monitorar possui suas próprias características, diretamente relacionadas com os fenômenos físicos associados. Os Sistemas de Monitoramento devem estar preparados para coletar, armazenar e analisar essas variáveis levando em conta essas diferenças [6].

3.1 Variáveis analógicas

3.1.1 Constante de tempo lenta

Variáveis analógicas com variações medidas em termos de horas, dias, etc.

- ✓ Ex: Alteração do nível de óleo do transformador.

3.1.2 Constante de tempo rápida

Variáveis analógicas com variações medidas em termos de segundos, minutos, etc.

- ✓ Ex: Alteração da temperatura do enrolamento do transformador.

3.2 Variáveis digitais

3.2.1 Eventos lentos

Variáveis digitais com alterações de estados medidas em termos de segundos, minutos, horas, etc.

- ✓ Ex: Estado dos ventiladores do sistema de resfriamento do transformador.

3.2.2 Eventos rápidos

Variáveis digitais com alterações de estados medidas em termos de milisegundos.

- ✓ Ex: Proteções.

3.3 Contagens

Variáveis digitais ou analógicas, onde se deseja contar o número de ocorrências de um determinado estado.

- ✓ Ex: Número de acionamentos do comutador sob carga do transformador.

3.4 Oscilografias

Variáveis analógicas com constante de tempo muito rápida, geralmente utilizada para captura de informação que contém constante de tempo lenta.

- ✓ Ex: Esforço do motor do comutador sob carga do transformador.

3.5 Ensaios de laboratório e Ensaios Especiais de Campo

Conjunto de informações obtido através de ensaios realizados em laboratório ou em campo.

- ✓ Ex: Ensaio de cromatografia gasosa, descargas parciais (D.P.), Corrente de Polarização e Despolarização (PDC) para determinação da umidade na isolação sólida de transformadores, RFA (Resposta em Frequência) etc.

4 Transferência de Dados

4.1 Arquivo de Transferência de Dados (ATD)

O formato ATD é proposto para ser um meio de troca de dados ao nível do Banco de Dados, através de extratores automáticos ou utilizando um sistema automático de troca de dados via Web Service.



Figura A-1: Troca de dados entre sistemas de Monitoramento.

4.2 Formato do arquivo ATD

O formato ATD é composto por 3 sessões:

- 1) Sessão de Identificação do Equipamento
- 2) Sessão de dados Coletados
 - Sub-Sessão de Configuração da Coleta
 - Sub-Sessão de Dados
- 3) Sessão de Ensaio Laboratorial ou Ensaio Especiais de Campo
 - Sub-Sessão de Configuração do Ensaio
 - Sub-Sessão de Resultados

```

<!DOCTYPE ATD
[
<!ELEMENT ADT (Ident, Coleta*, Ensaio*)>;
<!ELEMENT Ident (Nome, Legenda, NumSerie, Localidade)>
<!ELEMENT Nome (#PCDATA)>
<!ELEMENT Legenda (#PCDATA)>
<!ELEMENT NumSerie (#PCDATA)>
<!ELEMENT Localidade (#PCDATA)>
<!ELEMENT Coleta (ColetaConf, Dados)
<!ELEMENT ColetaConf (VarNome, VarTipo, VarScan, VarMin, VarMax)>
<!ELEMENT VarNome (#PCDATA)>
<!ELEMENT VarTipo (#PCDATA)>
<!ELEMENT VarScan (#PCDATA)>
<!ELEMENT VarMin (#PCDATA)>
<!ELEMENT VarMax (#PCDATA)>
<!ELEMENT Dados (Dado*)>
<!ELEMENT Dado (Instante, Valor)>
<!ELEMENT Instante (#PCDATA)>
<!ELEMENT Valor (#PCDATA)>
<!ELEMENT Ensaio (EnsaioConf, Resultados)>
<!ELEMENT EnsaioConf (EnsaioNome, DataEnsaio, Responsavel, NumEnsaio,
Lab)>
<!ELEMENT EnsaioNome (#PCDATA)>
<!ELEMENT DataEnsaio (#PCDATA)>
<!ELEMENT Responsavel (#PCDATA)>
<!ELEMENT NumEnsaio (#PCDATA)>
<!ELEMENT Lab (#PCDATA)>
<!ELEMENT Resultados (Resultado*)>
<!ELEMENT Resultado (ElemNome, ValorRes)>
]

```

Exemplo: Troca de dados de temperatura do óleo e do enrolamento de transformadores.

```
<ADT>
  <Ident>
    <Nome> Trafo </Nome>
    <Legenda> TR-5 </Legenda>
    <NumSerie> 22-334 </NumSerie>
    <Localidade> SE – 11 </Localidade>
  </Ident>
  <Coleta>
    <ColetaConf>
      <VarNome> TempOleo </VarNome>
      <VarTipo> Float </VarTipo>
      <VarScan> 15 </VarScan> //minutos
      <VarMin> 0 </VarMin>
      <VarMax> 100 </VarMax>
    </ColetaConf>
    <Dados>
      <Dado>
        <Instante> 08/10/2003 00:15 </Instante>
        <Valor> 36 </Valor>
        <Instante> 08/10/2003 00:30 </Instante>
        <Valor> 36.3 </Valor>
        <Instante> 08/10/2003 00:45 </Instante>
        <Valor> 36.1 </Valor>
        <Instante> 08/10/2003 01:00 </Instante>
        <Valor> 36.2 </Valor>
      </Dado>
    </Dados>
  </Coleta>
  <Coleta>
    <ColetaConf>
      <VarNome> TempEnr </VarNome>
      <VarTipo> Float </VarTipo>
      <VarScan> 1 </VarScan> //minutos
      <VarMin> 0 </VarMin>
      <VarMax> 100 </VarMax>
    </ColetaConf>
    <Dados>
      <Dado>
        <Instante> 08/10/2003 00:00 </Instante>
        <Valor> 50 </Valor>
        <Instante> 08/10/2003 00:01 </Instante>
        <Valor> 50.1 </Valor>
        <Instante> 08/10/2003 00:02 </Instante>
        <Valor> 50.1 </Valor>
        <Instante> 08/10/2003 00:03 </Instante>
        <Valor> 50.9 </Valor>
      </Dado>
    </Dados>
  </Coleta>
</ADT>
```

```
<Instante> 08/10/2003 00:04 </Instante>
<Valor> 50.9 </Valor>
<Instante> 08/10/2003 00:05 </Instante>
<Valor> 51.3 </Valor>
</Dado>
</Dados>
</Coleta>
</ADT>
```

5 Conclusões

O um formato de arquivo para troca de dados de monitoramento para equipamentos de potência proposto, permite a integração de sistema de diferentes ao nível do banco de dados. A utilização de um padrão baseado nas tecnologias XML (Extended Markup Language) permite que essas informações sejam trocadas via protocolo SOAP, ou através da criação de serviços via WEB utilizando tecnologia Web Service.

Os trabalhos dos Grupos CIGRÉ em andamento (Ex: GT A2.23 Monitoramento de Transformadores) contribuirão para que a lista de variáveis monitoradas e todos os seus atributos sejam consensuados entre empresas e fabricantes, de forma que esta estrutura do ATD poderá ser estendida à todas aquelas grandezas de interesse dos sistemas de monitoramento.

6 Bibliografia

[A-1] <http://www.sql.org>

[A-2] <http://www.mysql.org>

[A-3] <http://www.oracle.com>

[A-4] <http://www.w3.org/XML>

[A-5] <http://www.odbc.org>

[A-6] Cunha, Renato S., Silva, Humberto A. P., "Transferência eletrônica de dados de monitoramento de transformadores", Relatório da força tarefa (FT01) do GT-Brasil A2.23-Monitoramento de Transformadores, outubro, 2003.

APÊNDICE - B

CONVENÇÕES DE NOMES, *DESIGN* DE CLASSES DE OBJETOS DE DADOS, GRUPOS ETC., COM BASE NO IEC 61850 E UCA 2.0

1 Introdução

O objetivo da proposta de se aplicar o padrão em monitoramento de equipamentos de potência e gerenciamento de ativos é o de se garantir interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes com uma enorme facilidade de integração, além de propiciar uma enorme redução de custos nas várias fases do ciclo de vida do sistema de monitoramento e automação das concessionárias de energia elétrica (Figura B.1).

Para que os modelos de informação dos equipamentos de potência (ex: transformadores, disjuntores, seccionadores etc.), a serem padronizados com base no padrão, possam ser reutilizados garantindo as vantagens descritas acima, é preciso começar por aplicar as convenções de nomes e *design* das classes de objetos de dados como descrito pelo GOMSFE (*Generic Object Models for Substation & Feeder Equipment*) do UCA 2.0.

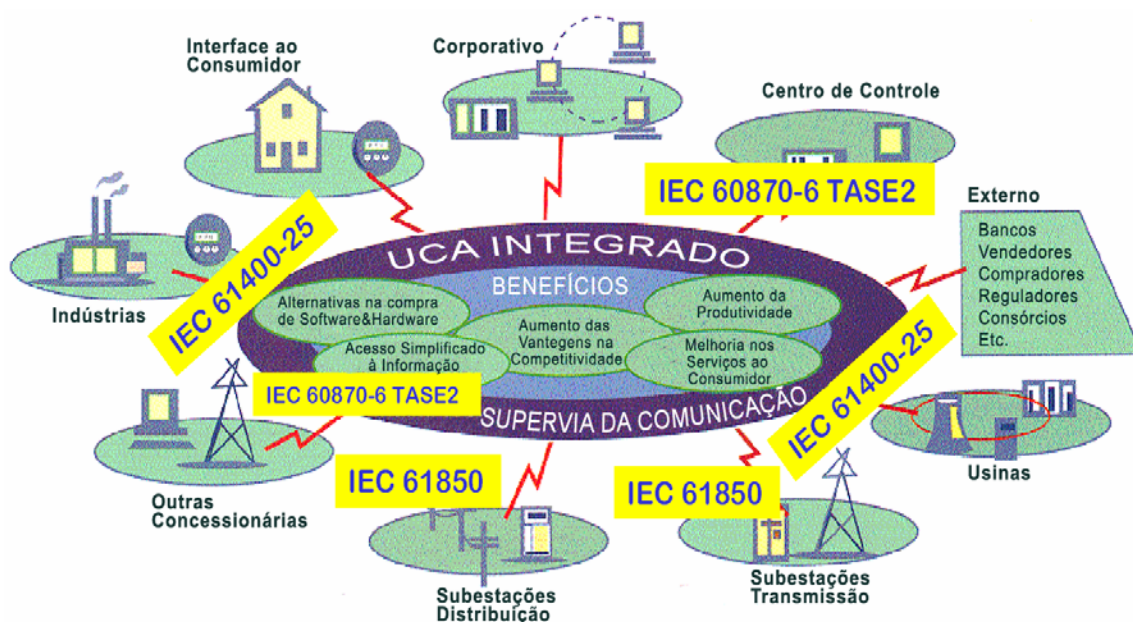


Figura B.1: Integração da informação baseada no IEC61850/UCA (*seamless information integration*). [Fonte: DistribuTECH SCC-2002-Miami, Karlheinz Schwarz]

2 Procedimento baseado no GOMSFE

Grupos de trabalho do CIGRÉ, existentes (ex: GT A2.23 monitoramento de transformadores) e a serem formados, para tratar dos temas específicos de cada equipamento de potência, podem fornecer a lista de variáveis relevantes a serem monitoradas, às quais seriam então aplicados os procedimentos para criação de suas respectivas abreviações, componentes comuns, objetos e estruturas associadas, dos grupos aos quais pertenceriam, além da nomeação da própria variável.

2.1 Convenções de Nomes

Para as variáveis já catalogadas (vide item 3), faz-se sua reutilização da maneira como estão padronizadas. Para as novas que serão definidas, que pode ser chamado de criação de nomenclatura para os Objetos de Dados, devem seguir os procedimentos indicados no padrão, que estão descritos a seguir.

Name Length.

The maximum length (excluding delimiters) of various GOMSFE name components are listed in the table to the right. When combined with single delimiters between the various name components, the maximum total name length is 32 characters. Note that the Brick Name is comprised of an optional “wrapper”, a standard 4 character brick name in ALL CAPS, and a mandatory index.

Names.

The intention is for a data object or component name to have one and only one meaning, i.e. no duplicate names with different meanings, or the same object with different names.

GOMSFE Naming Component	Maximum Number of Characters
Brick Name <div style="text-align: center;"> </div>	6 (optional wrapper) 4 (standard brick) 1 (instance index) 11 Total
Functional Component	2
Data Objects	9
Common Class Components	7

Figura B.2: Convenção de nomes usando o GOMSFE.

(Fonte: Utility Communication Architecture 2.0).

2.2 Abreviações comuns para formar nomes concisos (UCA 2.0)

As definições de abreviações devem também seguir o padrão. A tabela a seguir apresenta uma lista de abreviações usadas em nomes compostos dos Objetos de Dados. A maneira com que elas são escolhidas serve para permitir que fiquem curtas o suficiente, porém que ainda se apresentem com uma terminologia expressiva. Por exemplo, usando a tabela, um nome razoável de um Objeto de Dado para “*software revision*” poderia ter a seguinte abreviação: SftRev.

Tabela B.1: Exemplo de abreviações.

Abbr	Term
A	Ampere
Cls	Close
Evt	Event

3 Reutilização de nomes, tipos de dados e classes existentes em outras áreas.

É apresentada, neste Apêndice, uma catalogação do que já existe em outras áreas de automação e que podem ser reutilizados por exemplo, em monitoramento de transformadores de potência, por se tratarem de nomes, abreviações e tipo de dados que tem aplicação direta.

Tabela B.2: Componentes comuns (Objetos de Dados e Estruturas).

Fonte: UCA 2.0

Common Components (Data Objects & Structures)																																				
Name	Description	Data Type /Class																																		
A	Amperes, current in phase A, B, C, and N.	WYE																																		
Ang	Angle between phase voltage and current in degrees.	WYE																																		
H2	ppm of hydrogen	AI																																		
H2O	ppm of dissolved moisture per ASTM D1533	AI																																		
Hz	Power system fundamental frequency	AI																																		
O2	ppm of oxygen	AI																																		
PF	Power Factor for phase A, B, C	WYE																																		
PhsAi	Phase A measurement, integer value	INT16S																																		
PhsAf	Phase A measurement, float value	FLT32																																		
PhsBi	Phase B measurement, integer value	INT16S																																		
PhsBf	Phase B measurement, float value	FLT32																																		
PhsCi	Phase C measurement, integer value	INT16S																																		
PhsCf	Phase C measurement, float value	FLT32																																		
PhsABi	Phase AB measurement, integer value	INT16S																																		
PhsABf	Phase AB measurement, float value	FLT32																																		
PhsBCi	Phase BC measurement, integer value	INT16S																																		
PhsBCf	Phase BC measurement, float value	FLT32																																		
PhsCAi	Phase CA measurement, integer value	INT16S																																		
PhsCAf	Phase CA measurement, float value	FLT32																																		
Phsi	Phase setting, integer value	INT16S																																		
Phsf	Phase setting, float value	FLT32																																		
PPV	Voltage AB, BC, CA	DELTA																																		
PhsTar	Phase Targets, an ENUM8 that identifies the involved phases. <table border="1" data-bbox="635 1346 1137 1924"> <thead> <tr> <th>Value</th> <th>Name</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td><i>None</i></td> </tr> <tr> <td>1</td> <td><i>Phase A</i></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td><i>Phase B</i></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td><i>Phase C</i></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td><i>Ground Only</i></td> </tr> <tr> <td>5</td> <td><i>A to Ground</i></td> </tr> <tr> <td>6</td> <td><i>B to Ground</i></td> </tr> <tr> <td>7</td> <td><i>C to Ground</i></td> </tr> <tr> <td>8</td> <td><i>AB</i></td> </tr> <tr> <td>9</td> <td><i>BC</i></td> </tr> <tr> <td>10</td> <td><i>CA</i></td> </tr> <tr> <td>11</td> <td><i>AB to Ground</i></td> </tr> <tr> <td>12</td> <td><i>BC to Ground</i></td> </tr> <tr> <td>13</td> <td><i>CA to Ground</i></td> </tr> <tr> <td>14</td> <td><i>ABC</i></td> </tr> <tr> <td>15</td> <td><i>ABC to Ground</i></td> </tr> </tbody> </table>	Value	Name	0	<i>None</i>	1	<i>Phase A</i>	2	<i>Phase B</i>	3	<i>Phase C</i>	4	<i>Ground Only</i>	5	<i>A to Ground</i>	6	<i>B to Ground</i>	7	<i>C to Ground</i>	8	<i>AB</i>	9	<i>BC</i>	10	<i>CA</i>	11	<i>AB to Ground</i>	12	<i>BC to Ground</i>	13	<i>CA to Ground</i>	14	<i>ABC</i>	15	<i>ABC to Ground</i>	ENUM8
Value	Name																																			
0	<i>None</i>																																			
1	<i>Phase A</i>																																			
2	<i>Phase B</i>																																			
3	<i>Phase C</i>																																			
4	<i>Ground Only</i>																																			
5	<i>A to Ground</i>																																			
6	<i>B to Ground</i>																																			
7	<i>C to Ground</i>																																			
8	<i>AB</i>																																			
9	<i>BC</i>																																			
10	<i>CA</i>																																			
11	<i>AB to Ground</i>																																			
12	<i>BC to Ground</i>																																			
13	<i>CA to Ground</i>																																			
14	<i>ABC</i>																																			
15	<i>ABC to Ground</i>																																			

Common Components (Data Objects & Structures)																																																																																																																																																																									
Name	Description			Data Type /Class																																																																																																																																																																					
SIUnits	<p>SIUnits provide a description of what the <i>Analog Value</i> represents, i.e., V, A, PF, %, etc. Default is [1] which is dimensionless, (which is the same as the <i>Analog Value</i> Primitive Object, i.e., in the case of an RTU Analog Value that represents a point, and not necessarily a specific measurement) [per IEC 1850 unit type definitions and the Measurement Parameters in UCA 2.0 Substation Automation]. The integer representations of <i>SIUnits</i> and derived <i>SIUnits</i> are:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Integer Value</th> <th>Quantity</th> <th>Unit Name</th> <th>Symbol</th> <th>UCA 2.0</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="5">Base Units</td> </tr> <tr><td>1</td><td>none</td><td>dimensionless</td><td>none</td><td>none</td></tr> <tr><td>2</td><td>length</td><td>meter</td><td>m</td><td>m</td></tr> <tr><td>3</td><td>mass</td><td>kilogram</td><td>kg</td><td>kg</td></tr> <tr><td>4</td><td>time</td><td>second</td><td>s</td><td>s</td></tr> <tr><td>5</td><td>current</td><td>ampere</td><td>A</td><td>A</td></tr> <tr><td>6</td><td>temperature</td><td>Kelvin</td><td>K</td><td>T</td></tr> <tr><td>7</td><td>amount of substance</td><td>mole</td><td>mol</td><td></td></tr> <tr><td>8</td><td>luminous intensity</td><td>candela</td><td>cd</td><td>cd</td></tr> <tr><td>9</td><td>plane angle</td><td>degrees</td><td>deg</td><td>deg</td></tr> <tr><td>10</td><td>plane angle</td><td>radian</td><td>rad</td><td>r</td></tr> <tr><td>11</td><td>solid angle</td><td>steradian</td><td>sr</td><td></td></tr> <tr> <td colspan="5">Derived Units</td> </tr> <tr><td>21</td><td>absorbed dose</td><td>Gray (J/Kg)</td><td>Gy</td><td></td></tr> <tr><td>22</td><td>activity</td><td>becquerel (1/s)</td><td>q</td><td></td></tr> <tr><td>23</td><td>relative temperature</td><td>degrees Celsius</td><td>°C</td><td></td></tr> <tr><td>24</td><td>dose equivalent</td><td>seivert (J/kg)</td><td>Sv</td><td></td></tr> <tr><td>25</td><td>electric capacitance</td><td>farad (C/V)</td><td>F</td><td></td></tr> <tr><td>26</td><td>electric charge</td><td>coulomb (AS)</td><td>C</td><td></td></tr> <tr><td>27</td><td>electric conductance</td><td>siemens (A/V)</td><td>S</td><td></td></tr> <tr><td>28</td><td>electric inductance</td><td>henry (Wb/A)</td><td>H</td><td>H</td></tr> <tr><td>29</td><td>electric potential</td><td>volt (W/A)</td><td>V</td><td>V</td></tr> <tr><td>30</td><td>electric resistance</td><td>ohm (V/A)</td><td>Ω</td><td>Ω</td></tr> <tr><td>31</td><td>energy</td><td>joule (N m)</td><td>J</td><td></td></tr> <tr><td>32</td><td>force</td><td>newton (kg m / s²)</td><td>N</td><td></td></tr> <tr><td>33</td><td>frequency</td><td>hertz (1/s)</td><td>Hz</td><td>Hz</td></tr> <tr><td>34</td><td>illuminance</td><td>lux (lm / m²)</td><td>lx</td><td>lx</td></tr> <tr><td>35</td><td>luminous flux</td><td>lumen (cd sr)</td><td>Lm</td><td>Lm</td></tr> <tr><td>36</td><td>magnetic flux</td><td>weber (V s)</td><td>Wb</td><td></td></tr> <tr><td>37</td><td>magnetic flux density</td><td>tesla (Wb / m²)</td><td>T</td><td></td></tr> <tr><td>38</td><td>power</td><td>watt (J /s)</td><td>W</td><td>W</td></tr> <tr><td>39</td><td>pressure</td><td>pascal (N / m²)</td><td>Pa</td><td></td></tr> </tbody> </table>			Integer Value	Quantity	Unit Name	Symbol	UCA 2.0	Base Units					1	none	dimensionless	none	none	2	length	meter	m	m	3	mass	kilogram	kg	kg	4	time	second	s	s	5	current	ampere	A	A	6	temperature	Kelvin	K	T	7	amount of substance	mole	mol		8	luminous intensity	candela	cd	cd	9	plane angle	degrees	deg	deg	10	plane angle	radian	rad	r	11	solid angle	steradian	sr		Derived Units					21	absorbed dose	Gray (J/Kg)	Gy		22	activity	becquerel (1/s)	q		23	relative temperature	degrees Celsius	°C		24	dose equivalent	seivert (J/kg)	Sv		25	electric capacitance	farad (C/V)	F		26	electric charge	coulomb (AS)	C		27	electric conductance	siemens (A/V)	S		28	electric inductance	henry (Wb/A)	H	H	29	electric potential	volt (W/A)	V	V	30	electric resistance	ohm (V/A)	Ω	Ω	31	energy	joule (N m)	J		32	force	newton (kg m / s ²)	N		33	frequency	hertz (1/s)	Hz	Hz	34	illuminance	lux (lm / m ²)	lx	lx	35	luminous flux	lumen (cd sr)	Lm	Lm	36	magnetic flux	weber (V s)	Wb		37	magnetic flux density	tesla (Wb / m ²)	T		38	power	watt (J /s)	W	W	39	pressure	pascal (N / m ²)	Pa		ENUM8
Integer Value	Quantity	Unit Name	Symbol	UCA 2.0																																																																																																																																																																					
Base Units																																																																																																																																																																									
1	none	dimensionless	none	none																																																																																																																																																																					
2	length	meter	m	m																																																																																																																																																																					
3	mass	kilogram	kg	kg																																																																																																																																																																					
4	time	second	s	s																																																																																																																																																																					
5	current	ampere	A	A																																																																																																																																																																					
6	temperature	Kelvin	K	T																																																																																																																																																																					
7	amount of substance	mole	mol																																																																																																																																																																						
8	luminous intensity	candela	cd	cd																																																																																																																																																																					
9	plane angle	degrees	deg	deg																																																																																																																																																																					
10	plane angle	radian	rad	r																																																																																																																																																																					
11	solid angle	steradian	sr																																																																																																																																																																						
Derived Units																																																																																																																																																																									
21	absorbed dose	Gray (J/Kg)	Gy																																																																																																																																																																						
22	activity	becquerel (1/s)	q																																																																																																																																																																						
23	relative temperature	degrees Celsius	°C																																																																																																																																																																						
24	dose equivalent	seivert (J/kg)	Sv																																																																																																																																																																						
25	electric capacitance	farad (C/V)	F																																																																																																																																																																						
26	electric charge	coulomb (AS)	C																																																																																																																																																																						
27	electric conductance	siemens (A/V)	S																																																																																																																																																																						
28	electric inductance	henry (Wb/A)	H	H																																																																																																																																																																					
29	electric potential	volt (W/A)	V	V																																																																																																																																																																					
30	electric resistance	ohm (V/A)	Ω	Ω																																																																																																																																																																					
31	energy	joule (N m)	J																																																																																																																																																																						
32	force	newton (kg m / s ²)	N																																																																																																																																																																						
33	frequency	hertz (1/s)	Hz	Hz																																																																																																																																																																					
34	illuminance	lux (lm / m ²)	lx	lx																																																																																																																																																																					
35	luminous flux	lumen (cd sr)	Lm	Lm																																																																																																																																																																					
36	magnetic flux	weber (V s)	Wb																																																																																																																																																																						
37	magnetic flux density	tesla (Wb / m ²)	T																																																																																																																																																																						
38	power	watt (J /s)	W	W																																																																																																																																																																					
39	pressure	pascal (N / m ²)	Pa																																																																																																																																																																						

Common Components (Data Objects & Structures)																																																																																																																																																						
Name	Description				Data Type /Class																																																																																																																																																	
SIUnits (Continued)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Integer Value</th> <th>Quantity</th> <th>Unit Name</th> <th>Symbol</th> <th>UCA 2.0</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>Extended Units</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>41</td> <td>area</td> <td>square meter (m²)</td> <td>m²</td> <td></td> </tr> <tr> <td>42</td> <td>volume</td> <td>cubic meter (m³)</td> <td>m³</td> <td></td> </tr> <tr> <td>43</td> <td>velocity</td> <td>meters per second (m / s)</td> <td>ms⁻¹</td> <td></td> </tr> <tr> <td>44</td> <td>acceleration</td> <td>meters per second² (m / s²)</td> <td>ms⁻²</td> <td></td> </tr> <tr> <td>45</td> <td>volumetric flow rate</td> <td>cubic meters per second (m³ / s)</td> <td>m³s⁻¹</td> <td></td> </tr> <tr> <td>46</td> <td>fuel efficiency</td> <td>meters / cubic meter (m / m³)</td> <td>ms³</td> <td></td> </tr> <tr> <td>47</td> <td>moment of mass</td> <td>kilogram meter (kg m)</td> <td>M</td> <td></td> </tr> <tr> <td>48</td> <td>density</td> <td>kilogram / cubic meter (kg / m³)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>49</td> <td>viscosity</td> <td>meter square / second (m² / s)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>thermal conductivity</td> <td>watt / meter Kelvin (W / m K)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>51</td> <td>heat capacity</td> <td>joule / Kelvin (J / K)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>52</td> <td>concentration</td> <td>parts per million</td> <td>ppm</td> <td>ppm</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Industry Specific Units</td> <td>Electric Units</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>61</td> <td>apparent power</td> <td>volt ampere (VA)</td> <td>VA</td> <td>VA</td> </tr> <tr> <td>62</td> <td>real power</td> <td>watts (I²R)</td> <td>W</td> <td>W</td> </tr> <tr> <td>63</td> <td>reactive power</td> <td>volt ampere reactive (VISinθ)</td> <td>VA_r</td> <td>VA_r</td> </tr> <tr> <td>64</td> <td>phase angle</td> <td>degrees</td> <td>θ</td> <td>θ</td> </tr> <tr> <td>65</td> <td>power factor</td> <td>(dimensionless)</td> <td>Cosθ</td> <td>Cosθ</td> </tr> <tr> <td>66</td> <td>volt seconds</td> <td>volt seconds (W s / A)</td> <td>Vs</td> <td>Vs</td> </tr> <tr> <td>67</td> <td>volts squared</td> <td>volt square (W² / A²)</td> <td>V²</td> <td>V²</td> </tr> <tr> <td>68</td> <td>amp seconds</td> <td>amp second (A s)</td> <td>As</td> <td>As</td> </tr> <tr> <td>69</td> <td>amps squared</td> <td>amp square (A²)</td> <td>A²</td> <td>A²</td> </tr> <tr> <td>70</td> <td>amps squared time</td> <td>amp square second (A²s)</td> <td>A²t</td> <td>A²t</td> </tr> <tr> <td>71</td> <td>apparent energy</td> <td>volt ampere hours</td> <td>VAh</td> <td>VAh</td> </tr> <tr> <td>72</td> <td>real energy</td> <td>watt hours</td> <td>Wh</td> <td>Wh</td> </tr> <tr> <td>73</td> <td>reactive energy</td> <td>volt ampere reactive hours</td> <td>VA_rh</td> <td>VA_rh</td> </tr> <tr> <td>74</td> <td>magnetic flux</td> <td>volts per hertz</td> <td>V/Hz</td> <td>V/Hz</td> </tr> </tbody> </table>				Integer Value	Quantity	Unit Name	Symbol	UCA 2.0		Extended Units				41	area	square meter (m ²)	m ²		42	volume	cubic meter (m ³)	m ³		43	velocity	meters per second (m / s)	ms ⁻¹		44	acceleration	meters per second ² (m / s ²)	ms ⁻²		45	volumetric flow rate	cubic meters per second (m ³ / s)	m ³ s ⁻¹		46	fuel efficiency	meters / cubic meter (m / m ³)	ms ³		47	moment of mass	kilogram meter (kg m)	M		48	density	kilogram / cubic meter (kg / m ³)			49	viscosity	meter square / second (m ² / s)			50	thermal conductivity	watt / meter Kelvin (W / m K)			51	heat capacity	joule / Kelvin (J / K)			52	concentration	parts per million	ppm	ppm		Industry Specific Units	Electric Units			61	apparent power	volt ampere (VA)	VA	VA	62	real power	watts (I ² R)	W	W	63	reactive power	volt ampere reactive (VISinθ)	VA _r	VA _r	64	phase angle	degrees	θ	θ	65	power factor	(dimensionless)	Cosθ	Cosθ	66	volt seconds	volt seconds (W s / A)	Vs	Vs	67	volts squared	volt square (W ² / A ²)	V ²	V ²	68	amp seconds	amp second (A s)	As	As	69	amps squared	amp square (A ²)	A ²	A ²	70	amps squared time	amp square second (A ² s)	A ² t	A ² t	71	apparent energy	volt ampere hours	VAh	VAh	72	real energy	watt hours	Wh	Wh	73	reactive energy	volt ampere reactive hours	VA _r h	VA _r h	74	magnetic flux	volts per hertz	V/Hz	V/Hz	ENUM8
Integer Value	Quantity	Unit Name	Symbol	UCA 2.0																																																																																																																																																		
	Extended Units																																																																																																																																																					
41	area	square meter (m ²)	m ²																																																																																																																																																			
42	volume	cubic meter (m ³)	m ³																																																																																																																																																			
43	velocity	meters per second (m / s)	ms ⁻¹																																																																																																																																																			
44	acceleration	meters per second ² (m / s ²)	ms ⁻²																																																																																																																																																			
45	volumetric flow rate	cubic meters per second (m ³ / s)	m ³ s ⁻¹																																																																																																																																																			
46	fuel efficiency	meters / cubic meter (m / m ³)	ms ³																																																																																																																																																			
47	moment of mass	kilogram meter (kg m)	M																																																																																																																																																			
48	density	kilogram / cubic meter (kg / m ³)																																																																																																																																																				
49	viscosity	meter square / second (m ² / s)																																																																																																																																																				
50	thermal conductivity	watt / meter Kelvin (W / m K)																																																																																																																																																				
51	heat capacity	joule / Kelvin (J / K)																																																																																																																																																				
52	concentration	parts per million	ppm	ppm																																																																																																																																																		
	Industry Specific Units	Electric Units																																																																																																																																																				
61	apparent power	volt ampere (VA)	VA	VA																																																																																																																																																		
62	real power	watts (I ² R)	W	W																																																																																																																																																		
63	reactive power	volt ampere reactive (VISinθ)	VA _r	VA _r																																																																																																																																																		
64	phase angle	degrees	θ	θ																																																																																																																																																		
65	power factor	(dimensionless)	Cosθ	Cosθ																																																																																																																																																		
66	volt seconds	volt seconds (W s / A)	Vs	Vs																																																																																																																																																		
67	volts squared	volt square (W ² / A ²)	V ²	V ²																																																																																																																																																		
68	amp seconds	amp second (A s)	As	As																																																																																																																																																		
69	amps squared	amp square (A ²)	A ²	A ²																																																																																																																																																		
70	amps squared time	amp square second (A ² s)	A ² t	A ² t																																																																																																																																																		
71	apparent energy	volt ampere hours	VAh	VAh																																																																																																																																																		
72	real energy	watt hours	Wh	Wh																																																																																																																																																		
73	reactive energy	volt ampere reactive hours	VA _r h	VA _r h																																																																																																																																																		
74	magnetic flux	volts per hertz	V/Hz	V/Hz																																																																																																																																																		
t	Timestamp, an optional component used to indicate the last time the object was updated. A default of zero indicates that no time stamp is available. In the case of a GOOSE message, timestamp refers to the time the message was sent.				BTIME6																																																																																																																																																	
T	Temperature				AI																																																																																																																																																	
TankPres	Pressure of gas blanket				AI																																																																																																																																																	

Common Components (Data Objects & Structures)																																				
Name	Description	Data Type /Class																																		
TapChgSt	<p>Tap Changer Status is represented by a Bitstring [16] of individual status points as follows (0 = Not Sealed/No/Open/Off Neutral Tap, 1 = Sealed, Yes, Closed, On Neutral Tap):</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tap Changer Status</th> <th>Bit #</th> <th>rwe</th> <th>m/o</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Motor Drive Seal-in</td> <td>0</td> <td>r</td> <td>o</td> </tr> <tr> <td>Tap Position Known</td> <td>1</td> <td>r</td> <td>m</td> </tr> <tr> <td>Control Circuit Operating</td> <td>2</td> <td>r</td> <td>o</td> </tr> <tr> <td>Neutral Tap Position</td> <td>3</td> <td>r</td> <td>o</td> </tr> <tr> <td>Low Tap Position Limiting</td> <td>4</td> <td>r</td> <td>o</td> </tr> <tr> <td>High Tap Position Limiting</td> <td>5</td> <td>r</td> <td>o</td> </tr> <tr> <td>Unassigned (future use)</td> <td>6-15</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Tap Changer Status	Bit #	rwe	m/o	Motor Drive Seal-in	0	r	o	Tap Position Known	1	r	m	Control Circuit Operating	2	r	o	Neutral Tap Position	3	r	o	Low Tap Position Limiting	4	r	o	High Tap Position Limiting	5	r	o	Unassigned (future use)	6-15			BSTR16		
Tap Changer Status	Bit #	rwe	m/o																																	
Motor Drive Seal-in	0	r	o																																	
Tap Position Known	1	r	m																																	
Control Circuit Operating	2	r	o																																	
Neutral Tap Position	3	r	o																																	
Low Tap Position Limiting	4	r	o																																	
High Tap Position Limiting	5	r	o																																	
Unassigned (future use)	6-15																																			
TmrSeq	Timer for sequence of multiple tap changes, elapsed time in seconds for multiple, second and subsequent changes in sequence	INT16U																																		
TopT	Top temperature	AI																																		
Tot	Total concentration of non inert gas in ppm	AI																																		
TotAInt	Current interruption events (phs. agg.)	INT16U																																		
TmrSeq	Timer for sequence of multiple tap changes, elapsed time in seconds for multiple, second and subsequent changes in sequence	INT16U																																		
TopT	Top temperature	AI																																		
Tot	Total concentration of non inert gas in ppm	AI																																		
TotAInt	Current interruption events (phs. agg.)	INT16U																																		
TotComb	Total concentration of combustible gas in ppm	AI																																		
TotkVA	Total kilovolt-amperes in all 3 phases.	AI																																		
TotVar	RMS variation events (phs. agg.)	INT16U																																		
TotVAr	Total Volt-Ampere-reactive in all 3 phases.	AI																																		
TotVInt	Voltage interruption events (phs. agg.)	INT16U																																		
TotVVar	RMS V variation events (phs. agg.)	INT16U																																		
TotkVArh	Total kilovolt-ampere-reactive-hours in all 3 phases	AI																																		
TotkW	Total kilowatts in all 3 phases.	AI																																		
TotkWh	Total kilowatt-hours	AI																																		
u	Unit	ENUM16																																		
V	Voltage on phase A, B, C to G	WYE																																		
VA	VA in phase A, B, C	WYE																																		
VAr	VAr in phase A, B, C	WYE																																		
Vnd	Vendor, the name of the manufacturer of the device.	VSTR32																																		
VndID	Vendor Identity	VndID																																		
Vib	Vibration of tank surface, qty=n	AI																																		
W	Watts in phase A, B, C	WYE																																		
WHr	Watt-Hours in phase A, B, C	WYE																																		
Xi	X coordinate, integer value (georeferenciamento)	INT16S																																		
Xf	X coordinate, float value	FLT32																																		
XOfsi	X coordinate offset, integer value	INT16S																																		
XOfsf	X coordinate offset, float value	FLT32																																		
XY1	First of two rectangular coordinate points used to define blinder	XY																																		
XY2	Second of two rectangular coordinate points used to define blinder	XY																																		
Yi	Y coordinate, integer value	INT16S																																		
Yf	Y coordinate, float value	FLT32																																		

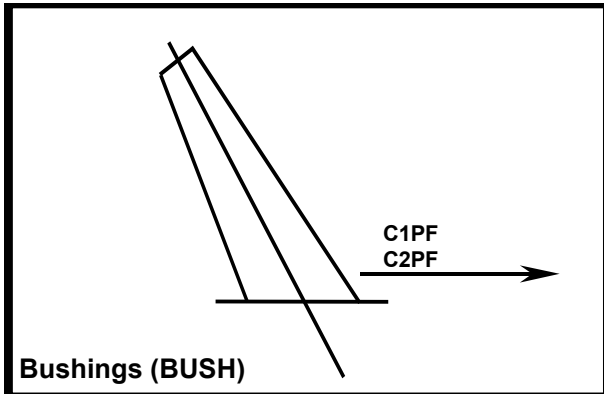
Common Components (Data Objects & Structures)		
Name	Description	Data Type /Class
YOfsi	Y coordinate offset, integer value	INT16S
YOfsf	Y coordinate offset , float value	FLT32
Zeroi	Zero sequence, integer value	INT16S
Zerof	Zero sequence, float value	FLT32
ZeroZ	Zero Impedance	XY, VEC

4 Grupos de equipamentos

Um exemplo ilustrativo de grupos para um subsistema de monitoramento de transformador, as Buchas, é apresentado na tabela abaixo, extraída do GOMSFE v0.91. Este grupo é definido de acordo com o padrão: BRICKS como definido no UCA 2.0 ou LOGICAL NODE como definido no IEC 61850.

4.1.1 Bushings (BUSH)

Transformers will usually include one bushing for each phase of each winding. Bushings are totally passive components; there are no components for which control or set points are provided, or for which a user specified configuration is expected. The model will most often describe a three-phase transformer, and less frequently describe a single-phase transformer



Bushings (BUSH)

F C	Name	Class	rweC	m/o	Range	Description
M X	C1PF	WYE	r	o	- 0.15 to 0.15	C1 insulation power factor
	C2PF	WYE	r	o	0.00 to 0.5	C2 insulation power factor
C F	All BUSH.MX	ACF	rw	o		Configuration for all BUSH.MX
D C	All BUSH.MX	d	rw	o		Description for all BUSH.MX
R P	brcbMX	BasRC B	rw	m		Controls reporting of Measurements

Figura B.3: Grupo de equipamentos: BRICKS como definido no UCA 2.0 ou LOGICAL NODE como definido no IEC 61850.

(Fonte: UCA 2.0)

5 Bibliografia

[B-1] IEEE Technical Report 1550 (1999): Utility Communications Architecture, UCA-GOMSFE 0.91;