



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
ESCOLA POLITÉCNICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

---

**IMPLANTAÇÃO DE UM CENTRO DE OPERAÇÃO EM  
TEMPO REAL DE UM AGENTE DE TRANSMISSÃO DO  
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

ROBERTO JEFFERSON NUNES QUEIROZ

RIO DE JANEIRO, R.J. – BRASIL  
OUTUBRO 2010

# **IMPLANTAÇÃO DE UM CENTRO DE OPERAÇÃO EM TEMPO REAL DE UM AGENTE DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

**ROBERTO JEFFERSON NUNES QUEIROZ**

“PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA”

APROVADO POR:

---

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

---

Prof<sup>a</sup>. Carmen Lucia Tancredo, D.Sc.

---

Prof. Marcos Vicente de Brito Moreira D.Sc.

RIO DE JANEIRO, R.J. – BRASIL  
OUTUBRO 2010

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais Torquato Queiroz e Maria de Fátima Queiroz que me apoiaram e dedicaram sua vida à minha formação humana e profissional.

À minha esposa, Danielli Meira, por seu incondicional apoio, amor e carinho, fundamentais para a conclusão desse trabalho.

Aos meus parentes que acompanharam minha evolução, sempre acreditando em mim.

A todos os amigos que se mantiveram ao meu lado em todos os momentos.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da UFRJ que através de sua formação integral proporcionou a inserção nos conceitos da engenharia tornando-me um engenheiro comprometido com os valores do conhecimento e a correta prática da profissão.

Ao Professor Sergio Sami Hazan, aos técnicos, secretárias e demais funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica por seu apoio em todos os momentos.

Agradeço a Deus pelo imensurável dom da vida.

Obrigado!

# IMPLANTAÇÃO DE UM CENTRO DE OPERAÇÃO EM TEMPO REAL DE UM AGENTE DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

## RESUMO

Este trabalho apresenta as etapas de implantação de um Centro Regional de Operação de um agente de transmissão do Sistema Elétrico e o desenvolvimento da modelagem da base de dados do Sistema de Supervisão visando a identificação rápida do problema e consequente recomposição do(s) equipamento(s) para o Sistema Elétrico, após seu desligamento por atuação de proteção.

O trabalho foi projetado, desenvolvido e testado no âmbito das instalações de um agente de transmissão do setor elétrico. A plataforma utilizada para o desenvolvimento desse trabalho foi o Sistema de Supervisão SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), com licenças de propriedade desse agente.

Nesse documento será apresentado um breve histórico sobre a automação de subestações e de sistemas elétricos, o conceito de centros de operação, a dinâmica da operação e a metodologia utilizada para a modelagem dos dados.

O objeto central desse trabalho é a operação do SIN. Dessa forma a abordagem de todos os temas descritos terá como foco principal a segurança, qualidade, e desempenho da operação do SIN, obtidos através da personalização do Sistema de Supervisão de mercado, o SAGE.

A personalização desse sistema consiste na elaboração de uma modelagem de base de dados através do desenvolvimento de técnicas de otimização para o tratamento de alarmes, eventos e demais informações apresentadas para o operador. Essa modelagem transforma a massa de dados originados das instalações do sistema em valiosas informações que facilitam sua recomposição em caso de desligamentos.

Concluindo o projeto, serão apresentados os resultados obtidos durante o desenvolvimento desse trabalho e as propostas para o futuro.

# Índice

<b>Lista de Abreviaturas.....</b>	<b>vi</b>
<b>Lista de Figuras.....</b>	<b>viii</b>

---

<b>Capítulo 1 – Introdução</b>	<b>1</b>
--------------------------------	----------

---

1.1 Motivação.....	4
1.2 Objetivo.....	5
1.3 Organização dos Capítulos .....	7

---

<b>Capítulo 2 – Centro de Operação de Tempo Real</b>	<b>8</b>
--	----------

---

2.1 Conceito.....	8
2.2 Automação no Setor Elétrico – Breve Histórico.....	12
2.2.1 Introdução.....	12
2.2.2 História da Automação.....	13
2.2.3 Os Centros de Operação no Brasil.....	17
2.3 Sistema de Supervisão – Principal Ferramenta da Operação.....	20
2.3.1 Os Recursos e Requisitos da Supervisão.....	24
2.3.2 Tipos de Sistema de Supervisão.....	27
2.3.3 O SAGE.....	31
2.4 Níveis Hierárquicos dos Centros de Operação.....	34
2.5 A Dinâmica da Operação e Seus Requisitos.....	38
2.5.1 O ONS.....	38
2.5.2 O Sistema Interligado Nacional (SIN).....	39
2.5.3 A Complexidade da Operação.....	43
2.5.4 Comunicação com o ONS.....	45
2.6 Arquiteturas Típicas.....	48
2.7 Simulador de Tempo Real.....	50

---

<b>Capítulo 3 – Concepção e Modelagem do SSC para o Centro de Operação</b>	<b>54</b>
--	-----------

---

3.1 Introdução.....	54
3.1.1 O Grupo PLENA Transmissoras.....	55
3.2 Etapas do Desenvolvimento do Projeto.....	58
3.2.1 Concepção do Projeto.....	58
3.2.2 Implantação do COR.....	59
3.3 Modelagem do Sistema.....	60
3.3.1 Introdução.....	60
3.3.2 Base de Dados.....	62
3.3.2.1 Identificador.....	67
3.3.2.2 Descritivo.....	68
3.3.2.1 Ocorrência.....	68
3.3.3 Visores de Tela do Sistema.....	69
3.3.4 Diagnóstico de Equipamento.....	74
3.3.5 Tratamento de Alarmes e Eventos.....	75
3.3.5.1 Visor de Alarme.....	77

<b>Capítulo 4 – Resultados Obtidos com a Implantação do Sistema de Supervisão do COR-IT</b>	<b>81</b>
<hr/>	
4.1 Introdução.....	81
4.2 A Visão do Operador.....	83
4.3 Os Resultados da Modelagem.....	86
4.4 Desafios.....	88
4.4.1 <i>Smart</i> -Alarmes.....	88
4.4.1 Simulador de Tempo Real.....	89
<b>Capítulo 5 – Conclusões e Trabalhos Futuros</b>	<b>90</b>
<hr/>	
<b>Anexos</b>	<b>92</b>
<hr/>	
Anexo 1 – Curva Característica do Relé Eletromecânico IAC51.....	92
Anexo 2 – Elenco de Pontos de SOE Exigido pelo ONS para os Agentes do Setor Elétrico.....	93
Anexo 3 – Análise da Estrutura das Mensagens do Protocolo IEC60870-5-104 na comunicação entre o COR e uma Instalação.....	99
Anexo 4 – Tabela ANSI.....	119
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>123</b>
<hr/>	

## Lista de Abreviaturas

---

ANSI	Instituto Nacional Americano de Padronização ( <i>American National Standards Institute</i> )
BD	Base de Dados
CAG	Controle Automático de Geração
CD	Concentrador de Dados
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CLP	Controlador Lógico Programavel
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COD	Centro de Operação da Distribuição
COG	Centro de Operação da Geração
COI	Centro de Operação da Instalação
COL	Centro de Operação Local
COR	Centro de operação regional
COS	Centro de Operação de Sistemas
COSR-NCO	Centro de Operação de Sistema Regional Norte Centro-Oeste do ONS
COSR-NE	Centro de Operação de Sistema Regional Nordeste do ONS
COSR-S	Centro de Operação de Sistema Regional Sul do ONS
COSR-SE	Centro de Operação de Sistema Regional Sudeste do ONS
COT	Centro de Operação da Transmissão
EMS	Sistema de Gerenciamento de Energia ( <i>Energy Management System</i> )
ENIAC	<i>Eletronic Numeric Integrator And Calculator</i>
FSK	Modulação por Chaveamento de Frequência ( <i>Frequency Shift Keying</i> )
FT	Funções de Transmissão
GPS	Sistema de Posicionamento Global ( <i>Global Positioning System</i> )
ID	Identificador do ponto no supervisório
IEC	Comissão Internacional de Eletrotécnicam ( <i>International Electrotechnical Commission</i> )
IED	Dispositivo Eletrônico Inteligente ( <i>Intelligent Electronic Devices</i> )
IHM	Interface Homem Máquina
IO	Instrução de operação
IP	Protocolo de Interconexão ( <i>Internet Protocol</i> )
ISO	Organização Internacional de Partonização ( <i>International Organization for Starndardization</i> )
MO	Mensagem Operativa
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPGW	Cabo pára-raios com fibra óptica ( <i>Optical Ground Wire</i> )
OSI	Interconexão de Sistemas Abertos ( <i>Open Systems Interconnection</i> )

PCH	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PFK	Modulação por Chaveamento de Fase ( <i>Phase Shift Keying</i> )
PV	Parcela Variável
REGER	Rede de Gerenciamento de Energia
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SCADA	Sistema de Supervisão Controle e Aquisição de Dados ( <i>Supervisory Control and Data Aquisition</i> )
SDSC	Sistema Digital de Supervisão e Controle
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOE	Sequência de Eventos ( <i>Sequence Of Events</i> )
SPCS	Sistema de Proteção, Controle e Supervisão
SSC	Sistema de Supervisão e Controle
TC	Transformador de corrente
TCP	Protocolo de Controle de Transmissão ( <i>Transmission Control Protocol</i> )
TP	Transformador de potencial
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UTR/RTU	Unidade Terminal Remota ( <i>Remote Terminal Unit</i> )

## Lista de Figuras

<b>Figura 1.1</b> – Centro de Operação.....	2
<b>Figura 1.2</b> – Diagrama de Sistema com o Unifilar Geral de um Centro de Operação.....	3
<b>Figura 2.1</b> – Sala de Controle de um Centro de Operação Típico (CNOS).....	10
<b>Figura 2.2</b> – Organização de um Centro de Operação.....	11
<b>Figura 2.3</b> – Computador ENIAC.....	12
<b>Figura 2.4</b> – À esquerda a vista frontal e à direita vista traseira do painel de controle da UHE SALTO WEISSBACH, inaugurada em 1914 – Santa Catarina.....	14
<b>Figura 2.5</b> – Sala de controle de subestação da década de 1970, com operação através de instrumentos e sinalização de alarmes em anunciadores (Quadro de alarmes apresentados na parte superior dos painéis).....	15
<b>Figura 2.6</b> – À esquerda Relé Eletromecânico de sobrecorrente, ao centro relé estático e à direita relé digital.....	16
<b>Figura 2.7</b> – Sala de controle da Usina Nuclear Angra 2. Ao fundo painéis convencionais com instrumentos e anunciadores de alarme (topo). Nas mesas de operação, console com IHM digital.....	18
<b>Figura 2.8</b> – Tela típica de um sistema de supervisão de uma planta industrial.....	22
<b>Figura 2.9</b> – Tela de Alarmes do mesmo sistema da Figura 2.8.....	22
<b>Figura 2.10</b> – Organização da Infra-estrutura de Supervisão e Controle do ONS.....	25
<b>Figura 2.11</b> – Recurso de Supervisão e Controle dos Agentes.....	26
<b>Figura 2.12</b> – Centros de Operação Regionais de sistema do ONS: (a) COSR-NCO, (b) COSR-NE, (c) COSR-SE, (d) COSR-SUL.....	34
<b>Figura 2.13</b> – Níveis Hierárquicos dos Centros de Operação do ONS e Agentes.....	36
<b>Figura 2.14</b> – Capacidade Instalada no SIN até 2009.....	41
<b>Figura 2.15</b> – Sistema de Transmissão do SIN – Horizonte 2009-2012.....	42
<b>Figura 2.16</b> – Diagrama de Conectividade de Telecomunicações Agente x ONS.....	46
<b>Figura 2.17</b> – Arquitetura em Estrela de Automação de Subestações.....	48
<b>Figura 2.18</b> – Arquitetura em Anel de Automação de Subestações.....	49
<b>Figura 2.19</b> – Arquitetura Típica de um Centro de Operação.....	50
<b>Figura 2.20</b> – Sala para Treinamento de Operadores ISA-CETEP.....	53
<b>Figura 3.1</b> – Mapa das Concessionárias da PLENA Transmissoras.....	56
<b>Figura 3.2</b> – Participação Acionária do Grupo PLENA Transmissoras.....	57
<b>Figura 3.3</b> – Concepção do COS PLENA.....	59
<b>Figura 3.4</b> – Cabo OPGW (cabo pára-raios com fibra óptica interna).....	60
<b>Figura 3.5</b> – Modelagem do Identificador.....	67
<b>Figura 3.6</b> – Tela de Login do Visor de Acesso – Primeira Tela do Supervisor.....	69
<b>Figura 3.7</b> – Tela de Programas do Visor de Acesso.....	70
<b>Figura 3.8</b> – Tela do Diagrama Unifilar Geral da LT Triângulo.....	70
<b>Figura 3.9</b> – Tela do Diagrama Unifilar Local de uma Instalação.....	71
<b>Figura 3.10</b> – Tela de Arquitetura do Sistema.....	71
<b>Figura 3.11</b> – Tela de Serviço Auxiliar.....	72
<b>Figura 3.12</b> – Tela do Localizador de Faltas.....	73
<b>Figura 3.13</b> – Tela de Tabular de Ponto Digital.....	73
<b>Figura 3.14</b> – Tela de Controle de Disjuntor – Equipamento sem permissão de controle (intertravamento).....	74
<b>Figura 3.15</b> – (a) Diagnóstico de Disjuntor e (b) Diagnóstico de Chave Seccionadora.....	75
<b>Figura 3.16</b> – Visor de Alarmes do COR-IT.....	78
<b>Figura 3.17</b> – Visor com Alarmes Reconhecidos.....	80
<b>Figura 4.1</b> – Visor de Alarmes/Eventos do Sistema WinCC da SIEMENS.....	84
<b>Figura 4.2</b> – Visor de Telas e Alarmes o Sistema Pacis da AREVA.....	84
<b>Figura 4.3</b> – Desligamento da LT Nova Ponte – São Gotardo.....	85

<b>Figura A1.1</b> – Curva Característica do Relé Eletromecânico IAC51.....	92
<b>Figura A3.1</b> – Representação Gráfica da Troca de Dados entre o Mestre e Escravo.....	100

# CAPÍTULO 1

---

## INTRODUÇÃO

---

Nas últimas décadas, com o crescimento do sistema elétrico brasileiro, as exigências na segurança da operação aumentaram de forma que o trabalho para operar a rede elétrica está cada vez mais desafiador.

Por muitos anos, o setor elétrico brasileiro apresentou um cenário cujo aumento da oferta e da infra-estrutura no setor de transmissão não acompanhou o crescimento do consumo de energia registrado nesse período. Essa condição forçou a operação do sistema elétrico para níveis próximos de seus limites físicos, que por sua vez o deixaria susceptível a fenômenos tais como perda de sincronismo, queda de frequência ou colapso de tensão. Esses problemas ocasionam a perda de unidades geradoras, linhas de transmissão e conseqüentemente o desligamento de cargas.

No final da década de 1990, o governo do então presidente Fernando Henrique Cardoso propôs a abertura do setor de transmissão para o investimento do capital privado com o objetivo de fortalecer a malha de transmissão brasileira, evitando riscos iminentes de “apagões” e racionamento de energia.

Nesse novo modelo, a ANEEL tem promovido todos os anos editais de leilões para a licitação de novas concessões de transmissão, em que o consórcio vencedor se compromete a construir e operar os novos ativos da rede básica por 30 anos, em troca de uma receita anual que é calculada tomando como base o valor aproximado do investimento para a implantação do novo empreendimento.

Embora os reforços no sistema de transmissão tenham contribuído de forma significativa para a segurança do sistema elétrico, é essencial que os operadores estejam sempre preparados para responder de forma rápida e eficaz às violações da rede, com o

objetivo de levar o sistema para um ponto de operação satisfatório [1], evitando desta forma situações não desejadas como as apontadas anteriormente.

Dessa forma, é de extrema importância que o operador possa lançar mão de ferramentas e aplicativos que o auxiliem no processo de tomada de decisão para a operação segura do sistema.

A interface do operador com o sistema elétrico é feita através de um sistema informatizado denominado sistema supervisório (ou sistema de supervisão). Esse sistema recebe em tempo real as medições das grandezas elétricas (tensão, corrente, potência, etc.) de linhas de transmissão, unidades geradoras, reatores, bancos de capacitores, barramentos e demais equipamentos elétricos, bem como os estados de equipamentos de manobra (disjuntores, chaves seccionadoras, etc.). Essas informações são adquiridas localmente nas subestações e usinas e transmitidas em tempo real para o centro de operação. No centro de operação, o sistema de supervisão recebe essas informações que, em seguida, são manipuladas, analisadas, armazenadas e apresentadas de forma organizada para o operador, que visualiza todo o sistema elétrico em monitores de computadores e em telas de projeção, instalados na sala de operação. A **Figura 1.1** apresenta a estrutura típica de um centro de operação.



Figura 1.1 – Centro de Operação.

As informações exibidas nas telas e monitores devem ser formatadas de acordo com as necessidades específicas daquele centro de operação. Tais telas são formadas por gráficos, mapas, unifilares gerais ou detalhados, curvas características de equipamentos, perfis de tensão, listas de alarmes, sequência de eventos e etc.

A **Figura 1.2** apresenta uma tela com o diagrama unifilar geral de um sistema elétrico. É importante observar que esse tipo de tela foi concebido para permitir ao operador uma visualização geral do sistema. Para maior detalhamento sobre uma determinada instalação, o operador deverá consultar as telas específicas dessa subestação ou usina.

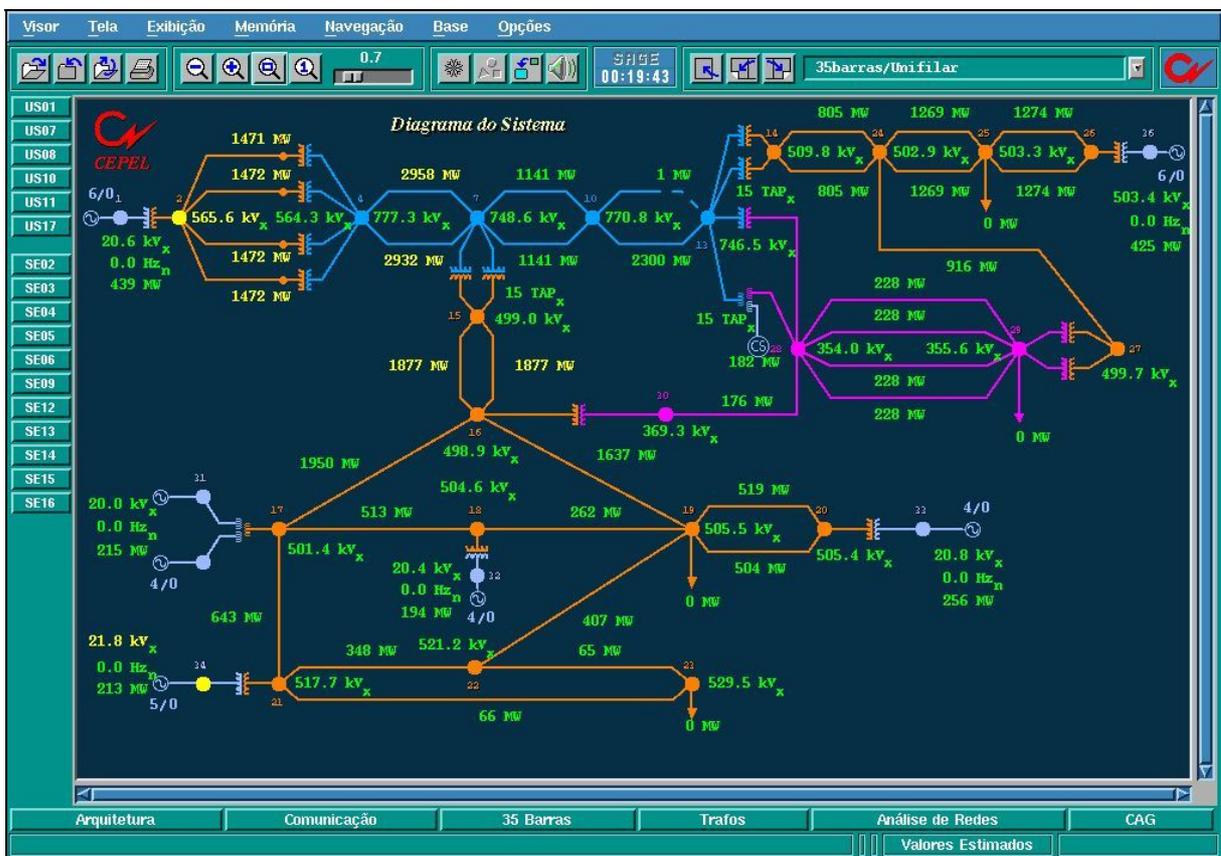


Figura 1.2 – Diagrama de Sistema com o Unifilar Geral de um Centro de Operação.

O sistema de supervisão é a principal ferramenta de trabalho do operador. Ele é responsável por concentrar e tratar todas as informações coletadas do sistema elétrico. Essas informações são adquiridas através dos sistemas locais de supervisão e enviadas para o centro de operação através de canais dedicados de telecomunicação (detalhados posteriormente nesse documento).

Além dos dados em tempo real, os sistemas dos centros de operação são dotados de softwares adicionais para auxiliar no processo de tomada de decisão do operador. Essas ferramentas devem estar disponíveis em tempo real e integradas aos sistemas de supervisão.

Outras funcionalidades, tais como módulos de estudo ou de treinamento, podem ser acrescentadas ao ambiente da sala de controle com o objetivo de auxiliar os operadores do centro. Tais ferramentas podem ser executadas mediante solicitação do operador e consistem da simulação ou análise de uma condição operativa passada (estudos de pós-operação), corrente (provenientes do tempo real) ou futura (estudos de simulação e análise de condições operativas postuladas).

Outro recurso bastante interessante e que é comumente integrado ao sistema de supervisão, é o simulador de rede em tempo real, utilizado na capacitação do operador. Através desse tipo de ferramenta é possível reproduzir o sistema elétrico com todas as suas características e dinâmica em um ambiente *off-line* de forma que o operador possa executar ações corretivas sem que haja necessidade de interferir no sistema real.

## 1.1 - Motivação

---

A principal motivação para a elaboração desse trabalho é apresentar através deste documento as premissas, pré-requisitos, filosofias e etapas para o desenvolvimento de um projeto de um centro de operação de sistema elétrico.

Um centro de operação deve ser capaz de oferecer ao seu usuário não somente condições de controlabilidade, mas também um ambiente dotado de estrutura e ferramentas para uma operação segura do sistema elétrico.

A implantação do centro de operação deve considerar a multidisciplinaridade e as diversas especificidades das áreas técnicas e administrativas que o compõe. No aspecto técnico, devem ser observadas as tecnologias disponíveis no mercado e o atendimento dos requisitos e padrões de qualidade exigidos pelo ONS. A estrutura administrativa do centro de operação deve estar preparada para processar a documentação característica da operação e para as atividades de pré e pós-operação. A normatização de procedimentos, instruções de

manobra e o relacionamento operacional com o ONS e demais agentes do setor elétrico também fazem parte do trabalho administrativo do centro de operação.

Neste documento será apresentada uma visão geral da operação do setor elétrico e a abordagem principal será sobre a ferramenta de supervisão e controle dos centros de operação, o sistema supervisorio.

O desenvolvimento desse tipo de sistema e sua progressiva interligação e automatização dos centros de controle, elevou o trabalho de seus operadores a um grau de complexidade e responsabilidade consideravelmente maior que o vigente há alguns anos atrás. Conseqüentemente a operação do sistema elétrico de potência atual requer crescentes e complexas tomadas de decisão, cada vez mais críticas, visando encontrar o compromisso certo entre segurança e economia [2].

## **1.2 - Objetivo**

---

O objetivo desse projeto de fim de curso consiste em apresentar o processo de elaboração, criação e personalização de um sistema de supervisão para centro de operação de um agente de transmissão privado.

A premissa utilizada no desenvolvimento desse trabalho leva em consideração a modelagem do supervisorio para a recomposição rápida do sistema elétrico. Nesse contexto, o desenvolvimento das telas de forma otimizada e o tratamento dos dados/informações do sistema elétrico são essenciais para alcançar o objetivo desejado.

O escopo central desse trabalho foi a elaboração do projeto, especificação técnica e customização do sistema de supervisão do Centro de Operação Regional de um agente privado do setor de transmissão de energia, e teve como resultado, a modelagem de um sistema de supervisão adequado para as novas necessidades do setor elétrico.

Após o surgimento da demanda para a implantação desse centro de operação, buscou-se no mercado opções de sistema de supervisão que permitisse ao autor desse trabalho criar customizações e implantar filosofias operação voltadas para o rápido restabelecimento do sistema elétrico. As customizações apresentadas neste documento são fruto de análises da

realidade específica deste agente, pesquisa e análise das experiências de diversos agentes do setor elétrico. O tratamento dos eventos gerados nas diversas instalações operadas por esse sistema de supervisão, através da aplicação de filtros específicos elaboradas exclusivamente nesse trabalho, transforma essa massa de eventos e alarmes em informações resumidas e de altíssima qualidade para a operação em tempo real. Além desse tratamento, foram adotadas filosofias que visam simplificar a navegação do operador nas telas do sistema de supervisão. Informações de relevância estão apresentadas de forma simplificada, permitindo ao operador obter informações detalhadas através de curtos movimentos de navegação (poucos cliques ou troca de telas).

A leitura desse documento apontará os critérios e filosofias utilizadas para maximizar os resultados da operação, promovendo melhor acesso às informações e evitando indisponibilidades causadas por erros de operação e/ou ausência de dados para a recomposição do sistema.

A seguir alguns pontos relevantes e conhecimentos adquiridos por parte do autor deste trabalho durante a realização do projeto:

- i. utilização das ferramentas de supervisão de mercado;
- ii. conhecimento da estrutura de configuração de sistemas SCADA e EMS;
- iii. conhecimento de rotinas de operação, relacionamento operacional de tempo real e dinâmica da operação do setor elétrico;
- iv. conhecimento dos procedimentos de implantação de infra-estrutura de telecomunicações;
- v. conhecimento de projeto de automação e eletromecânico de subestações;
- vi. conhecimento das áreas correlatas da Tecnologia da Informação;
- vii. aprendizado das funções de análise de rede;
- viii. conhecimento de normas e resoluções do setor elétrico brasileiro;
- ix. troca de experiência com agentes públicos e privados dos setores de transmissão, geração e distribuição de energia elétrica;
- x. troca de experiência e interação com o ONS – operador nacional do sistema;
- xi. participação de comissionamentos e testes de campo/plataforma;
- xii. aprendizado e aplicação de técnicas de gestão de pessoal e de projeto;

- xiii. desenvolvimento de perfil gerencial.

## **1.3 – Organização dos Capítulos**

---

O CAPÍTULO 2 deste documento tem por objetivo conceituar e introduzir a dinâmica da operação em tempo real e os requisitos para os centros de operação do setor elétrico brasileiro. Serão tratadas as principais ferramentas de auxílio à operação e recomposição do sistema. Também será bordado nesse capítulo um breve histórico da automação e dos centros de operação.

O CAPÍTULO 3 descreve a metodologia utilizada no desenvolvimento do projeto, destacando os aspectos da personalização e modelagem de base de dados para a obtenção dos resultados desejados para a operação.

O CAPÍTULO 4 é destinado à apresentação e discussão dos resultados obtidos nesse projeto.

O CAPÍTULO 5 finaliza o documento apresentado, com as conclusões relativas ao cumprimento do objetivo ao qual se propôs.

## **CAPÍTULO 2**

---

# **CENTRO DE OPERAÇÃO EM TEMPO REAL**

---

Este capítulo introduz os conceitos básicos de um centro de operação através da apresentação de sua estrutura organizacional, dinâmica de funcionamento e principais ferramentas utilizadas pelo centro de controle de sistema elétrico em tempo real.

Será abordado um breve histórico sobre sua evolução, a infra-estrutura necessária para montar um centro dessa natureza, os níveis hierárquicos e as arquiteturas típicas de comunicação. Além disso, serão apresentadas as principais ferramentas de apoio à tomada de decisão.

### **2.1 – Conceito**

---

Entende-se por centro de operação um ambiente provido de ferramentas e infra-estrutura que permita ao seu operador supervisionar, controlar e interagir com os sistemas e subsistemas hierarquicamente a ele subordinado.

O centro de operação de um sistema elétrico, como tal, deve ser capaz de fornecer meios para que seu operador possa controlar as instalações elétricas (usinas, subestações, equipamentos e regiões de controle), mantendo a economicidade e segurança, garantindo desta forma a continuidade no fornecimento de energia. Eles são organizados de forma hierárquica e classificados de acordo com sua abrangência de operação. Os centros de menor abrangência recebem o nome de centro de operação da instalação ou local (COI ou COL) e se reportam aos centros de maior abrangência, tais como os centros da transmissão, geração ou distribuição (COT, COG e COD), que por sua vez se reportam aos centros regionais e de sistema (COR e COS).

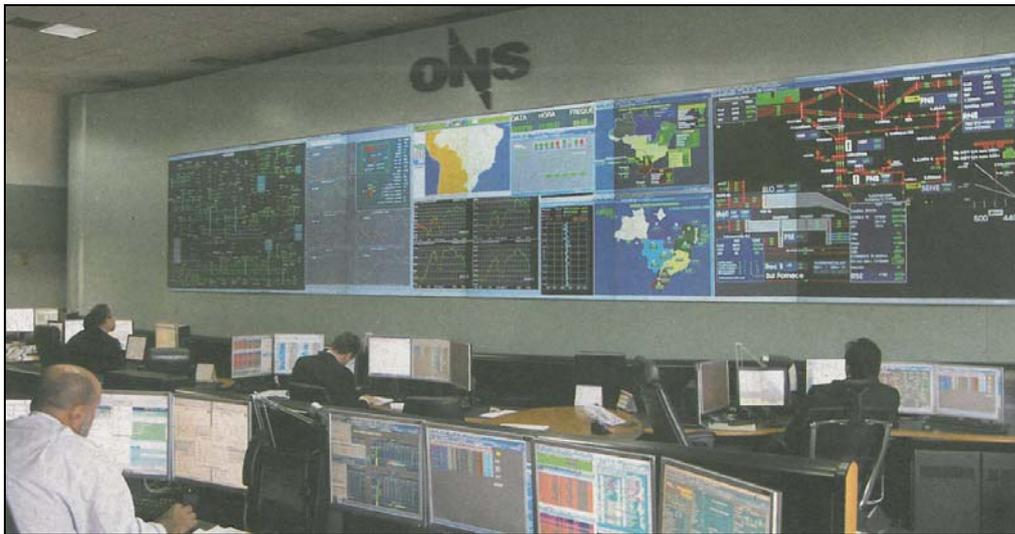
O advento dos sistemas computacionais e a necessidade de obter dados e informações de processos produtivos (plantas industriais, sistemas de transporte, logística, energia, comunicações, etc.) foi responsável pela crescente adoção de ferramentas de automação. A evolução tecnológica dessas ferramentas, associadas às facilidades de telecomunicações, tornou possível estabelecer a transmissão de dados e informações para outros sistemas remotos, a partir dos sistemas locais de automação que, em função de sua aplicação, podem passar a receber solicitações de controle dos sistemas remotos. Esses controles podem ser o envio de uma ordem para ligar ou desligar um equipamento, o envio de um valor de referência (*set-point*) de uma grandeza qualquer (temperatura, pressão, vazão, tensão, etc.) que o sistema local deve perseguir para melhorar o ponto de operação da planta, dentre outros.

A configuração desse cenário, em que um sistema centralizado recebe informações de diversos sistemas locais e é capaz de exercer sobre eles requisições pré-estabelecidas, traz grandes benefícios para o processo produtivo, tornando possível a gestão centralizada desses recursos, otimizando desta forma a utilização de fatores de produção diretos e indiretos.

O processo de gestão, conforme descrito em [3], engloba atividades de planejamento, organização, direção, distribuição e controle de recursos de qualquer natureza, visando à racionalização e à efetividade de determinado sistema, produto ou serviço. A aplicação desse conceito à operação do setor elétrico justifica os investimentos em tecnologia da informação e em ferramentas de gerenciamento de energia. O investimento em estrutura é uma decisão estratégica, conforme abordado por [3] e, para a realidade específica do centro de operação, influencia diretamente no processo de tomada de decisão dos operadores em tempo real.

A dinâmica do SIN e o modelo adotado pela ANEEL para a remuneração e penalização das empresas de transmissão de energia se baseiam na disponibilidade e continuidade dos serviços prestados. Nesse modelo, a demora no processo de recomposição dos equipamentos elétricos (linha de transmissão, transformadores, geradores, reatores, bancos de capacitores, etc.) se torna um dos pontos críticos para a saúde financeira dessas empresas. Visando maximizar a disponibilidade dos serviços as empresas do setor elétrico têm investido sistematicamente em tecnologia e infra-estrutura para melhorar o desempenho no processo de recomposição do sistema. Do ponto de vista da operação em tempo real, esse processo se baseia essencialmente no fornecimento de ferramentas que auxiliem o operador no processo de tomada de decisão, tornando mais ágil a disponibilização dos equipamentos para o SIN. Outros recursos, sobretudo relacionados à manutenção preventiva, preditiva e

corretiva também são de grande importância para a disponibilidade dos serviços. Exemplos desses recursos: sistemas de gestão e programação de manutenção, banco de dados histórico para o acompanhamento do desempenho do equipamento, inspeções físicas para medição de parâmetros diversos (temperatura, análise química de óleo de transformadores e reatores, leitura dos níveis de gás de disjuntores, etc), correção de falhas, dentre outros. Embora o trabalho da manutenção seja de grande importância para a disponibilidade dos serviços, este tema não será tratado neste documento, que tem como objetivo abordar a temática da operação em tempo real, também conhecida como tempo crítico.



**Figura 2.1** – Sala de Controle de um Centro de Operação Típico (CNOS).

Com base na experiência adquirida pelas empresas do setor elétrico, propõe-se a divisão organizacional dos centros de operação em três áreas básicas: Pré-operação, Operação em Tempo Real e Pós-Operação.

A área de pré-operação é responsável pela análise e liberação das programações de intervenção para manutenção ou de intervenção para o atendimento de demandas de empresas externas (outros agentes do SIN e demais prestadores de serviço). Além do cadastro de intervenções, a pré-operação é responsável pelo trabalho de normatização dos procedimentos operacionais de modo a garantir a precisão das manobras, elevando a confiabilidade da operação, minimizando riscos ao sistema e erros operativos. Outra atribuição da pré-operação é a elaboração de documentos internos para auxílio à operação, documentos externos encaminhados para os outros agentes do SIN (Mensagens Operativas - MO) e pelo processamento e cumprimento das instruções de operação (IO) emitidas pelo ONS.

A operação em tempo real é responsável pelas atividades diretas da operação, que compreende o controle dos limites operativos dos equipamentos, controle de tensão, monitoramento do intercâmbio entre áreas, monitoramento de carga e frequência, dentre outras. É responsável também pelo controle das intervenções e programação das atividades durante sua execução.

A pós-operação é responsável pela análise das ocorrências e perturbações do sistema elétrico, elabora relatórios e estudos com base nos resultados da operação de tempo real. Faz a gestão dos bancos de dados, históricos e estatísticos, bem como a apuração dos indicadores de qualidade da operação. É função da pós-operação acompanhar, fiscalizar e auditar o trabalho da operação de tempo real.

O diagrama a seguir representa o relacionamento entre às três áreas do centro de operação. A pré-operação e o tempo real são responsáveis pelas análises das documentações encaminhadas ao centro de operação. As programações futuras (intervenções, mensagens operativas e programações de manobras) são encaminhadas para a análise da pré-operação. O tempo real recebe as solicitações de intervenção de urgência, realiza seu cadastro junto ao ONS e coordena em tempo real o andamento das intervenções.

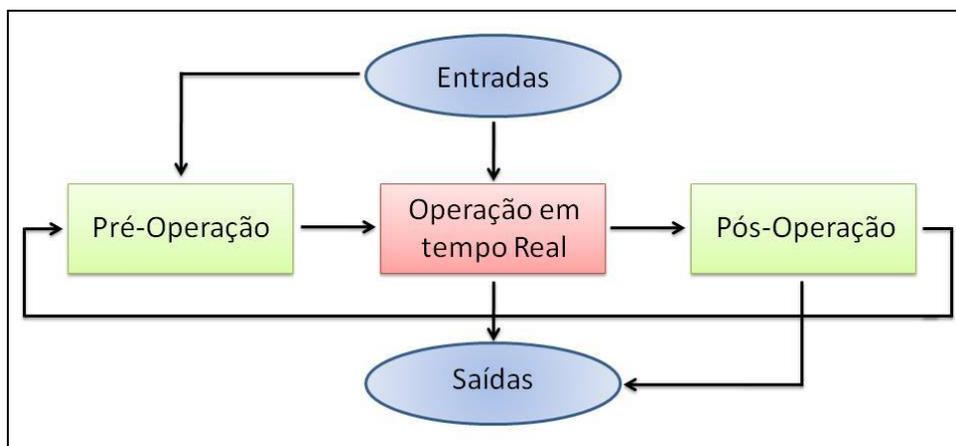


Figura 2.2 – Organização de um Centro de Operação

## 2.2 – Automação no Setor Elétrico – Breve Histórico

---

### 2.2.1 – Introdução

Observa-se nos anos recentes o desenvolvimento acelerado da tecnologia da informação. Seus recursos estão presentes em todas as atividades da sociedade moderna: industrial, médica, comercial, engenharia, direito, entretenimento, segurança, etc. A lista é extensa e confirma a presença dos computadores em praticamente todas as áreas de atividades humanas.

As primeiras “máquinas” de computar datam dos séculos XVI e XVII. Os primeiros computadores de uso geral foram construídos nas décadas de 1930 e 1940. Em 1936 o engenheiro alemão Konrad Zuse construiu o primeiro computador eletro-mecânico, a partir de relés, que executava cálculos e dados lidos em fitas perfuradas. Na ocasião tentou vender o equipamento para o governo alemão, que dispensou o equipamento sob a justificativa de que não poderia auxiliar os esforços para a guerra [17].

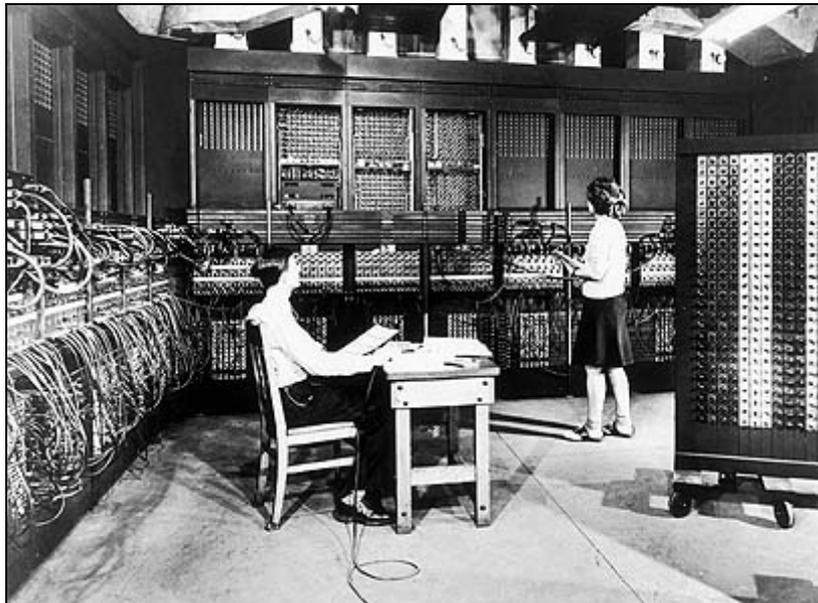


Figura 2.3 – Computador ENIAC.

Durante a segunda guerra mundial, a marinha americana em conjunto com a Universidade de Harvard desenvolveu o Harvard Mark I, que ocupava um espaço de  $120\text{m}^3$  e era capaz de multiplicar dois números de dez dígitos em três segundos. Simultaneamente, o exército americano desenvolvia projeto de um computador para calcular trajetórias balísticas,

o ENIAC (*Electronic Numeric Integrator And Calculator*). Esse equipamento era capaz de fazer quinhentas multiplicações por segundo e foi mantido em segredo até o final da segunda guerra mundial [17].

A utilização dos computadores dentro da indústria da energia elétrica foi iniciada experimentalmente na década de 1950. Na década seguinte foram implementados os primeiros CAGs (Controle Automático de Geração).

Até a década de 1970, os computadores, ainda caros, se concentravam nos Centros de Operação. A partir dos anos 80 iniciou-se a universalização do seu uso. Houve o barateamento do hardware e sistemas operacionais (DOS, Windows, MacOS) e em 1990 o Linux.

### **2.2.2 – História da Automação**

Até a década de 50 do século passado, o problema das técnicas para gerar e transmitir energia e os grandes processos básicos já haviam sido resolvidos, assim como, as grandes questões fundamentais da Elétrica, Química, Mecânica e Metalurgia. No entanto, apesar de equacionadas, não se conseguia controlar os processos industriais na velocidade e na intensidade que a nova demanda apresentava.

Nesse momento, deflagra-se “a revolução da Automação Industrial” através do uso de controladores locais, equipamentos de instrumentação mecânica, hidráulica e pneumática para, em seguida, ser totalmente dominada pela eletrônica analógica.

A partir de 1980, com o microcontrolador, a automação se estabeleceu de forma soberana.

A seqüência foi iniciada pelos atuadores, depois por grandes progressos na medição e no controle remoto, sendo finalmente coroada pela aplicação de controle em “malha fechada” ou “*loop* de controle” com a adoção de controladores de processos centralizados e acionamentos à distância.

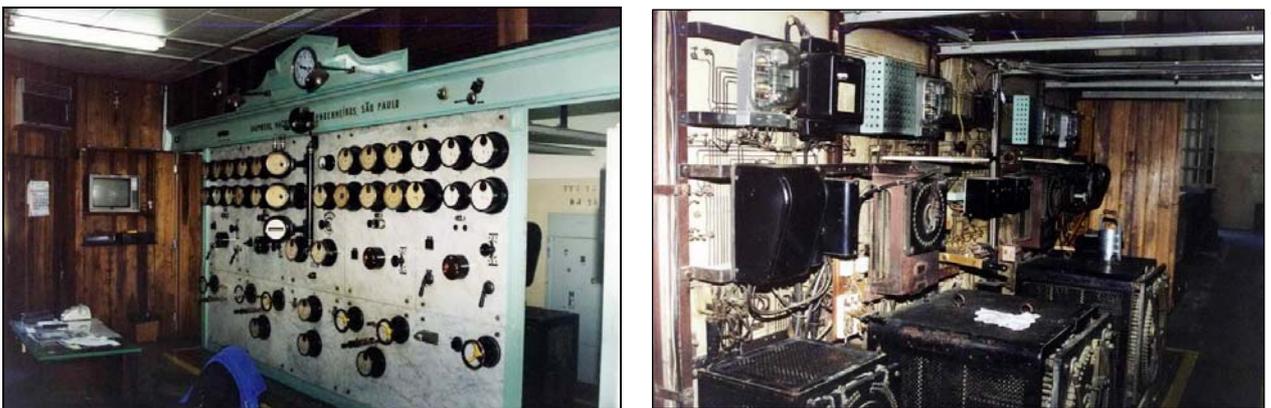
Duas indústrias totalmente diferentes começaram essa nova fase de maneira independente: na manufatura com os controladores programáveis, e nas indústrias de processo com os sistemas distribuídos de controle, ambas em paralelo com a evolução da automação nos Sistemas de Supervisão onde surgiram os primeiros padrões de comunicação e Sistemas

SCADA (abreviação de *Supervisory Control and Data Aquisition*), que atualmente são amplamente utilizados nos Centros de Controle de Sistemas Eletroenergéticos.

O avanço da automação está ligado em grande parte ao avanço da microeletrônica. Nos últimos anos essa tecnologia invadiu os setores produtivos das indústrias e empresas de Energia Elétrica, propiciando a digitalização da automação.

Com o aumento da confiabilidade dos computadores, torna-se possível utilizar esses equipamentos no processo produtivo. A partir da popularização da tecnologia digital no ambiente industrial, nasceram as ferramentas como os sistemas SCADA que, aliados aos CLP e RTU (Controladores Lógicos Programáveis e Unidades Terminais Remotas) permitiram o desenvolvimento de complexos sistemas especializados de supervisão e controle de energia elétrica.

Na área de Proteção de Sistema Elétrico de Potência, a introdução da tecnologia e da automação provocou mudanças significativas. Os primeiros dispositivos voltados para a proteção de sistema elétrico utilizados no Brasil, desde o início do século XX, são conhecidos como Relés Eletromecânicos. Esses dispositivos são extremamente complexos e seu princípio de atuação se baseia na atração e indução eletromagnética. Esses equipamentos monitoram as grandezas elétricas (corrente e tensão) e atuam sobre disjuntores de forma a abrir o circuito elétrico caso os valores instantâneos de corrente e tensão ultrapassem os valores de referência.



**Figuras 2.4 (a) (b)** – À esquerda a vista frontal e à direita vista traseira do painel de controle da UHE SALTO WEISSBACH, inaugurada em 1914 – Santa Catarina

O princípio construtivo desses relés eletromecânicos é extremamente engenhoso. São dotados de inúmeras molas, alavancas, bobinas e engrenagens, confundindo-os com os sofisticados relógios do século XIX. A elaboração desses equipamentos é a engenharia em seu

Estado da Arte. No Brasil, é muito comum encontrar os modelos **KDXG** e **CO8** da *Westinghouse* e o **IAC51** da *General Electric*. O último modelo é um Relé de sobrecorrente com atuação temporizada. No Anexo 1, estão apresentadas as curvas características desse relé, com os diversos pontos de atuação em função dos ajuste selecionados.

Nas décadas de 1930 e 1940 surgiram os primeiros Relés Estáticos. Esses equipamentos utilizam os primeiros circuitos eletrônicos exercendo função de proteção de sistemas elétricos. A primeira geração de Relés Estáticos foi construída através de circuitos valvulados e com número restrito de funções de proteção (comparação direcional, e proteção de distância). Nesse período também foi utilizado o Relé Semi-Estático, que integrava no mesmo equipamento elementos eletromecânicos e circuitos eletrônicos. A segunda geração de Relés Estáticos (décadas de 1950, 1960 e início dos anos 70) já utilizava circuitos transistorizados e tinha capacidade para um número maior de funções de proteção (sobrecorrente, comparação direcional, proteção de distância, etc.).



**Figura 2.5** – Sala de controle de subestação da década de 1970, com operação através de instrumentos e sinalização de alarmes em anunciadores (Quadro de alarmes apresentados na parte superior dos painéis).

No Brasil, a entrada dos Relés Estáticos ocorreu em meados da década de 1970 e o seu uso foi largamente difundido por aproximadamente 10 anos. Esses relés não tiveram vida

longa. Em função do desgaste de seus componentes eletrônicos, a maior parte foi substituída até o início da década de 1990.

A partir da década de 1970 surgiram os primeiros Relés Digitais, baseados em circuitos integrados e microprocessadores. O amadurecimento dessa tecnologia e o aumento da confiabilidade e disponibilidade desses pequenos computadores de uso dedicado, proporcionou sua consolidação no mercado de energia. No Brasil, esses equipamentos foram introduzidos na metade da década de 1980, porém com certa desconfiança por parte dos engenheiros de proteção. Seu funcionamento se tornava dependente das lógicas e programações previamente estabelecidas, além de agregar a insegurança devido ao fato desse novo tipo de *hardware* não suportar o regime de trabalho contínuo. Com o passar dos anos a insegurança desapareceu e a nova tecnologia de Relé Digital se consolidou definitivamente no setor elétrico brasileiro.

Atualmente as três tecnologias coexistem no SIN. Muitos Relés Eletromecânicos estão em operação nas diversas instalações pelo Brasil, uma pequena parte de Relés Estáticos e a grande maioria de Relés Digitais. Embora os Relés Eletromecânicos apresentem uma tecnologia elegante e funcionem de forma correta, nos dias de hoje não existem mais recursos para efetuar sua manutenção (peça de reposição e mão de obra especializada – praticamente “relojeiros”). Além disso, os requisitos estabelecidos pelo operador nacional determinam a necessidade do envio em tempo real das informações e atuações de proteção e dados de telesupervisão (medições das grandezas elétricas e estado de equipamentos de manobra), possíveis apenas através da tecnologia digital.



**Figuras 2.6 (a) (b) (c)** – À esquerda Relé Eletromecânico de sobrecorrente, ao centro relé estático e à direita relé digital

Nos dias de hoje os relés digitais se tornaram tão complexos que exercem além das funções de proteção, outras funções típicas de computadores, tais como a comunicação por protocolos normatizados, multiplexação e armazenamento de dados, cálculos computacionais sofisticados, lógicas para controle de processos, dentre outros. Esses novos equipamentos, capazes de se comunicar através da internet ou de redes locais, promoveram uma mudança radical no conceito de automação de subestações e passaram a ser chamados de IEDs (*Intelligent Electronic Devices* ou Dispositivo Eletrônico Inteligente).

Esse novo conceito mudou de forma radical a automação de subestações. O projeto de SPCS (Sistema de Proteção, Controle e Supervisão) de uma nova instalação requer um domínio multidisciplinar dos profissionais de proteção, agregando o conhecimento de controle, automação, redes de computadores, tecnologia da informação e, em alguns casos, telecomunicações. Os IEDs de proteção estão integrados com os IEDs de controle (responsável pela lógica de controle e intertravamento dos equipamentos de manobra). Informações dos estados dos equipamentos, cálculos de intertravamentos, dados de *inter-bay*, condições de sincronismo, medições analógicas e demais informações são trocadas horizontalmente entre os IEDs da subestação. Além disso, esses IEDs se comunicam verticalmente com os sistemas de supervisão, onde são exibidos nas IHMs (Interface Homem Máquina), telas com o diagrama unifilar da subestação e demais telas com informações sobre os equipamentos da instalação. Essas comunicações, horizontal e vertical, utilizam os mais variados protocolos de comunicação e arquiteturas de rede, tornando o projeto da subestação uma atividade complexa.

### **2.2.3 – Os Centros de Operação no Brasil**

A história dos centros de operação no Brasil teve início nas décadas de 1960 e 1970 e foi protagonizado pelos grandes agentes do setor elétrico.

Os primeiros sistemas instalados na época eram muito diferentes dos sistemas conhecidos atualmente. As limitações técnicas impunham grandes restrições para esses sistemas.

Os centros de operação trabalhavam basicamente com o telefone e com a telemedição de algumas grandezas analógicas que, antes dos primeiros SSC, eram medidas e historiadas através de registradores de pena. A transmissão dessa informação ocorria de forma

interessante: a grandeza analógica, medida em campo através de TPs e TCs (transformadores de potencial e corrente), passava por transdutores em osciladores que, através de um processo de modulação PSK e FSK (*Phase Shift Keying* e *Frequency Shift Keying*), convertiam as medições para sua transmissão através de linhas telefônicas. O sinal recebido no centro de operação era decodificado e novamente convertido para grandeza analógica e apresentado para o operador através dos registradores de pena.



**Figura 2.7** – Sala de controle da Usina Nuclear Angra 2. Ao fundo painéis convencionais com instrumentos e anunciadores de alarme (topo). Nas mesas de operação, console com IHM digital.

Em meados da década de 1970, a Westinghouse implantou no Rio de Janeiro um sistema de supervisão comercial, através do fornecimento do W2500 para um dos grandes agentes do setor. Esse sistema era capaz de adquirir, processar e apresentar em sua IHM as informações das principais grandezas analógicas dos equipamentos (potência ativa, potência reativa, tensão e corrente), os estados dos disjuntores (apenas, sem contar seccionadoras), e alguns pontos de atuação da proteção por equipamento que eram agrupados em função de sua característica (totalizando 4 pontos de proteção de linha, 8 de proteção de geradores, 8 pontos por transformador e 4 pontos para reatores). Embora modesta a quantidade de pontos supervisionados pelo W2500 quando comparado aos sistemas atuais, capazes de processar

milhares de pontos, a possibilidade de supervisionar em tempo real dados de operação de subestações remotas, proporcionou uma verdadeira revolução para a operação do sistema elétrico, agregando maior agilidade ao despacho, antes realizado localmente e sem a visibilidade proporcionada por um sistema de supervisão com essa abrangência.

O protocolo de comunicação utilizado pelo W2500 era o REDAC70. Esse protocolo é utilizado até hoje em algumas instalações antigas e que ainda não foram modernizadas. A estrutura do protocolo é simples e baseada na comunicação serial de baixa velocidade, e o enlace de dados é normalmente estabelecido através de modems e linhas telefônicas de uso exclusivo.

No final da década de 1970, o CEPEL, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica da ELETROBRAS, propôs o desenvolvimento de um Sistema Digital de Supervisão e Controle, o SDSC. Na década seguinte foi desenvolvida uma nova geração de sistema de supervisão para o centro de controle e, na década de 1990, o CEPEL iniciou o desenvolvimento do SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia). O SAGE permanece em desenvolvimento até os dias atuais, através da incorporação de novas ferramentas e funcionalidades para mantê-lo competitivo e tecnicamente equiparado aos sistemas comercializados no mercado de automação para sistemas elétricos.

No ano de 1996 FURNAS (empresa do grupo ELETROBRAS e agente de geração/transmissão do setor elétrico) iniciou o desenvolvimento do seu próprio sistema de supervisão e controle. Em 2001, esse sistema entrou em operação no centro de operação de Botafogo.

O Operador Nacional do Sistema, ONS com o objetivo de unificar seu SSC e modernizar as instalações de seus centros de operação, promoveu uma licitação internacional para o fornecimento de um sistema de supervisão de vanguarda para o gerenciamento do sistema interligado nacional, o REGER. Esse sistema, quando implantado, será único no mundo. A arquitetura elaborada pelo ONS prevê múltiplas redundâncias desde a estrutura de comunicação, passando pelo sistema de aquisição de dados e hardware até a existência de centros de operação *back-up*. Caso ocorra uma contingência com um dos centros do ONS (falha no sistema de comunicação, pane no sistema de supervisão, ou até mesmo um sinistro com as instalações físicas onde estiver alocado o centro – incêndio, etc.), os outros centros de

operação poderão assumir as áreas de controle do centro indisponível. A previsão da entrada em operação desse sistema está programada para o segundo semestre de 2011.

## **2.3 – Sistema de Supervisão – Principal Ferramenta da Operação**

---

O Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados, também conhecido como sistema SCADA são sistemas que utilizam softwares para monitorar e supervisionar variáveis, dispositivos, e equipamentos de controle conectados a ele através de protocolos de comunicação específicos. De forma genérica o sistema SCADA ou simplesmente SSC permite ao seu operador controlar partes ou o todo de um processo qualquer. Esses sistemas são amplamente difundidos em ambiente industrial em função das vantagens que ele oferece ao processo produtivo.

A inserção da automação trouxe diversos benefícios para as plantas industriais. Aumento na qualidade, redução significativa dos custos operacionais e maior desempenho na produção agregando competitividade no mercado específico.

A qualidade é alcançada à medida que se pode monitorar variáveis do processo produtivo (pressão, temperatura, vazão, etc.). É possível determinar níveis ótimos de operação da planta e, caso esses níveis saiam da faixa aceitável, o SSC poderá gerar alarmes em tela de forma que o operador intervenha no processo produtivo a fim de restaurar o ponto de operação desejado para aquele processo.

Uma das maiores vantagens da automação na indústria é a redução nos custos de operação da planta. Para visualizar esse benefício, basta considerar uma planta com diversos subprocessos e instrumentação variados. Num cenário sem automatismo e sem SSCs, para manter a qualidade desejada, seriam necessários diversos funcionários especializados para percorrer todo o processo de produção a fim de realizar as leituras das medidas de todos os instrumentos. Além disso, seriam criadas várias planilhas com esses dados, sem contabilizar com os possíveis erros de leitura e/ou geração dessa documentação.

Outro aspecto importante da automação é a melhora do desempenho do processo de produção. A rapidez das leituras dos instrumentos de campo, a geração de relatórios com os

valores das leituras (automaticamente ou sob demanda) e a agilidade nas intervenções executadas pelo operador aumentam a produtividade da indústria. No momento em que um alarme é exibido na tela do operador, indicando um desvio qualquer na produção (erro de alguma variável, falha de equipamento, medição errada no corte ou usinagem de uma peça, etc.), o operador terá condições de intervir imediatamente no processo produtivo a fim de corrigir a falha. Sem essa supervisão em tempo real, provavelmente o erro de fabricação seria descoberto tardiamente, durante uma inspeção da equipe de qualidade da fábrica. Dependendo do problema, os prejuízos poderiam variar de algumas peças defeituosas até lotes inteiros inutilizados, fabricados erradamente devido a problemas com a regulação das máquinas. Esse tipo de falha poderia ser facilmente identificado através da automação e supervisão desse processo produtivo.

A exibição das informações supervisionadas é realizada através de telas e listas de eventos/alarmes. Nas telas são exibidos diagramas unifilares, plantas de processos, desenhos de máquinas e equipamentos, dentre outros. As listas de alarme e eventos apresentam as ocorrências do sistema, classificando-as segundo sua severidade. Entende-se por evento qualquer ocorrência, variação de estado de uma variável ou informação que seja gerada no sistema de automação de uma planta. Na ocasião da geração de um evento, além da informação nele contida, ele recebe um “carimbo” com a estampa de tempo que traz a informação do instante em que ele ocorreu (dia, mês, ano, hora, minuto, segundo e milissegundo). A estampa de tempo de um evento é criada no equipamento que aquisita a informação de campo (Relé de Proteção, Unidade de Controle, CLP, UTR, etc.), normalmente sincronizado por GPS. Essa estampa permite a organização dos eventos do sistema proporcionando a análise temporal da sequência dos acontecimentos. Alguns processos necessitam desse tipo de tratamento, como por exemplo, aplicações de energia, em que a ordem dos eventos (atuação de proteção de um equipamento, abertura de disjuntor, etc.) é fundamental para a análise de uma perturbação. Essa funcionalidade recebe o nome de SOE (*Sequence Of Events*) e é possível apenas através de protocolos de comunicação que sejam capazes de trabalhar com estampa de tempo. Os alarmes do sistema são um grupo restrito de eventos que, por questões de relevância, devem chamar atenção do operador. Normalmente são exibidos em listas independentes dos demais eventos e sua atuação pode ser notada através do disparo de sinais sonoros. Para garantir que o operador tenha conhecimento do alarme, pode-se configurar o sistema para que cesse o alarme sonoro apenas mediante o

reconhecimento daquele evento pelo operador, na tela do supervisor. Abaixo exemplos de telas de supervisão de um processo industrial.

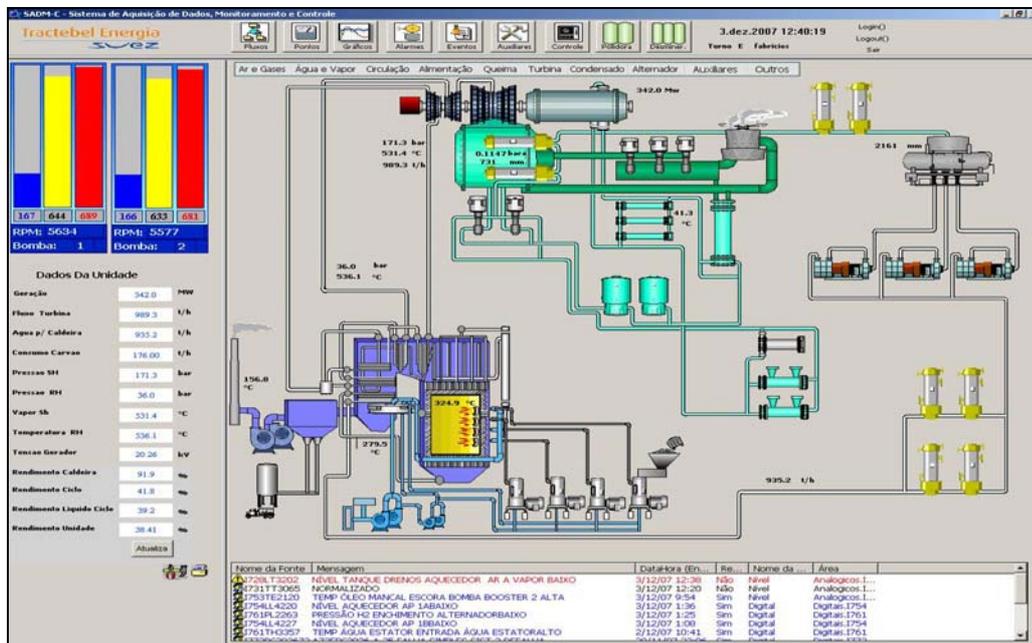


Figura 2.8 – Tela típica de um sistema de supervisão de uma planta industrial

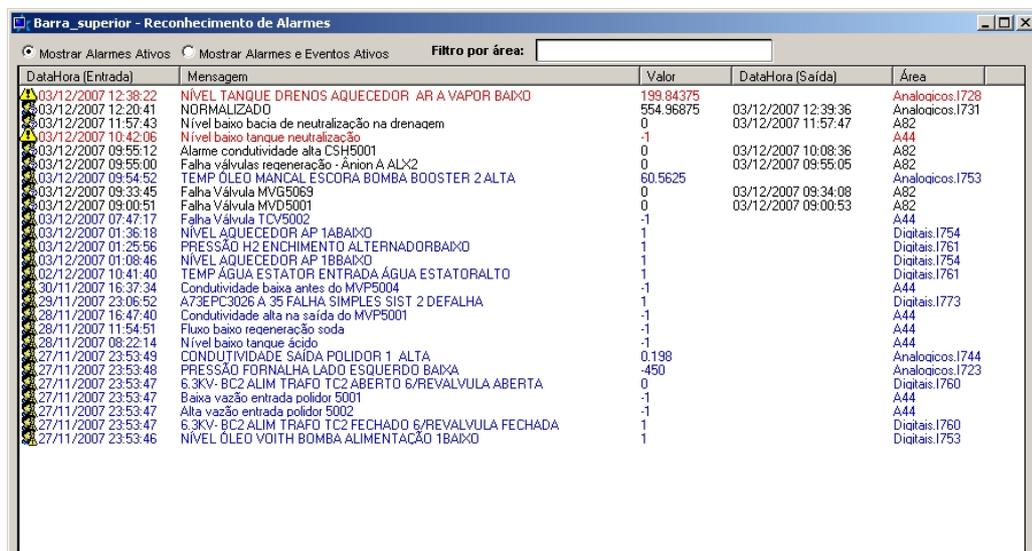


Figura 2.9 – Tela de Alarmes do mesmo sistema da Figura 2.8

Além das funções em tempo real, o SSC pode armazenar os dados aquisitados do processo produtivo. Ele deve ser capaz de integrar essas informações com um sistema de banco de dados histórico (nativo do próprio SSC ou banco de dados genérico adquirido no mercado). Os dados armazenados podem gerar relatórios, que servirão de entrada para outros

sistemas da empresa, tais como gestão de manutenção preventiva e preditiva, planejamento da produção e controle de fluxo, dentre outros. Os relatórios podem ser disponibilizados no ambiente corporativo e utilizados por toda empresa.

No mercado de energia as aplicações para o sistema de supervisão são muito parecidas com o ambiente industrial. Todos os elementos utilizados pela indústria também são utilizados no setor elétrico, porém com a adição de outras ferramentas próprias para a realidade desse setor. As telas com representações de processos cedem lugar aos diagramas unifilares das subestações. As listas de eventos e alarmes, antes restritas a uma planta industrial, assumem a proporção do sistema elétrico, totalizando milhares de pontos em suas bases de dados. No momento de um *black-out*, centenas (ou milhares) de alarmes são exibidos na tela do operador que, por sua vez, tem a responsabilidade de restabelecer com maior brevidade possível o sistema elétrico.

Embora existam diferentes níveis hierárquicos de operação, (operação de instalação, operação de equipamento, operação de área de controle e operação de sistemas), cada um deles tem a sua complexidade, tornando o trabalho do operador do sistema elétrico extremamente crítico. Durante um *black-out* vários serviços são afetados: transporte público, iluminação, segurança patrimonial, telecomunicações, fornecimento de energia para hospitais, etc. A sociedade moderna é extremamente dependente de energia e durante um acontecimento dessa natureza exige a retorno rápido dos serviços interrompidos pela falha de energia elétrica.

Não existe sistema infalível, porém é possível minimizar indisponibilidades no fornecimento de energia através de bom planejamento e de equipes bem preparadas para a recomposição em caso de falha. Nesse contexto o SSC assume a posição de principal ferramenta para a operação segura do sistema. Através dele e de seus módulos de gestão de energia é possível visualizar em tempo real o sistema elétrico, prever acontecimentos e levá-lo para o ponto de operação mais seguro possível, considerando seu estado topológico e as possíveis restrições e indisponibilidades de equipamentos.

Nos próximos itens deste trabalho serão apresentados os recursos e requisitos definidos pelo ONS para o SSC, tipos de sistema de supervisão, as ferramentas de análise de redes e as características desejáveis para a operação do setor elétrico. Neste último item será apresentado o SAGE como exemplo e referência de SSC no mercado. O SAGE é um produto

nacional, desenvolvido pelo CEPEL, com o objetivo de fornecer uma ferramenta para o atendimento das necessidades específicas do sistema elétrico brasileiro. Não é objetivo deste trabalho apresentar um produto de determinado fabricante, porém o SAGE merece atenção especial em função da motivação de seu desenvolvimento e por ser um dos sistemas mais utilizados pelos grandes agentes (públicos e privados) do setor elétrico brasileiro. Além disso, a nova plataforma do projeto REGER do ONS será desenvolvida sobre o SAGE.

### 2.3.1 – Os Recursos e Requisitos de Supervisão

Os recursos e requisitos de supervisão, bem como os requisitos para quaisquer atividades/áreas do setor elétrico são definidos pelo conjunto de documentos denominados Procedimentos de Rede. São documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

De acordo com esses documentos, “a tele-supervisão é um dos alicerces dos centros de operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico e é fundamental para as equipes do ONS executarem suas atribuições” [4].

Nesse documento são estabelecidas as responsabilidades dos agentes e do ONS para a supervisão do sistema elétrico.

A **Figura 2.10** ilustra a organização da infra-estrutura de supervisão e controle do ONS. Nessa figura estão representados alguns níveis hierárquicos de operação. Os concentradores de dados se relacionam com os COSRs do ONS, que por sua vez se relacionam com o CNOS. Em alguns casos é possível o relacionamento direto entre UTR/SSCL com o um COSR do ONS. Para as ligações de CAG, através das quais trafegam informações específicas para o controle automático de geração, é desejável que a comunicação seja diretamente com o COSR do ONS, através de canal de telecomunicação independente daquele utilizado para os dados de supervisão.

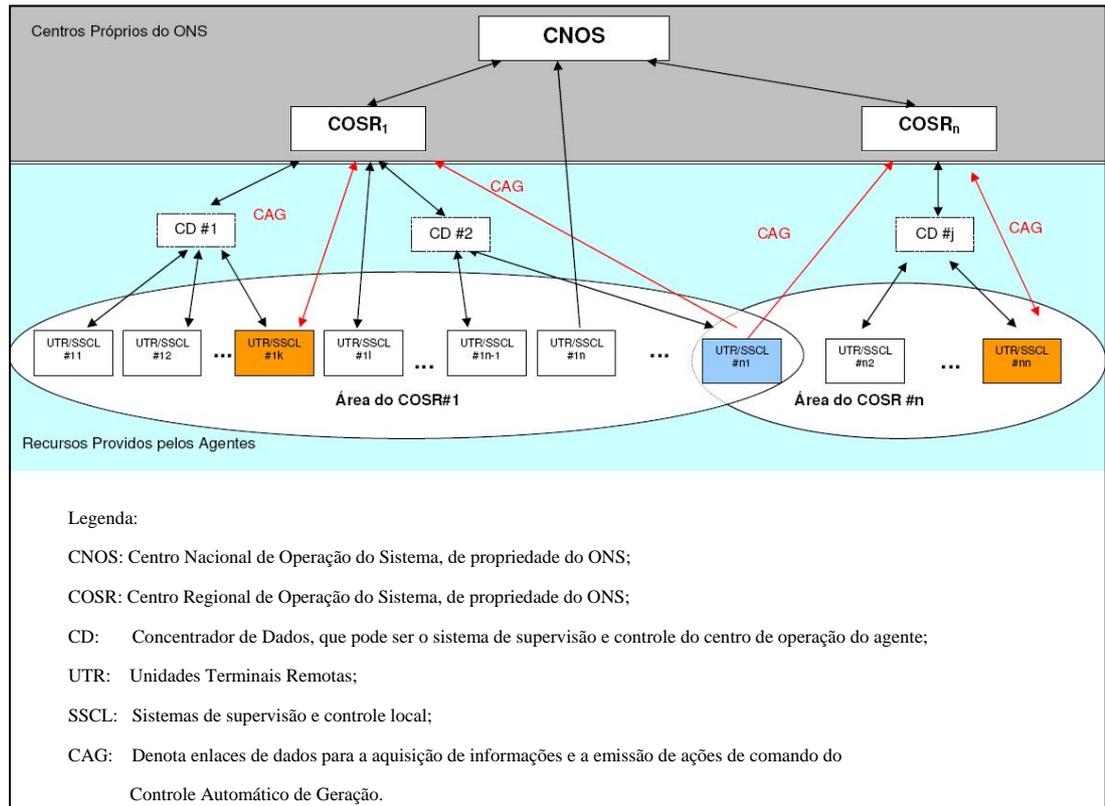


Figura 2.10 – Organização da Infra-estrutura de Supervisão e Controle do ONS.

A seguir alguns dos recursos exigidos pelo ONS para a interligação de dados de supervisão de cada SSCL/UTR:

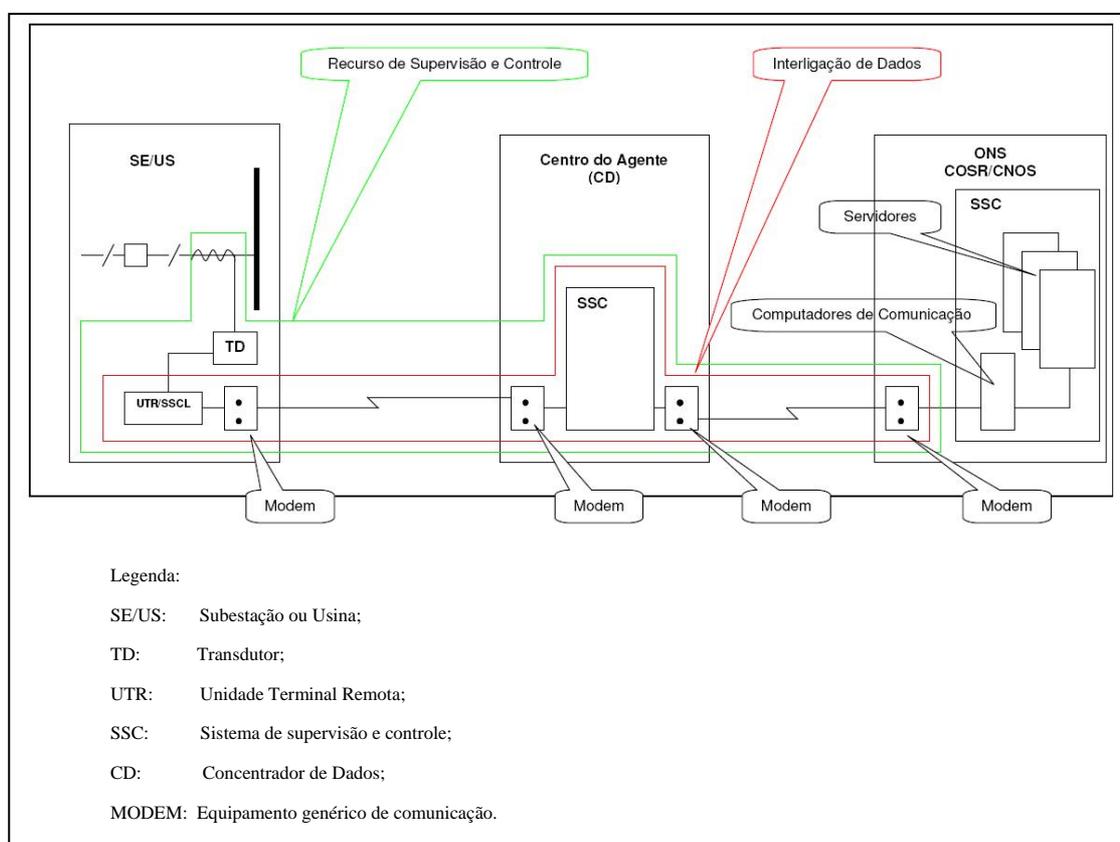
- Ter seus relógios internos ajustados com exatidão melhor ou igual a 1 (um) milissegundo, com sincronismo por GPS;
- Ter tempo máximo de reinicialização de 5 (cinco) minutos;
- Ser dimensionado para não perder sequência de eventos. Em caso de avalanche de informação, todos os eventos devem ser transferidos para o ONS em até 5 (cinco) minutos;
- Todas as medições devem ser feitas de forma individualizada e transferidas periodicamente aos centros de operação;
- Os sistemas devem ser projetados para suportar períodos de aquisição de 4 (quatro) segundos;
- O tempo para a transmissão dos dados para o ONS, durante a operação normal do sistema, deve ser de 4 (quatro) segundos em média.

Os índices mínimos definidos pelo ONS para a disponibilidade dos recursos de supervisão e controle agregados por UTR, CD são estabelecidos conforme abaixo:

- 98,5% em base anual para UTR ou SSCL de instalações críticas;

- 97,5% em base anual para UTR ou SSCL das demais instalações;
- 99% em base anual para CD.

Como os recursos de supervisão e controle dos agentes são considerados todos os equipamentos necessários para a medição, transdução, aquisição, digitalização, processamento e comunicação dos dados. Na **Figura 2.11** observa-se que os primeiros equipamentos que integram esses recursos são os TPs e TCs (Transformadores de Potencial e de Corrente).



**Figura 2.11** – Recurso de Supervisão e Controle dos Agentes.

No Anexo 2 está descrito o elenco seqüência de eventos (SOE) solicitado pelo ONS para a operação do sistema. Além dos pontos de SOE, o ONS solicita também o envio de pontos de sinalização de estado de seccionadoras e medições analógicas de tensão, corrente, potência ativa, potência reativa e frequência de todos os equipamentos, quando aplicável.

### 2.3.2 – Tipos de Sistemas de Supervisão

Como citado anteriormente, os centros de controle modernos são equipados com ferramentas computacionais no intuito de apoiar o operador em sua função diária de operação da rede elétrica, buscando garantir um serviço de qualidade, a um mínimo número de interrupções no fornecimento de energia e a um mínimo custo possível [5].

A operação é feita de forma a manter o sistema em modo seguro, ou seja, garantindo que ele continuará operando mesmo na ocorrência de falhas em equipamentos da rede elétrica.

Os equipamentos de um sistema de energia elétrica são projetados para trabalhar sob determinados limites. Estes são protegidos pelos dispositivos automáticos de proteção que podem retirá-los do sistema, caso haja uma violação de limites operativos. Um evento desse tipo pode ser seguido de uma série de ações de retirada de outros equipamentos e se esse processo de falhas em cascata continua, todo o sistema pode entrar em colapso.

Um exemplo desse tipo de sequência de eventos que podem causar um *black-out* pode começar com uma simples abertura de linha de transmissão, devido a uma falha de isolamento. Os circuitos remanescentes do sistema vão servir de caminho para a energia que estava fluindo pela linha, agora aberta. Se uma das linhas remanescentes ficar muito carregada, ela pode abrir pela ação de um relé de proteção, causando um carregamento maior nas outras linhas remanescentes. Esse tipo de processo é chamado de “desligamento em cascata”. Os sistemas elétricos devem ser operados de maneira que um evento simples não deixe outros equipamentos sobrecarregados, especificamente para evitar os desligamentos em cascata [6].

O monitoramento do sistema elétrico é feito através de sistemas supervisórios tipo SCADA. Dados de grandezas elétricas como fluxo de potência ativa das linhas, tensão nas barras, estados de chaves seccionadoras e disjuntores são enviados periodicamente ao centro de operação. Os dados são apresentados aos operadores em monitores de computadores através de diagramas unifilares das subestações, gráficos e tabulares. O sistema supervisório também permite que o operador atue no sistema através de telecomandos, abrindo ou fechando chaves, disjuntores, alterando posição de tap de transformadores, etc.

O monitoramento do sistema elétrico é uma das funções que visa aumentar a segurança desse sistema. No entanto, a complexidade inerente da operação de um grande sistema elétrico torna necessária a utilização de funções sofisticadas de diagnóstico, análise e

aconselhamento, chamadas de *Funções de Análise de Redes*. Estas funções estão disponíveis nos Sistemas de Gerenciamento de Energia (EMS – *Energy Management System*).

O módulo SCADA é responsável pela aquisição das informações. Uma vez disponível no centro de controle, as informações são enviadas para o módulo EMS que, através das funções de análise de redes, auxiliam o processo de tomada de decisão do operador. O sistema EMS sempre trabalhará associado a um sistema SCADA para fazer a aquisição das informações de campo.

Algumas funções de análise de redes dependem da observabilidade do sistema supervisionado. Em outras palavras, é necessário que seja supervisionada uma quantidade de barras e nós elétricos que permitam a convergência do fluxo de potência. Dessa forma, só faz sentido o uso dessas funções em sistemas de nível hierárquico superior e de abrangência regional. As funções de análise de redes não terão aplicabilidade em sistemas de supervisão locais ou de pequena abrangência.

A seguir um breve descritivo das principais funções de análise de rede.

#### *O Configurador de Redes*

O Configurador de Redes tem a função de montar a topologia do sistema a partir dos estados de chaves seccionadoras e disjuntores recebidos do sistema de aquisição de dados juntamente com parâmetros estáticos do sistema previamente armazenados na base de dados. O configurador gera alarmes quando ocorre mudança de estado de algum equipamento ou na ocorrência de ilhamento no sistema elétrico.

#### *O Estimador de Estados*

A função do estimador de estados é fornecer uma solução de fluxo de potência, ou seja, o estado (magnitude de tensões e ângulos) do sistema. Nem todas as barras do sistema têm medidores de tensão enviando seus dados para os centros de controle, porém diante da redundância de algumas medidas, pode-se levantar o estado do sistema em sua totalidade. Uma das aplicações imediatas dessa ferramenta é estimar as grandezas elétricas de uma instalação (subestação/usina) cuja aquisição de dados esteja em falha. Caso o sistema esteja observável naquele momento e todas as fronteiras da instalação em falha estiverem enviando seus valores de medições analógicas, o estimador será capaz de calcular os valores das

grandezas elétricas das instalações sem supervisão. Esse cálculo toma como base os parâmetros elétricos dos equipamentos (impedâncias, susceptâncias, resistências ôhmicas, etc.), previamente configurados na base de dados EMS. Outra aplicação interessante para o estimador de estados é a crítica das medições recebidas do sistema SCADA. Utilizando os mesmos cálculos do exemplo anterior, o estimador calcula o estado do sistema elétrico e compara com os valores do SCADA, atribuindo a essa medidas índices de erro de acordo com a diferença dos valores estimados. Essa funcionalidade auxilia na identificação de medidores defeituosos ou falha no processo de aquisição.

#### *Fluxo de Potência Ótimo*

Tem por objetivo a otimização do ponto de operação do sistema elétrico. O Fluxo de Potência Ótimo escolhe entre as “infinitas” condições de operação possíveis para atender a demanda, uma que otimize o critério escolhido. O critério pode ser, por exemplo, fornecer o ponto de operação mais econômico, ou ponto de mínima perda de potência ativa nas linhas.

#### *Controle de Emergência*

Este aplicativo é constituído basicamente de um programa de fluxo de potência ótimo, e pode ser usada pelo operador para determinar ações de controle corretivo que permitam ao sistema elétrico sair de uma situação de emergência, ou seja, situação em que limites operativos estão sendo violados.

#### *Previsão de Carga por Barra*

A previsão de carga por barra do sistema, em geral, baseia-se na previsão de demanda do sistema como um todo. A demanda global do sistema é transformada em demanda por barra utilizando-se fatores de distribuição previamente calculados, tanto nas barras internas como para o sistema externo.

#### *Equivalente de Redes*

O estimador de estados resolve o problema do fluxo de potência para uma parte da rede interligada, o sistema observável. A modelagem da rede em tempo real visa determinar as

condições atuais da rede, incluindo uma representação do sistema externo. A modelagem do sistema externo é feita sem se dispor dos dados de tempo real, por isso a necessidade de utilizar, por exemplo, a previsão de cargas para as barras externas. Parte do sistema pode também ser substituída por um equivalente reduzido. A modelagem da rede em tempo real é obtida por um programa de fluxo de carga no qual se consideram todas as barras observadas como sendo barras swing (tensão e ângulo especificados). Assim o estado da rede interna não é deteriorado pela representação aproximada da rede externa.

#### *Análise de Contingência*

O programa simula uma lista pré-estabelecida de casos de contingência. Em cada caso a ser analisado, o aplicativo muda a representação da rede para simular a falha do equipamento em questão e executa uma análise sobre essa topologia. Verifica, para cada caso, o impacto provocado pela contingência no sistema elétrico e então, ao final da simulação de toda a lista de contingências, indica se o sistema atende as restrições de segurança (monitoração da segurança).

#### *Controle de Segurança*

Quando o programa de análise de contingência é baseado na solução de um Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança, não se trata simplesmente de monitoração de estado do sistema. Havendo possibilidade que o sistema evolua para uma condição de violação operativa, caso alguma das contingências da lista ocorra, o programa fornecerá uma lista de ações de controle a serem executadas para que o sistema venha a operar em modo seguro.

#### *Análise de Sensibilidade de Tensão*

Este aplicativo tem a função de fornecer dois tipos de informação ao operador: quais as ações de controle que tem maior efeito sobre a magnitude de tensão de uma determinada barra e quais magnitudes de tensão são mais afetadas por uma determinada ação de controle.

### *Índice de Desempenho Dinâmico do Sistema*

Responsável pela determinação da margem para um possível colapso de tensão, além de índices relativos à Estabilidade Eletromecânica do sistema. Essa função é implementada pelos programas Análise de Estabilidade de Tensão e Análise de Estabilidade Eletromecânica, respectivamente.

Os resultados das duas primeiras funções apresentadas, o Configurador de Redes e o Estimador de Estados, servem de entrada para as demais funções de análise de redes.

Existem disponíveis no mercado outros sistemas para o gerenciamento de funções de geração e distribuição de energia (GMS – *Generation Management System* e DMS – *Distribution Management System*). Esses sistemas são similares ao EMS e possuem funções de análise de redes voltadas para a especificidade das aplicações de geração e distribuição de energia.

### **2.3.3 – O SAGE**

O Sistema Aberto para Gerenciamento de Energia – SAGE contempla uma integração de pesquisa e desenvolvimento, que agrupa um leque de tecnologias computacionais avançadas, constituindo-se em um salto significativo na concepção de sistemas para centros de controle de energia elétrica.

Este produto, desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL foi concebido sob o conceito de sistemas abertos. Um sistema é dito aberto se possuir as seguintes características:

**Portabilidade:** habilidade de implementar a mesma funcionalidade em diferentes plataformas de hardware;

**Expansibilidade:** capacidade de expansão tanto em hardware (exemplo: aumento de capacidade computacional ou de armazenamento) como em software (exemplo: melhoramentos e implementação de novas funções de gerenciamento de energia). Também considera a habilidade de processamento em arquiteturas de diferentes capacidades;

**Modularidade:** diferentes funções são implementadas por módulos de software com interfaces bem definidas, permitindo adição e remoção sem interferir em outros módulos;

**Interconectividade:** habilidade de conectar diferentes plataformas de hardware através de uma rede padrão.

Visando atender, em todos os seus requisitos os níveis hierárquicos das empresas do setor elétrico, o SAGE foi concebido para diversas aplicações no processo de automação das empresas: aplicações locais em usinas e subestações, suportadas por arquiteturas de baixo custo (PCs), ou aplicações nos níveis hierárquicos superiores, tais como Centros de Operação de Sistemas, suportadas por redes locais heterogêneas compostas por hardware de diferentes fabricantes.

O sistema operacional suporte do SAGE é o UNIX, em conformidade com o nível *XPG4 Base Profile da X/OPEN*. É utilizado o protocolo TCP/IP para comunicação em rede e as linguagens de programação utilizadas no desenvolvimento são C, C++ e FORTRAN ANSI.

A comunicação de dados é desempenhada por módulos que permitem a ligação do SAGE com uma variedade de equipamentos de campo (UTR ou PLC), e com centros de controle regionais ou de sistemas, através de protocolos proprietários ou padronizados como IEC 870-5, DNP 3.0, ICCP (IEC 870-6 TASE.2) em TCP/IP, MODBUS, etc.

O SAGE possui além das funcionalidades de um sistema SCADA, o modelo EMS. Nesse modelo estão presentes as funções de análise de rede responsáveis por monitorar a operação corrente do sistema elétrico, fornecendo ao operador uma estimativa confiável do estado do sistema, informando quanto à ocorrência de condições operativas não desejadas e produzindo estratégias de controle que permitam alterar o ponto de operação para uma condição operativa normal.

As funções de análise de rede devem possibilitar aos engenheiros de operação a realização de estudos relativos a condições de pós-operação, análise detalhada da condição operativa corrente possibilitando a simulação de manobras na rede, além de permitir as equipes de programação e supervisão o estabelecimento e a revisão do Programa de Operação

do Sistema Elétrico. Essas funções são divididas em *Modo de Tempo-Real* e *Modo de Estudo*.

No Modo de Tempo-Real as funções processam dados provenientes do Subsistema de Aquisição e Comunicação de Dados do SAGE e são executadas de forma periódica, sob requisição do operador ou automaticamente após a ocorrência de um evento. As funções do Modo de Tempo-Real são:

- Configuração da Rede Elétrica;
- Estimação de Estados;
- Análise de Contingências;
- Controle de Emergência.

No Modo de Estudo as atividades são executadas a pedido do operador e consistem da simulação ou análise de uma condição operativa passada (estudos de pós-operação), corrente (do Modo de Tempo-Real) ou futura (estudos de simulação e análise de condições operativas propostas). As funções do Modo de Estudo são:

- Fluxo de Potência Convencional;
- Análise de Contingências;
- Análise de Sensibilidade;
- Equivalente de Redes;
- Fluxo de Potência Ótimo.

Além dessas funções, o SAGE possui um controle automático de geração que tem por objetivo realizar o controle em malha fechada da geração de potência ativa, de forma a regular a frequência e o intercâmbio líquido entre áreas.

O SAGE possui ainda uma interface entre o sistema de tempo real e o ambiente corporativo da empresa. É possível armazenar na base de dados corporativa grandezas de tempo real, assim como dados históricos para posterior análise.

## 2.4 – Níveis Hierárquicos dos Centros de Operação

No setor elétrico a organização dos sistemas de supervisão é feita através de níveis hierárquicos. Cada nível hierárquico tem sua importância e relevância para a supervisão do sistema elétrico. A forma de organização desses níveis hierárquicos depende das estratégias adotadas por cada empresa, de forma que não existe uma concepção homogênea no setor elétrico.

O ONS, por exemplo, possui em sua estrutura dois níveis hierárquicos: os centros de operação regionais e o centro nacional de operação. O ONS dispõe de quatro centros regionais: COSR-S, COSR-SE, COSR-NCO, COSR-NE, responsáveis respectivamente pela supervisão e operação das informações de todas as instalações elétricas nos estados Sul, Sudeste, Norte/Centro-Oeste e Nordeste, localizados nas cidades de Florianópolis, Rio de Janeiro, Brasília e Recife. O centro nacional do ONS (CNOS) está localizado em Brasília, nas mesmas dependências do COSR-NCO, embora possua estrutura independente deste centro regional.

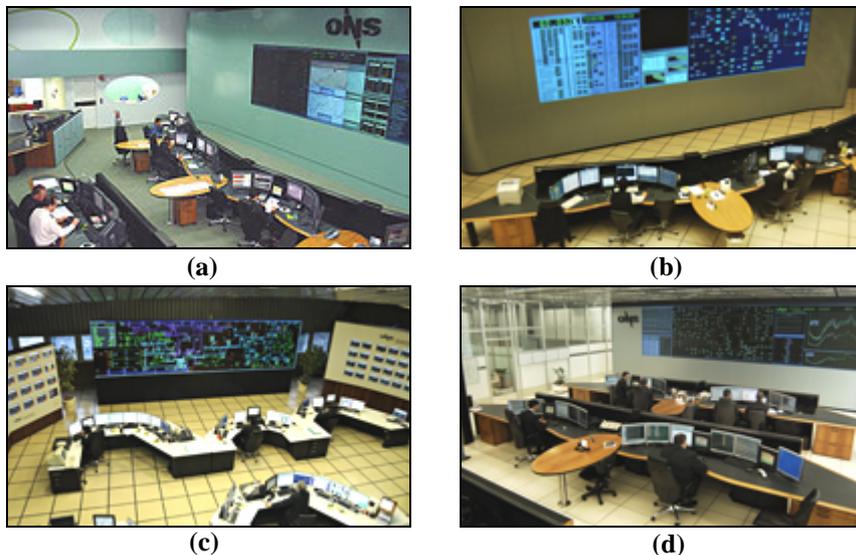


Figura 2.12 – Centros de Operação Regionais de sistema do ONS: COSR-NCO(a), COSR-NE(b), COSR-SE(c), COSR-S(d).

Os demais agentes de transmissão, geração e distribuição do setor elétrico organizam suas arquiteturas e níveis hierárquicos conforme a disponibilidade de recursos ou estratégia de cada empresa.

Qualquer instalação (subestação ou usina) possui seu sistema de supervisão e controle local. Esses sistemas se reportam para um nível hierárquico superior, que pode ser da própria empresa ou diretamente com um dos centros regionais do ONS, conforme apresentado na **Figura 2.13**.

Para que o SSC local possa se comunicar com o sistema hierarquicamente superior, é necessário criar um canal de comunicação entre os dois sistemas. Esses canais podem ser estabelecidos através de enlaces de telecomunicação com canais de dados dedicados. Os canais podem ser implantados através de rede do agente, utilizando recursos próprios (cabo OPGW, enlaces de rádio, etc.) ou canais fornecidos por prestadoras de telecomunicação, tais como Embratel, Algar Telecom, Brasil Telecom, OI Telemar, dentre outros.

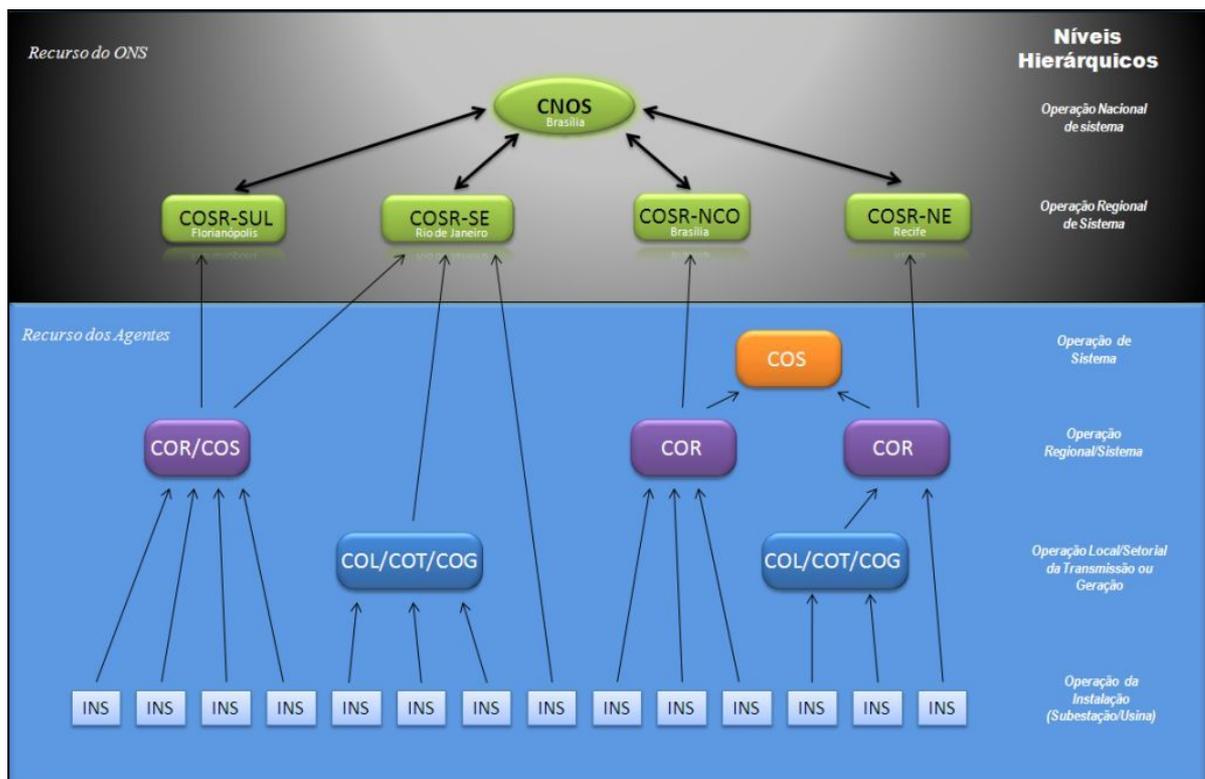
Uma solução muito comum utilizada pelos agentes do setor elétrico é a criação de centros regionais próprios, responsáveis pela operação de um grupo de instalações. Esses centros concentram os dados dessas instalações e os enviam de forma agrupada para os centros do ONS, não havendo necessidade de um enlace de comunicação direto entre as instalações e os centros regionais do ONS, minimizando assim os custos associados com a implantação e manutenção de canais individualizados para todas as instalações.

A estrutura de centros regionais próprios, além de minimizar os custos de telecomunicações, vem de encontro com outra necessidade, que é otimizar os recursos de operação.

A solução de centros regionais é bastante comum em se tratando de grandes agentes com grande número de instalações, como é o caso de FURNAS e ELETRONORTE, empresas do grupo ELETROBRAS.

A partir de 1999, com a abertura do setor de transmissão para o capital privado, a ANEEL passou a leiloar para grupos privados e grupos mistos (capital privado com participação minoritária de empresas estatais) lotes para concessões de transmissão. Nesse modelo a ANEEL estabelece um valor de teto que será pago anualmente para o investidor ganhador do leilão, durante o período de exploração da concessão (normalmente 30 anos). O investidor, por sua vez, deverá construir as linhas de transmissão e subestações (com ou sem transformação e compensação série/*shunt*, dependendo do escopo do edital), podendo em alguns casos apenas ampliar subestações existentes. A ANEEL exige que, para cada novo lote arrematado por um investidor, seja criada uma nova concessionária. Como os lotes são

normalmente compostos de 2 a 5 subestações e de 1 a 6 linhas de transmissão, criou-se um novo modelo de centro de operação, que são os COL – centro de operação local. O COL, a exemplo dos centros de operação regionais (COR), também concentram as informações das demais subestações e as encaminham para o ONS, porém com uma densidade de dados muito menor que os CORs tradicionais. A **Figura 2.13** exemplifica de forma bastante clara a organização dos níveis hierárquicos dos agentes.



**Figura 2.13** – Níveis Hierárquicos dos Centros de Operação do ONS e Agentes

Para a correta compreensão das informações apresentadas nessa figura, deve-se levar em consideração alguns aspectos. O primeiro deles é o relacionamento hierárquico funcional. Tomando como referência a representação vertical dos centros de operação, as instalações na parte inferior representam o nível mais baixo do ponto de vista operacional. Esses centros não possuem autonomia para a manobra de equipamentos e devem se reportar sempre ao centro imediatamente superior para solicitar autorização para qualquer ação sobre o sistema elétrico. O operador da INS não pode abrir ou fechar um disjuntor sem antes solicitar autorização de seu COL/COT/COG (ou COR, caso esteja diretamente subordinado a ele). Esses centros, por

sua vez não podem autorizar a manobra na INS sem antes se reportar aos COR/COS ou aos centros de operação regional do ONS. A manobra do equipamento é sempre autorizada pela primeira instância do ONS, os COSR.

No ONS a hierarquia funcional assume outra perspectiva. Cada centro regional tem autonomia para a operação de sua área de controle. O relacionamento entre os COSRs e o CNOS ocorre para tratar aspectos sistêmicos e para as definições dos critérios de operação do SIN. De acordo com o estado do sistema elétrico é possível que os COSRs solicitem autorização do CNOS para a realização de algumas manobras específicas.

O segundo aspecto abordado pela figura é a hierarquia de comunicação. As setas representam a relação servidor-cliente entre os sistemas de supervisão. O primeiro servidor de dados é a INS, que envia suas informações para os níveis superiores. Os COL/COT/COG ou COR, por sua vez são clientes das INS e ao mesmo tempo servidores de informações para os níveis superiores (COS ou COSRs). Dentro da estrutura do ONS, as setas bidirecionais informam que o fluxo de comunicação entre os sistemas do ONS acontece tanto no sentido COSRs para o CNOS quanto do CNOS para os centros regionais. Como os centros regionais do ONS não tem comunicação direta entre si, qualquer informação de um centro que seja relevante para outro é repassado através do sistema do CNOS.

A organização da estrutura de operação dos agentes também é outra questão filosófica de cada empresa. Algumas utilizam COL/COT/COG reportando diretamente para o ONS. Outras concentram os dados diretamente em COS. Há casos em que a instalação se reporte diretamente para o COSR do ONS. A definição da arquitetura depende essencialmente da infra-estrutura de telecomunicações disponível e da forma de organização de cada empresa. Em alguns casos, os níveis de operação mais elevados dos agentes (COS ou COR) tem função de concentrar dados para os aplicativos de histórico e de gerenciamento de energia.

Como exemplo, a estrutura adotada pela ELETRONORTE, FURNAS e também pela PLENA é a concentração de dados e a comunicação com o ONS a partir de seus CORs. Para a PLENA, o futuro COS não se relacionará diretamente com o ONS (vide representação na cor laranja da **Figura 2.13**). O relacionamento COS x COSR pode ocorrer apenas para fins de redundância, porém essa possibilidade está em estudo. O COS será responsável pela aplicação de histórico e pelo relacionamento operacional com o ONS. Os dados serão encaminhados para o ONS através de seus CORs. A ELETROSUL, por sua vez, utiliza em sua arquitetura a

comunicação de algumas instalações diretamente com o COSR do ONS. Além disso, as instalações desse agente também se reportam para dois centros de operação, o COS e oCOS-*backup*, que opera o sistema em caso de indisponibilidade do COS.

## **2.5 – A Dinâmica da Operação e Seus Requisitos**

---

### **2.5.1 – O ONS**

A empresa responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) é o Operador Nacional do Sistema (ONS). Esta empresa é uma entidade brasileira de direito privado sem fins lucrativos que é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) do Brasil.

Este operador foi criado em 26 de agosto de 1998 e tem como missão a operação do SIN de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a garantir o suprimento de energia elétrica contínuo, econômico e seguro no país. A seguir, algumas das atribuições do ONS:

- Realizar o planejamento, programação e despacho centralizados dos recursos de geração e transmissão;
- Propor ampliações e reforços para o sistema de transmissão;
- Garantir o livre acesso; e
- Administrar os serviços de transmissão.

O ONS é constituído por uma rede de membros associados e participantes. São membros associados os agentes de geração com usinas despachadas de forma centralizada, os agentes de transmissão, os agentes de distribuição integrantes do SIN, além de agentes importadores e exportadores e consumidores livres com ativos conectados a Rede Básica. São membros participantes o Poder Concedente por meio do Ministério de Minas e Energia, os

Conselhos de Consumidores, geradores não despachados centralizadamente e pequenos distribuidores (abaixo de 500 GWh/ano).

Os agentes associados concedem ao ONS o poder de operar seus ativos que estão na rede básica. Embora as ações de controle (comando de Abrir/Fechar equipamento, despachar unidades geradoras, etc.) sejam de responsabilidade dos agentes associados, estes precisam de autorização para executar tais comandos. A decisão de colocar ou retirar uma linha de transmissão no sistema, inserir ou retirar um reator ou capacitor de uma subestação ou mesmo modificar o despacho de uma usina é de competência do ONS, não sendo permitido a nenhum agente associado executar essas atividades sem a expressa autorização do ONS.

Os centros de operação regionais e nacional do ONS visualizam o sistema de forma global. Dessa forma tem condições de avaliar a necessidade ou não de uma manobra.

### **2.5.2 – O Sistema Interligado Nacional (SIN)**

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O **Sistema Interligado Nacional (SIN)** é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

O SIN é dimensionado segundo o critério de segurança N-1, ou seja, mesmo com a indisponibilidade de qualquer elemento (contingência simples), o sistema deve ser capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda de estabilidade do sistema, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão, harmônicos, etc.) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações. Entretanto, a operação de qualquer sistema está sujeita a contingências múltiplas. Em 2009 ocorreram mais de 500 contingências deste tipo envolvendo a rede básica do SIN. A ação adequada dos SEPs, associada ao bom desempenho dos sistemas de controle, incluindo os estabilizadores de sinal adicional, garantiram a segurança operativa do SIN.

Os sistemas isolados apresentam fragilidades para a continuidade no fornecimento de energia em suas regiões. A energia consumida na região de Manaus, em grande parte, é produzida pela Usina Hidroelétrica de Balbina, porém uma parte significativa da energia é produzida por usinas térmicas. No sistema Acre-Rondônia, até pouco tempo isolado do SIN, a energia era produzida basicamente por usinas térmicas e algumas pequenas PCHs. Em Outubro de 2009, a concessionária Jauru Transmissora de Energia S.A. entregou para o sistema a linha de transmissão que interliga as subestações de Jauru/MT e Vilhena/RO. A entrada em operação desse empreendimento foi um marco significativo para o setor elétrico, trazendo para o SIN o sistema Acre-Rondônia, até então isolado. No dia 27 de Julho de 2008 a ANEEL leiloou 12 lotes de concessões de transmissão, sendo três deles responsáveis pela interligação Tucuruí-Macapá-Manaus. Um investidor espanhol arrematou dois lotes e um consorcio com participação estatal arrematou o terceiro lote dessa interligação. Esses empreendimentos cruzarão a selva amazônica, trazendo para o Sistema Interligado Nacional alguns sistemas isolados. A conclusão dessas obras está prevista para o segundo semestre de 2011.

A expansão do SIN traz grandes benefícios econômicos para a sociedade. Um exemplo disso é a substituição da energia térmica (com grande participação na matriz energética desses sistemas isolados) pela hidroelétrica que é muito mais barata e está disponível no SIN. Outro grande benefício é a redução das emissões de poluentes na atmosfera, causado pela redução da queima de combustível nas usinas térmicas.

No final de 2009 a capacidade instalada do SIN era de 91.727,4 MW. Quase 82% dessa potência é de origem hidroelétrica. Esse levantamento não considera usinas com potência inferior a 30 MW.

No ano de 2010 serão entregues ao SIN subestações coletoras. Essas subestações se localizam, em sua maioria, nos estados de Goiás e Mato Grosso do Sul e servirão para a conexão de pequenas usinas hidroelétricas e térmicas, aumentando a capacidade instalada do sistema.

A **Figura 2.14** apresenta a participação de cada tipo de fonte de energia na matriz energética do SIN até 2009.

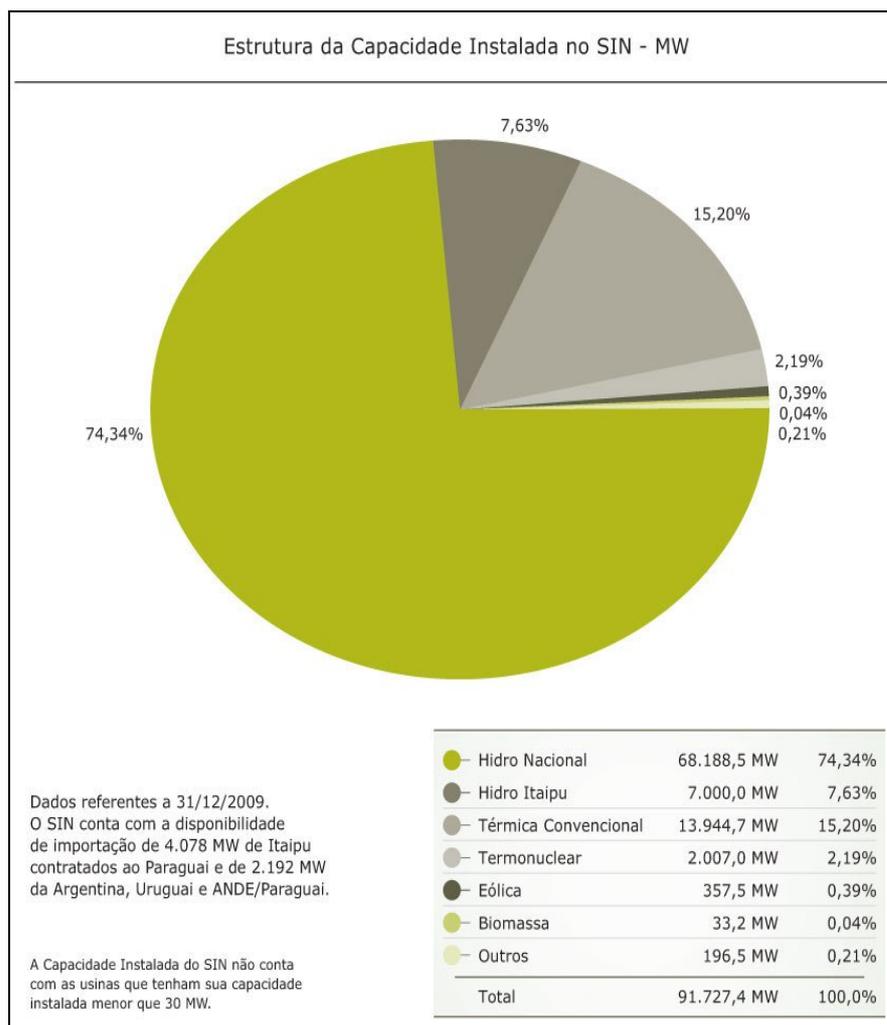


Figura 2.14 – Capacidade Instalada do SIN até 2009.

Na **Figura 2.15** está representado o Horizonte 2009-2012 do setor de transmissão brasileiro. Sobre o mapa estão representados os novos empreendimentos, inclusive as interligações Acre-Rondônia e Tucuruí-Macapá-Manaus, indicadas anteriormente.

Ao final de 2012 o Sistema Interligado Nacional deve contar com mais de 95 mil quilômetros de linhas de transmissão.

A adoção do novo modelo de transmissão e a abertura para o capital privado foi responsável pela expansão do setor de transmissão.

O novo investidor, ganhador do lote de concessão, adquire o direito de exploração dessa concessão por 30 anos e se compromete a concluir as obras dentro de um prazo de 20 a 30 meses após a assinatura do contrato com a ANEEL. A remuneração do investidor começa

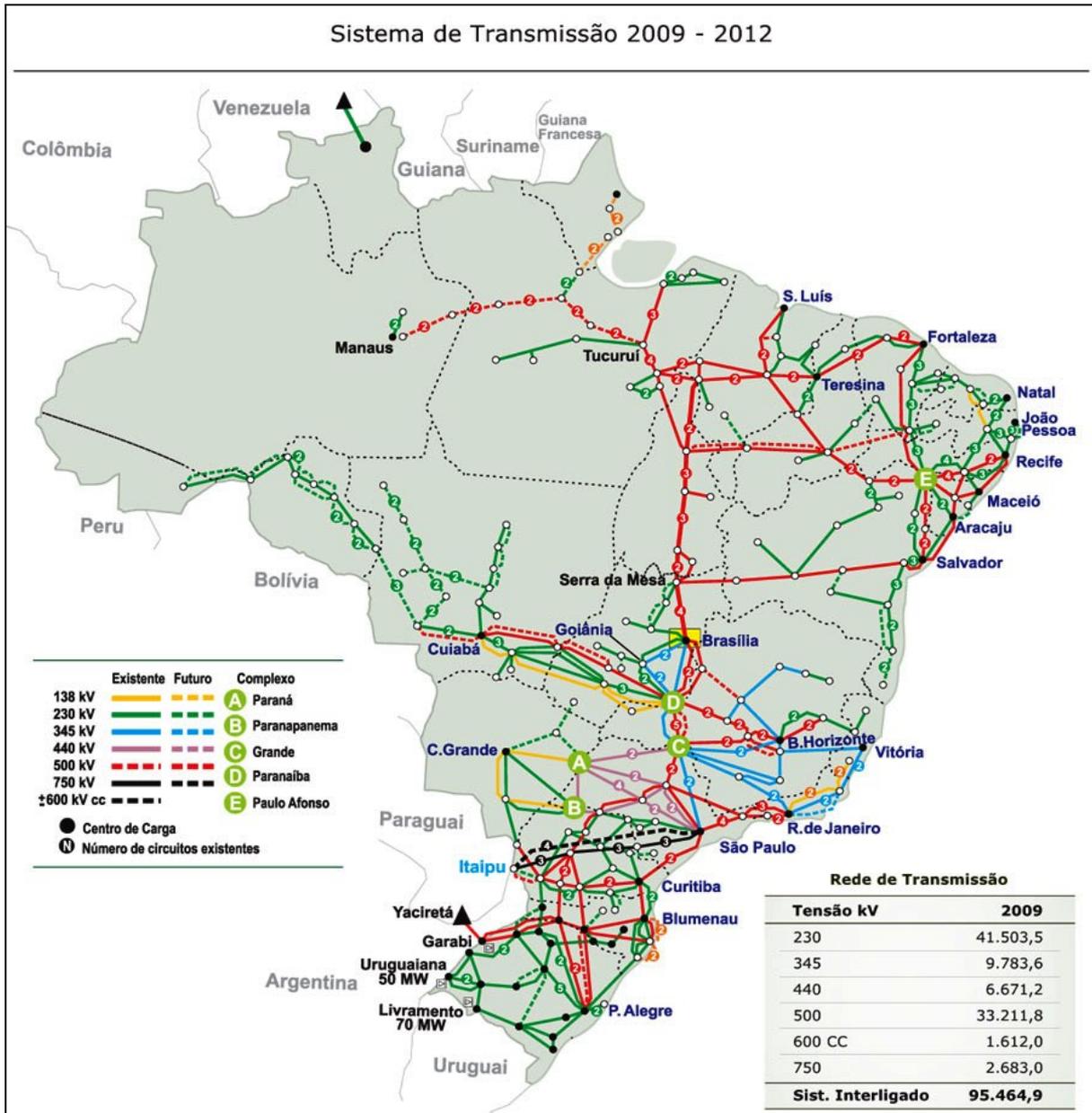


Figura 2.15 – Sistema de Transmissão do SIN – Horizonte 2009-2012

após a disponibilização dos novos equipamentos para o SIN. Dessa forma é muito comum a busca pela antecipação das obras, antes do prazo estabelecido pela ANEEL, de forma a antecipar receita, tornando o empreendimento mais lucrativo.

### 2.5.3 – Complexidade da Operação

A operação é realizada em níveis distintos de responsabilidade. Os operadores de uma instalação local são a primeira instância de operação. Normalmente eles recebem o nome de operadores mantenedores. Realizam a manutenção dos equipamentos e, em caso de necessidade podem efetuar comandos localmente sobre os equipamentos. Em caso de falha ou indisponibilidade do SSC local, os operadores mantenedores podem realizar comandos nas interfaces dos IEDs ou diretamente nos cubículos de campo.

No nível de operação imediatamente superior, seguindo a hierarquia dos agentes, estão os operadores dos centros locais ou centros regionais/sistema (COL, COT, COG, COR/COS). Esse operador tem visibilidade maior que o operador da instalação e é capaz de avaliar a disponibilidade de equipamentos para a recomposição do sistema. Um exemplo de equipamento com essa característica é a linha de transmissão, cujos terminais pertencem a duas instalações diferentes. O operador da instalação possui as informações de um dos terminais da linha, enquanto o operador do nível hierarquicamente superior tem condição de identificar a falha, visualizando os dois terminais do equipamento simultaneamente, através das informações de supervisão das duas instalações onde estão os terminais da linha.

O operador do próximo nível está nos COSRs do ONS e a sua função é muito diferente dos operadores de agentes. O operador do ONS se preocupa com questões sistêmicas. É ele quem controla o despacho de geração e as recomposições dos equipamentos.

O ONS não possui nenhum ativo na rede básica, porém é responsável pela operação do sistema e a coordenação de todas as manobras. Os agentes, em contra partida, são os proprietários dos equipamentos, mas não têm autorização para manobrá-los (salvo em questões emergenciais), dependendo de orientação do ONS para as intervenções.

O operador do CNOS define as diretrizes para a operação do sistema e coordena os operadores dos COSRs do ONS, que por sua vez, coordenam em tempo real os centros de operação dos agentes.

A responsabilidade da operação dos agentes está voltada para a integridade física do equipamento. Eles seguem os procedimentos e as instruções de operação do ONS, porém não é competência do agente a operação sistêmica dos equipamentos. Seu foco principal está relacionado à integridade física dos ativos. O operador dos centros de agentes recebe todas as informações disponíveis nos SSCs locais. O elenco de pontos varia desde pequenas atuações

de abertura de mini-disjuntores para aquecimento de painéis, passando por alarmes de falta de tensão em motores, problemas no serviço auxiliar, falhas de comunicação com equipamentos de campo, até mesmo a atuação de proteções e bloqueios que podem indisponibilizar equipamentos da rede básica, como as partidas e disparos de proteções, alarmes de atuação de relés de gás em transformadores e desligamentos de disjuntores.

O operador do ONS recebe um pequeno subconjunto dos pontos citados anteriormente. Como a operação do ONS é sistêmica, os pontos de interesse se restringem apenas às atuações que geram desligamento de equipamentos da rede básica. Em termos quantitativos, esses pontos equivalem a aproximadamente 3,5% da quantidade total de pontos dos agentes (incluindo também os estados de equipamentos e medições analógicas em adição aos pontos de atuação de proteção).

Todas as manobras são coordenadas em tempo real entre o agente e o ONS. Essa comunicação é feita através de linhas telefônicas dedicadas denominadas *hot-lines*. No momento em que ocorre um desligamento, o operador do agente recebe uma avalanche de alarmes e eventos referentes à ocorrência. Ele deve analisá-los e, dependendo do tipo de ocorrência, disponibilizar imediatamente o equipamento para o ONS através de contato telefônico. Após esse contato, o operador do ONS deve preparar o sistema para receber de volta o equipamento que sofrera a falha, para então solicitar ao agente sua recomposição ao sistema.

Caso o operador do agente não consiga disponibilizar o equipamento para o ONS em menos de um minuto, será cobrada multa por indisponibilidade desse equipamento. A cobrança é feita por cada minuto de indisponibilidade, e o valor equivale a cinquenta vezes a receita recebida por minuto de disponibilidade. Como exemplo pode-se citar uma linha de transmissão que recebe uma receita de R\$60,00 por minuto de disponibilidade. Uma falha de 15 minutos custaria ao investidor o equivalente a R\$45.000,00 de prejuízo em sua receita presumida. Dessa forma, o tratamento das informações para a operação do COR/COS é fundamental para a rápida recomposição do sistema e para a saúde financeira do empreendimento. Em caso de sinistro de equipamento (explosão de transformador, queda de torres de transmissão, etc.) a multa máxima é fixada no valor de 12,5% da receita anual presumida do agente (RAP). Esse limite foi estabelecido para evitar que o empreendimento se torne inviável, levando à falência concessionárias de transmissão.

### 2.5.4 – Comunicação com o ONS

Conforme indicado no item anterior, a operação do sistema é muito dinâmica e necessita de contato telefônico constante entre todos os operadores envolvidos (instalação, COR/COS e COSR). O relacionamento operativo para a recomposição de equipamentos é realizado entre os operadores do agente e do ONS, em tempo real, através de linhas telefônicas dedicadas, denominadas *hot-lines*. O conceito de um *hot-line* é diferente das linhas telefônicas tradicionais. O acesso para uma linha telefônica convencional de prestadora é feito através de discagem. Após discar um número telefônico, a ligação é direcionada para um tronco analógico ou digital para acessar a rede pública da prestadora. Em seguida a ligação é direcionada para o endereço telefônico de destino. O *hot-line*, ao contrário das linhas convencionais, é um canal telefônico ponto-a-ponto de alta disponibilidade. Ele é estabelecido através de sistema de telecomunicação dedicado e não trafega pelo mesmo meio que a telefonia convencional. Para chamar a outra extremidade, basta levantar o telefone do gancho sem a necessidade de efetuar qualquer discagem.

Utiliza-se o mesmo conceito de infra-estrutura dedicada para os canais de dados de comunicação entre os sistemas de supervisão e controle.

Os Procedimentos de Rede definem os requisitos para a disponibilidade dos canais de dados de supervisão. O valor de referência é de 99,95% apurados em base anual. Para os *hot-lines* é exigida a disponibilidade mínima de 99,98%. Em decorrência dessa elevada disponibilidade, ambos os serviços devem ser prestados através de canais de dados e voz redundantes, cujos recursos de telecomunicações devem ser disponibilizados através de duas rotas distintas e independentes.

A **Figura 2.16** apresenta um diagrama típico de conectividade de telecomunicações utilizado para a comunicação entre agente e ONS. Essa arquitetura prevê a comunicação através de 4 roteadores (2 equipamentos em cada extremidade). O par de roteadores P1 e P2 estabelece um canal de dados e um canal de voz entre o agente e o ONS (principal). O outro par, R1 e R2, estabelece o segundo canal de voz e de dados (redundante). Nesse caso os canais de dados são do tipo ethernet e os *hot-lines* do tipo FXS/E&M com 4 fios (terminações nas duas extremidades).

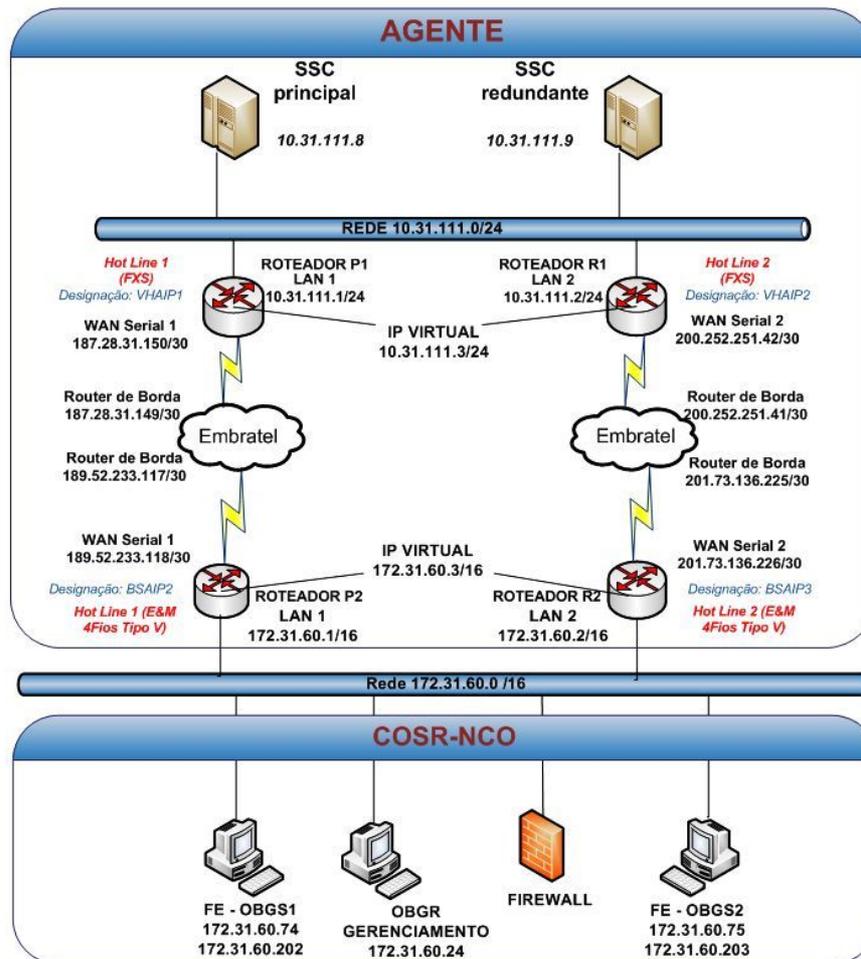


Figura 2.16 – Diagrama de Conectividade de Telecomunicações Agente x ONS.

Nesse exemplo o canal utilizado para a comunicação entre os SSCs do agente e do ONS é o protocolo IEC60870-5-104. É o protocolo de comunicação que define o tipo de canal de dados, neste caso *ethernet*. A tabela 1 apresenta um quadro comparativo com principais protocolos, sua aplicação e as interfaces de comunicação utilizadas.

As comunicações baseadas em *ethernet* podem compartilhar recursos com diversas aplicações (acesso remoto, transferência de arquivos, etc.), não se limitando apenas aos SSCs. É possível estabelecer a comunicação entre vários SSCs através de um único canal desse tipo. Os canais seriais são mais antigos e comportam apenas uma conexão ponto-a-ponto, não permitindo compartilhamento de recursos com outras aplicações.

Tabela 1 – Quadro comparativo de Protocolos de Comunicação.

Protocolo	Interface	Aplicação	Vantagem	Desvantagem
MODBUS	Serial	Comunicação entre equipamentos diversos	Implementação Simples	Não suporta estampa de tempo e não pode ser aplicado no setor elétrico
IEC60870-5-101	Serial	Comunicação entre SSCs genéricos	Implementação Simples	Interface antiga
IEC60870-5-103	Serial	Comunicação horizontal entre IEDs e vertical com SSCs	Permite a comunicação horizontal entre equipamentos	Exclusivo para a comunicação com IEDs de Proteção
DNP3.0	Serial/ Ethernet	Comunicação entre SSCs genéricos	Protocolo mais complexo que os anteriores	Mestre-Escravo só permite a comunicação em um sentido
IEC60870-5-104	Ethernet	Comunicação entre SSCs genéricos	Estrutura similar ao IEC60870-5-101, porém utiliza meio físico mais robusto	Mestre-Escravo só permite a comunicação em um sentido
IEC61850 (norma)	Ethernet	Comunicação horizontal entre IEDs e vertical com SSCs	Padronização de pontos e módulos internos de IEDs de proteção e controle.	Difícil monitoração
TASE.2/ICCP	Ethernet	Adequado para comunicação entre Centros de Controle de grande porte	Protocolo robusto tipo Cliente-Servidor permite a comunicação bi-direcional	Difícil monitoração

Os protocolos mais utilizados pelos agentes do setor elétrico para comunicação com o ONS são o DNP3.0 sobre *ethernet* e o IEC60870-5-104. O motivo da opção ocorre devido à simplicidade da estrutura e o vasto domínio desses protocolos pelos profissionais de automação. O anexo 3 mostra a análise das mensagens da comunicação entre dois SSCs através do protocolo IEC60870-5-104.

O ONS aceita conexão com novos agentes através dos protocolos IEC60870-5-101, IEC60870-5-104, DNP3.0 e TASE.2/ICCP, sendo o último para a comunicação entre centros de operação.

Nos sistemas locais, o padrão mais utilizado é o protocolo da norma IEC61850. Essa norma é muito mais abrangente do que um simples protocolo. Ela prevê a padronização na implementação, nomenclatura de blocos lógicos, equipamentos e módulos internos de IEDs, proporcionando maior interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes. Essa norma traz uma revolução conceitual para o projeto de automação de subestação. Estabelece requisitos e padrões para o processo de aquisição de informações nas subestações. Esse novo padrão tornou possível a construção de equipamentos tais como TCs e TPs ópticos, dotados de inteligência e capazes de disponibilizar através de protocolo (diretamente nos barramentos de processo) valores de corrente e tensão. A fiação elétrica que leva até os medidores da sala de controle as tensões e correntes do sistema seria substituída por fibra óptica, representando uma economia substancial com cabeamento das subestações. O mesmo conceito também pode

ser estendido para os demais equipamentos da subestação, não havendo a necessidade de uma infinidade de cabos de controle espalhados pelas canaletas do pátio. Da mesma forma que os TPs e TCs, a comunicação com os disjuntores e seccionadoras seria estabelecida através de fibras ópticas. Existem subestações experimentais construídas dentro dessa nova filosofia, porém os equipamentos são muito caros e ainda não oferecem competitividade de mercado. Com investimento em tecnologia e pesquisa, esse cenário em pouco tempo será diferente.

## 2.6 – Arquiteturas Típicas

O advento das redes TCP/IP (*ethernet*) e o desenvolvimento de dispositivos eletrônicos cada vez mais interoperáveis, proporcionou aos projetistas de subestações uma infinidade de soluções de engenharia para os projetos de automação.

Os IEDs e SSCs disponíveis no mercado são capazes de se comunicar através de quase todos os protocolos discutidos no item anterior. Dessa forma, as possibilidades de projeto e arquitetura são diversas. Para exemplificar, as **Figuras 2.17 e 2.18** mostram duas arquiteturas típicas utilizadas nos projetos de automação de subestação: Estrela e Anel.

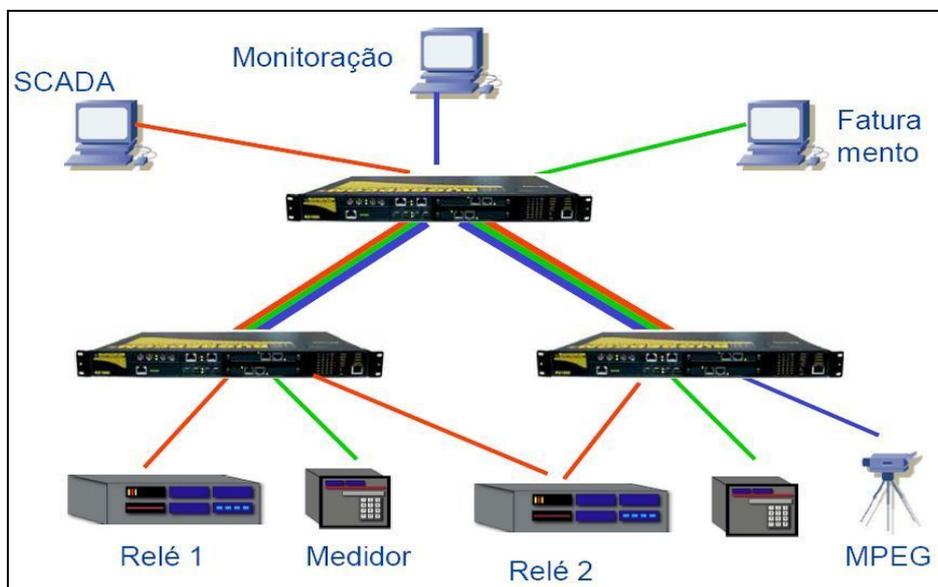


Figura 2.17 – Arquitetura em Estrela de Automação de Subestações.

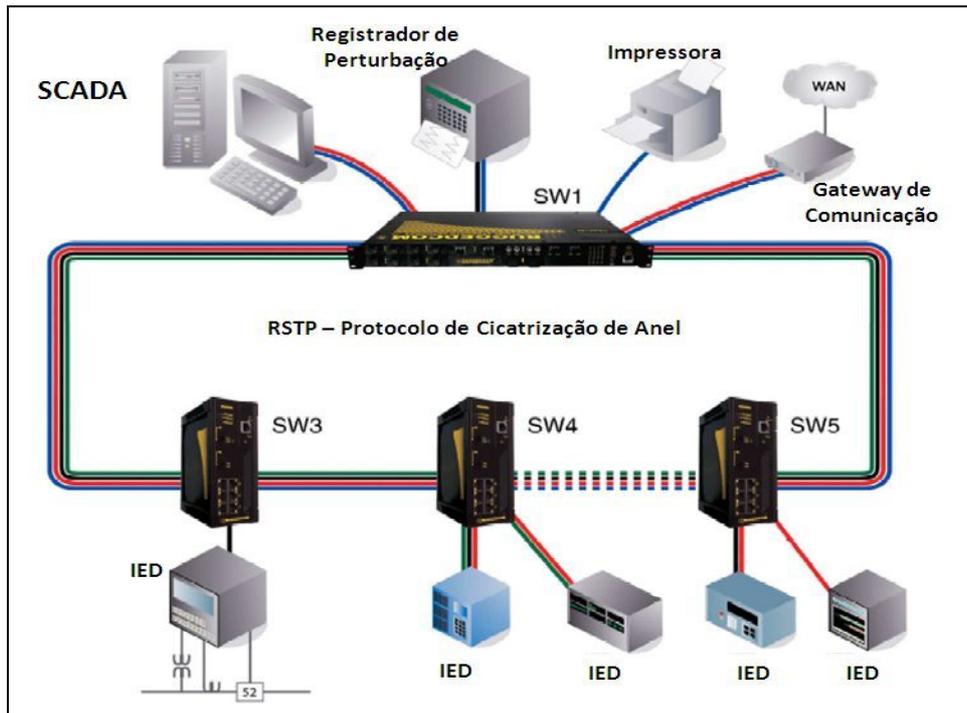


Figura 2.18 – Arquitetura em Anel de Automação de Subestações.

A arquitetura em estrela é mais simples que em Anel. A redundância é possível através da criação de dupla estrela. Na indisponibilidade de algum equipamento, a “segunda” estrela assume a comunicação.

A arquitetura em anel é mais complexa do que a anterior, pois necessita de configurações específicas nos equipamentos de rede. O anel funciona “aberto” e em apenas um sentido (para evitar *loops* infinitos de pacotes na rede). Em caso de indisponibilidade de um equipamento, o protocolo RSTP identifica o ponto de defeito e direciona a comunicação de todos os equipamentos no outro sentido do anel.

Para o centro de operação, a arquitetura e infra-estrutura necessária é muito diferente das arquiteturas de subestações. A **Figura 2.19** apresenta uma arquitetura típica de um centro de operação. No centro de operação toda estrutura é redundante. Normalmente utiliza-se servidores em *Hot/StandBy* em que um deles está ativo e o outro aguardando para entrar em operação caso ocorra algum problema com o servidor principal. Os barramentos de comunicação (redes *ethernet*) também são redundantes para que seja mantida a integridade das informações em caso de falha de algum elemento. Além disso, o centro de operação dispõe de *gateways* (*front-ends*) para as comunicações de dados e voz com as subestações e

com o ONS. A operação em tempo real é realizada através dos postos de operação (IHMs) que são consoles com monitores, teclados e mouse para que o operador possa visualizar o sistema elétrico.

Outras aplicações também fazem parte do ambiente de centro de operação, tais como sistema de histórico para o armazenamento de longo prazo dos dados de tempo real, aplicações de *watchdog* para monitorar a integridade operacional de todos os equipamentos da rede e por fim, aplicativos que fazem a interface dos dados de tempo real e banco de dados histórico com o ambiente corporativo para fins de consulta e análise.

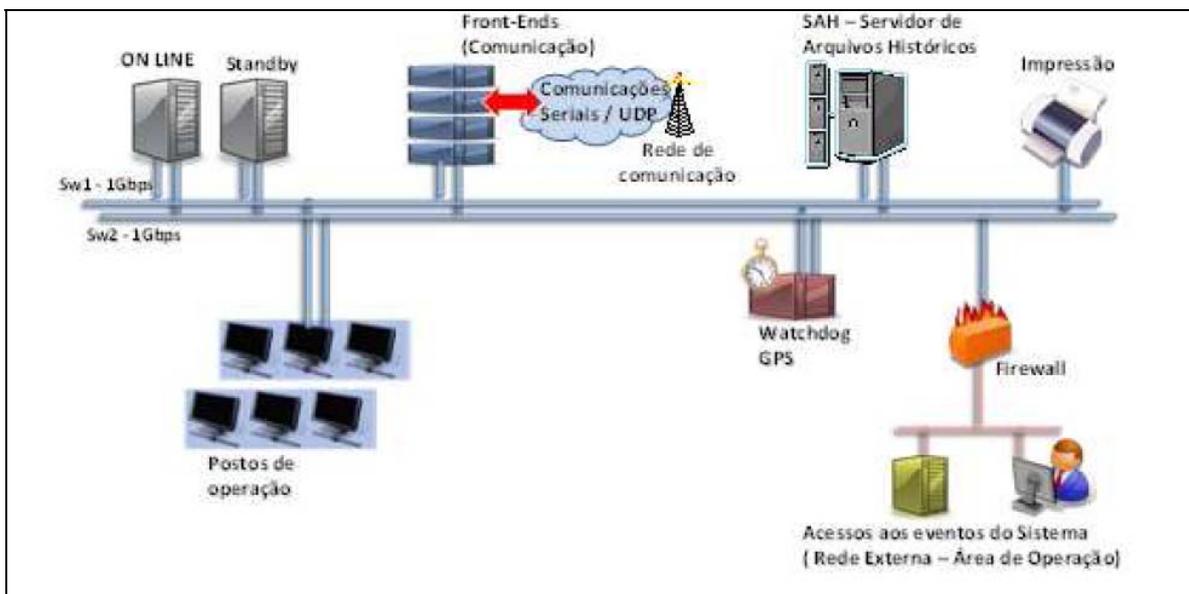


Figura 2.19 – Arquitetura Típica de um Centro de Operação.

## 2.7 – Simulador em Tempo Real

Até esse momento foram discutidas as questões referentes à dinâmica da operação e a estrutura e responsabilidade de cada tipo de centro de operação. Também foram apresentadas as principais ferramentas de análise de redes para o apoio ao trabalho dos profissionais envolvidos com a operação do sistema.

Todas essas ferramentas têm como objetivo principal melhorar o desempenho da operação, seja através da identificação rápida de um problema ou através da orientação para a normalização de contingências.

Embora ferramentas EMS como, por exemplo, Análise de Contingência apresentem um indicativo de possíveis problemas no sistema elétrico, a condição ideal para o operador seria a previsão real da falha. Como essa previsão ainda não é possível, existe outra ferramenta capaz de preparar o operador para as situações de falha do sistema elétrico: o Simulador em Tempo Real.

Os simuladores são ferramentas valiosas que podem ser empregadas para o treinamento e certificação de operadores. Um bom ambiente de simulação é capaz de reproduzir o sistema elétrico e submeter o operador a ensaios de ocorrências reais. Também podem ser utilizados para a reconstituição de eventos e para análise futura de ocorrências.

Com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança do sistema, as companhias de energia buscam melhorar a qualificação de seus funcionários através da implantação de simuladores para treinamento e reciclagem periódica de seus operadores [7].

Os simuladores podem ser utilizados também para treinamento de trabalho em equipe, teste de novas instalações EMS, avaliação de ferramentas para a tomada de decisão a partir de situações normais ou condições extremas de operação [7].

Com a constante expansão do sistema, a operação torna-se mais dinâmica e a necessidade de aprendizado rápido e adaptação às novas topologias justifica o uso dessa ferramenta [8]. Outro motivador para os simuladores é o melhor aproveitamento dos recursos disponíveis nos modernos equipamentos de controle supervisão [8]. A experiência mostra que um eficiente treinamento só pode ser alcançado, de forma adequada e em curto prazo, empregando-se simuladores para treinamento de operadores [9] [10] [11].

Durante o processo de treinamento, os operadores são submetidos a três situações de operação: normal, emergência e restaurativa. Durante as condições normais será exercitada a operação de modo a garantir a melhor economia e manutenção da segurança. Durante a condição de emergência poderá ser simulada a sobrecarga em algum equipamento do sistema, tais como tensão fora dos limites e frequência fora dos patamares desejados. O operador exercitará as medidas necessárias no sentido de retornar o sistema às condições normais de operação. Durante uma condição restaurativa o operador deverá re-conectar ao sistema elétrico algum equipamento ou carga que estejam fora da rede, visando sempre manter os limites de operação desse equipamento [12].

Para iniciar uma simulação é necessário criar um ambiente que reproduza fielmente a rede elétrica. Criar esse ambiente significa fornecer ao simulador a topologia e todos os parâmetros dos equipamentos pertencentes ao sistema.

Após o cadastro prévio dos parâmetros dos equipamentos em uma base de dados *off-line*, é necessário fornecer ao simulador um ponto de operação para que seja iniciada a simulação. Esse ponto de operação é fornecido ao simulador através de um *snapshot* (fotografia do tempo real) contendo o estado de todos os disjuntores e chaves, o valor das medidas de fluxo nas linhas e o valor das potências ativa e reativa consumidas e geradas nos componentes do sistema, tais como cargas, geradores, compensadores síncronos ou estáticos, banco de capacitores, reatores, transformadores e demais equipamentos. O *snapshot* pode ser retirado, por exemplo, do banco de dados histórico.

Para que a simulação atinja seu objetivo e o treinamento seja produtivo, é fundamental que o ambiente de simulação seja uma representação fiel do sistema elétrico e do ambiente no qual os operadores trabalham. Esse é um dos aspectos fundamentais para o sucesso do treinamento [7]. A verossimilhança do simulador com o sistema real é determinante para a credibilidade do processo de treinamento e confiança do operador na ferramenta.

Nesse contexto, uma opção interessante seria a integração do simulador diretamente ao supervisório utilizado pelo operador. Dessa forma o ambiente de simulação, bem como as telas visualizadas pelo operador durante esse processo seriam as mesmas utilizadas por ele em sua rotina diária de trabalho. A única diferença é a forma como o supervisório seria alimentado. Na condição normal, o SSC recebe os dados em tempo real e durante o treinamento, os dados seriam fornecidos pelo simulador. Para o operador a origem dos dados seria transparente e o treinamento atingiria o objetivo de manter verossimilhança com o ambiente de tempo real.

O passo seguinte no treinamento de um operador é criar cenários para que seja avaliada sua atuação sobre o sistema. Esses cenários são formados, em primeiro lugar, pela caracterização do ambiente de simulação e, em segundo lugar, pela programação de eventos ou seqüências de eventos, definidas por um instrutor. Esses eventos, previamente configurados, podem ocorrer durante a simulação para analisar o comportamento do treinando.

Para uma perfeita caracterização do sistema real é importante que durante a criação do cenário seja levada em consideração a dinâmica do sistema. Dependendo do objetivo do treinamento, o instrutor poderá configurar a curva de carga do sistema ou criar uma situação específica de acordo com as necessidades. A transferência do resultado do Estimador de Estados em tempo-real para o fluxo de potência continuado do simulador e com a transferência da programação de CAG e de carga do sistema, a simulação será idêntica ao ponto de operação em tempo real [12].



**Figura 2.20** – Sala para Treinamento de Operadores ISA-CETEP.

O ambiente de simulação deve ser o mesmo da sala de controle. Dessa forma o operador deve ter acesso aos mesmos recursos disponíveis em tempo real. O operador deve ter um posto de operação, telefone para os contatos de voz com os níveis superiores e com as instalações por ele operadas. Caso seja possível, deve ter também uma tela de projeção (*video wall*) equivalente ao utilizado em sua sala de controle.

No processo de certificação, o instrutor comanda a simulação de outra sala. Ele prepara o cenário e dispara as falhas para avaliar a ação do operador em treinamento. Além disso, pode telefonar para o treinando representando ora o “papel” de ONS e ora o “papel” de operador mantenedor de subestação. Nessa circunstância o treinando terá todas as suas reações avaliadas (resposta ao treinamento, contato telefônico, procedimento de recomposição, etc.), podendo ainda ser gravadas para análise posterior.

## **CAPÍTULO 3**

---

# **CONCEPÇÃO E MODELAGEM DO SISTEMA DE SUPERVISÃO PARA O CENTRO DE OPERAÇÃO**

---

Este capítulo será dedicado à apresentação da metodologia e concepção do sistema de supervisão para o centro de operação de um agente privado do setor elétrico, considerando as premissas e pré-requisitos estabelecidos pelo ONS e pelo órgão regulador do setor elétrico, a ANEEL.

Os critérios utilizados nesse projeto tiveram por objetivo preparar o sistema de supervisão para facilitar a identificação das falhas que causam indisponibilidade dos equipamentos elétricos, visando dessa forma, minimizar o tempo de recomposição.

### **3.1 – Introdução**

---

Conforme discutido no capítulo anterior, a operação do sistema elétrico é uma atividade muito complexa. Na natureza dessa atividade está implícito o elevado nível de responsabilidade dos profissionais que trabalham com a operação de tempo real. A dependência da energia elétrica e as diversas demandas da sociedade moderna agregam ao cotidiano da operação, sobretudo no aspecto psicológico dos operadores um grau elevado de estresse.

Para preencher um posto de trabalho nesse tipo de atividade, é desejável que o profissional saiba lidar com os níveis de pressão inerentes à função ocupada. O treinamento,

reciclagem, investimento em formação, revisão dos procedimentos e certificação são constantes do cotidiano do operador.

Em linhas gerais, por melhor que seja a formação do profissional da operação e a experiência adquirida em anos de trabalho, é possível que ele se depare com uma situação de emergência nunca vista anteriormente.

Nesse segmento da engenharia, considerado ingrato por grande parte dos técnicos e engenheiros, é o ambiente em que se desenvolve a rotina da operação de sistemas elétricos. Qualquer melhoria para a operação, mesmo que seja um pequeno detalhe, pode representar um grande benefício para essa atividade.

Inserido nesse contexto, o presente trabalho se propõe a apresentar melhorias significativas na qualidade e na forma da apresentação da informação para a operação em tempo real.

O Centro de Operação, objeto desse trabalho, pertence ao grupo PLENA Transmissoras. Ele foi montado na subestação de Itumbiara (propriedade de FURNAS), porém na sala de controle de uma das concessionárias da PLENA. O centro de operação recebeu o nome de COR-IT (Centro de Operação Regional Itumbiara).

### **3.1.1 – O Grupo PLENA Transmissoras**

O Grupo PLENA Transmissoras é composto por diversas concessionárias de transmissão de energia elétrica que atuam no Sistema Interligado Nacional.

Desde a entrada em operação das primeiras linhas de transmissão, em Dezembro de 2002, a empresa permanece em expansão. Hoje, presente em vários estados da federação, é um dos maiores grupos do setor elétrico.

Atualmente a PLENA Transmissoras administra 12 empresas, totalizando 5.925km de linhas de transmissão na rede básica, dos quais 4.976 já em operação. As empresas do grupo são:

CPTe – Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S.A.

ETEE – Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A.

ETIM – Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A.

ITE – Jauru Transmissora de Energia S.A.

LTT – LT Triângulo S.A.

PCTE – Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.

RPTE – Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A.

PPTE – Porto Primavera Transmissora de Energia S.A.

SMTE – Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A.

SPTE – Serra Paracatú Transmissora de Energia S.A.

VCTE – Vila do Conde Transmissora de Energia S.A.

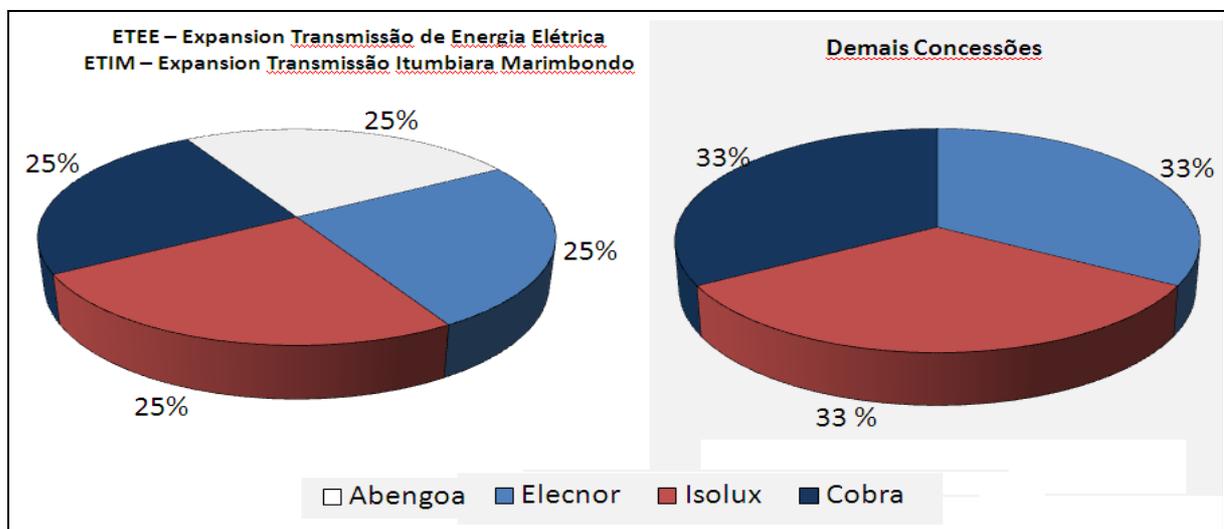


Figura 3.1 – Mapa das Concessionárias da PLENA Transmissoras.

A **Figura 3.1** mostra a localização geográfica das 12 concessionárias de transmissão da PLENA. Grande parte está concentrada nas regiões Centro Oeste e Sudeste e apenas quatro concessionárias estão instaladas em regiões mais afastadas das demais. Os principais números do grupo são:

- 4.464 km de linhas de transmissão em 500 kV;
- 2 km de linhas de transmissão em 440 kV;
- 1.459 km de linhas de transmissão em 230 kV;
- 10 subestações próprias;
- 24 subestações de terceiros com instalações diversas.

Na composição acionária estão presentes quatro empresas espanholas. As duas primeiras concessionárias (ETIM e ETEE) contam com a participação acionária de 25% da ABENGOA, 25% ISOLUX, 25% ELECINOR e 25% COBRA. As demais concessões contam com a participação dos três últimos investidores, cada um com 33% dos ativos da rede básica.



**Figura 3.2** – Participação Acionária do Grupo PLENA Transmissoras.

## 3.2 – Etapas de Desenvolvimento do Projeto

---

### 3.2.1 – Concepção do Projeto

A concepção do projeto começa com a definição dos objetivos e escopo de cada parte que o compõe.

No início das atividades de construção das concessionárias da PLENA, os investidores não tinham claramente a dimensão de padronização e filosofia integrada de projeto para a criação das 12 concessionárias de energia. A implantação de cada concessionária, principalmente na área de projeto de automação de subestações, sempre foi conduzida de forma independente. Foram utilizadas tecnologias e arquiteturas diversas. O fornecimento de cada sistema era realizado por uma empresa diferente dentre os principais fornecedores de mercado (ABB, SIEMENS e AREVA).

Com o passar do tempo e a criação da *hold* PLENA para administrar as 12 concessionárias, decidiu-se padronizar as filosofias de todas as empresas e concentrar a operação desses sistemas, antes realizadas através de 12 COLs independentes, em centros regionais de operação.

Os sistemas de energia elétrica existem como tal há pouco mais de 120 anos e os conceitos básicos não sofreram grandes mudanças durante esse período [13]. Da mesma forma, os projetos das 12 concessões, embora tenham sido concebidos de forma diferente, são muito parecidos em termos conceituais. A principal diferença está na representação das informações em cada projeto. Cada empresa tem seu sistema de automação e SSC próprios e com eles, suas filosofias de exibição de alarmes, eventos e telas. Mesmo os sistemas construídos pelo mesmo fornecedor (para concessões distintas), apresentam representações diferentes.

A busca pela criação de um padrão global de operação para a empresa e a racionalização dos recursos de telecomunicações motivou a criação de centros regionais de operação. A **Figura 3.3** apresenta a concepção dessa estrutura.

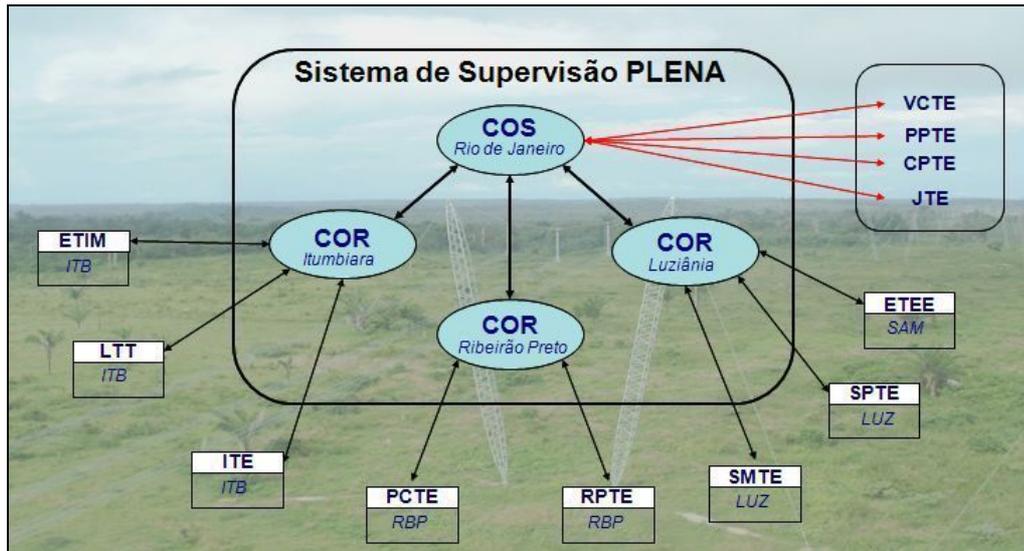


Figura 3.3 – Concepção do COS PLENA.

O caminho natural é iniciar a implantação pelos centros regionais, para então partir para o COS. O primeiro centro escolhido foi o COR Itumbiara (COR-IT). Na ocasião, um dos empreendimentos da PLENA estava em implantação, a LTT, então a diretoria da empresa decidiu priorizar o COR-IT de forma que ele pudesse receber os dados dessa concessionária.

### 3.2.2 – Implantação do COR

Após a definição da estratégia o projeto foi iniciado. Primeiramente foi definida a plataforma, *hardware* e protocolos de comunicação.

A plataforma de supervisão escolhida foi o SAGE, conforme descrito no item 3 do Capítulo 2. Foi adotado como *hardware*, plataformas DELL de alto desempenho, em redundância completa e com sistema operacional LINUX. Os protocolos selecionados foram o TASE.2/ICCP para a comunicação com o ONS, em função de sua estrutura robusta de transmissão de dados e, para a comunicação com as subestações, o protocolo sobre TCP/IP IEC60870-5-104.

Nessa etapa foram contratados os serviços de telecomunicação da prestadora para o estabelecimento de *hot-lines* e canais de dados redundantes, utilizando arquitetura similar à apresentada na **Figura 2.16**. A comunicação com as subestações foi estabelecida através de sistema próprio de telecomunicação através de enlaces de OPGW (*Optical Ground Wire* – cabos pára-raios da linha de transmissão com fibras ópticas ao centro).

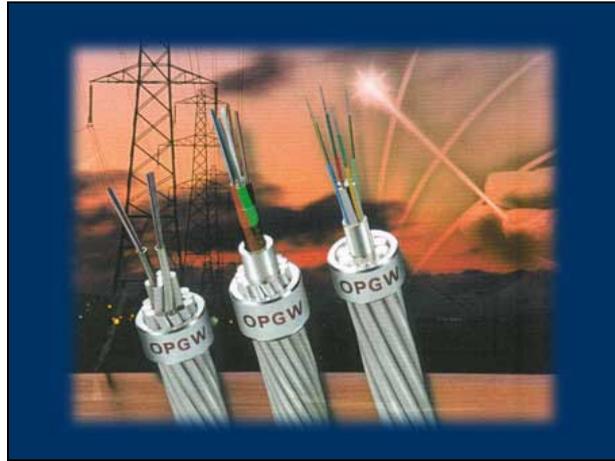


Figura 3.4 – Cabo OPGW (cabo pára-raios com fibra óptica interna).

## 3.3 – Modelagem do Sistema

---

### 3.3.1 – Introdução

Conforme apresentado no primeiro capítulo, a escolha do sistema de supervisão que seria utilizado no COR da PLENA levou em consideração os aspectos técnicos que permitisse a implantação de filosofias voltadas para o rápido restabelecimento do sistema elétrico. Além disso, foram considerados também alguns aspectos estratégicos, tais como a robustez computacional, o domínio da ferramenta por profissionais da empresa e a ausência de políticas de fornecimento/suporte que crie qualquer dependência com o fabricante do sistema.

A modelagem descrita nesse item foi adaptada para as características do sistema escolhido, levando em consideração suas vantagens e limitações técnicas.

Em linhas gerais, o SAGE é um sistema que pode ser adaptado às necessidades de qualquer nível hierárquico apresentado na **Figura 2.13**. Desde o SSC local de uma subestação, até o CNOS do ONS. A diferença está nos módulos utilizados (análise de redes para os níveis superiores) e na forma de apresentação das informações.

Quando avaliado sob o critério essencialmente operativo, sem considerar quaisquer características de robustez computacional ou subsistemas de comunicação de dados, o SAGE não oferece nenhuma vantagem significativa em relação aos demais sistemas concorrentes de

mercado. Todo supervisor é capaz de permitir a configuração de telas com diagramas unifilares, alarmes e eventos, dentre outras facilidades requeridas pela operação em tempo real.

A vantagem do SAGE em relação aos demais está na facilidade de configuração de suas bases de dados e nos diversos protocolos de comunicação utilizados por esse sistema além da possibilidade de configurar filtros de alarmes.

Os filtros são grupos de alarmes separados conforme critérios definidos pelo configurador do sistema.

A contribuição desse trabalho de configuração de base de dados está no fato de utilizar as possibilidades oferecidas pelo SAGE para elaborar uma modelagem única no setor elétrico, capaz de permitir ao operador da PLENA o acesso imediato às informações de relevâncias para a operação do seu sistema elétrico.

A maioria das empresas de transmissão mais tradicionais do setor, sobretudo aquelas do grupo Eletrobras, estão adaptadas com filosofias de operação (e configuração de seus sistemas) relativamente conservadoras. Embora a tradição e os benefícios obtidos pela experiência na operação sejam de grande valia para a segurança do sistema elétrico, percebe-se uma grande inércia de algumas dessas empresas em adaptar seus sistemas de supervisão para as novas realidades do setor. A incidência de penalidade por indisponibilidade dos serviços de transmissão foi aplicado para essas empresas a partir de meados de 2007.

Como as empresas privadas ainda não organizam sua operação em grupos de concessionárias, conforme opção da PLENA e, em contra partida, as grandes empresas do setor elétrico ainda não estão adaptadas à nova realidade de mercado, pode-se considerar a modelagem proposta nesse documento como um trabalho inédito no setor elétrico brasileiro.

A personalização do sistema de supervisão da PLENA foi construída pela customização de várias partes do SAGE. A primeira etapa é o trabalho de padronização de textos para a base de dados do sistema. A elaboração do conjunto ID/descriptivo/ocorrência padronizado fornece ao operador o primeiro facilitador para a identificação de um problema em tempo real. O sistema de cada subestação é fornecido por uma empresa diferente e dessa forma os textos desses sistemas seguem padrões definidos pelo próprio fabricante, diferentes entre si. Depois de encaminhada a base de dados da subestação para a PLENA, é feita uma

tradução desses pontos para um padrão unificado, minimizando as diferenças entre as subestações de diferentes fabricantes.

A etapa seguinte é a elaboração de telas com os diagramas unifilares das subestações. Essas telas devem ser simples, de fácil identificação e apenas com a informação visual imprescindível para a operação. São suprimidas as poluições de telas típicas dos sistemas das subestações. É elaborado um diagrama unifilar geral de cada empreendimento e unifilares específicos de cada subestação.

Outro item de grande importância para evitar a poluição visual é a criação de telas de diagnóstico de equipamento, através da qual são exibidas todas as condições que podem impossibilitar a recomposição dos equipamentos elétricos. Esses diagnósticos oferecem uma visualização rápida sobre os impeditivos para manobras de disjuntores e seccionadoras e fornecem informações complementares sobre transformadores, reatores, dentre outros.

A última etapa da modelagem é o tratamento dos alarmes do sistema. O objetivo desse tratamento é classificar, filtrar e exibir os alarmes das instalações de acordo com o seu nível de relevância. A modelagem e as classificações utilizadas possibilitam ao operador identificar e diferenciar, sem a necessidade de uma análise prévia, os alarmes comuns do sistema daqueles originados por atuações de proteção que culminem em desligamento de funções de transmissão. A representação visual dos alarmes por nível de relevância permite ao operador, por exemplo, realizar uma análise qualitativa da perturbação do sistema, sem a necessidade de ler o conteúdo completo das listas de alarmes.

Os próximos itens apresentarão de forma detalhada esses aspectos da modelagem.

### **3.3.2 – Base de Dados**

A base de dados (BD) de um SSC é o conjunto de registros dispostos em estrutura regular que possibilita a sua organização e a produção de informação no sistema de supervisão. A configuração do comportamento do SSC é realizada através dos arquivos de sua base de dados.

Na base de dados estão configurados todos os pontos do sistema. O seu comportamento é definido através de seus atributos. Os principais atributos de pontos são o *identificador* (ID - código do ponto que o define na base de dados), o *descritivo* (texto que

aparecerá nas listas de eventos e alarmes), as *ocorrências* (atributo que define as características do ponto quando assume estado 0 ou estado 1 - válido apenas para pontos digitais).

Os três tipos de pontos mais utilizados no supervisor são os digitais, analógicos e pontos de controle. O ponto digital é do tipo booleano, e assume dois estados válidos. Quando está desativado/desligado assume o valor 0. Quando ativado/ligado, o valor 1. O ponto analógico pode assumir diferentes valores dentro de uma faixa pré-estabelecida e é utilizado para representar variáveis que se comportam como números reais ou números inteiros (por exemplo, corrente e tensão). Os pontos de controle são utilizados para o envio de solicitações de comando para sistemas hierarquicamente inferiores, como por exemplo, o comando de abrir ou fechar um disjuntor. Abaixo um exemplo de ponto digital.

05/08 12:25:33	LTTBD_DJ17U4_86BF	86BF - Bloqueio Fechamento DJ17U4	ATUADO
<i>Estampa de tempo</i>	<i>Identificador</i>	<i>Descritivo</i>	<i>Ocorrência</i>

No sistema SAGE a configuração desse ponto seria realizada em três arquivos (entidades) da base de dados: **pds.dat**, **pdf.dat** e **ocr.dat**, que representam as entidades de ponto lógico, ponto físico e ocorrência. A entidade pds.dat recebe os parâmetros comportamentais do ponto. A entidade pdf.dat é responsável pelos atributos de comunicação do ponto, que nesta base deverá ser configurado duas vezes (uma para a aquisição em IEC60870-5-104 e outra para a distribuição em TASE.2/ICCP). A entidade ocr.dat apresenta as ocorrências que serão exibidas para o operador de acordo com os valores (0 ou 1) recebidos de campo para os pontos digitais. A seguir as configurações do ponto digital que recebe a atuação do bloqueio do disjuntor 17U4, resultado da atuação da proteção de falha de disjuntor (86BF).

#### *Configuração da entidade pds.dat*

<b>PDS</b>	
<b>ID = LTTBD_DJ17U4_86BF</b>	<i>Identificador do ponto</i>
<b>NOME = 86BFZ - Bloqueio Fechamento DJ17U4</b>	<i>Descritivo do ponto</i>
<b>OCR = OCR_ATU_UR_01</b>	<i>Relacionamento com entidade ocr.dat (ocorrência)</i>
<b>ALRIN = NAO</b>	<i>NAO = Ponto Alarma; SIM= Ponto Não Alarma</i>
<b>TAC = LTTBD_TAC</b>	<i>Grupo de origem do ponto (subestação)</i>
<b>STNOR = A</b>	<i>Define o estado de referencia do ponto (A = Aberto)</i>
<b>CDINIC = NORMAL</b>	<i>Condição inicial do ponto</i>

ALINT = SIM  
STINI = A

Ponto alarma no início da comunicação, caso atuado  
Estado Inicial (aberto)

### Configuração da entidade pds.dat

(configuração da aquisição do ponto para o COR)

PDF

ID = LTTBD\_A104\_1\_ASIM\_6068  
NV2 = LTTBD\_A104\_1\_ASIM  
ORDEM = 6068  
PNT = LTTBD\_DJ17U4\_86BF  
TPPNT = PDS  
KCONV = SQN

Endereço de comunicação (número ao final da string)  
Definição do protocolo (Aquisição em IEC104)  
Ordem deve ser igual ao endereço (final da string ID)  
Relaciona o ponto físico com identificador de outra entidade  
Define a entidade com que o PNT se relaciona  
Considera a estampa de tempo na aquisição para gerar SOE

(configuração da distribuição do ponto para o ONS)

PDF

ID = MGBDE3000118EV\_\_\_\_\_PL\_\_\_\_\_AQ  
NV2 = SE-DDAQ  
PNT = LTTBD\_DJ17U4\_86BF  
TPPNT = PDD  
KCONV = SQN

Endereço de comunicação (definido pelo ONS)  
Definição do protocolo (Distribuição em TASE.2/ICCP)  
Relaciona o ponto físico com identificador de outra entidade  
Define a entidade com que o PNT se relaciona  
Distribui o ponto com estampa de tempo

Configuração da entidade ocr.dat. Para cada ocorrência é necessário prever os possíveis valores assumidos pelo ponto: 0; 1; dupla transição 0→1 e 1→0; dupla transição 1→0 e 0→1; e condições de inconsistências (apenas para pontos digitais duplos, cuja modelagem é diferente dos pontos simples)

OCR

ID = OCR\_ATU\_UR\_01  
SEVER = ADVER  
TEXTO = BD inconsistente - Atuado  
TIPOE = NELSV  
TPUSR = USR

Aplicável apenas para pontos digitais duplos  
Seqüencial de 1 a 6  
Ocorrência é ADVERTÊNCIA (severidade amarela)  
Texto da ocorrência: **BD inconsistente - Atuado**  
Não permite eliminar o alarme até sua normalização  
Ocorrência definida pelo usuário

OCR

ID = OCR\_ATU\_UR\_02  
SEVER = ADVER  
TEXTO = BD inconsistente - Desatuado  
TIPOE = NELSV  
TPUSR = USR

Aplicável apenas para pontos digitais duplos  
Seqüencial de 1 a 6  
Ocorrência é ADVERTÊNCIA (severidade amarela)  
Texto da ocorrência: **BD inconsistente - Desatuado**  
Não permite eliminar o alarme até sua normalização  
Ocorrência definida pelo usuário

OCR

ID = OCR\_ATU\_UR\_03  
SEVER = NORML  
TEXTO = Atuado / Desatuado  
TIPOE = NELSV  
TPUSR = USR

Aplicável quando ocorrer dupla transição do ponto: 0→1 e 1→0  
Seqüencial de 1 a 6  
Ocorrência é NORMAL (severidade verde)  
Texto da ocorrência: **Atuado / Desatuado**  
Não permite eliminar o alarme até sua normalização  
Ocorrência definida pelo usuário

OCR

ID = OCR\_ATU\_UR\_04  
SEVER = URGEN  
TEXTO = Atuado  
TIPOE = NELSV  
TPUSR = USR

Aplicável quando o ponto assumir nível lógico 1  
Seqüencial de 1 a 6  
Ocorrência é URGENTE (severidade vermelha)  
Texto da ocorrência: **Atuado**  
Não permite eliminar o alarme até sua normalização  
Ocorrência definida pelo usuário

OCR	<i>Aplicável quando o ponto assumir nível lógico 0</i>
ID = OCR_ATU_UR_05	<i>Seqüencial de 1 a 6</i>
SEVER = NORML	<i>Ocorrência é NORMAL (severidade verde)</i>
TEXTO = Desatuado	<i>Texto da ocorrência: <b>Desatuado</b></i>
TIPOE = NELSV	<i>Não permite eliminar o alarme até sua normalização</i>
TPUSR = USR	<i>Ocorrência definida pelo usuário</i>
OCR	<i>Aplicável quando ocorrer dupla transição do ponto: 1→0 e 0→1</i>
ID = OCR_ATU_UR_06	<i>Seqüencial de 1 a 6</i>
SEVER = URGEN	<i>Ocorrência é URGENTE (severidade vermelha)</i>
TEXTO = Desatuado / Atuado	<i>Texto da ocorrência: <b>Desatuado / Atuado</b></i>
TIPOE = NELSV	<i>Não permite eliminar o alarme até sua normalização</i>
TPUSR = USR	<i>Ocorrência definida pelo usuário</i>

A estratégia adotada para a modelagem da base de dados do sistema de supervisão deve tomar como referência sua causa motivadora, neste caso a recomposição rápida do sistema elétrico. Outros critérios poderiam ser utilizados, tais como a maximização das informações de uma instalação, valorização de informações intrínsecas de equipamentos e mapeamento de um nicho específico de dados. Cada aplicação terá sua modelagem característica, que dependerá essencialmente de seu objetivo principal.

Até o presente momento, o COR-IT possui três empreendimentos operados através do sistema SAGE. São eles a *LT Triangulo S.A.*, a *Coqueiros Transmissora de Energia S.A.* e a *Pedras Transmissora de Energia S.A.*. Dentre os três, apenas a LTT é de propriedade da PLENA os outros dois pertencem ao investidor ELEC NOR, que subcontrata os serviços de *O&M* da PLENA. Os demais empreendimentos ETIM e ITE (vide **Figura 3.3**) operam através da estrutura do COL e serão incorporados ao sistema do COR-IT no ano de 2011, totalizando a operação de 5 empreendimentos com o volume de aproximadamente 23.000 pontos (dentre digitais, analógicos e controle).

Com essa densidade de dados é fundamental a elaboração de uma estratégia que permita ao operador acesso a todos os dados relevantes durante a ocorrência, sem prejuízo para a qualidade da informação. Em caso de falhas que tenham como resultado *black-out* total ou parcial do sistema elétrico, o SSC do COR-IT receberia uma avalanche de pontos que, dependendo da natureza das perturbações, poderia atingir um montante de até 70% da base de dados. Em um sistema de supervisão cuja modelagem dos dados não tenha previsto o tratamento de alarmes e a otimização dos recursos de exibição da informação, durante uma ocorrência dessa natureza, a identificação e assimilação das informações desse desligamento

seria humanamente impossível em curto período de tempo, tornando inviável a disponibilização dos ativos para o SIN.

Durante a concepção da modelagem utilizada no sistema da PLENA Transmissoras procurou-se utilizar os três elementos principais que caracterizam os pontos na base de dados: identificador, descritivo e ocorrência.

Como a apuração do desempenho da operação é realizada por concessionárias de transmissão (e não por centro de operação), seria necessário prever também elementos que agregassem a identificação do empreendimento. A seguir algumas demandas de informação que, no entendimento do autor desse trabalho, deveriam ser consideradas para a modelagem da exibição de cada ponto da base de dados para o operador:

- Empreendimento envolvido;
- Instalação em que ocorrera a falha;
- Equipamento afetado;
- Instante da falha;
- Informação específica sobre a falha;
- Descritivo claro e conciso sobre a natureza do ponto;
- Noção de severidade do evento que causou geração do ponto;
- Garantia na qualidade da informação independente do volume de pontos apresentado nos logs de eventos e alarmes;
- Simplicidade no uso da ferramenta.

Além disso, a modelagem utilizada deveria ser facilitadora de algumas questões fundamentais:

- Eficiência na busca/pesquisa de informação;
- Filtragem de dados;
- Durante uma perturbação, permitir ao operador identificar rapidamente o equipamento em falha, sem a necessidade de executar muitos movimentos no sistema (troca excessiva de telas, *scroll* de mouse, etc.).
- Identificar à primeira vista, a existência de condições que impeçam a disponibilização imediata do equipamento ao SIN, independente da causa que provocou a perturbação
- Otimização de recursos e horas de engenharia no desenvolvimento de novas bases de dados;

- Em caso de perda da supervisão de alguma instalação, identificar possíveis mudanças de estado de seus disjuntores durante o período de indisponibilidade da supervisão.

Conforme apresentado no início desse item, a estrutura de exibição de um ponto no sistema de supervisão SAGE compreende a apresentação do identificador, descritivo e ocorrência. Os limites de caracteres permitidos para esses atributos são de 22, 42 e 42 caracteres, respectivamente. Embora seja possível utilizar nas ocorrências a mesma quantidade de caracteres do descritivo, é desejável que uma ocorrência típica (0=normal, 1=Alarme; 0=Desatuado, 1=Atuado; 0=Normal, 1=Desligamento) não utilize muitos caracteres para evitar confundir o operador. Dessa forma optou-se pela utilização de no máximo 20 caracteres.

A questão fundamental que acompanhou este trabalho durante todas as etapas de seu desenvolvimento foi tentar responder de que forma seria possível, com um número restrito de possibilidades, atender satisfatoriamente à vasta lista de requisitos (apresentados nesse item).

### 3.3.2.1 – Identificador

O identificador de um ponto é uma espécie de “documento de identidade” desse ponto na base de dados. Não existem identificadores repetidos de forma que cada ponto possui seu registro único no sistema.

Nessa modelagem, embora com quantidade restrita de caracteres, o identificador é o parâmetro que traz a maior quantidade de informação na base de dados. A **Figura 3.5** mostra a estrutura de formação desse parâmetro.

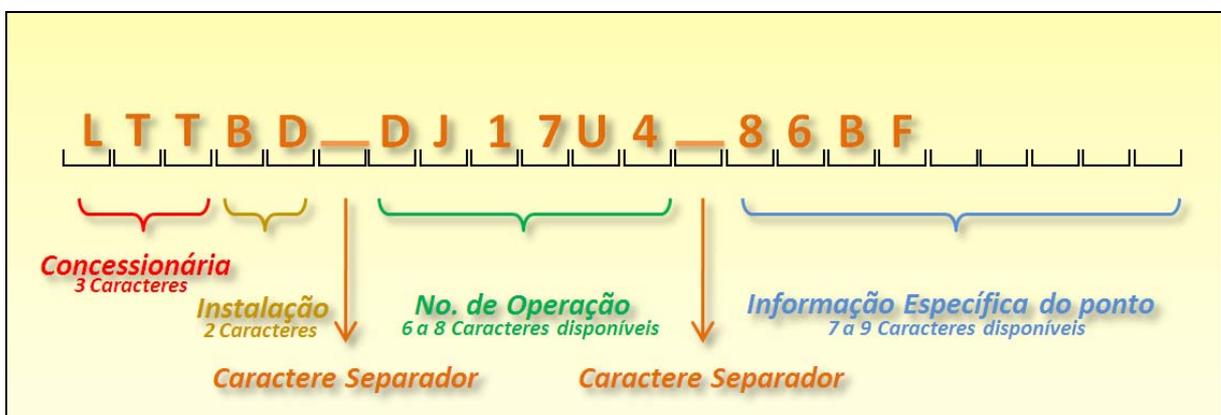


Figura 3.5 – Modelagem do Identificador.

O identificador da **Figura 3.6** representa a atuação de um bloqueio no disjuntor 17U4, subestação Bom Despacho, empreendimento LTT, causado pela atuação da proteção de falha de algum disjuntor adjacente (86 = bloqueio; BF = *Breaker Failure*). Os separadores, embora reduzam o número de caracteres disponíveis para o ID, proporcionam uma apresentação visual mais eficiente. O número de operação (ou código operativo) se refere ao equipamento que sofreu a atuação do evento. Trata-se do nome oficial do equipamento que é utilizado para a identificação do ONS e do agente.

### 3.3.1.2 – *Descritivo*

O descritivo traz a mesma informação representada pelos últimos caracteres do identificador, porém de forma mais detalhada e formatado para a compreensão imediata do operador.

No ID a informação específica do ponto é um mnemônico do significado de sua atuação. Também pode ser uma abreviação do texto apresentado no descritivo. Nesse caso, o início do descritivo se confunde com a informação específica do ponto:

86BF – Bloqueio Fechamento DJ17U4

O número 86, utilizado no descritivo e no identificador, é um código da tabela ANSI e representa a informação de **bloqueio**. A tabela ANSI foi elaborada pelo Instituto Nacional Americano de Padronização para associar funções referentes à eletricidade com códigos alfanumérico. O Anexo 4 traz a tabela ANSI.

### 3.3.2.3 – *Ocorrência*

É o parâmetro que informa a natureza da “ocorrência” daquele evento. Associam-se as ocorrências ao valor binário do ponto. No caso de ponto simples, que assume apenas os valores 0 ou 1, quando acontecer uma variação nesse ponto, o supervisor vai apresentar o texto da ocorrência equivalente ao valor recebido de campo. Nesse caso, quando o valor do ponto for 0, a ocorrência será **Desatuado**. Quando 1, **Atuado**.

As ocorrências podem receber configuração de severidade, que é apresentado em tela em cores diferentes. A cor vermelha indica atuação grave ou urgente. Amarela, indica intermediária ou de advertência. Verde pode ser entendido como a normalização do ponto.

### 3.3.3 – Visores de Telas do Sistema

Seu objetivo é fazer a interface visual para que o operador supervisione o sistema elétrico. As principais telas de um sistema de energia são: diagramas unifilares (geral e detalhado), telas de arquitetura de sistema, serviço auxiliar, localizadores de falha e tabulares.

A seguir uma sequência de figuras com as principais telas do sistema de supervisão do COR-IT.

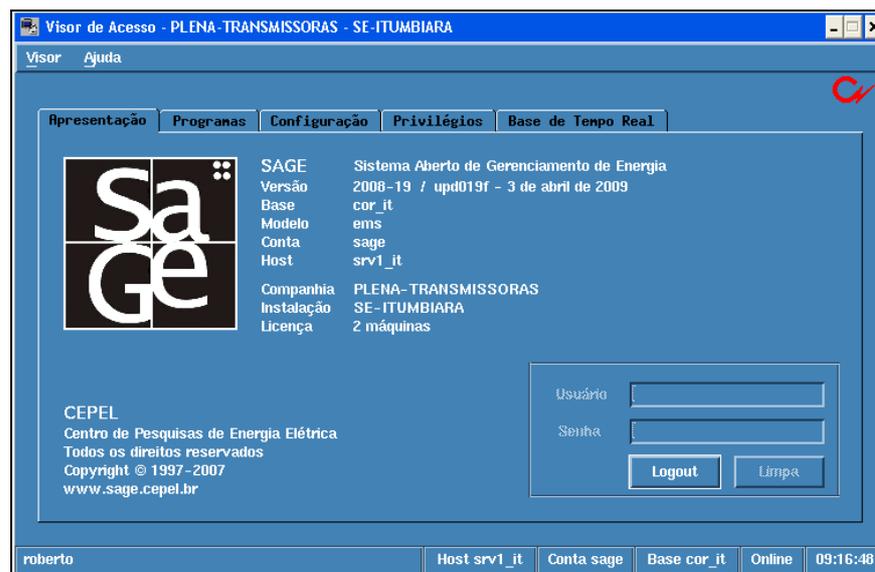


Figura 3.6 – Tela de Login do Visor de Acesso – Primeira Tela do Supervisório

A primeira tela apresentada (**Figura 3.6**) é o acesso para o sistema de supervisão, onde os operadores digitam *Login* e *Senha*. A tela da **Figura 3.7** seguinte mostra todos os programas disponíveis para o operador.

As próximas telas apresentam os diagramas unifilares geral e local do sistema elétrico. O diagrama geral não dispõe de todas as informações da subestação. É utilizado para a visualização imediata da disponibilidade do empreendimento. No diagrama local o operador

dispõe de mais informações sobre a instalação. É possível também identificar os bloqueios da subestação e o religamento automático das linhas.

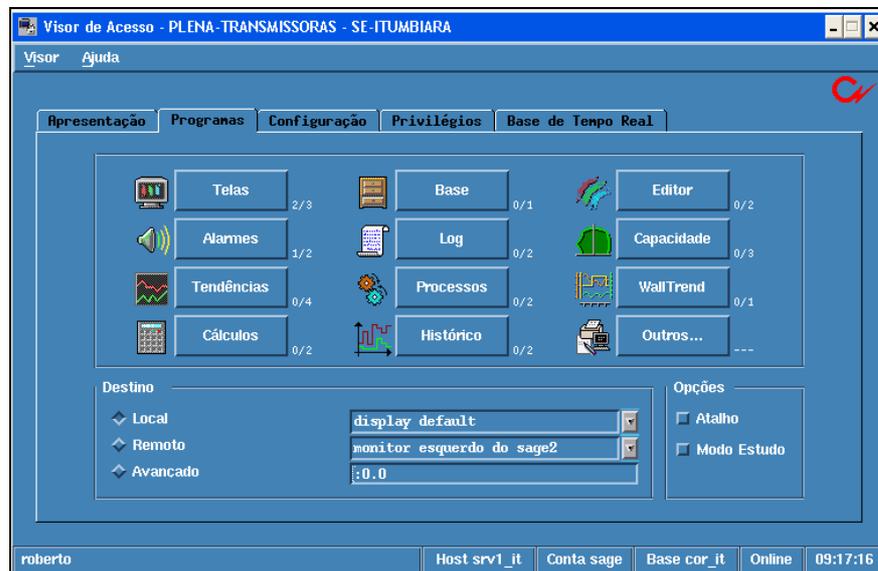


Figura 3.7 – Tela de Programas do Visor de Acesso.

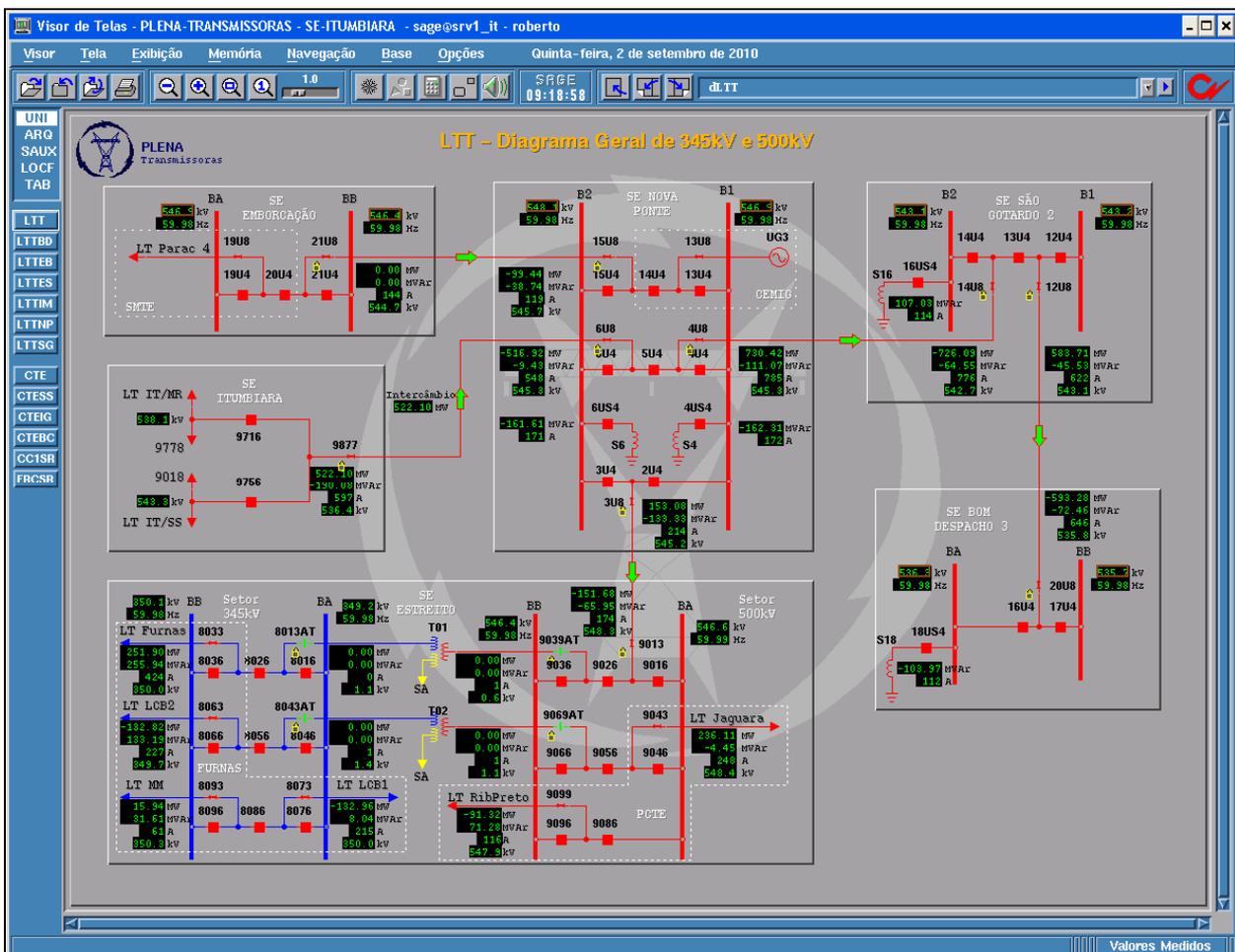


Figura 3.8 – Tela do Diagrama Unifilar Geral da LT Triângulo.

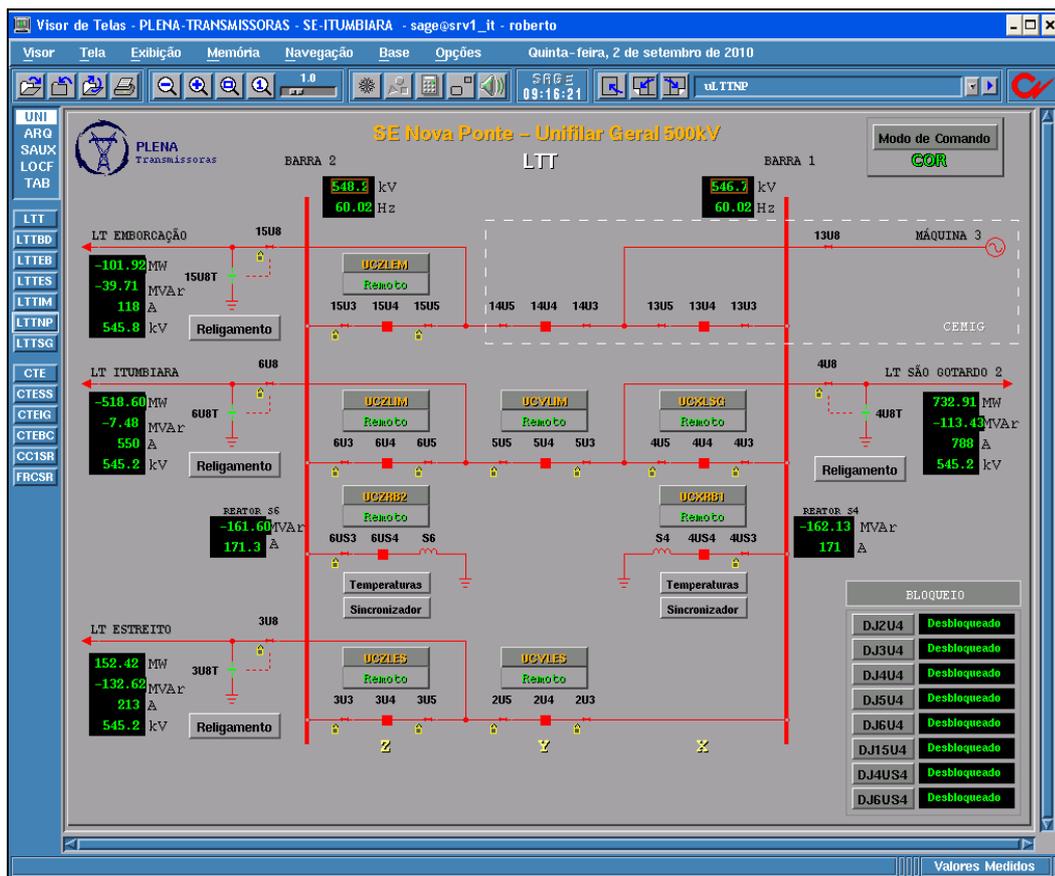


Figura 3.9 – Tela do Diagrama Unifilar Local de uma Instalação.

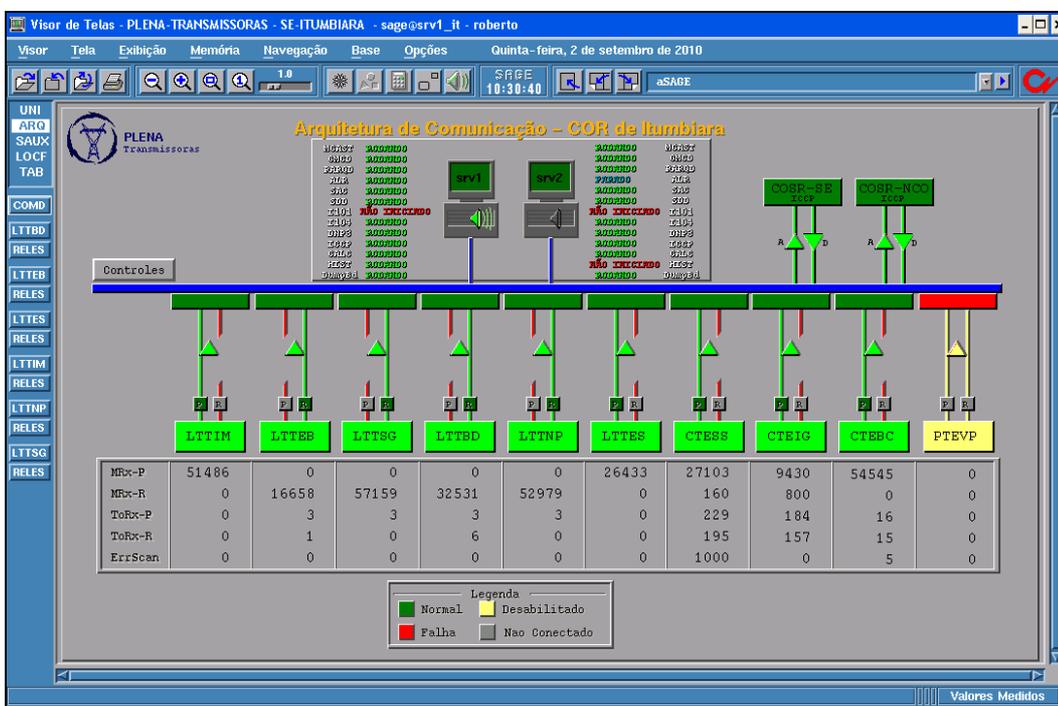


Figura 3.10 – Tela de Arquitetura do Sistema.

A tela de arquitetura do sistema é muito importante e serve para diagnosticar a conectividade das comunicações de aquisição e distribuição.

As telas seguintes mostram o diagrama do serviço auxiliar e as informações de localização de falhas das linhas de transmissão. Após um desligamento os relés de linha calculam a distância para o ponto de defeito, baseados nos métodos de impedância.

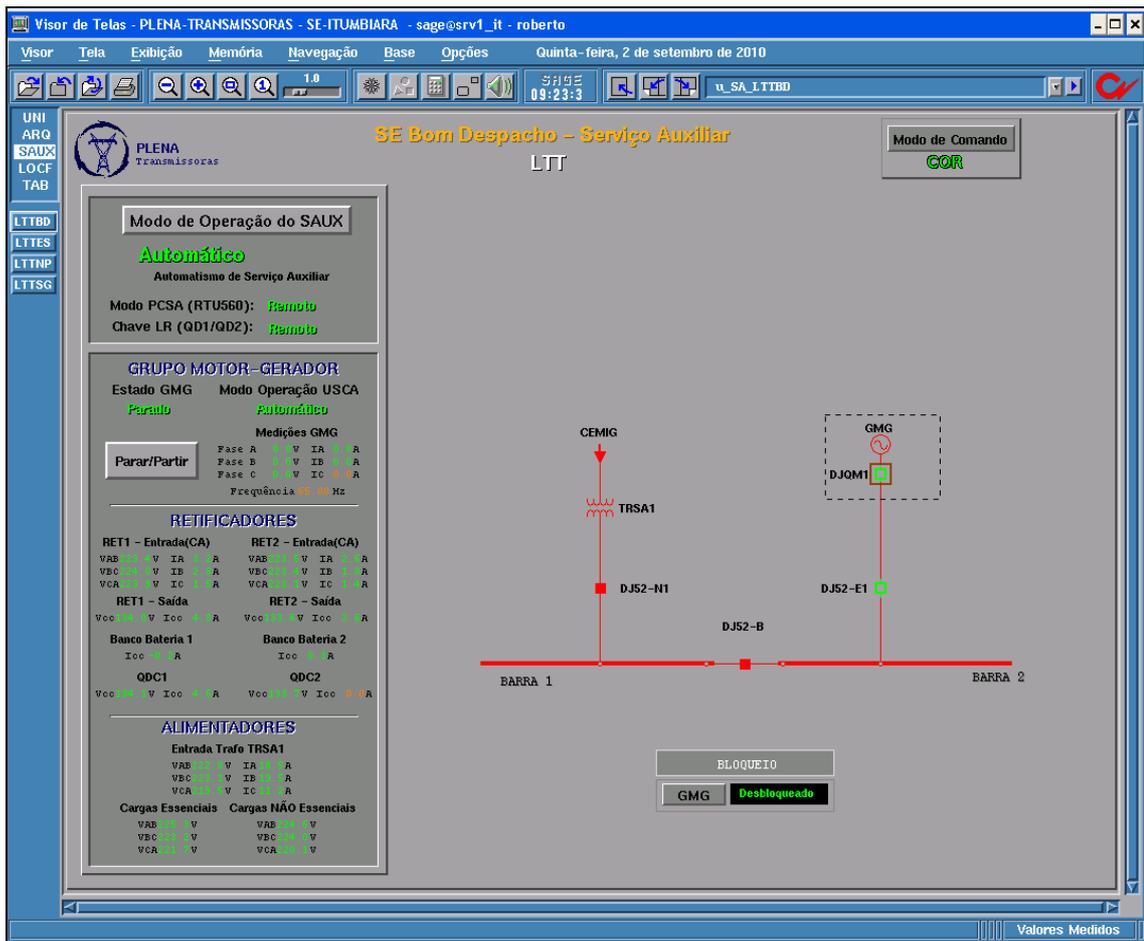


Figura 3.11 – Tela do Serviço Auxiliar.

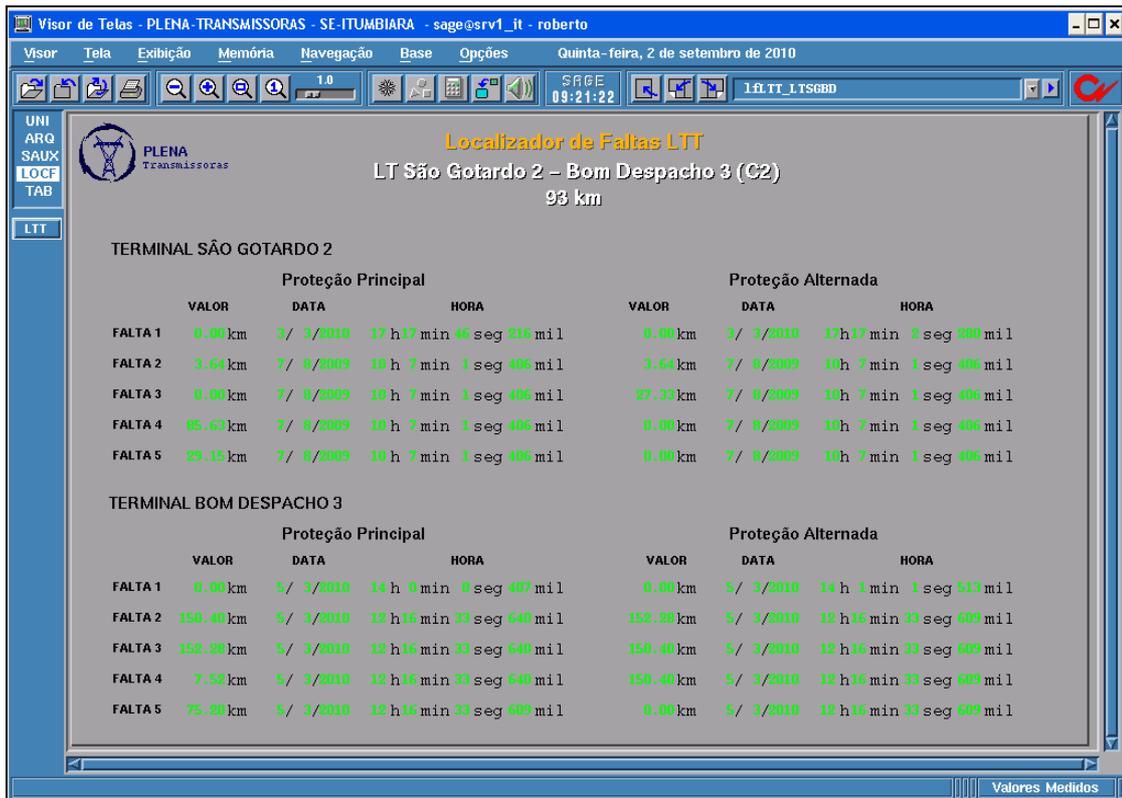


Figura 3.12 – Tela do Localizador de Falhas.



Figura 3.13 – Tela de Tabular de Ponto Digital.

A última tela mostra o tabular de pontos. É muito utilizada na manutenção do sistema para verificação de valores dos dados recebidos através das ligações SCADA.

A tela de referência para o operador é o unifilar geral. Quando há um desligamento a linha de transmissão fica tracejada e os disjuntores piscando, indicando que houve mudança de estado. Após identificar o equipamento em falha, o operador se dirige para a subestação apenas com um clique sobre o nome da instalação. No diagrama local ele é capaz de identificar apenas visualmente se existe algum equipamento bloqueado, o que representa impedimento para a recomposição. Através de um clique sobre os atalhos configurados junto aos nomes das linhas de transmissão, o operador poderá navegar para a outra instalação, no outro terminal da linha. Com apenas dois cliques e sem a necessidade de analisar qualquer lista de evento ou alarme, foi possível identificar o equipamento em falha e possíveis condições de bloqueios que poderiam retardar sua recomposição ao SIN.

### 3.3.4 – Diagnóstico de Equipamento

Os diagnósticos são grupos de pontos estratégicos, identificados na base de dados, que podem impor dificuldades para manobrar um equipamento.

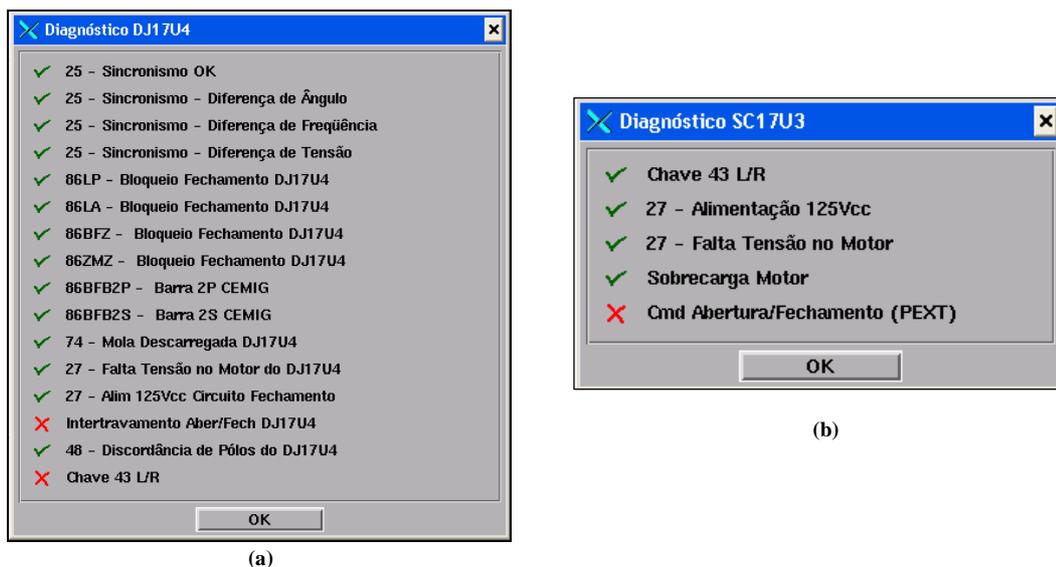
Após um desligamento o operador do COR deve fazer a análise das causas da falha e então entrar em contato com o ONS para disponibilizar o equipamento ao SIN. Quando julgar necessário, o ONS solicitará ao operador do COR o fechamento dos disjuntores para recompor a função (transmissão/transformação/compensação) indisponível. Caso o operador, no momento da execução do controle de fechamento do disjuntor não obtenha êxito na manobra, ele poderá utilizar a função de diagnóstico de equipamento.



Figura 3.14 – Tela de Controle de Disjuntor – Equipamento sem permissão de controle (intertravamento).

O diagnóstico é exibido na tela, em formato de *pop-up* após o clique sobre o número de operação do equipamento. Para os disjuntores e seccionadoras, as telas de diagnóstico apresentam todas as condições que impedem a execução de sua manobra.

A **Figura 3.15** mostra as opções disponíveis nos diagnósticos do disjuntor 17U4 da chave seccionadora 17U3. As condições que impedem o fechamento desse disjuntor são representadas através de um “check” não atendido, na cor vermelha. Na **Figura 3.15(a)**, a chave de modo de operação Local/Remoto está selecionada para “Local”. Dessa forma o disjuntor será intertravado para manobra a partir do centro de operação, sendo permitido apenas comando local na subestação. A seccionadora 17U3 está sem permissão de manobra porque o disjuntor está fechado. Como esse tipo de equipamento não pode ser manobrado em carga, deve ser intertravado até a abertura do disjuntor.



**Figura 3.15** – (a) Diagnóstico de Disjuntor e (b) Diagnóstico de Chave Seccionadora.

### 3.3.5 – Tratamento de Alarmes e Eventos

Com a conclusão da implantação do COR-IT estima-se que esse centro alcançará a marca de aproximadamente 23.000 pontos. Dessa forma, uma estratégia que permita acesso a todos os dados de relevância para a operação é fundamental para o bom desempenho das atividades. A estratégia adotada para a exibição dos alarmes não pode, sob nenhuma hipótese, causar qualquer prejuízo para a qualidade das informações para o operador.

Uma ocorrência de grande porte no sistema elétrico, com desligamentos de vários equipamentos, atuações de inúmeras proteções, interrupção do fornecimento de energia para as concessionárias de distribuição (também fornecedoras de energia para os serviços auxiliares de subestações da rede básica), causa geração de centenas de eventos para os sistemas de supervisão dos centros de controle.

A estratégia de modelagem utilizada consistiu primeiramente na padronização dos textos de eventos e alarmes do sistema. Cada empreendimento é fornecido por um fabricante diferente, com produtos e tecnologia distintos. Mesmo que seja realizado um trabalho de padronização, é muito comum encontrar diferenças nos critérios de desenvolvimento de projeto e configuração de base de dados do supervisório. Durante essa atividade é realizada a tradução de todos os pontos da base de dados do fornecedor para que eles sejam exibidos com o mesmo texto e apresentem o mesmo significado no sistema do COR, independente de qual sistema foi adquirido para a subestação. Assim, para o operador do COR, os sistemas instalados nas subestações tornam-se transparentes, não causando qualquer influência na interpretação das ocorrências.

O trabalho de tradução dos textos, além de uniformizar a exibição de informação, deve simplificar a compreensão da falha. A ordem em que os atributos do ponto (ID, Descritivo e Ocorrência) são exibidos visa facilitar a leitura. O ID e o Descritivo trazem o conteúdo do ponto e a Ocorrência, a severidade e o estado do ponto.

No padrão adotado para o descritivo o texto é sempre iniciado pelo código ANSI que representa a função de proteção/controla que origina o ponto. A formatação do descritivo prevê de 2 a 5 caracteres para esse código, que é separado do restante do texto pelos caracteres “espaço, traço e espaço”. Os três caracteres adicionais, embora consumam parte da quantidade total disponível (que somado ao código ANSI pode chegar a 8 caracteres), agregam ao texto uma identidade visual bastante eficiente. O primeiro aspecto que deve ser destacado é o contraste proporcionado pelo número quando colocado à frente do texto. Para o operador (e demais profissionais de proteção), a identificação da atuação através de números é muito mais objetiva do que a descrição textual.

No próximo exemplo, uma atuação de proteção de distância de linha:

05/08 13:57:21 LTTBD\_LTSG\_21Z1FA-P 21P - Proteção de Distância Z1 Fase A DESLIGAMENTO

Durante o “calor” da ocorrência, a compreensão do operador acontece em duas etapas. No primeiro momento o operador entende “*Houve um desligamento na Linha (Bom Despacho – São Gotardo) por atuação da proteção de distância*”. A primeira análise é de caráter generalista e visa identificar possíveis impeditivos para a disponibilização da linha. Num segundo momento, o operador faz uma análise qualitativa, avaliando as características do desligamento: “*Aquele desligamento ocorreu em primeira zona na fase A da unidade de proteção principal*”.

### 3.3.5.1 – Visor de Alarmes

O visor de alarmes é a interface utilizada pelo operador para visualizar efetivamente os alarmes do sistema. A **Figura 3.16** mostra a customização realizada pela PLENA para a interface do SAGE.

O primeiro aspecto visível no visor de alarmes é a organização dos botões de filtros, posicionados na parte do visor. Esses botões são chamados de MacroAlarmes e podem ser configurados para exibir quaisquer alarmes segundo filosofia definida pelo administrador do sistema. Numa subestação, por exemplo, poderia ser adotada a filosofia de exibição associada aos equipamentos da instalação. Outra opção possível, seria a organização dos MacroAlarmes por IED, em que todos os alarmes de um IED específico cairia apenas num desses botões. Um COL poderia organizar os alarmes por instalação. Um COG, por gerador. Muitas são as combinações possíveis.

Para o COR da PLENA foi adotada a filosofia de agrupamentos por empreendimento. Inicialmente adotou-se como premissa que os COR e (o futuro) COS da PLENA adotariam a mesma modelagem de exibição. Como cada empreendimento tem em média 5.000 pontos, a criação de um MacroAlarme para cada empresa do grupo não agregaria nenhum benefício para a operação. A condição ideal seria agrupar os alarmes por funcionalidade. Essa opção foi rapidamente abandonada, visto que os critérios da definição de “funcionalidade” poderiam ser muito subjetivos. A solução mais adequada, no entendimento do autor, seria elaborar um agrupamento por nível de relevância para o sistema elétrico. Como o foco principal da dinâmica da operação do agente de transmissão é a disponibilidade do serviço, o primeiro grupo de interesse foi definido como as condições impeditivas, ou seja, os **bloqueios** (função 86). Após a atuação de bloqueios, o segundo nível de relevância para esse tipo de operação é a

identificação da causa que provocou o desligamento. Dessa forma optou-se por criar o MacroAlarme de **atuação de proteção** (Pr), em que seriam considerados apenas as atuações que provocassem desligamentos de equipamentos da rede básica. O terceiro e último nível de relevância, na caracterização dessa modelagem, compreende os demais alarmes que devem chamar a atenção do operador, porém que não causam desligamento direto em equipamento da rede básica. Nesse caso, foram criados MacroAlarmes gerais, por empreendimento. Todos os alarmes dos grupos 86 e Pr também são exibidos nesse grupo.

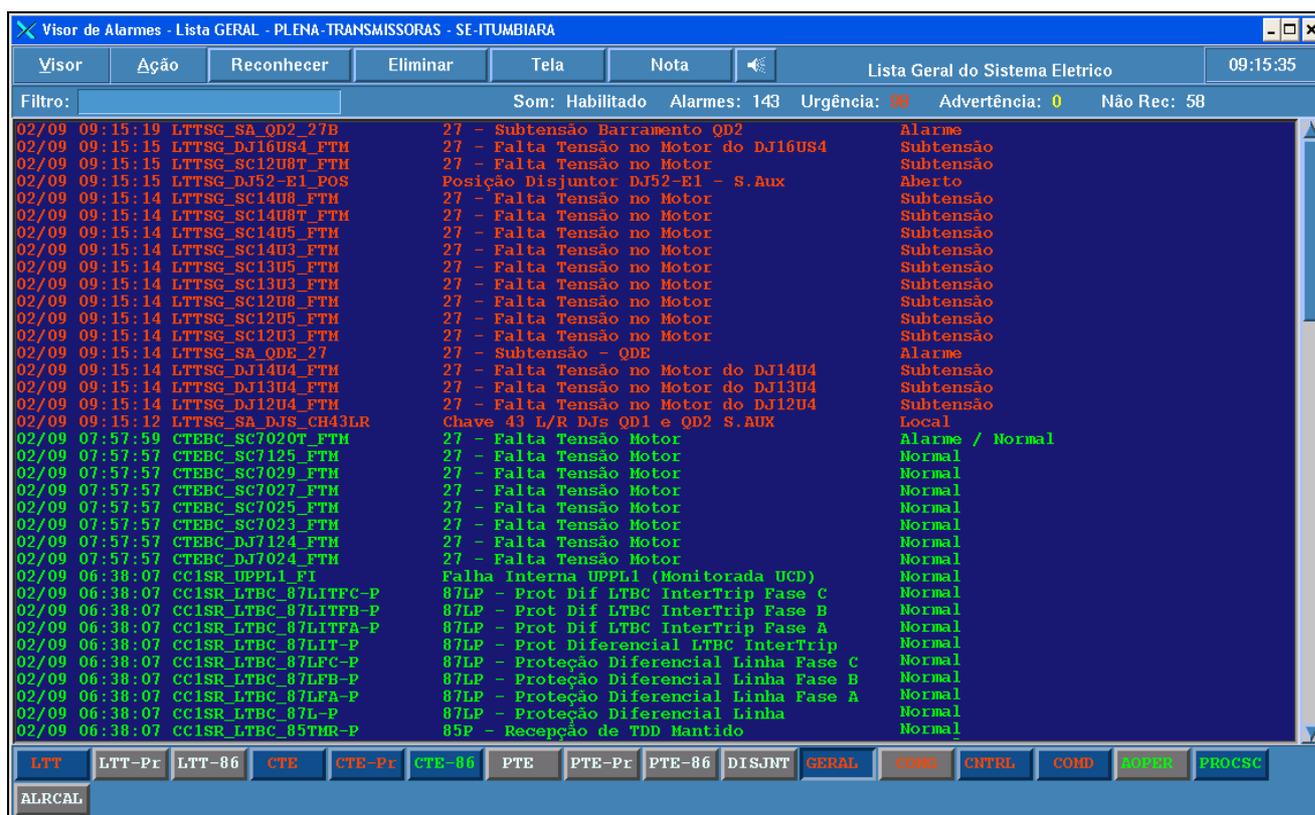


Figura 3.16 – Visor de Alarmes do COR-IT.

O visor da **Figura 3.16** recebe os alarmes de três empreendimentos: LTT, CTE e PTE.

O MacroAlarme DISJNT também merece atenção especial. Ele apresenta apenas a variação de estado de disjuntor. Aparentemente esse MacroAlarme não agrega nenhum benefício visível para o SSC quando este estiver operando em condições normais. A vantagem é que, se houver perda de comunicação com alguma instalação e, durante esse período algum disjuntor tiver seu estado alterado, no momento do restabelecimento do enlace de dados, o SSC do COR vai apresentar um alarme de mudança de posição do disjuntor. A

última posição antes da falha de comunicação é armazenada e checada no momento do seu retorno. Caso esteja diferente um alarme será gerado no sistema. Abaixo um resumo da funcionalidade de cada MacroAlarme do sistema:

XXX-86	Atuação de bloqueio de equipamento da rede básica, de propriedade da concessionária XXX;
XXX-Pr	Atuação de proteções que provocam desligamento em equipamento da rede básica, de propriedade da concessionária XXX;
XXX	Atuação dos demais alarmes da concessionária XXX que devem chamar a atenção do operador, porém não provocam bloqueios e desligamentos em equipamentos da rede básica;
DISJNT	Monitora a mudança de posição de disjuntor durante falhas de comunicação;
GERAL	MacroAlarme Geral do Sistema;
CONG	Indica o início de congelamento de comunicação dos IEDs do sistema de proteção e controle;
CNTRL	Apresenta o resultado da execução de telecontroles nas instalações supervisionadas;
COMD	MacroAlarme de comunicação de dados. Indica o estado operacional de todas as ligações SCADA do sistema;
AOPER	Registra todas as ações do operador ( <i>Login/Logout</i> , entrada manual de valores em pontos da base de dados, inibir alarmes de algum ponto, etc.);
PROCSC	Indica o estado operacional dos processos internos do sistema de supervisão;
ALRCAL	Alarmes gerados por pontos calculados dinamicamente, criados pelo operador em tempo real.

As cores de exibição são o indicativo da severidade dos alarmes. Também são facilitadores para diferenciação e classificação.

<b>VERDE</b>	<b>Severidade Normal;</b>
<b>AMARELO</b>	<b>Severidade de Advertência;</b>
<b>VERMELHO</b>	<b>Severidade de Urgência;</b>

**LILÁS Severidade Fatal.**

O procedimento correto dos usuários do sistema é reconhecer os alarmes à medida que eles são exibidos em tela. Após o reconhecimento, o alarme perde a tarja azul que ocupa a linha em que está o texto, porém a cor da severidade é mantida (**Figura 3.17**). Depois de reconhecido, o alarme pode ser eliminado do visor. Apenas alarmes com severidades de Urgência ou Fatal não podem ser eliminadas da lista até que o ponto seja normalizado.



Figura 3.17 – Visor com Alarmes Reconhecidos.

Quando existe um alarme em algum dos filtros, a cor do texto do MacroAlarme é apresentada na cor do alarme de maior severidade da lista. Caso exista algum alarme não reconhecido, a borda do MacroAlarme será pintada na cor azul (conforme em LTT). Quando todos os alarmes de uma lista forem reconhecidos, a borda azul desaparece (CTE-Pr e DISJNT).

## **CAPÍTULO 4**

---

### **RESULTADOS OBTIDOS COM A IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA DE SUPERVISÃO DO COR-IT**

---

Os capítulos anteriores apresentaram os objetivos e motivadores desse trabalho (Capítulo 1), os conceitos básicos, dinâmica e requisitos definidos pelo ONS e ANEEL para os sistemas de automação e operação do sistema elétrico (Capítulo 2) e a personalização e modelagem desenvolvida pelo autor desse documento para adequar um centro de operação às necessidades do sistema (Capítulo 3).

Este capítulo será destinado a discutir os resultados obtidos para a operação do sistema elétrico através da implantação das personalizações e modelagens das bases de dados do sistema de supervisão e controle do COR-IT.

#### **4.1 – Introdução**

---

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, a qualidade global da energia elétrica é assim garantida a partir da definição de requisitos de qualidade, a serem cumpridos pelos agentes de geração, transmissão e distribuição [14].

A qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das FT (Funções de Transmissão) [15]. O documento que estabelece as disposições relativas ao serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica é a Resolução Normativa No. 270/07.

Os critérios e regras de penalização dos agentes por razões de indisponibilidade dos serviços prestados são regulamentados através desse documento.

Nesse contexto, o operador dos agentes públicos ou privados do setor de transmissão assumem a perspectiva de “operadores de equipamento”. São responsáveis por manter a integridade física do equipamento, observando suas características e cuidando para que nenhum limite operativo do equipamento seja violado. O ONS por sua vez, tem o compromisso de manter o sistema operando. O foco principal do operador do ONS não está no equipamento. Essa preocupação é do agente proprietário do ativo da rede básica. O ONS se preocupa com a interação desses equipamentos com o resto do sistema elétrico.

A REN 270/07 causou maior impacto sobre os grandes agentes, até então acostumados com outra dinâmica de operação. Antes dessa resolução, a forma de remuneração (e penalização) dessas empresas era diferente.

O formato de operação dos grandes agentes mantinha o foco sobre a segurança dos equipamentos. Normalmente quando ocorria uma falha no sistema, os equipamentos envolvidos seriam disponibilizados para o SIN após as análises da perturbação. Algumas vezes permaneceriam indisponíveis até que fossem concluídas as inspeções das equipes de manutenção.

A dinâmica imposta pela REN 270/07 fez com que as empresas adotassem novos procedimentos de operação. Alguns métodos conservativos deram lugar a procedimentos mais objetivos. O advento da automação também colaborou com o acesso à informação, facilitando o diagnóstico de falha e a recomposição mais rápida do sistema.

Os grandes agentes, com vasta experiência no setor elétrico, ainda não tinham *know how* para o novo modelo de operação. Em contra partida os novos agentes, embora já estivessem inseridos no contexto da PV, ainda não tinham experiência suficiente para modelar seus sistemas de supervisão e controle para alcançar os objetivos propostos por esse trabalho. As empresas antigas relutavam em adaptar seus padrões e as novas empresas muitas vezes se tornavam reféns das filosofias e critérios estabelecidos pelos fornecedores de automação de subestações, sob a alegação de que essas filosofias já estavam adaptadas às novas tecnologias.

A PLENA transmissoras, por sua vez, se encontrava inserida num cenário bastante peculiar. Proprietária de 12 concessionárias de transmissão, decidiu investir na mudança dos seus conceitos e na criação de centros de operação integrados, protagonizando um projeto de modelagem de informação para a operação muito diferente dos demais agentes do setor elétrico.

Os resultados práticos dessa modelagem tem sido bastante satisfatórios. Os operadores de tempo real aprovaram as implementações no sistema de supervisão e contribuíram com críticas e sugestões para o aperfeiçoamento da ferramenta.

## 4.2 – A Visão do Operador

---

Como qualquer processo de mudança, a implementação de um novo sistema no COR provocou alguns impactos nas equipes de operação. A mudança de conceito e inclusão de um sistema nunca antes utilizado pelos operadores de Itumbiara provocou no início do processo algumas resistências pontuais.

O primeiro aspecto é o sistema operacional. Todas as ferramentas utilizadas anteriormente funcionavam sobre plataformas Windows<sup>®</sup>. O novo SSC funciona sobre plataforma Linux. A diferença na forma de acesso causou certo impacto nas equipes de operação. A apresentação dos visores e a forma dos objetos de tela (independente da modelagem do sistema) também podem ser contabilizadas nesse balanço.

As **Figuras 4.1 e 4.2** apresentam dois dos diversos sistemas existentes nos empreendimentos da PLENA. Percebem-se muitas diferenças entre as telas desses sistemas, quando comparadas com as do SAGE, apresentado no capítulo anterior.

Após um breve período de adaptação, os operadores do COR-IT assimilaram as características do novo sistema e passaram a manifestar sua preferência pelo SAGE.

Foram criadas algumas regras para orientar o trabalho dos operadores. A tela principal do sistema é o unifilar geral (**Figura 3.8**). Essa tela permite a visão macro do sistema da concessionária LTT (cada concessionária tem seu diagrama unifilar geral). Nessa tela não são apresentadas informações específicas da subestação (bloqueio, religamento, estado de seccionadoras, etc.). Seu objetivo é apresentar os terminais das linhas de transmissão, máquinas (reatores e transformadores) e os disjuntores, que recebem diretamente a ordem de desligamento da proteção. Caso algum disjuntor mude de estado, ele ficará piscando na tela.

A aparência em tela das linhas de transmissão, quando desconectadas do sistema, indica descontinuidade do circuito elétrico através da representação tracejada. A **Figura 4.3** mostra o impacto visual no disjuntor e na linha, causado por essa característica de exibição.

Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A. **CENTRO DE CONTROLE SAMAMBAIA - EXPANSION** SIEMENS

Telas Comandos **Alarmes** Sistema Programas Imprimir Ajuda SILENCIAR BUZINA 14/1/2008 12:00:58

Data	Hora	SE	Vão	Equip.	Informação	Estado
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	PARTIDA GERAL	ATU 00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	PARTIDA FASE C	ATU 00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	PARTIDA NEUTRO	ATU 00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	21-PARTIDA GERAL	ATU 00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	21-PARTIDA FASE C	ATU 00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	21-PARTIDA TERRA	ATU 00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	TRANSMISSAO TELEPROTECAO	00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	21-TRIP TRIPOLAR	00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	21-TRIP ZONA 1 MONOPOLAR	00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	DISPARO FASE C	00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	DISPARO FASE B	00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	DISPARO FASE A	00000 ms
12.01.08	11:55:37.737	SAM	UA2	21A-L4	DISPARO GERAL	00000 ms
12.01.08	11:55:37.738	SAM	UA2	21A-L4	79-RELIG.EM ANDAM.	INICIO
12.01.08	11:55:37.745	SAM	UA2	21A-L4	67N-PARTIDA	ATU 00008 ms
12.01.08	11:55:37.745	SAM	UA2	21A-L4	67N-TELEPROTECAO	00008 ms
12.01.08	11:55:37.770	SAM	UA2	21A-L4	DISTANCIA DA FALTA	5.90KM
12.01.08	11:55:37.777	SAM	UA4	L4-ITM	ATUACAO DAS PROTECOES	ATUADA
12.01.08	11:55:37.777	SAM	UA3	L4-ITM	ATUACAO DAS PROTECOES	ATUADA
12.01.08	11:55:37.781	SAM	UA2	21A-L4	PARTIDA FASE C	NOR 00044 ms
12.01.08	11:55:37.781	SAM	UA2	21A-L4	21-PARTIDA FASE C	NOR 00044 ms
12.01.08	11:55:37.781	SAM	UA2	21A-L4	21-PARTIDA TERRA	NOR 00044 ms
12.01.08	11:55:37.781	SAM	UA2	21A-L4	21-PARTIDA GERAL	NOR 00044 ms
12.01.08	11:55:37.781	SAM	UA2	21A-L4	PARTIDA FASE B	ATU 00044 ms
12.01.08	11:55:37.781	SAM	UA2	21A-L4	PARTIDA FASE A	ATU 00044 ms
12.01.08	11:55:37.781	SAM	UA2	21A-L4	59-PARTIDA FASE B	ATU 00044 ms
12.01.08	11:55:37.781	SAM	UA2	21A-L4	59-PARTIDA FASE A	ATU 00044 ms
12.01.08	11:55:37.782	SAM	UA2	21A-L4	RECEPCAO TELEPROTECAO	00045 ms
12.01.08	11:55:37.784	SAM	UA1	GERAL	PROT.PRIMARIA 21P-L4	ATUADA
12.01.08	11:55:37.786	SAM	UA1	V&O 2	52-11 ESTADO	EXT TRANS.
12.01.08	11:55:37.787	SAM	UA1	V&O 3	52-12 ESTADO	EXT TRANS.
12.01.08	11:55:37.787	SAM	UA1	21P-L4	PARTIDA GERAL	ATU 00000 ms
12.01.08	11:55:37.787	SAM	UA1	21P-L4	PARTIDA FASE C	ATU 00000 ms
12.01.08	11:55:37.787	SAM	UA1	21P-L4	PARTIDA NEUTRO	ATU 00000 ms
12.01.08	11:55:37.787	SAM	UA1	21P-L4	21-PARTIDA GERAL	ATU 00000 ms

FILTRO: 12.01.08 11:55

Figura 4.1 – Visor de Alarmes/Eventos do Sistema WinCC da SIEMENS

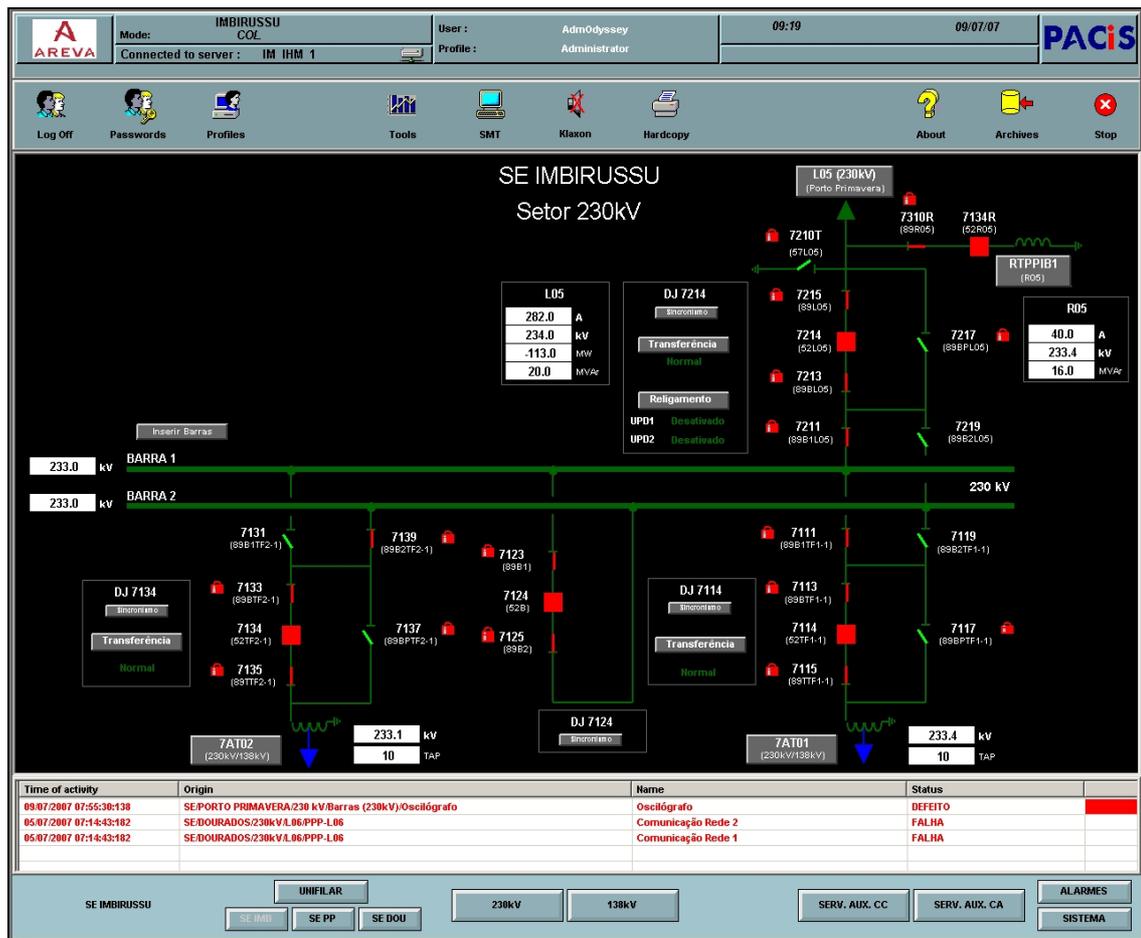


Figura 4.2 – Visor de Telas e Alarmes o Sistema Pacis da AREVA.

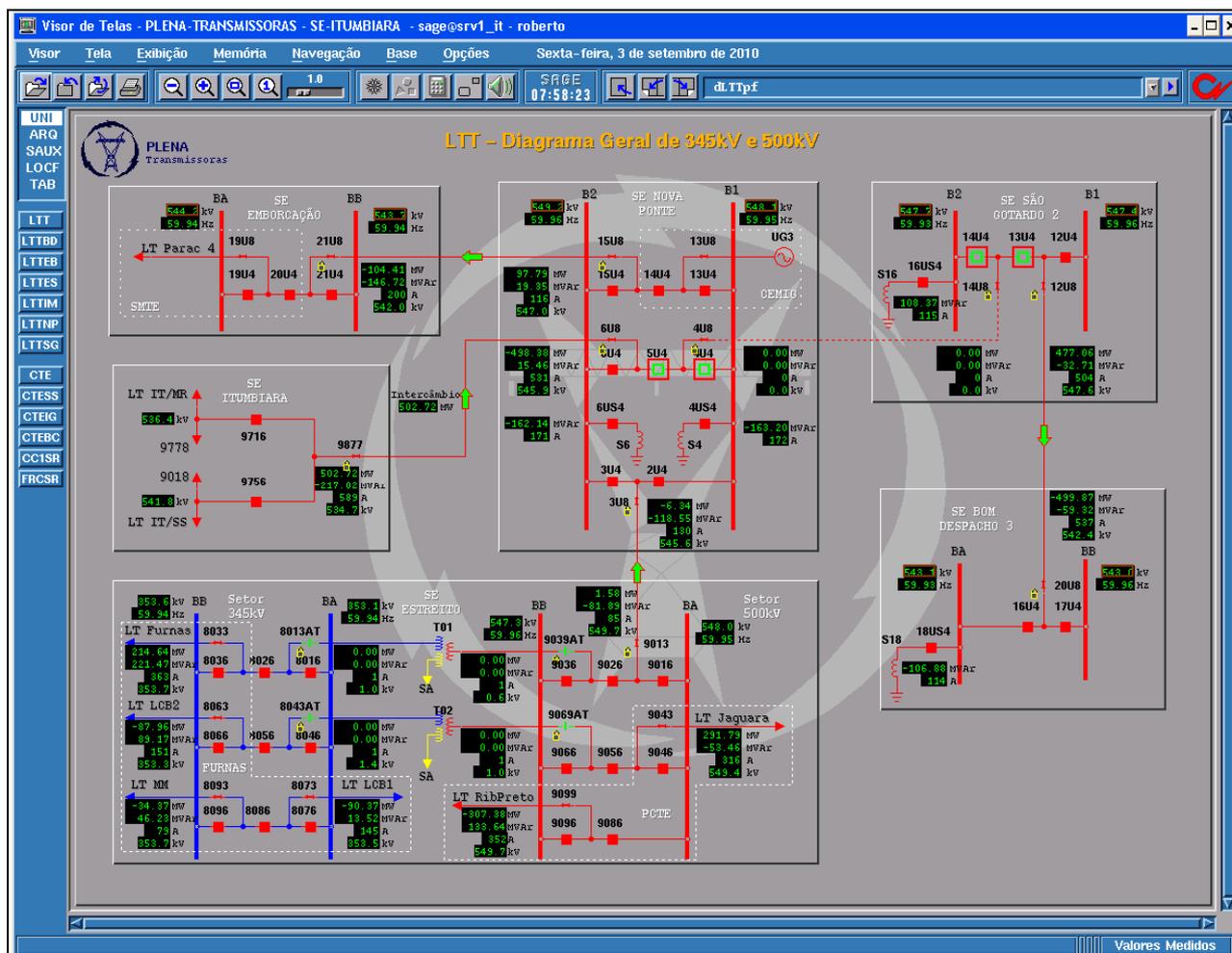


Figura 4.3 – Desligamento da LT Nova Ponte – São Gotardo.

Para evitar possíveis erros operativos, os controles de abertura e fechamento de disjuntor estão bloqueados na tela do unifilar geral. Para efetuar o telecontrole na instalação, o operador terá que acessar o diagrama da subestação. Esse diagrama apresenta maior riqueza de detalhes sobre a instalação. Na tela local é possível verificar a existência de bloqueios na subestação (texto **BLOQUEADO** na cor vermelha, na tabela de bloqueios).

Nos centros de controle, o operador dispõe de diversos monitores para exibir as telas do sistema. Normalmente em uma das telas o visor de alarmes fica constantemente em exibição. De acordo com as características do visor de alarme, conforme indicado no item 3.3.4.1, no momento de um desligamento após ouvir o sinal sonoro de abertura de disjuntor (que é diferente de todos os outros sons de alarmes do sistema), seria possível identificar a existência de bloqueios na instalação (com apenas um olhar e sem a necessidade de ler

qualquer texto de evento). Isso ocorre devido ao “acendimento” automático do MacroAlarme **XXX-86**, do respectivo empreendimento.

Quanto ao aspecto visual da exibição dos alarmes, fica evidente a clareza na apresentação das informações, proporcionada por essa modelagem, quando se compara os alarmes do SAGE na **Figura 3.16**, com os alarmes dos sistemas WinCC e PACIS (**Figuras 4.1 e 4.2**). Os códigos ANSI no início do texto facilitam a interpretação e a organização visual dos alarmes.

### **4.3 – Os Resultados da Modelagem**

---

A avaliação dos resultados da modelagem proposta nesse trabalho não deve ser apurada sobre o aspecto de desenvolvimento isolado de uma das ferramentas do sistema de supervisão apresentadas nesse documento. Embora a concepção do conceito de “nível de relevância” utilizado para a criação dos filtros de MacroAlarme e a organização dos alarmes do sistema elétrico nesses filtros seja um dos pontos centrais desse trabalho, as outras atividades de padronização e organização das informações foram fundamentais para atingir os objetivos almejados pelo autor.

A elaboração do formato ideal para o conjunto identificador/descritivo/ocorrência, considerando aspectos semânticos e a criação da identidade visual, através do formato do identificador e descritivo, proporcionou ao sistema maior inteligibilidade para a interpretação dos desligamentos.

Outras premissas, tais como minimizar o número de “cliques de mouse” para a navegação e execução de ações no supervisório e a criação dos diagnósticos de equipamentos também foram decisivos para o bom desempenho da operação.

Um dos benefícios dessa modelagem foi equacionar uma questão básica: a racionalização dos MacroAlarmes em função do volume de dados, mantendo a objetividade das informações. Os números obtidos com a otimização dos MacroAlarmes reforçam os resultados práticos. Tomando como referência todos os pontos da base de dados que produzem alarmes e eventos, o MacroAlarme XXX-Pr pode receber até 18% de toda a densidade de pontos do sistema. O resultado obtido com essa primeira classificação de

relevância reduz no mínimo 82% da densidade de pontos das instalações no momento de uma situação crítica. Os 18% ainda não representam a realidade do sistema, pois se trata de uma simples comparação numérica entre a quantidade de pontos total da base comparado aos pontos exclusivamente que geram os desligamentos. Na prática, como a natureza e as causas das falhas do sistema elétrico são diferentes entre si, a atuação de um grupo de proteção automaticamente excluiria o outro grupo. Dessa forma esse número pode chegar a até 10% da base de dados do SSC. Para os pontos de bloqueio, a avaliação comparativa em termos numéricos chega a pouco menos de 3% da base de dados. Na prática esse valor é inferior a 1% da base.

O novo sistema do COR-IT, quando comparado aos demais sistemas da PLENA apresenta um ganho significativo na performance da operação. Através dessa modelagem, os operadores conseguiram reduzir significativamente o tempo de identificação da falha. Na maioria dos sistemas da PLENA, quando ocorre uma falha, o operador deve verificar nos unifilares gerais qual equipamento sofreu o desligamento. Uma vez identificada a abertura dos disjuntores, o operador deve olhar rapidamente a lista de alarmes (unificada e sem filtros) e tentar identificar a atuação de algum bloqueio de fechamento de algum disjuntor, para então disponibilizar o equipamento para o ONS. Quando se trata de um desligamento de apenas um equipamento, essa sequência de ações dura em média 45 segundos. Como o tempo limite para o operador disponibilizar o sistema para o ONS sem a incidência de multa por indisponibilidade é de apenas 1 minuto, qualquer deslize ou desatenção do operador pode se transformar em multa por indisponibilidade. A situação é agravada quando se trata de desligamentos de dois ou mais equipamentos simultaneamente. Com o novo sistema do COR-IT, para uma falha de mesma natureza, o operador demora aproximadamente 5 segundos para identificar o equipamento sob falha e se existe alguma condição de bloqueio sobre os disjuntores para a recomposição desse equipamento. Para a identificação de múltiplas falhas simultâneas, o tempo gasto pelo operador não é multiplicado pelo número de equipamentos faltosos, uma vez que o local onde são apresentadas as informações de ambos os equipamentos é o mesmo, minimizando o tempo total para disponibilizar a função que sofrera o desligamento.

Sob esse aspecto, considerando apenas uma falha simples, o resultado da disponibilização é significativo. Para múltiplas falhas, o resultado se potencializa, mostrando

que o sistema do COR-IT é uma opção muito atrativa para a operação de tempo real baseada no novo modelo do setor de transmissão.

## 4.4 – Desafios

---

As aplicações de engenharia voltadas para sistemas de energia estão em constante evolução com o objetivo de prevenir e isolar perturbações que possam evoluir para o *black-out* do sistema elétrico. Sua complexidade e a variedade de combinações de possíveis falhas na rede mantêm aceso o sinal de alerta para os profissionais do setor.

Muitos são os desafios para a área de automação para operação. Essas aplicações possuem demandas específicas para cada nível hierárquico de operação. Para os níveis de centro de operação de agentes, os maiores desafios ainda são o tratamento de alarme e a estrutura para a simulação de falhas para treinamento de operadores.

### 4.4.1 – *Smart-Alarmes*

As aplicações para tratamento de alarmes são diversas em sistemas de operação de grande porte e a preocupação com a qualidade da informação é uma constante nesse segmento.

As aplicações de energia, sobretudo transmissão e distribuição, tipicamente concentram uma densidade elevada de pontos. Em termos gerais, o elenco de pontos para ambas as aplicações é razoavelmente parecido, porém a forma de representação e apresentação pode variar bastante, mesmo para empresas do mesmo setor. Para facilitar o tratamento dos dados muitas empresas desenvolvem sistemas especialistas para o tratamento de alarmes. Esses sistemas são dotados de inteligência e têm como objetivo analisar um grupo de alarmes e apresentar para o operador uma informação previamente tratada. Esses sistemas são implantados paralelamente ao supervisor, recebem os dados em tempo real e fazem a consistência para transformar a massa de dados em informação.

#### 4.4.1 – Simulador em Tempo Real

A simulação faz parte do processo de treinamento de operadores. Não se pode pensar em certificação sem submetê-los às condições reais do sistema para avaliação de seu desempenho.

A solução de simulação em tempo real para sistemas e áreas de controle é conhecida no mercado. Diversas empresas trabalham para aproximar o desempenho dessas ferramentas à dinâmica real do sistema. Esse tipo de simulador é alimentado por programas de *Power Flow*, curvas de carga e CAGs.

Com a abertura do mercado para o capital privado, o sistema elétrico está gradativamente saindo das mãos dos grandes agentes do grupo ELETROBRAS. A ANEEL está licitando diversos lotes de concessão dentro das áreas dessas transmissoras. A consequência disso se reflete na perda de observabilidade do sistema dessas empresas. No futuro próximo, esses agentes terão que adaptar seus sistemas de simulação para essa nova realidade.

Empresas como a PLENA Transmissoras, que possui sua rede espalhada pelo Brasil, jamais poderia utilizar esses tipos de simuladores, baseados na dinâmica do sistema, uma vez que não é possível a observabilidade de todos os nós elétricos aos quais suas linhas de transmissão estão conectadas. Muitas dessas subestações de conexão pertencem a outras empresas, que não fornecem os dados completos de injeção de potência nas barras para o cálculo do fluxo de potência.

A alternativa para esse problema é a criação de simuladores baseados em eventos. A estrutura desses programas é muito complexa e o foco principal deixa de ser sistêmico. Dessa forma faz-se necessário substituir a “máquina” que controla a simulação por outro tipo de sistema que possa responder às ações do operador gerando eventos para tornar a simulação próxima do sistema real.

## **CAPÍTULO 5**

---

### **CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS**

---

A concepção desse trabalho teve como objetivo central apresentar uma contribuição para a melhoria do processo de tomada de decisão dos operadores em tempo real de agentes de transmissão do SIN, visando a rápida normalização do sistema elétrico após a ocorrência de uma falha.

Como a dinâmica do SIN e o modelo adotado pelo setor elétrico giram em torno da disponibilidade e da continuidade dos serviços prestados, a contribuição apresentada nesse projeto visou facilitar o trabalho da operação através do desenvolvimento de modelagens e personalizações sobre a principal ferramenta dos operadores em tempo real, o Sistema de Supervisão.

O sistema de supervisão objeto deste trabalho foi concebido conforme as filosofias apresentadas nesse documento e encontra-se em operação no COR-IT da PLENA Transmissoras, na subestação de Itumbiara/GO. Os operadores do COR-IT atualmente utilizam esse sistema, que recebe as informações de 13 subestações e opera aproximadamente 800km de linhas de transmissão da rede básica.

Os objetivos e metas traçadas foram alcançados com sucesso. Através da modelagem proposta foi possível melhorar a qualidade da informação disponível para o operador, fato que influencia diretamente na qualidade da operação do sistema elétrico, contribuindo para maior disponibilidade do SIN.

O principal ganho obtido com a aplicação da metodologia e técnicas apresentadas nesse trabalho foi o estabelecimento dos níveis de relevância para a informação em tempo real, o que proporcionou maior agilidade para a recomposição do sistema elétrico.

Durante a ocorrência de uma perturbação que provocasse o desligamento de algum equipamento do sistema elétrico, o operador do sistema teria à sua disposição uma quantidade elevada de dados. As informações de interesse deveriam ser obtidas desse conjunto de dados, cuja extração seria extremamente dependente da destreza do operador. Com a aplicação das técnicas descritas nesse documento, a classificação dos dados seria realizada automaticamente pelo sistema de supervisão e as informações de interesse seriam apresentadas para o operador de forma organizada, simplificando dessa forma a compreensão da perturbação. Deve-se ressaltar que a estratégia adotada apresenta vantagens significativas para a operação do sistema elétrico, uma vez que transfere a responsabilidade da classificação dos eventos e alarmes para o sistema de supervisão, agregando maior segurança para a operação.

Finalmente, o conjunto de técnicas apresentados nesse trabalho se apresentou como uma excelente opção para a modelagem de sistemas de supervisão para agentes de transmissão do setor elétrico.

As próximas atividades consistem na migração de outros sistemas, que atualmente operam em nível de COL, para o sistema do COR-IT, modelado com as técnicas apresentadas nesse documento. Também faz parte das propostas de continuidade desse trabalho o desenvolvimento de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento para a criação de simuladores para treinamento de operadores que possam ser utilizados em sistemas “não convergentes” do ponto de vista de fluxo de potência. Nesse caso a metodologia adotada deve ser baseada em mecanismos que possam alimentar o sistema de supervisão com dados de eventos para a simulação de ocorrências com o objetivo de treinamento e certificação de operadores de sistema elétrico.

# ANEXO 1

## Curva Característica do Relé Eletromecânico IAC51

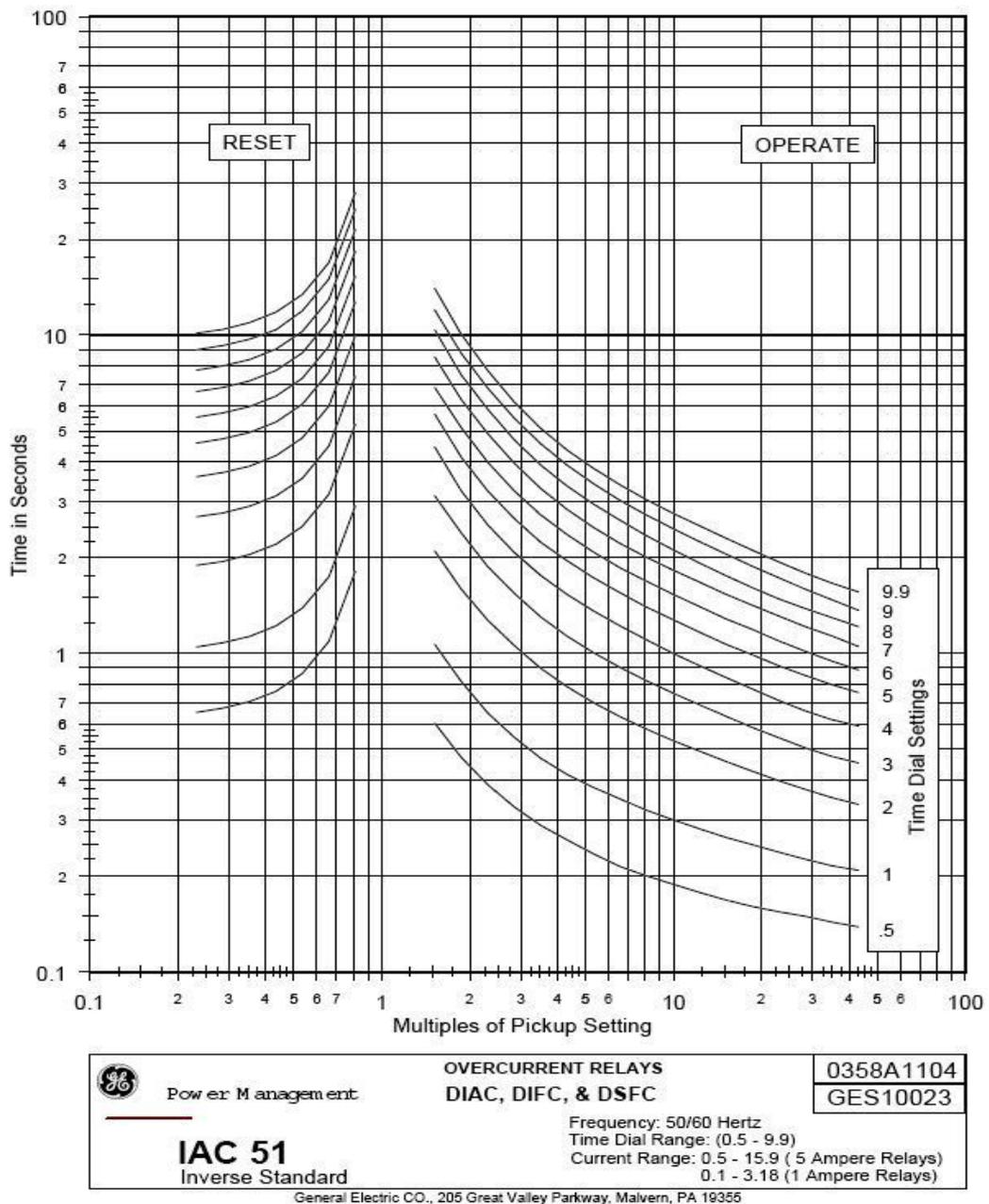


Figura A1.1 – Curva Característica do Relé Eletromecânico IAC51.

## ANEXO 2

---

### Elenco de Pontos de SOE Exigido pelo ONS para os Agentes do Setor Elétrico

---

#### REQUISITOS PARA O SEQUENCIAMENTO DE EVENTOS

Os requisitos de sequenciamento de eventos apresentados aplicam-se aos equipamentos da rede de operação. As informações devem ser coletadas pelo agente proprietário do equipamento e transferidas para o ONS conforme classificação do evento nos grupos abaixo:

Grupo A – Compreende os eventos que devem ser enviados diretamente para o ONS, em tempo real, através das mesmas interligações de dados utilizadas para atender aos requisitos de supervisão e controle;

Grupo B – Compreende os eventos que devem ser enviados de forma agrupada para o ONS, em tempo real, através das mesmas interligações de dados utilizadas para atender aos requisitos de supervisão e controle. Os eventos disponíveis na instalação do agente na forma individualizada devem ser enviados para o ONS, quando solicitados, através de meio eletrônico, em até 24 (vinte e quatro) horas;

Grupo C – Compreende os eventos que devem estar disponíveis na instalação do agente e ser enviados para o ONS, quando solicitados, através de meio eletrônico, em até 24 (vinte e quatro) horas.

#### A2.1 Transformadores e autotransformadores:

Grupo A:

- 1- disparo dos relés de bloqueio.

Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem:

- 1- “Atuação da proteção do transformador - Função sobrecorrente”
  - a. atuação da proteção de sobrecorrente do comutador sob carga;
  - b. disparo da proteção de sobrecorrente de fase e neutro (por enrolamento).
- 2- “Atuação da proteção do transformador - Função sobretemperatura”
  - a. disparo por sobretemperatura do óleo;
  - b. disparo por sobretemperatura do enrolamento.
- 3- “Atuação da proteção do transformador – Outras funções”

- a. disparo da proteção de gás;
- b. disparo da proteção de sobretensão de seqüência zero para o enrolamento terciário em ligação delta;
- c. disparo da válvula de alívio de pressão;
- d. disparo da proteção de gás do comutador de derivações;
- e. disparo da proteção diferencial (por fase).

### **A2.2 Reatores:**

Grupo A:

- 1- disparo dos relés de bloqueio.

Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem:

- 1- “Atuação da proteção do reator – Função sobretemperatura”
  - a. disparo da proteção de sobretemperatura do óleo;
  - b. disparo da proteção de sobretemperatura do enrolamento.
- 2- “Atuação da proteção do reator – Outras funções”
  - a. disparo da proteção de gás;
  - b. disparo da válvula de alívio de pressão;
  - c. disparo da proteção diferencial (por fase);
  - d. disparo da proteção de sobrecorrente de fase e neutro.

### **A2.3 Bancos de capacitores:**

Grupo A:

- 1- disparo da proteção de sobretensão;
- 2- disparo dos relés de bloqueio.

Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem

“Atuação da proteção dos bancos de capacitores – Outras funções”

- 1- disparo da proteção de desequilíbrio de neutro;
- 2- disparo da proteção de sobrecorrente de fase e neutro.

### **A2.4 Linhas de transmissão:**

Grupo A:

- 1- disparo da proteção de sobretensão;
- 2- atuação da lógica de bloqueio por oscilação de potência;
- 3- disparo da proteção por perda de sincronismo;
- 4- atuação do relé de bloqueio de recepção permanente de transferência de disparo;
- 5- disparo dos relés de bloqueio de linha subterrânea.

Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem

“Atuação da proteção da linha de transmissão – Outras funções”

- 1- disparo da proteção principal de fase;
- 2- disparo da proteção alternada de fase;
- 3- disparo da proteção principal de neutro;

- 4- disparo da proteção alternada de neutro;
- 5- transmissão de sinal de desbloqueio/bloqueio ou sinal permissivo da teleproteção;
- 6- transmissão de sinal de transferência de disparo da teleproteção;
- 7- recepção de sinal de desbloqueio/bloqueio ou sinal permissivo da teleproteção;
- 8- disparo por recepção de sinal de transferência de disparo da teleproteção;
- 9- atuação da lógica de bloqueio por perda de potencial;
- 10- disparo da 2ª zona da proteção de distância;
- 11- disparo da 3ª zona da proteção de distância;
- 12- disparo da 4ª zona da proteção de distancia;
- 13- disparo da proteção de sobrecorrente direcional de neutro temporizada;
- 14- disparo da proteção de sobrecorrente direcional de neutro instantânea.

**Grupo C:**

- 1- partida da proteção principal de fase (por fase), nos casos em que o disparo da proteção de fase não indique a(s) fase(s) defeituosas;
- 2- partida da proteção alternada de fase (por fase), nos casos em que o disparo da proteção de fase não indique a(s) fase(s) defeituosas;
- 3- partida da proteção principal de neutro (por fase), nos casos em que o disparo da proteção não indique a fase defeituosa;
- 4- partida da proteção alternada de neutro (por fase), nos casos em que o disparo da proteção não indique a fase defeituosa;
- 5- partida do religamento automático.

**A2.5 Barramentos:**

**Grupo A:**

- 1- disparo da proteção de sobretensão;
- 2- disparo dos relés de bloqueio.

**Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem “Atuação da proteção diferencial do barramento”**

- 1- atuação da proteção diferencial entre fases.
- 2- atuação da proteção diferencial fase-neutro

**A2.6 Compensadores síncronos:**

**Grupo A:**

- 1- disparo da proteção de sobretensão;
- 2- disparo da proteção de subfrequência;
- 3- disparo dos relés de bloqueio.

**Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem “Atuação da proteção do compensador síncrono – Outras funções”**

- 1- atuação da proteção diferencial;
- 2- disparo da proteção de desequilíbrio de corrente do estator;
- 3- disparo da proteção de perda de excitação (perda de campo);
- 4- disparo da proteção de falha à terra no estator;
- 5- disparo da proteção de falha à terra no rotor;

- 6- disparo da proteção de sobretemperatura do estator e rotor;
- 7- disparo da proteção de sobrecorrente de fase e neutro.

### **A2.7 Compensadores estáticos:**

#### **Grupo A:**

- 1- disparo dos relés de bloqueio;

#### **Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem “Atuação da proteção do compensador estático – Outras funções”**

- 1- Para os equipamentos componentes do compensador, incluindo o transformador abaixador, reatores e capacitores:
  - a. disparo das proteções intrínsecas dos equipamentos, conforme especificado para o respectivo equipamento.
- 2- Para os equipamentos controlados por tiristor:
  - a. disparo da proteção para falhas à terra no compensador;
  - b. disparo da proteção para falhas no módulo capacitor;
  - c. disparo da proteção para falhas no módulo reator;
  - d. disparo da proteção para desequilíbrio de corrente ou tensão para cada módulo de filtro;
  - e. disparo da proteção de seqüência negativa dos tiristores – 2º estágio.

### **A2.8 Disjuntores:**

#### **Grupo A:**

- 1- mudança de posição;
- 2- disparo da proteção de falha do disjuntor;
- 3- disparo dos relés de bloqueio.

#### **Grupo B:**

- 1- disparo da proteção de discordância de pólos;
- 2- alarme de fechamento bloqueado;
- 3- alarme de abertura bloqueada;
- 4- alarme de sobrecarga do disjuntor central.

### **A2.9 Sistemas Especiais de Proteção – SEP (ECS, ECE e ERAC):**

#### **Grupo A:**

- 1- todos os disparos e alarmes.

### **A2.10 Geradores:**

#### **Grupo A:**

- 1- disparo da proteção de sobretensão;
- 2- disparo da proteção para motorização (potência inversa);
- 3- disparo da proteção de sobrefrequência/subfrequência;

- 4- disparo da proteção de perda de sincronismo;
- 5- disparo dos relés de bloqueios.

Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem  
“Atuação da proteção do gerador – Outras funções”

- 1- disparo da proteção diferencial do gerador;
- 2- disparo da proteção diferencial do transformador elevador;
- 3- disparo da proteção diferencial geral (diferencial da unidade ou total);
- 4- disparo da proteção diferencial de fase dividida;
- 5- disparo da proteção de desequilíbrio de corrente (seqüência negativa);
- 6- disparo da proteção para perda de excitação (perda de campo);
- 7- disparo da proteção de retaguarda;
- 8- disparo da proteção de falhas à terra no estator – 100%;
- 9- disparo de proteção de falhas à terra no estator – 95%;
- 10- disparo da proteção de sobre-excitação (Volt/Hz);
- 11- disparo da proteção de falhas à terra no rotor;
- 12- disparo da proteção de desbalanço de tensão;
- 13- disparo da proteção de sobrecorrente de terra temporizada;
- 14- disparo da proteção de sobretemperatura do estator e do rotor.

#### **A2.11 Bancos de capacitores série:**

Grupo A:

- 1- disparo da proteção de sobrecarga;
- 2- disparo dos relés de bloqueio.

Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem  
“Atuação da proteção dos bancos de capacitores série– Outras funções”

- 1- disparo da proteção de sub-harmônicas;
- 2- disparo da proteção do centelhador;
- 3- disparo da proteção de desbalanço de tensão;
- 4- disparo da proteção de fuga para a plataforma.

#### **A2.12 Sistemas de transmissão em corrente contínua:**

A2.12.1 Para os equipamentos componentes dos conversores, incluindo o(s) transformador(es) e reatores:

Grupo A:

- 1- disparo das proteções intrínsecas dos equipamentos, conforme especificado para o respectivo equipamento.

A2.12.2 Proteção do conversor (por saída existente):

Grupo A:

- 1- disparo do relé de bloqueio do conversor;
- 2- disparos da proteção de sobretensão CA;
- 3- disparos da proteção harmônica – critério por corrente.

Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem  
“Atuação da proteção do conversor – Outras funções”

- 1- disparo da proteção para falha na válvula;
- 2- disparos por sobrecorrente do conversor;
- 3- disparos por falha de comutação;
- 4- disparos por ângulo de retardo excessivo;
- 5- disparo da proteção do disjuntor de *by-pass*;
- 6- disparos da supervisão das válvulas;
- 7- disparo da proteção diferencial CC;
- 8- disparos da proteção de falha à terra no lado CA;
- 9- disparos da proteção de sobrecarga do par *by pass*;
- 10- disparo da proteção de falha de disparo da válvula.

A2.12.3 Proteção do pólo/linha de transmissão (por saída existente):

Grupo A:

- 1- disparos da proteção harmônica – critério por tensão;
- 2- disparos da proteção da linha CC;
- 3- disparo da proteção de sobrecorrente CC;
- 4- disparo da proteção para abertura da linha do eletrodo;
- 5- religamento automático das LT dos pólos (em tensão normal e em tensão reduzida);
- 6- atuação da proteção duplo monopolar.

Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem  
“Atuação da proteção do pólo – Outras funções”

- 1- disparo da proteção diferencial;
- 2- disparos da proteção de sobretensão CC;
- 3- disparos da proteção de mínima tensão CC;
- 4- disparo da proteção para operação desequilibrada;
- 5- disparos da proteção para falha à terra durante teste com a linha aberta;
- 6- disparo da proteção da seccionadora da barra neutra;
- 7- disparo da proteção do filtro CC.

A2.12.4 Proteção do bipolo:

Grupo A:

- 1- disparo da supervisão de corrente na linha do eletrodo.

A2.12.5 Proteção dos filtros:

Grupo A:

- 1- disparo por sobrecarga harmônica.

Grupo B: Agrupamento dos eventos abaixo relacionados para gerar uma única mensagem  
“Atuação da proteção dos filtros – Outras funções”

- 1- disparo da proteção para falhas no módulo capacitor;
- 2- disparo da proteção para falhas no módulo reator;
- 3- disparo da proteção para desequilíbrio de corrente ou tensão para cada módulo de filtro;

## ANEXO 3

---

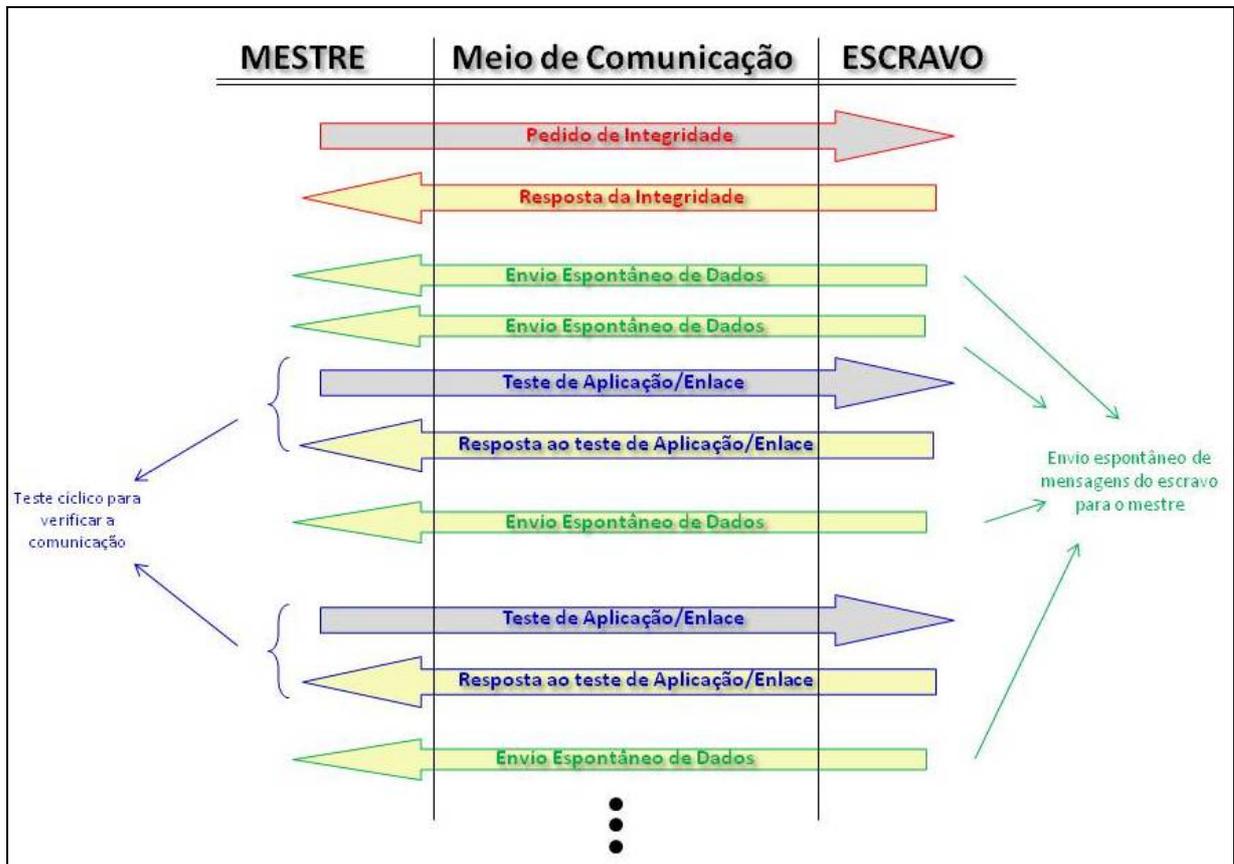
### Análise da Estrutura das Mensagens do Protocolo IEC60870-5-104 na comunicação entre o COR-IT e uma Instalação

---

O objetivo desse anexo é apresentar uma visão geral sobre o protocolo de comunicação IEC60870-5-104. Nesse anexo será apresentado o modelo de camadas OSI e os logs de mensagens obtidos por analisador de protocolo durante o estabelecimento da comunicação do COR-IT com uma de suas subestações supervisionadas.

A principal aplicação do protocolo IEC104 é a interconexão de sistemas de supervisão, utilizando como meio físico interligações ethernet sob TCP/IP. Trata-se de um protocolo tipo Cliente-Servidor que é estabelecido através da comunicação entre um sistema “mestre” e outro “escravo”. O SSC escravo é o servidor de comunicação. Nele estão disponíveis os dados do sistema. O mestre (cliente) se conecta ao servidor para obter as informações de interesse.

A comunicação de dados é realizada através da troca de mensagens entre o mestre e o escravo e a iniciativa para iniciar a comunicação é sempre do mestre. Ele se conecta ao escravo e faz a primeira solicitação de envio de mensagens. No início da conexão, o mestre solicita uma integridade ao escravo, que deve enviar todos os pontos disponíveis em seu sistema. Após a conclusão da integridade, a comunicação entra em regime permanente e o sistema escravo passa a enviar os dados de forma espontânea (ou por exceção), sempre que houver variação do dado (digital ou analógico). Adicionalmente, o mestre envia mensagens cíclicas para executar testes de aplicação e de enlace com o sistema escravo (10 a 20 segundos). Quando houver problema o escravo deixará de responder essas mensagens e o mestre fará o chaveamento para o outro sistema redundante, minimizando desta forma a indisponibilidade com a supervisão do sistema escravo.



**Figura A3.1** – Representação Gráfica da Troca de Dados entre o Mestre e Escravo.

Os protocolos antigos não previram a implementação de envio espontâneo de mensagens. O mestre solicitava ciclicamente (período de 1 a 5 segundos) todos os pontos do sistema escravo. Essa forma de implementação de protocolo é muito rudimentar e não otimiza os recursos de rede, uma vez que todos os pontos sempre trafegavam ciclicamente pelo meio físico. No protocolo IEC104 (e vários outros), a implementação das mensagens espontâneas por variação de dado, evita o tráfego intenso de informação na rede. O trânsito de todos os pontos do sistema ocorrerá apenas no momento do fechamento da comunicação (e em intervalos maiores – 30 a 60 minutos – conforme filosofia de implementação do sistema mestre), evitando o uso excessivo de recursos de rede. Nesse protocolo a ocupação dos canais de comunicação será definida pela variação dos pontos no sistema escravo. Durante a operação normal, apenas os dados analógicos sofrem variação. No momento da manobra de algum equipamento ou durante um desligamento, ocorre a variação de estado de vários pontos digitais (atuação de proteção,

mudança de estado de disjuntor, etc.) ocasionando elevação no tráfego da rede. Embora esse aumento seja significativo quando a ocorrência envolve o desligamento de vários equipamentos, a ocupação dos recursos de rede nesse caso nunca poderá ser comparada, por exemplo, à densidade de dados que trafegam durante o pedido de integridade.

## Modelo OSI

A representação proposta pelo modelo das camadas OSI (*Open Systems Interconnection*), é uma abstração conceitual criada pela ISO (*International Organization for Standardization*) para modelar a forma de implementação e interação dos protocolos de comunicação. Seu objetivo é promover a interoperabilidade entre as diversas plataformas.

O modelo OSI, como tal, é apenas uma referência que especifica as funções a serem implementadas pelos diversos fabricantes em suas redes. Esse modelo não detalha como as funções devem ser implementadas, deixando cada empresa/fabricante livre para desenvolver seus sistemas. A seguir a Tabela A3.1 com a descrição sucinta dessa representação.

**Tabela A3.1** – Modelo de Camadas OSI.

Camada		Descrição de Funcionalidade
7	Aplicação	Programa do usuário. Aplicativo que deseja enviar informações pela rede de comunicação.
6	Apresentação	Responsável pela sintaxe na representação dos dados. Assegura que os dados serão recebidos e compreendidos pelo receptor.
5	Sessão	Controla a comunicação entre as aplicações, estabelecendo, gerenciando e finalizando conexões (sessões) entre as aplicações.
4	Transporte	Controla o fluxo de dados, por exemplo, quebrando mensagens em pacotes menores, e assegurando que esses pacotes cheguem de forma ordenada no destino.
3	Rede	Cuida do roteamento das mensagens. Em uma rede complexa, com vários caminhos para se chegar ao mesmo destino, a camada de rede ajuda a enviar a mensagem pelo melhor caminho.
2	Enlace	Camada responsável pela transmissão confiável de informação através do enlace físico. Envia blocos de dados com o necessário controle de erro (bits de paridade, quadros de CRC – <i>Cyclic Redundancy Check</i> ) e de fluxo.
1	Física	Camada obrigatória em qualquer protocolo de comunicação, converte os dados que devem ser enviados em sinais elétricos. Define a conexão física entre o sistema computacional e a rede. Especifica o conector, a pinagem, níveis de tensão, dimensões físicas, características mecânicas e elétricas, etc.

O modelo OSI é dividido em camadas hierárquicas. Cada camada usa as funções da própria camada ou da camada anterior, para esconder a complexidade e transparecer as operações para o usuário, seja ele um programa ou uma outra camada.

#### *1- Camada física*

A camada física define as características técnicas dos dispositivos elétricos e ópticos (físicos) do sistema. Ela contém os equipamentos de cabeamento ou outros canais de comunicação que se comunicam diretamente com o controlador da interface de rede. Preocupa-se, portanto, em permitir uma comunicação bastante simples e confiável, na maioria dos casos com controle de erros básicos. Não é função do nível físico tratar problemas como erros de transmissão, esses são tratados pelas outras camadas do modelo.

#### *2- Camada de Enlace ou Ligação de Dados*

A camada de ligação de dados também é conhecida como camada de enlace ou link de dados. Esta camada detecta e, opcionalmente, corrige erros que possam acontecer no nível físico. É responsável pela transmissão e recepção (delimitação) de quadros e pelo controle de fluxo. Ela também estabelece um protocolo de comunicação entre sistemas diretamente conectados.

#### *3- Camada de Rede*

A camada de Rede é responsável pelo endereçamento dos pacotes, convertendo endereços lógicos (IP) em endereços físicos (MAC) , de forma que os pacotes consigam chegar corretamente ao destino. Essa camada também determina a rota que os pacotes irão seguir para atingir o destino, baseada em fatores como condições de tráfego da rede e prioridades.

#### *4 - Camada de Transporte*

A camada de transporte é responsável por pegar os dados enviados pela camada de Sessão e dividi-los em pacotes que serão transmitidos para a camada de Rede. No receptor, a camada de Transporte é responsável por pegar os pacotes recebidos da camada de Rede, remontar o dado original e assim enviá-lo à camada de Sessão.

Isso inclui controle de fluxo, ordenação dos pacotes e a correção de erros, tipicamente enviando para o transmissor uma informação de recebimento, informando que o pacote foi recebido com sucesso. A camada de Transporte separa as camadas de nível de aplicação (camadas 5 a 7) das camadas de nível físico (camadas de 1 a 3). A camada 4, Transporte, faz a ligação entre esses dois grupos e determina a classe de serviço necessária como orientada a conexão e com controle de erro e serviço de confirmação, sem conexões e nem confiabilidade. O objetivo final da camada de transporte é proporcionar serviço eficiente, confiável e de baixo custo. O hardware e/ou software dentro da camada de transporte e que faz o serviço é denominado entidade de transporte.

#### *5 – Camada de Sessão*

A camada de Sessão permite que duas aplicações em computadores diferentes estabeleçam uma sessão de comunicação. Nesta sessão, essas aplicações definem como será feita a transmissão de dados e coloca marcações nos dados que estão a ser transmitidos. Se porventura a rede falhar, os computadores reiniciam a transmissão dos dados a partir da última marcação recebida pelo computador receptor.

#### *6 - Camada de Apresentação*

A camada de Apresentação, também chamada camada de Tradução, converte o formato do dado recebido pela camada de Aplicação em um formato comum a ser usado na transmissão desse dado, ou seja, um formato entendido pelo protocolo usado. Uma das aplicações dessa camada é a criptografia. Os dados recebidos da camada sete são comprimidos, e a camada 6 do dispositivo receptor fica responsável por descomprimir esses dados. A transmissão dos dados torna-se mais rápida, já que haverá menos dados a serem transmitidos: os dados recebidos da camada 7 foram "encolhidos" e enviados à camada 5. Para aumentar a segurança, pode-se usar algum esquema de criptografia neste nível, sendo que os dados só serão decodificados na camada 6 do dispositivo receptor. Ela trabalha transformando os dados em um formato no qual a camada de aplicação possa aceitar, minimizando todo tipo de interferência.

## 7 - Camada de Aplicação

A camada de aplicação pode ser entendida como o programa do usuário, que será utilizado entre a máquina destinatária e o operador do equipamento. Essa camada disponibiliza a interface de operação do programa e origina os recursos de comunicação, submetendo-a às camadas hierarquicamente inferiores estabelecendo a comunicação entre dois sistemas (ou duas aplicações).

De acordo com [16], o protocolo IEC60870-5-104 utiliza 5 das 7 camadas do modelo OSI. São elas: Física, Enlace, Rede, Transporte e Aplicação. As camadas de Sessão e Apresentação não são utilizadas nesse protocolo.

### **Análise de Mensagens**

A seguir serão apresentadas as mensagens trocadas entre o sistema do COR-IT (mestre) e um dos sistemas por ele controlado (escravo).

As mensagens utilizadas na análise foram monitoradas durante os primeiros segundos após o estabelecimento da comunicação entre os dois sistemas com o analisador de protocolo *ASE2000*<sup>®</sup>. Através dessas mensagens será possível verificar a dinâmica de comunicação do protocolo IEC104.

As mensagens precedidas por --> representam as solicitações do mestre. As respostas do escravo são precedidas pelos caracteres <--. Os caracteres seguintes representam a estampa de tempo da mensagem e os caracteres seguintes, o corpo da mensagem.

A primeira mensagem enviada pelo mestre em [15:43:21.018] é um STARTDT ACT. Seu objetivo é iniciar a comunicação com o escravo que deve responder um STARTDT CON, conforme [15:43:21.038].

Após a primeira resposta de link do escravo, o mestre inicia o envio da primeira mensagem de aplicação, em [15:43:21.038]. Essa mensagem foi configurada para ser transmitida ciclicamente a cada 10 segundos para a função de *keep alive* da comunicação, monitorando o estado operacional do escravo. Caso essa mensagem não seja respondida, indicando indisponibilidade do escravo, o mestre fará o chaveamento da aplicação para o escravo

reserva (cada SSC local é constituído pelos escravos principal e reserva. Ambos podem se comunicar com o mestre, porém apenas um deles estará pronto para assumir a comunicação de dados).

O primeiro aspecto importante da mensagem é o endereço do escravo. O mestre se comunica com diversos escravos, dessa forma é necessário identificar esses escravos através do endereço da estação, representado na mensagem por **Comm Addr 4**. Essa string indica que o endereço do escravo é 4. Todas as mensagens analisadas devem ter esse mesmo endereço. O próximos aspectos são o tipo da mensagem e a causa de transmissão. Essa mensagem se trata da integridade de ponto totalizado, iniciada por **Type ID 101**. A causa da transmissão é 6 (**Cause of transmission 6**) que significa a origem da ativação enviada pelo mestre.

A resposta **[15:43:21.059]** tem a mesma estrutura da pergunta, porém alterando a causa de transmissão (**Cause of transmission 7**), que nesse caso significa a confirmação da ativação.

A mensagem seguinte **[15:43:21.059]** é o pedido de integridade ou interrogação geral do mestre. O tipo da mensagem é 100 (*Type ID 100*) e a causa de transmissão é 6, indicando o envio da mensagem pelo mestre.

A resposta ao pedido de integridade ocorre em três etapas. A primeira é a repetição da pergunta com a causa de transmissão 7 **[15:43:21.139]**, indicando a confirmação da ativação dessa mensagem pelo escravo. A segunda parte, o envio de várias mensagens atendendo a solicitação de interrogação geral. A terceira etapa é a repetição da pergunta **[15:43:21.891]**, com a causa de transmissão 10, indicando a terminação da ativação.

Durante o envio dos pontos para o atendimento da integridade, a causa de transmissão é 20, indicando que esse envio ocorre em resposta a interrogação geral. Na integridade os pontos são enviados separados por tipo: digital simples (*Type ID 1*), digital duplo (*Type ID 3*), analógico de ponto flutuante (*Type ID 13*).

A mensagem de envio de pontos, traz a informação do tipo de mensagem, o endereço e valor do ponto, a estampa de tempo e seu *flag* de qualidade, indicando se o ponto está válido, inválido, substituído, manual, dentre outros.

Após a troca da primeira mensagem de aplicação, neste caso o *Type ID* 101, o sistema escravo está habilitado a enviar mensagens de natureza espontânea, identificada pela causa de transmissão 3 (*Cause of transmission 3*). Dessa forma o envio de pontos espontâneos podem ocorrer em qualquer momento da comunicação, inclusive durante a resposta à interrogação geral.

Após a conclusão da interrogação geral, o envio de dados ocorre apenas por variação espontânea. Abaixo as mensagens analisadas.

```
--> [15:43:21.018] STARTDT ACT request Length 4 [STARTDT_ACT]
<-- [15:43:21.038] STARTDT CON response Length 4 [STARTDT_CON]
--> [15:43:21.038] Counter Interrogation request Length 14 I: NS:0 NR:0 ASDU:
Type ID 101 <Counter interrogation command> Count 1 Cause of transmission 6
<Activation Origin 0> Comm Addr 4 RQT 5 <General Request Counter> FRZ 0 <No
Freeze or Reset>
<-- [15:43:21.059] Counter Interrogation response Length 14 I: NS:0 NR:1 ASDU:
Type ID 101 <Counter interrogation command> Count 1 Cause of transmission 7
<Activation confirmation Origin 0> Comm Addr 4 RQT 5 <General Request Counter>
FRZ 0 <No Freeze or Reset>
--> [15:43:21.059] Interrogation request Length 14 I: NS:1 NR:0 ASDU: Type ID
100 <Interrogation command> Count 1 Cause of transmission 6 <Activation Origin
0> Comm Addr 4 QOI 20 <Station interrogation>
<-- [15:43:21.077] Counter Interrogation response Length 14 I: NS:1 NR:1 ASDU:
Type ID 101 <Counter interrogation command> Count 1 Cause of transmission 10
<Activation termination Origin 0> Comm Addr 4 RQT 5 <General Request Counter>
FRZ 0 <No Freeze or Reset>
<-- [15:43:21.139] Interrogation response Length 14 I: NS:2 NR:2 ASDU: Type ID
100 <Interrogation command> Count 1 Cause of transmission 7 <Activation
confirmation Origin 0> Comm Addr 4 QOI 20 <Station interrogation>
<-- [15:43:21.139] Single Point response Length 14 I: NS:3 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> Count 1 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6000 0 [Valid]
<-- [15:43:21.139] Measured Float response Length 18 I: NS:4 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 251 2.000000 [Valid]
<-- [15:43:21.139] Measured Float response Length 18 I: NS:5 NR:2
ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 20
<Interrogated by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 250 2.000000
[Valid]
<-- [15:43:21.139] Measured Float response Length 18 I: NS:6 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 252 2.000000 [Valid]
<-- [15:43:21.139] Measured Float response Length 18 I: NS:7 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 256 534.075867 [Valid]
<-- [15:43:21.139] Measured Float response Length 18 I: NS:8 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 257 531.665894 [Valid]
<-- [15:43:21.139] Measured Float response Length 18 I: NS:9 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 258 537.908630 [Valid]
```

```

<-- [15:43:21.139] Measured Float response Length 18 I: NS:10 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 259 752.765320 [Valid]
<-- [15:43:21.139] Measured Float response Length 18 I: NS:11 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 260 785.437805 [Valid]
--> [15:43:21.258] Supervisory request Length 4 I: NR:8
<-- [15:43:21.280] Single Point response Length 47 I: NS:12 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 34 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6070 0 [Valid] DI 6071 0 [Valid] DI
6072 0 [Valid] DI 6073 0 [Valid] DI 6074 0 [Valid] DI 6075 1 [Valid] DI 6076 1
[Valid] DI 6077 0 [Valid] DI 6078 1 [Valid] DI 6079 0 [Valid] DI 6080 0
[Valid] DI 6081 0 [Valid] DI 6082 0 [Valid] DI 6083 0 [Valid] DI 6084 0
[Valid] DI 6085 0 [Valid] DI 6086 0 [Valid] DI 6087 0 [Valid] DI 6088 0
[Valid] DI 6089 0 [Valid] DI 6090 0 [Valid] DI 6091 0 [Valid] DI 6092 1
[Valid] DI 6093 0 [Valid] DI 6094 1 [Valid] DI 6095 0 [Valid] DI 6096 0
[Valid] DI 6097 0 [Valid] DI 6098 0 [Valid] DI 6099 0 [Valid] DI 6100 0
[Valid] DI 6101 0 [Valid] DI 6102 0 [Valid] DI 6103 0 [Valid]
<-- [15:43:21.314] Single Point response Length 166 I: NS:13 NR:2 ASDU: Type
ID 1 <Single-point> Count 39 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6066 0 [Valid] DI 6068 0 [Valid] DI
6067 0 [Valid] DI 6069 0 [Valid] DI 6021 0 [Valid] DI 6022 1 [Valid] DI 6023 0
[Valid] DI 6024 0 [Valid] DI 6025 1 [Valid] DI 6026 0 [Valid] DI 6027 0
[Valid] DI 6028 0 [Valid] DI 6029 0 [Valid] DI 6030 0 [Valid] DI 6031 0
[Valid] DI 6032 0 [Valid] DI 6033 0 [Valid] DI 6034 0 [Valid] DI 6035 0
[Valid] DI 6036 0 [Valid] DI 6037 0 [Valid] DI 6038 0 [Valid] DI 6039 0
[Valid] DI 6040 0 [Valid] DI 6041 1 [Valid] DI 6042 0 [Valid] DI 6043 0
[Valid] DI 6044 0 [Valid] DI 6045 0 [Valid] DI 6046 0 [Valid] DI 6047 1
[Valid] DI 6048 0 [Valid] DI 6049 0 [Valid] DI 6050 0 [Valid] DI 6051 0
[Valid] DI 6052 0 [Valid] DI 6053 1 [Valid] DI 6054 0 [Valid] DI 6055 0
[Valid]
<-- [15:43:21.314] Single Point response Length 23 I: NS:14 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 10 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6056 0 [Valid] DI 6057 0 [Valid] DI
6058 0 [Valid] DI 6059 0 [Valid] DI 6060 0 [Valid] DI 6061 0 [Valid] DI 6062 0
[Valid] DI 6063 0 [Valid] DI 6064 0 [Valid] DI 6065 0 [Valid]
<-- [15:43:21.314] Single Point response Length 15 I: NS:15 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 2 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6605 1 [Valid] DI 6606 0 [Valid]
<-- [15:43:21.314] Single Point response Length 166 I: NS:16 NR:2 ASDU: Type
ID 1 <Single-point> Count 39 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6009 0 [Valid] DI 6116 0 [Valid] DI
6117 1 [Valid] DI 6118 0 [Valid] DI 6119 0 [Valid] DI 6120 1 [Valid] DI 6121 0
[Valid] DI 6122 0 [Valid] DI 6123 0 [Valid] DI 6124 0 [Valid] DI 6125 0
[Valid] DI 6126 0 [Valid] DI 6127 0 [Valid] DI 6128 0 [Valid] DI 6129 0
[Valid] DI 6130 0 [Valid] DI 6131 0 [Valid] DI 6132 0 [Valid] DI 6133 0
[Valid] DI 6134 0 [Valid] DI 6135 0 [Valid] DI 6136 1 [Valid] DI 6531 0
[Valid] DI 6137 0 [Valid] DI 6138 0 [Valid] DI 6139 0 [Valid] DI 6140 0
[Valid] DI 6141 1 [Valid] DI 6142 0 [Valid] DI 6143 0 [Valid] DI 6144 0
[Valid] DI 6145 0 [Valid] DI 6146 0 [Valid] DI 6147 0 [Valid] DI 6148 0
[Valid] DI 6149 0 [Valid] DI 6150 0 [Valid] DI 6151 0 [Valid] DI 6152 0
[Valid]
<-- [15:43:21.314] Single Point response Length 27 I: NS:17 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 14 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6153 0 [Valid] DI 6154 0 [Valid] DI
6155 0 [Valid] DI 6156 0 [Valid] DI 6157 0 [Valid] DI 6158 0 [Valid] DI 6159 0

```

```

[Valid] DI 6160 0 [Valid] DI 6161 0 [Valid] DI 6162 0 [Valid] DI 6163 0
[Valid] DI 6164 0 [Valid] DI 6165 0 [Valid] DI 6166 0 [Valid]
<-- [15:43:21.314] Single Point response Length 59 I: NS:18 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 46 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6175 0 [Valid] DI 6176 1 [Valid] DI
6177 0 [Valid] DI 6178 0 [Valid] DI 6179 1 [Valid] DI 6180 0 [Valid] DI 6181 0
[Valid] DI 6182 0 [Valid] DI 6183 0 [Valid] DI 6184 0 [Valid] DI 6185 0
[Valid] DI 6186 0 [Valid] DI 6187 0 [Valid] DI 6188 0 [Valid] DI 6189 0
[Valid] DI 6190 0 [Valid] DI 6191 0 [Valid] DI 6192 0 [Valid] DI 6193 0
[Valid] DI 6194 0 [Valid] DI 6195 1 [Valid] DI 6196 0 [Valid] DI 6197 0
[Valid] DI 6198 0 [Valid] DI 6199 0 [Valid] DI 6200 0 [Valid] DI 6201 0
[Valid] DI 6202 0 [Valid] DI 6203 0 [Valid] DI 6204 0 [Valid] DI 6205 0
[Valid] DI 6206 0 [Valid] DI 6207 0 [Valid] DI 6208 0 [Valid] DI 6209 0
[Valid] DI 6210 0 [Valid] DI 6211 0 [Valid] DI 6212 0 [Valid] DI 6213 0
[Valid] DI 6214 0 [Valid] DI 6215 0 [Valid] DI 6216 0 [Valid] DI 6217 0
[Valid] DI 6218 0 [Valid] DI 6219 0 [Valid] DI 6220 0 [Valid]
<-- [15:43:21.314] Measured Float response Length 162 I: NS:19 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 19 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 261 772.013245 [Valid] AI
253 -718.399109 [Valid] AI 254 -19.879704 [Valid] AI 255 60.011333 [Valid] AI
262 177.306915 [Valid] AI 263 60.011044 [Valid] AI 264 0.000000 [Valid] AI 269
60.015968 [Valid] AI 270 0.000000 [Valid] AI 271 0.000000 [Valid] AI 272
0.250049 [Valid] AI 273 1.011621 [Valid] AI 274 1.868700 [Valid] AI 266
532.153870 [Valid] AI 267 60.016098 [Valid] AI 268 531.698975 [Valid] AI 278
532.728088 [Valid] AI 276 60.011845 [Valid] AI 308 -102.367393 [Valid]
--> [15:43:21.418] Supervisory request Length 4 I: NR:16
<-- [15:43:21.439] Single Point response Length 29 I: NS:20 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 16 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6221 0 [Valid] DI 6222 0 [Valid] DI
6223 0 [Valid] DI 6224 0 [Valid] DI 6225 0 [Valid] DI 6226 0 [Valid] DI 6227 0
[Valid] DI 6228 0 [Valid] DI 6229 0 [Valid] DI 6230 0 [Valid] DI 6231 0
[Valid] DI 6232 1 [Valid] DI 6233 0 [Valid] DI 6234 1 [Valid] DI 6235 0
[Valid] DI 6236 0 [Valid]
<-- [15:43:21.466] Single Point response Length 166 I: NS:21 NR:2 ASDU: Type
ID 1 <Single-point> Count 39 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6240 0 [Valid] DI 6238 0 [Valid] DI
6239 0 [Valid] DI 6241 0 [Valid] DI 6242 0 [Valid] DI 6243 1 [Valid] DI 6244 0
[Valid] DI 6245 0 [Valid] DI 6246 0 [Valid] DI 6247 0 [Valid] DI 6248 0
[Valid] DI 6249 0 [Valid] DI 6250 0 [Valid] DI 6252 0 [Valid] DI 6253 0
[Valid] DI 6495 0 [Valid] DI 6496 0 [Valid] DI 6497 0 [Valid] DI 6498 0
[Valid] DI 6499 0 [Valid] DI 6500 0 [Valid] DI 6501 0 [Valid] DI 6502 0
[Valid] DI 6503 0 [Valid] DI 6504 0 [Valid] DI 6505 0 [Valid] DI 6506 0
[Valid] DI 6507 0 [Valid] DI 6508 0 [Valid] DI 6527 0 [Valid] DI 6528 0
[Valid] DI 6523 0 [Valid] DI 6509 0 [Valid] DI 6510 0 [Valid] DI 6511 0
[Valid] DI 6512 0 [Valid] DI 6513 0 [Valid] DI 6514 0 [Valid] DI 6515 0
[Valid]
<-- [15:43:21.466] Single Point response Length 20 I: NS:22 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 7 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6516 0 [Valid] DI 6517 0 [Valid] DI
6518 0 [Valid] DI 6519 0 [Valid] DI 6520 0 [Valid] DI 6521 0 [Valid] DI 6522 0
[Valid]
<-- [15:43:21.466] Single Point response Length 15 I: NS:23 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 2 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6529 0 [Valid] DI 6530 0 [Valid]

```

```

<-- [15:43:21.466] Single Point response Length 15 I: NS:24 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 2 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6525 0 [Valid] DI 6526 0 [Valid]
<-- [15:43:21.466] Single Point response Length 81 I: NS:25 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 68 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6254 1 [Valid] DI 6255 1 [Valid] DI
6256 1 [Valid] DI 6257 1 [Valid] DI 6258 1 [Valid] DI 6259 1 [Valid] DI 6260 1
[Valid] DI 6261 1 [Valid] DI 6262 0 [Valid] DI 6263 1 [Valid] DI 6264 0
[Valid] DI 6265 0 [Valid] DI 6266 1 [Valid] DI 6267 0 [Valid] DI 6268 0
[Valid] DI 6269 1 [Valid] DI 6270 0 [Valid] DI 6271 0 [Valid] DI 6272 0
[Valid] DI 6273 0 [Valid] DI 6274 0 [Valid] DI 6275 0 [Valid] DI 6276 0
[Valid] DI 6277 0 [Valid] DI 6278 0 [Valid] DI 6279 0 [Valid] DI 6280 0
[Valid] DI 6281 0 [Valid] DI 6282 0 [Valid] DI 6283 0 [Valid] DI 6284 0
[Valid] DI 6285 0 [Valid] DI 6286 0 [Valid] DI 6287 0 [Valid] DI 6288 0
[Valid] DI 6289 0 [Valid] DI 6290 0 [Valid] DI 6291 0 [Valid] DI 6292 0
[Valid] DI 6293 0 [Valid] DI 6294 0 [Valid] DI 6295 0 [Valid] DI 6296 0
[Valid] DI 6297 0 [Valid] DI 6298 0 [Valid] DI 6299 0 [Valid] DI 6300 0
[Valid] DI 6301 0 [Valid] DI 6302 0 [Valid] DI 6303 0 [Valid] DI 6304 1
[Valid] DI 6305 0 [Valid] DI 6306 0 [Valid] DI 6307 0 [Valid] DI 6308 0
[Valid] DI 6309 0 [Valid] DI 6310 0 [Valid] DI 6311 0 [Valid] DI 6312 0
[Valid] DI 6313 0 [Valid] DI 6314 0 [Valid] DI 6315 0 [Valid] DI 6316 0
[Valid] DI 6317 0 [Valid] DI 6318 0 [Valid] DI 6319 0 [Valid] DI 6320 0
[Valid] DI 6321 0 [Valid]
<-- [15:43:21.466] Single Point response Length 52 I: NS:26 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 39 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6322 0 [Valid] DI 6323 0 [Valid] DI
6324 0 [Valid] DI 6325 0 [Valid] DI 6326 0 [Valid] DI 6327 0 [Valid] DI 6328 0
[Valid] DI 6329 0 [Valid] DI 6330 0 [Valid] DI 6331 0 [Valid] DI 6332 0
[Valid] DI 6333 0 [Valid] DI 6334 0 [Valid] DI 6335 0 [Valid] DI 6336 0
[Valid] DI 6337 0 [Valid] DI 6338 0 [Valid] DI 6339 0 [Valid] DI 6340 0
[Valid] DI 6341 0 [Valid] DI 6342 0 [Valid] DI 6343 0 [Valid] DI 6344 0
[Valid] DI 6345 0 [Valid] DI 6346 0 [Valid] DI 6347 0 [Valid] DI 6348 0
[Valid] DI 6349 0 [Valid] DI 6350 0 [Valid] DI 6351 0 [Valid] DI 6352 0
[Valid] DI 6353 0 [Valid] DI 6354 0 [Valid] DI 6355 0 [Valid] DI 6356 0
[Valid] DI 6357 0 [Valid] DI 6358 0 [Valid] DI 6359 0 [Valid] DI 6360 0
[Valid]
<-- [15:43:21.466] Single Point response Length 22 I: NS:27 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 9 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6361 0 [Valid] DI 6362 0 [Valid] DI
6363 0 [Valid] DI 6364 0 [Valid] DI 6365 0 [Valid] DI 6366 0 [Valid] DI 6367 0
[Valid] DI 6368 0 [Valid] DI 6369 0 [Valid]
--> [15:43:21.578] Supervisory request Length 4 I: NR:24
<-- [15:43:21.600] Single Point response Length 81 I: NS:28 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 68 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6372 1 [Valid] DI 6373 1 [Valid] DI
6374 1 [Valid] DI 6375 1 [Valid] DI 6376 1 [Valid] DI 6377 1 [Valid] DI 6378 1
[Valid] DI 6379 1 [Valid] DI 6380 0 [Valid] DI 6381 1 [Valid] DI 6382 0
[Valid] DI 6383 0 [Valid] DI 6384 1 [Valid] DI 6385 0 [Valid] DI 6386 0
[Valid] DI 6387 1 [Valid] DI 6388 0 [Valid] DI 6389 0 [Valid] DI 6390 0
[Valid] DI 6391 0 [Valid] DI 6392 0 [Valid] DI 6393 0 [Valid] DI 6394 0
[Valid] DI 6395 0 [Valid] DI 6396 0 [Valid] DI 6397 0 [Valid] DI 6398 0
[Valid] DI 6399 0 [Valid] DI 6400 0 [Valid] DI 6401 0 [Valid] DI 6402 1
[Valid] DI 6403 0 [Valid] DI 6404 0 [Valid] DI 6405 0 [Valid] DI 6406 0
[Valid] DI 6407 0 [Valid] DI 6408 0 [Valid] DI 6409 0 [Valid] DI 6410 0
[Valid] DI 6411 0 [Valid] DI 6412 0 [Valid] DI 6413 0 [Valid] DI 6414 0
[Valid] DI 6415 0 [Valid] DI 6416 0 [Valid] DI 6417 0 [Valid] DI 6418 0

```

```

[Valid] DI 6419 0 [Valid] DI 6420 0 [Valid] DI 6421 0 [Valid] DI 6422 1
[Valid] DI 6423 0 [Valid] DI 6424 0 [Valid] DI 6425 0 [Valid] DI 6426 0
[Valid] DI 6427 0 [Valid] DI 6428 0 [Valid] DI 6429 0 [Valid] DI 6430 0
[Valid] DI 6431 0 [Valid] DI 6432 0 [Valid] DI 6433 0 [Valid] DI 6434 0
[Valid] DI 6435 0 [Valid] DI 6436 0 [Valid] DI 6437 0 [Valid] DI 6438 0
[Valid] DI 6439 0 [Valid]
<-- [15:43:21.623] Single Point response Length 52 I: NS:29 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 39 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6440 0 [Valid] DI 6441 0 [Valid] DI
6442 0 [Valid] DI 6443 0 [Valid] DI 6444 0 [Valid] DI 6445 0 [Valid] DI 6446 0
[Valid] DI 6447 0 [Valid] DI 6448 0 [Valid] DI 6449 0 [Valid] DI 6450 0
[Valid] DI 6451 0 [Valid] DI 6452 0 [Valid] DI 6453 0 [Valid] DI 6454 0
[Valid] DI 6455 0 [Valid] DI 6456 0 [Valid] DI 6457 0 [Valid] DI 6458 0
[Valid] DI 6459 0 [Valid] DI 6460 0 [Valid] DI 6461 0 [Valid] DI 6462 0
[Valid] DI 6463 0 [Valid] DI 6464 0 [Valid] DI 6465 0 [Valid] DI 6466 0
[Valid] DI 6467 0 [Valid] DI 6468 0 [Valid] DI 6469 0 [Valid] DI 6470 0
[Valid] DI 6471 0 [Valid] DI 6472 0 [Valid] DI 6473 0 [Valid] DI 6474 0
[Valid] DI 6475 0 [Valid] DI 6476 0 [Valid] DI 6477 0 [Valid] DI 6478 0
[Valid]
<-- [15:43:21.623] Single Point response Length 22 I: NS:30 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 9 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6479 0 [Valid] DI 6480 0 [Valid] DI
6481 0 [Valid] DI 6482 0 [Valid] DI 6483 0 [Valid] DI 6484 0 [Valid] DI 6485 0
[Valid] DI 6486 0 [Valid] DI 6487 0 [Valid]
<-- [15:43:21.623] Single Point response Length 17 I: NS:31 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 4 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6491 0 [Valid] DI 6492 0 [Valid] DI
6493 0 [Valid] DI 6494 0 [Valid]
<-- [15:43:21.623] Double Point response Length 15 I: NS:32 NR:2 ASDU: Type ID
3 <Double-point> SQ Count 2 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI2 3108 2 [Valid] DI2 3109 2 [Valid]
<-- [15:43:21.623] Single Point response Length 17 I: NS:33 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 4 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6169 1 [Valid] DI 6170 0 [Valid] DI
6171 0 [Valid] DI 6172 0 [Valid]
<-- [15:43:21.623] Single Point response Length 66 I: NS:34 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> Count 14 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6115 0 [Valid] DI 6020 1 [Invalid] DI
6104 1 [Valid] DI 6105 0 [Valid] DI 6106 0 [Valid] DI 6107 0 [Valid] DI 6020 0
[Valid] DI 6174 0 [Valid] DI 6108 1 [Valid] DI 6109 0 [Valid] DI 6110 0
[Valid] DI 6111 0 [Valid] DI 6112 1 [Valid] DI 6370 0 [Valid]
<-- [15:43:21.623] Double Point response Length 15 I: NS:35 NR:2 ASDU: Type ID
3 <Double-point> SQ Count 2 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI2 3104 2 [Valid] DI2 3105 2 [Valid]
--> [15:43:21.738] Supervisory request Length 4 I: NR:32
<-- [15:43:21.757] Double Point response Length 16 I: NS:36 NR:2 ASDU: Type ID
3 <Double-point> SQ Count 3 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI2 3111 2 [Valid] DI2 3112 2 [Valid] DI2
3113 2 [Valid]
<-- [15:43:21.792] Single Point response Length 166 I: NS:37 NR:2 ASDU: Type
ID 1 <Single-point> Count 39 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6488 0 [Valid] DI 6167 0 [Valid] DI
6541 0 [Valid] DI 6168 0 [Valid] DI 6556 0 [Valid] DI 6540 0 [Valid] DI 6545 0
[Valid] DI 6552 0 [Valid] DI 6539 0 [Valid] DI 6544 0 [Valid] DI 6546 0
[Valid] DI 6547 0 [Valid] DI 6542 0 [Valid] DI 6543 0 [Valid] DI 6557 0
[Valid] DI 6558 0 [Valid] DI 6559 0 [Valid] DI 6560 0 [Valid] DI 6561 0

```

```

[Valid] DI 6562 0 [Valid] DI 6563 0 [Valid] DI 6564 1 [Valid] DI 6565 0
[Valid] DI 6566 0 [Valid] DI 6567 0 [Valid] DI 6568 0 [Valid] DI 6569 0
[Valid] DI 6570 0 [Valid] DI 6571 0 [Valid] DI 6572 0 [Valid] DI 6573 0
[Valid] DI 6599 1 [Valid] DI 6603 1 [Valid] DI 6548 0 [Valid] DI 6549 0
[Valid] DI 6550 0 [Valid] DI 6551 0 [Valid] DI 6553 1 [Valid] DI 6554 0
[Valid]
<-- [15:43:21.792] Double Point response Length 26 I: NS:38 NR:2 ASDU: Type ID
3 <Double-point> Count 4 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI2 3115 2 [Valid] DI2 3114 1 [Valid] DI2
3117 2 [Valid] DI2 3116 2 [Valid]
<-- [15:43:21.792] Single Point response Length 122 I: NS:39 NR:2 ASDU: Type
ID 1 <Single-point> Count 28 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6555 0 [Valid] DI 6588 1 [Valid] DI
6589 1 [Valid] DI 6590 1 [Valid] DI 6591 0 [Valid] DI 6592 0 [Valid] DI 6593 1
[Valid] DI 6594 1 [Valid] DI 6595 1 [Valid] DI 6596 0 [Valid] DI 6597 0
[Valid] DI 6600 0 [Valid] DI 6604 0 [Valid] DI 6598 0 [Valid] DI 6601 0
[Valid] DI 6602 0 [Valid] DI 6574 1 [Valid] DI 6575 1 [Valid] DI 6576 1
[Valid] DI 6577 1 [Valid] DI 6578 1 [Valid] DI 6579 1 [Valid] DI 6580 1
[Valid] DI 6581 1 [Valid] DI 6582 1 [Valid] DI 6583 1 [Valid] DI 6584 1
[Valid] DI 6585 1 [Valid]
<-- [15:43:21.792] Measured Float response Length 18 I: NS:40 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 411 1.000000 [Valid]
<-- [15:43:21.792] Measured Float response Length 98 I: NS:41 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> SQ Count 17 Cause of transmission 20
<Interrogated by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 279 111.888718
[Valid] AI 280 110.946304 [Valid] AI 281 111.577942 [Valid] AI 282 83.475006
[Valid] AI 283 70.940628 [Valid] AI 284 82.603134 [Valid] AI 285 70.096878
[Valid] AI 286 82.828133 [Valid] AI 287 70.996887 [Valid] AI 288 0.000000
[Valid] AI 289 14.000000 [Valid] AI 290 0.000000 [Valid] AI 291 0.000000
[Valid] AI 292 407.000000 [Valid] AI 293 5.000000 [Valid] AI 294 3.000000
[Valid] AI 295 2010.000000 [Valid]
<-- [15:43:21.792] Measured Float response Length 162 I: NS:42 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 19 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 296 150.399994 [Valid] AI
304 152.279999 [Valid] AI 313 7.520000 [Valid] AI 321 75.199997 [Valid] AI 297
12.000000 [Valid] AI 298 16.000000 [Valid] AI 299 33.000000 [Valid] AI 300
640.000000 [Valid] AI 301 5.000000 [Valid] AI 302 3.000000 [Valid] AI 303
2010.000000 [Valid] AI 305 12.000000 [Valid] AI 306 16.000000 [Valid] AI 307
33.000000 [Valid] AI 309 640.000000 [Valid] AI 310 5.000000 [Valid] AI 311
3.000000 [Valid] AI 312 2010.000000 [Valid] AI 314 12.000000 [Valid]
<-- [15:43:21.792] Measured Float response Length 43 I: NS:43 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> SQ Count 6 Cause of transmission 20
<Interrogated by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 315 16.000000
[Valid] AI 316 33.000000 [Valid] AI 317 640.000000 [Valid] AI 318 5.000000
[Valid] AI 319 3.000000 [Valid] AI 320 2010.000000 [Valid]
--> [15:43:21.833] Supervisory request Length 4 I: NR:40
<-- [15:43:21.856] Single Point response Length 15 I: NS:44 NR:2 ASDU: Type ID
1 <Single-point> SQ Count 2 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6586 1 [Valid] DI 6587 1 [Valid]
<-- [15:43:21.891] Double Point response Length 38 I: NS:45 NR:2 ASDU: Type ID
3 <Double-point> Count 7 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI2 3107 2 [Valid] DI2 3106 2 [Valid] DI2
3100 2 [Valid] DI2 3101 2 [Valid] DI2 3103 1 [Valid] DI2 3102 2 [Valid] DI2
3110 2 [Valid]

```

```

<-- [15:43:21.891] Single Point response Length 130 I: NS:46 NR:2 ASDU: Type
ID 1 <Single-point> Count 30 Cause of transmission 20 <Interrogated by general
interrogation Origin 0> Comm Addr 4 DI 6114 0 [Valid] DI 6113 0 [Valid] DI
6016 1 [Valid] DI 6017 1 [Valid] DI 6019 1 [Invalid] DI 6019 0 [Valid] DI 6018
1 [Invalid] DI 6018 1 [Valid] DI 6173 1 [Valid] DI 6014 0 [Valid] DI 6015 1
[Valid] DI 6013 0 [Valid] DI 6532 0 [Valid] DI 6533 1 [Valid] DI 6537 0
[Valid] DI 6535 0 [Valid] DI 6534 0 [Valid] DI 6536 0 [Valid] DI 6001 0
[Valid] DI 6538 0 [Valid] DI 6002 0 [Valid] DI 6003 0 [Valid] DI 6008 0
[Valid] DI 6005 0 [Valid] DI 6004 0 [Valid] DI 6006 0 [Valid] DI 6007 0
[Valid] DI 6012 0 [Valid] DI 6010 0 [Valid] DI 6011 0 [Valid]
<-- [15:43:21.891] Interrogation response Length 14 I: NS:47 NR:2 ASDU: Type
ID 100 <Interrogation command> Count 1 Cause of transmission 10 <Activation
termination Origin 0> Comm Addr 4 QOI 20 <Station interrogation>
<-- [15:43:21.891] Measured Float response Length 88 I: NS:48 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> SQ Count 15 Cause of transmission 20
<Interrogated by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 322 12.000000
[Valid] AI 323 16.000000 [Valid] AI 324 33.000000 [Valid] AI 325 609.000000
[Valid] AI 326 5.000000 [Valid] AI 327 3.000000 [Valid] AI 328 2010.000000
[Valid] AI 329 0.000000 [Valid] AI 330 14.000000 [Valid] AI 331 1.000000
[Valid] AI 332 1.000000 [Valid] AI 333 513.000000 [Valid] AI 334 5.000000
[Valid] AI 335 3.000000 [Valid] AI 336 2010.000000 [Valid]
<-- [15:43:21.891] Measured Float response Length 162 I: NS:49 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 19 Cause of transmission 20 <Interrogated
by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 337 152.279999 [Valid] AI
345 150.399994 [Valid] AI 353 150.399994 [Valid] AI 361 0.000000 [Valid] AI
338 12.000000 [Valid] AI 339 16.000000 [Valid] AI 340 33.000000 [Valid] AI 341
609.000000 [Valid] AI 342 5.000000 [Valid] AI 343 3.000000 [Valid] AI 344
2010.000000 [Valid] AI 346 12.000000 [Valid] AI 347 16.000000 [Valid] AI 348
33.000000 [Valid] AI 349 609.000000 [Valid] AI 350 5.000000 [Valid] AI 351
3.000000 [Valid] AI 352 2010.000000 [Valid] AI 354 12.000000 [Valid]
<-- [15:43:21.891] Measured Float response Length 43 I: NS:50 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> SQ Count 6 Cause of transmission 20
<Interrogated by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 355 16.000000
[Valid] AI 356 33.000000 [Valid] AI 357 609.000000 [Valid] AI 358 5.000000
[Valid] AI 359 3.000000 [Valid] AI 360 2010.000000 [Valid]
<-- [15:43:21.891] Measured Float response Length 168 I: NS:51 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> SQ Count 31 Cause of transmission 20
<Interrogated by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 362 12.000000
[Valid] AI 363 16.000000 [Valid] AI 364 33.000000 [Valid] AI 365 609.000000
[Valid] AI 366 5.000000 [Valid] AI 367 3.000000 [Valid] AI 368 2010.000000
[Valid] AI 369 2.000000 [Valid] AI 370 221.378983 [Valid] AI 371 221.028625
[Valid] AI 372 217.875458 [Valid] AI 373 19.971313 [Valid] AI 374 15.332500
[Valid] AI 375 14.111759 [Valid] AI 376 222.517624 [Valid] AI 377 222.430038
[Valid] AI 378 217.875458 [Valid] AI 379 223.393509 [Valid] AI 380 221.816925
[Valid] AI 381 219.977570 [Valid] AI 382 0.000000 [Valid] AI 383 0.000000
[Valid] AI 384 0.000000 [Valid] AI 385 60.000000 [Invalid] AI 386 0.000000
[Valid] AI 387 0.000000 [Valid] AI 388 0.000000 [Invalid] AI 389 220.960114
[Valid] AI 390 221.875671 [Valid] AI 391 221.417892 [Valid] AI 392 -0.186163
[Valid]
--> [15:43:21.993] Supervisory request Length 4 I: NR:48
<-- [15:43:22.012] Measured Float response Length 43 I: NS:52 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> SQ Count 6 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 282 83.475006 [Valid] AI 283 70.940628 [Valid] AI 284
82.603134 [Valid] AI 285 70.096878 [Valid] AI 286 82.828133 [Valid] AI 287
70.996887 [Valid]

```

```

<-- [15:43:22.034] Measured Float response Length 103 I: NS:53 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> SQ Count 18 Cause of transmission 20
<Interrogated by general interrogation Origin 0> Comm Addr 4 AI 393 134.000671
[Valid] AI 394 221.417892 [Valid] AI 395 221.509445 [Valid] AI 396 221.051666
[Valid] AI 397 0.180059 [Valid] AI 398 133.634445 [Valid] AI 399 4.803613
[Valid] AI 400 134.156311 [Valid] AI 401 0.000000 [Invalid] AI 402 133.652756
[Valid] AI 403 2.758873 [Valid] AI 404 3.384503 [Valid] AI 405 1.507614
[Valid] AI 406 5.169836 [Valid] AI 407 1.797540 [Valid] AI 408 2.728355
[Valid] AI 409 1.385540 [Valid] AI 410 3.430280 [Valid]
<-- [15:43:22.034] Measured Float response Length 50 I: NS:54 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 5 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 266 532.153870 [Valid] AI 268 531.698975 [Valid] AI
270 0.000000 [Valid] AI 271 0.000000 [Valid] AI 278 532.728088 [Valid]
<-- [15:43:22.153] Measured Float response Length 18 I: NS:55 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 256 534.075867 [Valid]
<-- [15:43:22.188] Measured Float response Length 18 I: NS:56 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 257 531.665894 [Valid]
<-- [15:43:22.188] Measured Float response Length 18 I: NS:57 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 258 537.908630 [Valid]
<-- [15:43:22.188] Measured Float response Length 18 I: NS:58 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 262 177.306915 [Valid]
<-- [15:43:22.188] Measured Float response Length 18 I: NS:59 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 264 0.000000 [Valid]
--> [15:43:22.248] Supervisory request Length 4 I: NR:56
<-- [15:43:22.453] Measured Float response Length 18 I: NS:60 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 260 785.437805 [Valid]
<-- [15:43:22.471] Measured Float response Length 18 I: NS:61 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 261 772.013245 [Valid]
<-- [15:43:22.640] Measured Float response Length 18 I: NS:62 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 406 4.651021 [Valid]
<-- [15:43:22.703] Measured Float response Length 18 I: NS:63 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 282 83.475006 [Valid]
<-- [15:43:22.724] Measured Float response Length 18 I: NS:64 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 283 70.940628 [Valid]
<-- [15:43:22.743] Measured Float response Length 18 I: NS:65 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 284 82.603134 [Valid]
<-- [15:43:22.743] Measured Float response Length 18 I: NS:66 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 285 70.096878 [Valid]
<-- [15:43:22.743] Measured Float response Length 18 I: NS:67 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 286 82.828133 [Valid]
--> [15:43:22.816] Supervisory request Length 4 I: NR:64

```

<-- [15:43:22.835] Measured Float response Length 18 I: NS:68 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 287 70.996887 [Valid]  
<-- [15:43:22.962] Measured Float response Length 18 I: NS:69 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 389 221.326340 [Valid]  
<-- [15:43:23.163] Measured Float response Length 18 I: NS:70 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 410 3.811762 [Valid]  
<-- [15:43:23.533] Measured Float response Length 18 I: NS:71 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 404 3.125095 [Valid]  
--> [15:43:23.629] Supervisory request Length 4 I: NR:72  
<-- [15:43:23.813] Measured Float response Length 18 I: NS:72 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 282 83.475006 [Valid]  
<-- [15:43:23.832] Measured Float response Length 18 I: NS:73 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 283 70.940628 [Valid]  
<-- [15:43:23.832] Measured Float response Length 18 I: NS:74 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 284 82.603134 [Valid]  
<-- [15:43:23.832] Measured Float response Length 18 I: NS:75 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 285 70.096878 [Valid]  
<-- [15:43:23.851] Measured Float response Length 18 I: NS:76 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 286 82.828133 [Valid]  
<-- [15:43:23.851] Measured Float response Length 18 I: NS:77 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 287 70.996887 [Valid]  
<-- [15:43:23.873] Measured Float response Length 18 I: NS:78 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 266 532.153870 [Valid]  
<-- [15:43:23.893] Measured Float response Length 18 I: NS:79 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 268 531.698975 [Valid]  
<-- [15:43:23.893] Measured Float response Length 18 I: NS:80 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 270 0.000000 [Valid]  
--> [15:43:23.956] Supervisory request Length 4 I: NR:80  
<-- [15:43:23.983] Measured Float response Length 18 I: NS:81 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 271 0.000000 [Valid]  
<-- [15:43:24.001] Measured Float response Length 18 I: NS:82 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 278 532.728088 [Valid]  
<-- [15:43:24.163] Measured Float response Length 18 I: NS:83 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 256 534.075867 [Valid]  
<-- [15:43:24.182] Measured Float response Length 18 I: NS:84 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 257 531.665894 [Valid]  
<-- [15:43:24.182] Measured Float response Length 18 I: NS:85 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 258 537.908630 [Valid]

```

<-- [15:43:24.182] Measured Float response Length 18 I: NS:86 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 262 177.306915 [Valid]
<-- [15:43:24.200] Measured Float response Length 18 I: NS:87 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 264 0.000000 [Valid]
--> [15:43:24.276] Supervisory request Length 4 I: NR:88
<-- [15:43:24.366] Measured Float response Length 18 I: NS:88 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 409 1.446577 [Valid]
<-- [15:43:24.473] Measured Float response Length 18 I: NS:89 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 260 784.385925 [Valid]
<-- [15:43:24.491] Measured Float response Length 18 I: NS:90 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 261 771.425049 [Valid]
<-- [15:43:24.535] Measured Float response Length 18 I: NS:91 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 399 4.452651 [Valid]
<-- [15:43:24.803] Measured Float response Length 18 I: NS:92 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 282 83.475006 [Valid]
<-- [15:43:24.857] Measured Float response Length 18 I: NS:93 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 283 70.940628 [Valid]
<-- [15:43:24.857] Measured Float response Length 18 I: NS:94 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 284 82.603134 [Valid]
<-- [15:43:24.857] Measured Float response Length 18 I: NS:95 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 285 70.096878 [Valid]
<-- [15:43:24.857] Measured Float response Length 18 I: NS:96 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 286 82.828133 [Valid]
<-- [15:43:24.857] Measured Float response Length 18 I: NS:97 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 287 70.996887 [Valid]
--> [15:43:24.916] Supervisory request Length 4 I: NR:96
<-- [15:43:25.199] Measured Float response Length 18 I: NS:98 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 407 1.965392 [Valid]
<-- [15:43:25.399] Measured Float response Length 18 I: NS:99 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 372 217.612686 [Valid]
<-- [15:43:25.792] Measured Float response Length 18 I: NS:100 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 282 83.475006 [Valid]
<-- [15:43:25.813] Measured Float response Length 18 I: NS:101 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 283 70.940628 [Valid]
<-- [15:43:25.834] Measured Float response Length 18 I: NS:102 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 284 82.603134 [Valid]
<-- [15:43:25.834] Measured Float response Length 18 I: NS:103 NR:2 ASDU: Type
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous
Origin 0> Comm Addr 4 AI 285 70.096878 [Valid]

```

<-- [15:43:25.834] Measured Float response Length 18 I: NS:104 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 286 82.828133 [Valid]  
<-- [15:43:25.834] Measured Float response Length 18 I: NS:105 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 287 70.996887 [Valid]  
<-- [15:43:25.863] Measured Float response Length 18 I: NS:106 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 266 532.215088 [Valid]  
--> [15:43:25.901] Supervisory request Length 4 I: NR:104  
<-- [15:43:25.904] Measured Float response Length 18 I: NS:107 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 267 60.004501 [Valid]  
<-- [15:43:25.987] Measured Float response Length 43 I: NS:108 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> SQ Count 6 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 268 531.767639 [Valid] AI 269 60.004658 [Valid] AI 270 0.000000 [Valid] AI 271 0.000000 [Valid] AI 272 1.380349 [Valid] AI 273 0.502561 [Valid]  
<-- [15:43:25.987] Measured Float response Length 18 I: NS:109 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 274 1.346707 [Valid]  
<-- [15:43:26.013] Measured Float response Length 18 I: NS:110 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 278 532.728088 [Valid]  
<-- [15:43:26.143] Measured Float response Length 18 I: NS:111 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 256 534.075867 [Valid]  
<-- [15:43:26.163] Measured Float response Length 18 I: NS:112 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 257 531.665894 [Valid]  
<-- [15:43:26.182] Measured Float response Length 18 I: NS:113 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 258 537.908630 [Valid]  
<-- [15:43:26.182] Measured Float response Length 18 I: NS:114 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 262 177.306915 [Valid]  
<-- [15:43:26.182] Measured Float response Length 18 I: NS:115 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 264 0.000000 [Valid]  
--> [15:43:26.221] Supervisory request Length 4 I: NR:112  
<-- [15:43:26.452] Measured Float response Length 18 I: NS:116 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 260 784.385925 [Valid]  
<-- [15:43:26.510] Measured Float response Length 18 I: NS:117 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 261 771.425049 [Valid]  
<-- [15:43:26.803] Measured Float response Length 18 I: NS:118 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 282 83.475006 [Valid]  
<-- [15:43:26.821] Measured Float response Length 18 I: NS:119 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 283 70.940628 [Valid]  
<-- [15:43:26.882] Measured Float response Length 18 I: NS:120 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 284 82.603134 [Valid]

<-- [15:43:26.882] Measured Float response Length 18 I: NS:121 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 285 70.096878 [Valid]  
<-- [15:43:26.882] Measured Float response Length 18 I: NS:122 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 286 82.828133 [Valid]  
<-- [15:43:26.882] Measured Float response Length 18 I: NS:123 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 287 70.996887 [Valid]  
**--> [15:43:26.941] Supervisory request Length 4 I: NR:120**<-- [15:43:27.296] Measured Float response Length 18 I: NS:124 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 380 221.466568 [Valid]  
<-- [15:43:27.833] Measured Float response Length 18 I: NS:125 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 282 83.475006 [Valid]  
<-- [15:43:27.853] Measured Float response Length 18 I: NS:126 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 283 70.940628 [Valid]  
<-- [15:43:27.853] Measured Float response Length 18 I: NS:127 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 284 82.603134 [Valid]  
<-- [15:43:27.853] Measured Float response Length 18 I: NS:128 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 285 70.096878 [Valid]  
<-- [15:43:27.853] Measured Float response Length 18 I: NS:129 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 286 82.828133 [Valid]  
<-- [15:43:27.853] Measured Float response Length 18 I: NS:130 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 287 70.996887 [Valid]  
<-- [15:43:27.883] Measured Float response Length 18 I: NS:131 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 266 532.215088 [Valid]  
**--> [15:43:27.948] Supervisory request Length 4 I: NR:128**  
<-- [15:43:27.967] Measured Float response Length 26 I: NS:132 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 2 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 268 531.767639 [Valid] AI 270 0.000000 [Valid]  
<-- [15:43:27.985] Measured Float response Length 18 I: NS:133 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 271 0.000000 [Valid]  
<-- [15:43:28.003] Measured Float response Length 18 I: NS:134 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 278 532.106873 [Valid]  
<-- [15:43:28.021] Measured Float response Length 18 I: NS:135 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 276 59.998974 [Valid]  
<-- [15:43:28.041] Measured Float response Length 18 I: NS:136 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 308 -102.537376 [Valid]  
<-- [15:43:28.041] Measured Float response Length 18 I: NS:137 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 279 111.888229 [Valid]  
<-- [15:43:28.041] Measured Float response Length 18 I: NS:138 NR:2 ASDU: Type ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous Origin 0> Comm Addr 4 AI 280 111.257950 [Valid]

<-- [15:43:28.041] Measured Float response Length 18 I: NS:139 NR:2 ASDU: Type  
ID 13 <Measured value - float> Count 1 Cause of transmission 3 <Spontaneous  
Origin 0> Comm Addr 4 AI 281 111.424446 [Valid]

## ANEXO 4

---

Tabela ANSI

---

<b>Código ANSI</b>	<b>Descritivo da Função</b>
1	Elemento Principal
2	Função de partida/ fechamento temporizado
3	Função de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Disjuntor de anodo
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência das unidades
11	Reservada para futura aplicação
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Reservado para futura aplicação
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Chave de sequência operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade

37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Reservado para futura aplicação
40	Relé de perda de excitação
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/ chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência manual
44	Relé de sequência de partida
45	Reservado para futura aplicação
46	Relé de desbalanceamento de corrente de fase
47	Relé de sequência de fase de tensão
48	Relé de sequência incompleta/ partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé de proteção de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato eletricamente operado
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Função de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Transmissor de impulsos
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falha de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Reservado para futura aplicação
81	Relé de sub/ sobrefrequência
82	Relé de religamento CC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação

86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95 à 99	Usado para aplicações específicas

**Tabela A4.1 – Tabela ANSI.**

### **Complementação da Tabela ANSI:**

- 50N sobrecorrente instantâneo de neutro  
51N sobrecorrente temporizado de neutro ( tempo definido ou curvas inversas)  
50G sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)  
51G sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)  
50BF relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)  
51Q relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas  
51V relé de sobrecorrente com restrição de tensão  
51C relé de sobrecorrente com controle de torque  
59Q relé de sobretensão de seqüência negativa  
59N relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G)  
64 relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G. A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.
- 67N relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)  
67G relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)  
67Q relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa

### **Proteção Diferencial - ANSI 87:**

O relé diferencial 87 pode ser de diversas maneiras:

- 87T diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos)  
87G diferencial de geradores;  
87GT proteção diferencial do grupo gerador-transformador  
87B diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância.

Pode-se encontrar em circuitos industriais elementos de sobrecorrente ligados num esquema diferencial, onde os TC's de fases são somados e ligados ao relé de sobrecorrente. Também encontra-se um esquema de seletividade lógica para realizar a função diferencial de barras.

87M diferencial de motores - Neste caso pode ser do tipo percentual ou do tipo autobalanceado.

O percentual utiliza um circuito diferencial através de 3 TC's de fases e 3 TC's no neutro do motor. O tipo autobalanceado utiliza um jogo de 3 TC's nos terminais do motor, conectados de forma à obter a somatória das correntes de cada fase e neutro. Na realidade, trata-se de um elemento de sobrecorrente, onde o esquema é diferencial e não o relé.

## ***Referências Bibliográficas***

- [1] LUTTERODT, S., LOGEAY, Y., KNOEPFEL, R., SKIOLD, R., “Improving Human Performance in the Control Center”, on behalf of CIGRE WG 39.03, ELECTRA n°. 174, pp.90-105, Oct 1997.
- [2] OLIVEIRA, J. J. R., LIMA, L. C., NETO, C. A. S., PEREIRA, L. A. C., SOLLERO, R. B., LEITE, C. R. R., JUNIOR, O. F. R., VOLSKIS, H. A. R., “Sistema para Treinamento e Certificação de Operadores no Ambiente SAGE”.
- [3] MORAES, G. D. A., TERENCE, A. C. F., FILHO, E. E., “a Tecnologia da Informação como Suporte à Gestão Estratégica da Informação na Pequena Empresa”, *Revista de Gestão da Tecnologia e Sistemas de Informação, Vol. 1, No. 1, 2004, pp. 28-44, 2004.*
- [4] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, “Requisitos de Telesupervisão para a Operação”, *Sub Módulo 2.7 dos Procedimento de Redes, Rev. 1.0, Resolução Normativa No. 302/09 da ANEEL, 06/08/2009.*
- [5] ALVES, J. M. T., “Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança Aplicado à Operação em Tempo Real Utilizando Processamento Distribuído”, *Tese de Mestrado apresentada na COPPE, 2005.*
- [6] WOOK, A. J., WOLLENBERG, B. F., *Power Generation, Operation and Control. 2 ed, New York, John Wiley & Sons, 1996.*
- [7] OLIVEIRA, J. J. R., PEREIRA, L. A. C., LIMA, L. C., SOLLERO, R. B., LEITE, C. R. R., MUNIZ, R. B., COSTA, C. A. B., CAVALCANTE, M. S., CARMO, U. A. C., ARAUJO, A. S., MEIRELES, L. C., “Treinamento e Certificação de Operadores no Sistema SAGE Empregando o Simulador EPRI/OTS”, Grupo de Estudos de Operação de Sistemas Elétricos, XVIII SNPTEE, Curitiba-Paraná, Out 2005.
- [8] ARAUJO, A. S., PEDROSA, A. J., SILVA, R. F., “Experiência da CHESF na Implantação de um Simulador nos Centros de Operação”, Grupo de Estudos de Operação de Sistemas Elétricos, XVI SNPTEE, Campinas – São Paulo, Out 2001.
- [9] KROST, G., ALLAMBY, S., LEHTONEN, P., “Organization and Justification of Power System Operators Training”, on behalf of CIGRE WG 39.03, CIGRE SC39 Colloquium, Curitiba/Brazil, Nov 1999.

- [10] KROST, G. et al., “Impacts of Operators’ Selection and Training on Power System Performance” on behalf of CIGRE 39.03, CIGRE SC 39 Session, Paris, 1998.
- [11] CUKALEVSKI, N., JOHANSSON, A., “Requirement set on Control Room Personnel”, CIGRE SC 39 Colloquium, Sydney, Australia, Set 1993.
- [12] VOLSKIS, H. A. R., ESTEVES, A. C., FERNANDES, J. L. M., QUADROS, M. A., ALVES, J. M. T., LIMA, L. C., OLIVEIRA, J. J. R., PEREIRA, L. A. C., “Experiência do ONS em Simuladores de Treinamento no Centro Nacional (CNOS) e no Centro Regional Sul (COSR-S)”, Grupo de Estudos de Operação de Sistemas Elétricos, XVIII SNPTEE, Curitiba-Paraná, Out 2005.
- [13] FALCÃO, D. M., “Smart Grids e Mocroredes: O Futuro Já é Presente”, VIII SIMPASE, Rio de Janeiro – Rio de Janeiro, AGO 2009.
- [14] PINTO, R. L., LIMA, R. T., MIRANDA, E. C. G., PARDAL, J. T. C., MENDONÇA, J. M. A., FERREIRA, L. C. A., “As automações no processo de apuração da Transmissão no Regional Sudeste do ONS com o Advento da REN 270/07”, VIII SIMPASE, Rio de Janeiro – Rio de Janeiro, AGO 2009.
- [15] AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, “Resolução Normativa No. 270/07 de 26 de Junho de 2007”, Brasília, JUN 2007.
- [16] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC, “International Standard 60870-5-104 – Telecontrol Equipment and Systems”, 1ed, Genebra, DEZ 2000.
- [17] PORTAL ELETRONICO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ – Seção de Cultural: <http://www.cultura.ufpa.br/dicas/net1/int-h194.htm>