

BC

FT-662

JOSÉ SIDNEI COLOMBO MARTINI

**TELEOPERAÇÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA EM COMPLEXO
DE GRANDE PORTE**

**Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo, para a obtenção do
título de Professor Livre Docente junto ao
Departamento de Engenharia de Computação e
Sistemas Digitais.**

CONSULTA

FT-662

São Paulo
1992

MARTINI, José Sidnei Colombo

Teleoperação da Geração e Transmissão de Energia
Elétrica em Complexo de Grande Porte

São Paulo, 1992.

207p.

Tese (Livre Docência) - Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Computação e Sistemas Digitais.

1. Teleoperação 2. Energia Elétrica

I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica
Departamento de Engenharia de Computação e
Sistemas Digitais II.t

FT-566

1/10
1/10
1/10

À
Maristela,
Edviges, Carlos
Giuliana e Guilherme,
pelo que são,
pelo que foram e
pelo que sempre serão.

AGRADECIMENTOS

Aos Professores Selma S.S. Melnikoff e Moacyr Martucci Jr. pelo companheirismo e estímulo constantes.

Aos Professores Antonio Helio Guerra Vieira, Francisco Romeu Landi, Antonio M.A. Massola e Francisco J.O.Dias pelo constante incentivo à progressão na carreira acadêmica.

Aos Eng^{os}. Silvio R. Areco Gomes, Luiz Tarcisio Castello Branco Sampaio e Etienne Lutz líderes das equipes técnicas da CESP-Companhia Energética de São Paulo, Comsip Engenharia S.A. e Cegelec, respectivamente, pela dedicação.

Aos amigos Márcia K. Carvalho, Olga S. Martucci, Vera Maria C. Toledo e Rui Mascarenhas Pires pela dedicação e esmero na fase de preparação deste trabalho.

Eng^o. Jose Olyntho Machado Junior, Diretor de Produção e Transmissão da CESP, pela permissão do uso do tema para a realização deste trabalho.

Ao Almirante Othon Luiz Pinheiro da Silva, Presidente da Coordenadoria para Projetos Especiais do Ministério da Marinha - COPESP, pelo apoio a este trabalho e ao desenvolvimento tecnológico brasileiro.

À Escola Politécnica da USP pela constante acolhida e hospitalidade acadêmica.

Aos familiares e amigos pela compreensão e carinho que sempre ofertaram.

À Deus, pela vida e pelas forças que me trouxeram até aqui.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE ABREVIATURAS

RESUMO

"ABSTRACT"

1	INTRODUÇÃO	1
2	CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO TELEOPERADO	11
2.2	O Sistema Elétrico considerado	15
2.2.1	Sistema Gerador	15
2.2.2	Sistema de Transmissão	16
2.2.3	Subestações	17
2.2.4	Áreas de Controle	18
2.3	Organização da área de operação	19
2.3.1	Divisão de Produção - TOP	20
2.3.2	Divisão de Análise da Operação - TOA	21
2.3.3	Centro de Operação do Sistema - COS	22
2.3.4	Divisão de Hidrometeorologia - TOH	23
2.3.5	Gerências Regionais de Operação	23
2.4	Recursos utilizados na operação do sistema	28
2.4.1	Sistema de Supervisão e Controle - SSC	28
2.4.2	Controle Automático de Geração - CAG	29
2.4.3	Sistema para aquisição de dados hidrometeorológicos	30

2.4.4	Sistema de telecomunicações	31
2.5	Pontos característicos da operação	32
2.5.1	Estudos elétricos para planejamento da operação	32
2.5.2	Estudos elétricos a curto prazo	32
2.5.3	Plano anual de operação	32
2.5.4	Programa trimestral	33
2.5.5	Programação de Geração e Intercâmbio	33
2.5.6	Despacho de Geração	33
2.5.7	Despacho de Transmissão	33
2.5.8	Contabilização dos intercâmbios energéticos	34
2.5.9	Análise de distúrbios	34
2.5.10	Filosofia de aquisição de dados	34
2.5.11	Operação hidráulica dos reservatórios	35
3	CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO TELEOPERADO	37
3.1	Diretrizes para descentralização da operação	38
3.2	Proposição da nova estrutura hierárquica	41
3.3	Benefícios da estrutura proposta	47
4	CARACTERÍSTICAS GERAIS DO SSCH - SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE HIERÁRQUICO	49
4.1	Objetivos do SSCH	50
4.2	Divisão de responsabilidades	53
4.3	Requisitos funcionais do planejamento da operação	56
4.4	Requisitos funcionais da programação de operação	58
4.5	Requisitos funcionais de supervisão da operação	59
4.6	Requisitos funcionais de pós-operação	62
4.7	Características construtivas	63

4.7.1	Características de disponibilidade	63
4.7.2	Características de manutenção	66
4.7.3	Características de expandibilidade	66
4.7.4	Características de desempenho	67
4.7.5	Características gerais de desenvolvimento de software	68
4.8	Características de dados e telecomando	70
4.8.1	Dados coletados através das unidades terminais remotas	70
4.8.2	Telecomando	73
4.8.3	Transferência de informações	73
4.8.4	Estimativa de pontos a serem supervisionados	75
5	RECURSOS TELEMÉTRICOS DE OPERAÇÃO	86
5.1	Posições funcionais do SSCH	87
5.1.1	Posições funcionais do COS	87
5.1.2	Posições funcionais do COA	91
5.2	Características gerais das telas e teclados	94
5.2.1	Tipos de telas	94
5.2.2	Teclado funcional	94
5.2.3	Seleção de telas	95
5.3	Filosofia de alarmes	96
5.3.1	Características gerais	96
5.3.2	Classificação dos alarmes	98
5.3.3	Notificação de alarmes	98
5.3.4	Mensagem, reconhecimento e inibição de alarmes	99
5.4	Características gerais de relatórios	100

6	COMPONENTES DO SOFTWARE DO SSCH	101
6.1	Características gerais do software do SSCH	102
6.1.1	Software de suporte	102
6.1.2	Sistema Operacional	102
6.1.3	Suporte ao desenvolvimento de programas	103
6.1.4	Software de suporte de aplicação	104
6.1.5	Suporte para gerenciamento da configuração computacional	105
6.1.6	Características do software de aplicação	106
6.2	Características do software desenvolvido	111
6.2.1	Organização geral do software	114
6.2.2	Software do COS	116
6.2.3	Software dos COA	128
7	COMPONENTES DO HARDWARE DO SSCH	129
7.1	Configuração a nível de sistema - COS	131
7.2	Configuração a nível de área - COA	136
7.3	Configuração a nível Local - UTR	139
7.3.1	Armários de interface e distribuição	139
7.3.2	Unidades Terminais Remotas - UTR	140
7.4	Características das comunicações	145
8	TÓPICOS CARACTERÍSTICOS DA IMPLEMENTAÇÃO DO SSCH	149
8.1	Os equipamentos do SSCH	150
8.1.1	Sistemas computacionais COS e COA	150
8.1.2	Unidades terminais remotas - UTR	152
8.1.3	Equipamentos de comunicação	153
8.1.4	Transdutores	153

8.1.5	Equipamentos de infra-estrutura	153
8.2	A integração do SSCH	154
8.3	A estratégia de implementação do SSCH	155
8.4	Plano preliminar de implementação	160
8.5	Cronograma preliminar de implementação	163
8.6	A realização do SSCH	164
9	CONCLUSÕES	168
10	CONSIDERAÇÕES FINAIS E PERSPECTIVAS FUTURAS	182
	ANEXO 1	185
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	204

LISTA DE FIGURAS

2.1	Organização do Departamento de Operação	20
2.2	Distribuição das Gerências Regionais de Operação	24
2.3	Relação Organizacional das Gerências Regionais de Operação	25
3.1	Estrutura Hierárquica Operacional proposta	46
4.1	Áreas de Operação do SSCH	51
6.1	Composição do Software do SSCH	113
6.2	Esquema funcional geral do software	115
7.1	Estrutura Hierárquica do SSCH	130
7.2	Interligação dos computadores do COS	131
7.3	Esquemática da configuração COS-A	133
7.4	Esquemática da configuração COS-B	134
7.5	Configuração básica de um COA	136
7.6	Configuração típica de UTR	142
8.1	Macrocronograma de implementação do SSCH	163

LISTA DE TABELAS

2.1	Área de concessão e consumidores no Estado de São Paulo(Dez/79)	14
2.2	Participação das empresas no consumo de energia gerada pela CESP (Dez/79)	15
2.3	Usinas hidroelétricas da CESP (Dez/79)	16
2.4	Distribuição das subestações por gerências regionais de operação (Dez/79)	17
2.5	Conexões entre áreas de controle (Dez/79)	18
2.6	Destribuição das gerências regionais de operação	24
4.1	UTR supervisionadas pelo COS	77
4.2	Pontos supervisionados pelo COS	78
4.3	Pontos telecomandados pelo COS	78
4.4	Estações a nível de área (UTR)	79
4.5	Pontos supervisionados pelos COA	79
4.6	Pontos por estação de derivação	80
4.7	Subestações de derivação por área	80
4.8	Pontos de supervisão e telecomando subestações de derivação	81
4.9	Número típico de pontos por estação	82
4.10	Evolução do número de UTR - nível de sistema	83
4.11	Evolução estimada do crescimento de UTR	83
4.12	Estimativa de pontos supervisionados para o ano 2000	84
4.13	Evolução do SSCH até o ano 2000	85
5.1	Distribuição de consoles	93
8.1	Cronograma de desenvolvimento do software	165

LISTA DE ABREVIATURAS

BD - Base de dados

BDI - Base de dados imagem

CAG - Controle Automático de Geração

CESP - Companhia Energética de São Paulo

CNOS - Centro Nacional de Operação do Sistema

COA - Centro de Operação de Área

COPESP - Coordenadora para Projetos Especiais do Ministério
da Marinha

COR - Centro de Operação Regional

COS - Centro de Operação do Sistema

CPFL - Cia. Paulista de Força e Luz

CPU - Unidade Central de Processamento

DDL - "Data Description Language"

DML - "Data Manipulation Language"

DT - Diagnóstico e Teste

GC - Gerenciamento da Configuração

IHN - Interface Homem-Máquina

RGO - Gerência Regional de Operação

SBU - Software Básico e Utilidades

SCADA - Sistema de Controle e Aquisição de Dados

SEI - Secretaria Especial de Informática

SGD - Sistema gerenciador de dados

SINTEL - Sistema Integrado de Telecomunicações

SSC - Sistema de Supervisão e Controle

SSCH - Sistema de Supervisão e Controle Hierárquico

TC - Transformador de Corrente

TP - Transformador de Potencial

TRA - Transmissão de Dados

TRE - Tempo Real Estendido

USP - Universidade de São Paulo

UTR - Unidade Terminal Remota

RESUMO

Este trabalho apresenta os aspectos relevantes da especificação e desenvolvimento de um sistema de supervisão e controle da geração e transmissão de energia elétrica de grande porte.

O experimento de engenharia denominado SSCH-Sistema de Supervisão e Controle Hierárquico, ocorreu entre 1982 e 1992, no Estado de São Paulo e se constitui num dos mais expressivos casos de automação industrial realizados nessa década, na área de energia elétrica.

Além dos detalhes técnicos próprios de um desenvolvimento de alta complexidade, são também tratados aspectos técnico-gerenciais de importância para a realização de projetos de longa duração.

O ineditismo do SSCH reside em sua dimensão, complexidade e por dispor de recursos de análise de rede em tempo real, que é uma característica inovadora no Brasil, para sistemas elétricos de grande porte.

ABSTRACT

This work presents the specification and development outstanding aspects of a large supervisory and control power system.

The engineering experiment, named SSCH - Hierarchical Supervision and Control System, occurred between 1982 and 1992 at São Paulo State and is an industrial automation power system most expressive cases carried out in this decade.

More than complex development technical details, important management aspects concerning with large project execution are discussed.

The SSCH's special characteristics are its dimension, complexity and realtime network analysis resources, applied to large power systems.

1 INTRODUÇÃO

Desde o fim da Segunda Guerra Mundial, a automatização de máquinas e equipamentos de supervisão e controle de processos, utilizando computadores como peça fundamental, tem sido ponto de grande interesse e de significativos investimentos em pesquisa e desenvolvimento. Como resultado, nos dias de hoje, uma vez atingidos os níveis de segurança necessários, toda a população se beneficia de sistemas de controle computadorizados que coordenam o transporte rodoviário, ferroviário, aéreo, os complexos de distribuição de água e energia elétrica, as comunicações telefônicas e tantas outras aplicações que já fazem parte do dia a dia do cidadão moderno.

Filosoficamente, a evolução para a automatização é justificada pela libertação de seres humanos, que se dedicam a atividades rotineiras, puramente manuais, massacrantes e tediosas, como são as de operação, de maneira geral. Com o uso da automatização essas pessoas podem se dedicar a ocupações que solicitam muito mais o raciocínio e a percepção, atividades mais nobres a serem desempenhadas por um ser humano, se comparadas com o apertar botões de maneira rotineira e passiva.

Do ponto de vista da engenharia, a automatização é a esperança da minimização da falha humana, a

possibilidade de domínio de situações envolvendo equipamentos ou processos complexos. Aliada às comunicações, é a própria multiplicação do homem, que pode agir como se estivesse simultaneamente em vários locais. Essa é a sensação de um operador num centro de controle.

Com o rápido progresso da tecnologia digital, com o advento e potencialização dos microcomputadores, a facilidade no automatizar atinge um nível onde praticamente tudo que uma pessoa possa fazer na área de controle, um equipamento com um ou mais microcomputadores, também poderá fazê-lo. Essa possibilidade muitas vezes tem conduzido projetistas a excessos, pois quanto maior o volume de equipamentos de controle maior a necessidade de uma infra-estrutura para mantê-los em operação. (MARTINI.1982)

Para quem pretende automatizar seus controles, seguramente estarão destinadas as difíceis decisões entre o "necessário e adequado" e o "possível". Cada vez mais torna-se possível automatizar, e por isso, cada vez mais é importante a tarefa de analisar processos e operações para bem distribuir a automatização, assim como um remédio, cujos efeitos benéficos só se manifestam quando utilizados na quantidade adequada, no tempo adequado, no local adequado.

Muitas tem sido as experiências em organizações onde os preceitos referidos não foram observados. Como conseqüência, sonhos de administradores transformaram-se

em insatisfação, grandes investimentos não tiveram seu retorno, altos custos de manutenção foram induzidos, quando não foram abandonados projetos e equipamentos que se tornaram um transtorno, ao invés de uma solução. Quando se faz referência à automatização não se pode esquecer que o elemento humano sempre é uma peça integrante. Assim como é necessária a preparação de um local para receber um novo equipamento ou processo, é importante, e igualmente necessária, a preparação do elemento humano que irá conviver com a inovação. Por elemento humano aqui entende-se não somente os operadores que diretamente irão conviver com o novo equipamento ou processo, mas todos que, direta ou indiretamente, sofrerão o impacto da inovação: técnicos de manutenção, supervisores, administradores. Todos devem ser familiarizados com a inovação para que o desconhecimento não se torne uma barreira entre o existente e o novo. Nesse sentido há que se caracterizar o trabalho mais diretamente envolvido com sistemas de automatização, como divisível em duas partes: o trabalho direto executado por operadores que se relacionam com o equipamento automático, e o indireto, executado por técnicos de alta especialização, responsáveis pela manutenção e bom funcionamento do equipamento de controle. Quanto mais sofisticada a automatização menos operadores serão necessários, porém maior será a necessidade de técnicos de manutenção, bem como maior será a necessidade de sua especialização. Há situações

onde um número considerável de técnicos se ocupam em manutenções preventivas de equipamentos e computadores, mantendo-se em prontidão para atender falhas eventuais, e simplesmente não existem os operadores, dado o nível de automatização do conjunto. (MARTINI.1988)

Do ponto de vista cronológico, mesmo após um longo e bem planejado período de projeto e preparação do pessoal, os primeiros tempos de convivência entre equipamento e pessoal, é um período de testes, ajustes e aferições. Um equipamento de supervisão e controle requer um exaustivo período de teste para a constatação do funcionamento nas várias condições de operação. Tais testes normalmente conduzem à localização de erros de fabricação, ou de instalação, que devem ser corrigidos. É importante que essa fase seja bem compreendida por todos pois, normalmente, as falhas encontradas nesse período podem conduzir operadores e administradores à desconfiança ou descrédito do desempenho final do equipamento, quando na verdade fazem parte da maturação do sistema de controle. Os sistemas controlados por computadores, além dos testes de circuitos elétricos, requerem testes da programação que podem ser muito mais demorados e complicados do que os com o restante do equipamento. Essa característica decorre do fato de que a programação para computadores de controle é usualmente desenvolvida especificamente para cada fornecimento, para cada instalação. Assim, mesmo que haja um fornecedor de sistemas de supervisão e controle para várias aplicações

que utilizam os mesmos equipamentos, a programação dos computadores de controle será seguramente diferenciada. Isso faz com que os testes de programação devam ser cuidadosos e minuciosos, para que se possa confiar no conjunto.

Mesmo com todos esses cuidados, testes só podem garantir a existência de erros que se apresentam, porém jamais poderão garantir a ausência de outros. Por esse motivo, para que a confiança na programação seja máxima, é importante o uso de uma sistemática de projeto e desenvolvimento dos programas, para que a clareza na escrita e na documentação possa ser traduzida numa maior certeza de que erros fortuitos não irão surpreender a todos, quando o equipamento estiver em operação.

De maneira geral, numa atividade de controle de processo, a evolução de um sistema convencional para um sistema telemétrico evoluído gera impactos, mudanças de hábitos, exige intelectualização, análise, deduções e rapidez dos operadores. Expõe pessoas experientes em rotinas consagradas aos erros típicos dos iniciantes no novo equipamento. Tais reações devem ser previstas e tratadas com naturalidade. No entanto, a partir do instante em que essas mesmas pessoas percebem que poderão prever problemas graças à observação de tendências por exemplo, e atuar corrigindo desvios antes que um alarme se manifeste, irão se recordar do tempo em que sua função era a de somente tomar providências após

a ocorrência do mesmo alarme, e nesse instante, perceberão que aumentou o seu poderio de controle.

É dentro desse contexto que o presente trabalho foi desenvolvido.

No final da década de 70, a região Centro-Sul do Brasil experimentava as conseqüências de um período de intenso crescimento decorrente de um período de investimento industrial, fortemente patrocinado pelo governo, como estratégia desenvolvimentista. Em conseqüência, havia um plano de expansão da geração e transmissão de energia elétrica com usinas, linhas de transmissão e subestações já planejadas e boa parte delas em construção, com datas de entrada em operação fixadas.

No Estado de São Paulo, coube à CESP-Companhia Energética de São Paulo a execução dessas obras de ampliação do sistema elétrico, não somente para suprir suas próprias áreas de distribuição, mas para atender às demandas das demais empresas concessionárias incumbidas da distribuição de energia no estado.

Se a tarefa da ampliação do sistema elétrico já era um grande desafio, a tarefa de adequar a operação desse sistema para, permanentemente, assegurar seu bom funcionamento, não era desafio menor. Para enfrentá-lo foi realizado um estudo operacional abrangente que considerou a situação atual de então, sob os aspectos técnicos e organizacionais, bem como projetou as condições futuras de operação para, posteriormente

definir um sistema de controle, que viabilizasse essa operação. (PLANEJAMENTO E ANTEPROJETO.1980)

O presente trabalho analisa várias fases do desenvolvimento dessa solução de operação sob o enfoque metodológico do ciclo de vida do projeto, relata o desenvolvimento do sistema informático e de controle implementado, analisa os resultados já obtidos e comprova a factibilidade do desenvolvimento de um sistema complexo de controle e supervisão, do qual participem equipes da empresa cliente e de outras empresas especialistas num trabalho cooperativo de longa duração.

O caso presente relata uma experiência em automação industrial, na área de energia elétrica, cujo investimento supera setenta milhões de dólares, distribuídos por dez anos de atividades, considerando-se somente o período de desenvolvimento informático. Um caso deste tipo, inédito pelo porte e pela forma de desenvolvimento, tem dimensões tais que fogem aos modelos tradicionais de organização e desenvolvimento de sistemas, não somente pelo volume de inovações tecnológicas que se tornam disponíveis dentro de uma década e influenciam soluções concebidas anteriormente, mas também porque dez anos corresponde a cerca de trinta por cento da vida profissional útil de um grupo de profissionais, os desenvolvedores do sistema de controle.

Adicionalmente deve ser considerado o aspecto da automação adicionada. O sistema eletro-energético em operação deve receber suas ampliações e mesmo o novo sistema de teleoperação sem interromper a continuidade do suprimento. Isso significa além das alterações físicas em equipamentos e instrumentos, a mutação de hábitos operacionais enraizados em pessoas e equipes além das necessárias adequações organizacionais. Como consequência, significa administrar aspectos políticos, corporativos, psicológicos, metodológicos, dentre outros, para levar à finalização prevista um empreendimento sem paradigma. (LIACO.1977)

Trata-se aqui da operação em tempo real do Sistema de Potência da Companhia Energética de São Paulo-CESP, que desde 1972 já contava com uma operação centralizada no município de Cabreúva, distante cerca de 60 km da cidade de São Paulo. O Centro de Operação do Sistema - COS é o ponto para onde converge um sistema computadorizado de aquisição de dados para a supervisão de 19 subestações e usinas hidroelétricas e de um sistema analógico de Controle Automático de Geração - CAG.

A obsolescência desse sistema de supervisão, o crescimento do próprio sistema de geração e transmissão de energia elétrica, o aumento da complexidade dos problemas operativos, a necessidade de se conectar ao Centro Nacional de Operação do Sistema, motivaram a CESP, a partir de 1978, para a busca de um moderno instrumento de gestão de seu sistema eletro-energético.

A este novo instrumento deu-se o nome de Sistema de Supervisão e Controle Hierárquico - SSCH.

O presente trabalho expõe os detalhes de uma aplicação em tempo real que, sem dúvidas será repetida para as demais metrópoles brasileiras, num futuro próximo.

A pesquisa de soluções para os problemas no detalhamento do sistema de controle telemétrico aqui abordado, fez com que fossem estudados aspectos de vários sistemas existentes em outras partes do mundo. No entanto, apesar da adoção de parte de soluções já consagradas, algumas tiveram que ser totalmente desenvolvidas para a presente aplicação.

A integração das partes que hoje compõem o SSCH foi uma tarefa árdua e minuciosa. Desde as primeiras especificações até os testes finais para início de operação, tiveram que ser tomadas um sem número de decisões que culminaram com a realização de um complexo de controle que, sem ufanismo, poder ser considerado um marco da engenharia, não somente pelo porte do problema considerado, mas pelos resultados que hoje permitem classificar o desenvolvimento como bem sucedido.

Para melhor focar os resultados obtidos com a experiência de automatização na área em apreço, o capítulo 2 enfoca o processo de geração e transmissão de energia elétrica, considerado como o próprio processo. O capítulo 3 discute a filosofia de operação da geração e transmissão, também chamada de "despacho", que é a base do suprimento às subestações de distribuição da energia

elétrica. O capítulo 4 cuida das características gerais do SSCH que nortearam seu desenvolvimento. O capítulo 5 aborda as características operacionais da interface homem-máquina. O capítulo 6, trata da organização do software para a execução das funções de aquisição, simulação e exposição de telas em tempo real. O capítulo 7 cuida da organização do hardware e sua distribuição nos quatro centros de controle. O capítulo 8 tece comentários sobre a implementação. O capítulo 9 apresenta as conclusões e o capítulo 10 os comentários finais e perspectivas futuras para o SSCH.

Espera-se com isso expor de maneira abrangente uma experiência inédita de desenvolvimento de um sistema de automação, cujo porte o classifica como um dos três maiores do mundo, na sua área de aplicação.

2 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO TELEOPERADO

Sob esse título busca-se descrever os principais aspectos do sistema elétrico no Estado de São Paulo e de sua operação, no final da década de 70 e início da de 80, momento no qual foram estabelecidas as bases para o novo Sistema de Supervisão e Controle Hierárquico da Operação - SSCH. Os dados aqui apresentados são referentes ao período dezembro de 1979 a agosto de 1980.

2.1 Características e premissas

De maneira sintética pode-se focar a situação original como decorrente de:

- . Crescente complexidade operacional do sistema de geração e transmissão, impondo a necessidade de implantação de novos recursos computacionais, para facilitar o processo de tomada de decisão quanto ao atendimento dos requisitos de confiabilidade e qualidade do suprimento de energia em grosso, às demais concessionárias e consumidores industriais.
- . Reconfiguração da área de controle para consideração da função de controle automático da *geração* em unidades de sistemas elétricos limítrofes, em vista da perspectiva de não ampliação de seu parque gerador, apesar do crescimento da carga em sua área de atuação.
- . Utilização prioritária da produção de Itaipu com as decorrentes alterações nos procedimentos de programação e supervisão da operação, bem como no processo de contabilização das transferências energéticas do sistema interligado.
- . Necessidade de descentralização operacional em decorrência do porte do complexo eletro-energético.
- . Necessidade de meios para integração ao Centro Nacional de Operação do Sistema
- . Necessidade de flexibilidade, expansibilidade e modularidade que permitisse o crescimento do sistema

eletro-energético, bem como a implantação de novas funções.

- . Necessidade de meios operacionais de telecontrole com vida útil de no mínimo 15 anos.

Fazendo parte ainda da caracterização da situação original, foram adotadas algumas hipóteses para lhe dar melhor contorno:

- . Deveria haver um Centro de Controle de Operação do Sistema - COS, cujos recursos deveriam prover apoio a execução do planejamento da operação, programação da operação, supervisão da operação e pós-operação.
- . Seria instalada, em cada subestação e usina, uma unidade terminal remota - UTR, equipada para realizar a coleta local de informações e executar a função de controle remoto a partir de um centro de controle.
- . A área de distribuição não faria parte do escopo do projeto do sistema supervisor.
- . Não haveria integração da rede hidrometeorológica ao sistema supervisor.

Para emoldurar esse quadro restava considerar a composição da estrutura básica do mercado de energia elétrica da CESP, através do suprimento em grosso às concessionárias do Estado de São Paulo e Estados limítrofes, o suprimento a consumidores especiais e o fornecimento a sua área direta de distribuição.

A tabela 2.1 mostra a situação em dezembro de 1979, quanto a área de concessão e número de consumidores. Nela fica caracterizado o perfil acentuado de empresa de distribuição de energia elétrica que possuía a LIGHT - ELETROPAULO, seguida pela Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL e, praticamente por último, a CESP juntamente com as demais empresas distribuidoras de menor porte. Esse fato justifica, de certa forma, porque os investimentos em automação na CESP voltaram-se prioritariamente as áreas de geração e transmissão. (PETERSON.1977)

Empresas	Área de concessão (%)	Consumidores	
		Número	%
CESP	36,9	526.168	10,8
CPFL	36,1	1.009.430	20,8
LIGHT-ELETROPAULO	8,5	3.068.110	63,1
OUTROS	18,5	259.305	5,3
TOTAL	100,0	4.863.013	100,0

Tabela. 2.1 Área de concessão e consumidores no Estado de São Paulo (dez/79)

2.2 O Sistema Elétrico considerado

Por simplicidade, o sistema elétrico foi considerado como composto por: geração, transmissão, subestações e áreas de controle.

2.2.1 Sistema Gerador

Em 1979 a CESP já era a principal produtora de energia elétrica do País com 8.253 MW de potência instalada nas usinas em operação, correspondendo a 29% do total da potência instalada no Brasil. Nesse mesmo ano sua produção atingiu 35.458 GWh, 28% da produção brasileira. De sua produção, 91% foi consumida no próprio Estado de São Paulo, tendo sido o restante fornecido a ELETROSUL e ENERSUL, empresas operadoras em Estados limítrofes, como pode ser observado na tabela 2.2.

EMPRESAS	PARTICIPAÇÃO	
	Energia GWh	%
LIGHT-ELETROPAULO	22.568	63,65
CPFL	6.713	18,93
CESP	1.834	5,17
OUTRAS	1.433	4,04
ELETROSUL	2.567	7,24
ENERSUL	343	0,97
TOTAL	35.458	100,00

Tabela. 2.2 Participação das empresas no consumo de energia gerada pela CESP (dez/79)

A energia gerada pela CESP era toda de origem hidroelétrica resultante de aproveitamentos preponderantemente concentrados nas bacias hídricas do Sudeste e Sul. A tabela 2.3 mostra as características de geração em dezembro de 1979.

Rio	Usina	Numero de Geradores em operação	Capacidade por unidade (MW)	Capacidade Total (MW)
Grande	Agua Vermelha	6	230,0	1.380,0
Paraná	Ilha Solteira	20	161,5	3.230,0
	Jupiá (A)	2	100,8	201,6
	Jupiá (B)	12	100,8	1.209,6
Paraná-panema	Jurumirim	2	48,9	97,8
	Xavantes	4	103,5	414,0
	L.N.Garcez	4	17,6	70,4
	Capivara	4	160,0	640,0
Tietê	Barra Bonita	4	35,2	140,8
	Bariri	3	47,7	143,1
	Ibitinga	3	43,8	131,4
	Promissão	3	88,0	264,0
Pardo	Caconde	2	40,2	80,4
	E. da Cunha	4	27,2	108,8
	Limoeiro	2	14,0	28,0
Jaguari	Jaguari	2	13,8	27,6
Paraibuna	Paraibuna	2	43,0	86,0
TOTAL		79	-.-	8.253,5

Tabela. 2.3 Usinas Hidroelétricas da CESP (dez/79)

2.2.2 Sistema de Transmissão

Em 1979 o sistema de transmissão que integrava e atendia o Estado de São Paulo, era composto por mais de 16.000 km de linhas de transmissão em níveis de

tensão: 440, 345, 230, 138, 88 e 69 KV. Esse sistema possuía interligações com outras concessionárias para possibilitar o intercâmbio de energia em grosso, dentro do Estado e junto a Estados limítrofes.

2.2.3 Subestações

Assim como as usinas geradoras e linhas de transmissão as subestações do sistema elétrico da CESP tinham sua operação e manutenção sob a responsabilidade de Gerências Regionais de Operação, assim designadas:

TTB - Gerência Regional do Paraíba

TTD - Gerência Regional do Pardo

TTN - Gerência Regional do Paranapanema

TTR - Gerência Regional do Paraná

TTT - Gerência Regional do Tietê

Tomando-se por base essa divisão regional a distribuição de subestações em 1980 era a constante da tabela 2.4.

NÍVEL DE TENSÃO KV	REGIÕES					TOTAL
	TTB	TTD	TTN	TTR	TTT	
500				1		1
440	4	1	2	2	2	11
230			4		1	5
138	15	29	8	8	10	70
88	11		4			15
69	4	1	4	6	6	21
TOTAL	34	31	22	17	19	123

Tabela 2.4 Distribuição das subestações por Gerências Regionais de Operação (dez/79)

2.3 Organização da área de operação

A unidade de operação da CESP, à nível de diretoria, denominava-se Vice-Presidência Divisional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica e era constituída por três Departamentos: de Telecomunicações, de Instalação e Manutenção e o de Operação, este último com intensa relação com as Gerências Regionais de Operação. (PAIXÃO 1988)

Sob o ponto de vista do sistema supervisor o interesse maior concentrou-se no Departamento de Operação que era constituído de divisões localizadas em SP, com exceção do Centro de Operação do Sistema - COS, localizado na Subestação de Cabreúva, há 60 km. de SP. Para melhor compreensão da organização a figura 2.1 mostra a relação departamento/divisões:

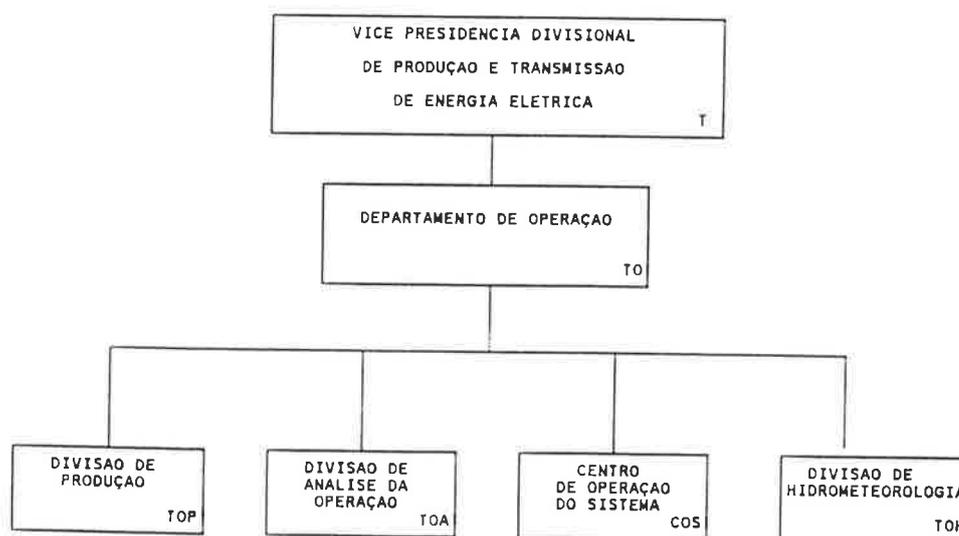


Figura 2.1 - Organização de Departamento de Operação

2.3.1 Divisão de Produção - TOP

A Divisão de Produção tinha sob sua responsabilidade as seguintes funções:

- . Programação de geração e intercâmbios de energia e demanda.
- . Coordenação e controle dos desligamentos do sistema de potência.
- . Processamento e contabilização dos fornecimentos.
- . Elaboração de contratos de fornecimento em grosso às empresas concessionárias.
- . Execução do planejamento energético de curto e médio prazo.
- . Execução do acompanhamento e da previsão de carga de subestações e alimentadores.
- . Estudo da operação integrada dos reservatórios para fins energéticos.
- . Elaboração das normas e instruções de operação do sistema incluindo as eclusas.
- . Previsão de substituição ou acréscimo de transformadores e alimentadores das subestações.
- . Definição de tipo de medição a ser utilizada para fins de faturamento.
- . Elaboração dos elementos para o orçamento operacional.
- . Acompanhamento do programa de novas obras.

2.3.2 Divisão de Análise da Operação - TOA

A Divisão de Análise da Operação tinha sob sua responsabilidade as seguintes atividades:

- . Elaboração de estudos do sistema elétrico de potência em regime permanente e transitório, para apoio e orientação da operação e planejamento a curto prazo do sistema de transmissão e execução da análise do confronto entre o planejamento e o ocorrido.
- . Análise de desempenho e modificações de projetos.
- . Planejamento, projeto, instalação, implantação, análise de desempenho e manutenção de sistema de supervisão e controle.
- . Especificação, implantação, testes, colocação em operação e manutenção de "data loggers".
- . Elaboração de estudos e aferição de modelos matemáticos para os sistemas de regulação de tensão e velocidade de geradores, turbinas e outros dispositivos.
- . Desenvolvimento de estudos de sobretensões, isolamentos e curto circuitos para determinar as limitações operativas.
- . Elaboração de estudos, especificações, normas de utilização de equipamentos registradores de perturbações, registradores oscilográficos, de eventos e localizadores de defeitos.

2.3.3 Centro de Operação do Sistema - COS

Esse Centro encontra-se ainda instalado no edifício da Subestação de Cabreúva e tinha basicamente sob sua responsabilidade as atividades de:

- . Execução da operação, em tempo real, do sistema elétrico de potência e das interligações com outras empresas.
- . Execução do controle de reservatórios, geração de usinas, intercambio com outras empresas, liberação de unidades geradoras, reserva de potência, tensões de geração, frequência e transmissão.
Este último tipo de controle envolvia: fluxos no sistema, níveis de tensão, liberações no sistema e manobras no sistema.
- . Verificação das condições de operação no sistema.
- . Coordenação e supervisão dos Centros de Operação Regionais.
- . Análise da operação efetuada - auditoria operacional.
- . Preparo e adequação de instruções de operação em tempo real.
- . Emissão de relatórios diários e mensais da operação.

O funcionamento do COS era ininterrupto, em 3 turnos de 8 horas, com equipes constituídas de: um engenheiro de turno, um despachante de geração, um despachante de transmissão para tensões acima de 138

kv, um despachante de transmissão para tensões de 138 kv ou inferiores.

2.3.4 Divisão de Hidrometeorologia - TOH

A Divisão de Hidrometeorologia tinha sob a sua responsabilidade as seguintes atividades:

- . Planejamento do sistema de informações hidrometeorológicas e das redes para coleta dos respectivos dados.
- . Estabelecimento de normas e programação dos serviços de hidrometria.
- . Fornecimento de dados históricos às demais áreas da empresa.
- . Execução de estudos hidrológicos.
- . Estudo da operação hidráulica integrada dos reservatórios para controle de enchentes.

2.3.5 Gerências Regionais de Operação

As Gerências Regionais de Operação situavam-se em áreas geográficas compatíveis com bacias de aproveitamento e suas sedes em unidades de destaque nas respectivas áreas de abrangência, conforme tabela 2.6 e figura 2.2.

Gerência Regional	Sede	Região do Estado de São Paulo
TTB-Paraíba	Subestação de Cabreúva	SE
TTD-Pardo	Usina de Limoeiro	NE
TTN-Paranapanema	Usina de Xavantes	SO
TTR-Paraná	Usina de Jupiá	NO
TTT-Tietê	Subestação de Bauru	N

Tabela 2.6 Distribuição das Gerências Regionais de Operação



Figura 2.2 Distribuição das Gerências Regionais de Operação

Apesar de terem nível de Divisão e as atividades intrinsecamente ligadas ao Departamento de Operação, as Gerências Regionais de Operação reportavam-se administrativamente à Vice-Presidência Divisional de Produção e Transmissão de Energia, como mostra a tabela 2.3.

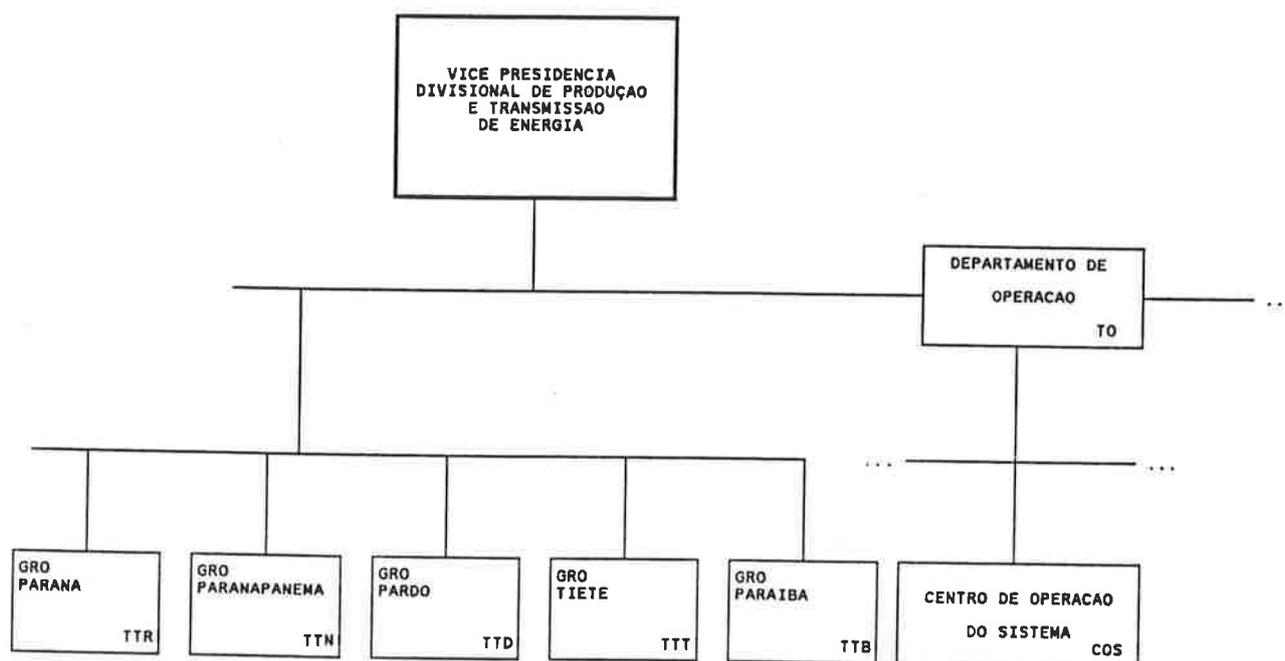


Figura 2.3 Relação Organizacional das Gerências Regionais de Operação.

Cada Gerência Regional de Operação era constituída de áreas de Operação, Transmissão, Telecomunicações e Administrativa. Dentro de suas respectivas áreas de atuação eram responsáveis por todos os equipamentos instalados, que envolviam o sistema de potência, estando a cargo delas a operação e a manutenção dos mesmos.

No tocante à operação, o Centro de Operação Regional -COR das Gerências Regionais de Operação tinham autonomia de atuação sobre equipamentos locais, sendo que, para equipamentos a nível de sistema o COR atuava em função de ordens do COS.

As responsabilidades do COR eram as seguintes:

- . Coordenação e operação dos sistemas de potência e de reservatórios, conforme diretrizes recebidas do COS.
- . Coleta de dados e medições referentes ao sistema eletro-energético.
- . Programação de desligamentos para serviços em subestações e linhas de transmissão de sua área de atuação.
- . Controle da operação dos equipamentos sob sua jurisdição.
- . Execução das atividades de hidrometeorologia.

Cada COR possuía um encarregado de operação e 5 despachantes regionais distribuídos em turnos de 8 horas.

O despachante do COR centralizava todas as ocorrências recebendo informações dos operadores locais das subestações e usinas.

2.4 Recursos utilizados na operação do sistema

Os recursos para o auxílio à operação disponíveis eram basicamente: o sistema de supervisão e controle, o controle automático da geração, o sistema para aquisição de dados hidrometeorológicos, o sistema de telecomunicações e os recursos computacionais para estudos da operação.

2.4.1 Sistema de Supervisão e Controle - SSC

Em 1979 a CESP dispunha de um sistema de supervisão SSC, modelo CONITEL 2050, fornecido pela Leeds & Nortrup em 1969 e em operação desde 1972.

Esse sistema era constituído por dois computadores (principal e reserva) aos quais achavam-se conectadas as estações remotas e os periféricos de entrada e saída, além da interface homem-máquina.

A função única do SSC era de aquisição de dados comandada por uma estação central, que varria as estações remotas de forma assíncrona, coletando informações digitais e analógicas para posterior apresentação em formatos próprios. Sempre que um alarme era detectado, era anunciado ao despachante e registrado numa impressora. Havia um painel que permitia ao operador selecionar diagramas a serem apresentados em monitores de vídeo. Da estação central era possível supervisionar 13 estações remotas totalizando 429 entradas analógicas, 425 entradas digitais com expansões previstas para 893

entradas analógicas ou 9277 entradas digitais, além de 79 medições de KWh.

O computador de reserva e sua periferia era utilizado para confecção de diagramas unifilares em operação "off-line" perfurados em fita de papel para posterior carregamento no sistema "on-line". Ainda em modo "off-line" era utilizado para alteração de programas, introdução de novas funções e processamento de utilitários.

O sistema computacional não apresentava recursos de conexão com outros computadores via "data-link", o que inviabilizava uma expansão funcional.

2.4.2 Controle Automático de Geração - CAG

O CAG da CESP era um sistema de controle analógico fornecido pela Leeds & Nortrup juntamente com o SSC. As usinas operadas pelo CAG em 1979 eram: Jupia-B, Xavantes, Bariri, Barra Bonita, Ibitinga, Jurumirim, Promissão e Ilha Solteira. Para a realização do controle automático de geração havia rede de telemetria para a obtenção de valores das variáveis intervenientes no processo. Parte dessas variáveis, por sua importância operacional eram também registradas em registradores gráficos na sala do Centro de Controle da Operação de Cabreúva. (MELO.1977)

2.4.3 Sistema para aquisição de dados hidrometeorológicos

Para efetuar estudos hidrológicos a CESP se baseava em dados obtidos de diversas fontes nas quais agrupam-se em:

- . Quadros sinóticos de superfície e de altitude, imagens de satélites meteorológicos, leituras nas estações hidrometeorológicas.
- . Dados de medições de precipitação pluviométrica e limnimetria de rios e reservatórios obtidos em postos de medição da CESP.
- . Dados sobre precipitação de chuvas obtidas do radar meteorológico.

Os dados de telemetria da Bacia do Rio Tietê eram transmitidos através do Sistema Integrado de Telecomunicações SINTEL da CESP. Todos os dados convergiam ao Centro de Previsão Meteorológica por telefone, fac-simile ou pelo sistema de telemetria. Os dados recebidos eram analisados e convertidos em previsão de chuvas, num processo extremamente dependente da habilidade do previsor.

Existiam instalados cerca de 50 postos pluviométricos, 80 fluviométricos, 130 limnimétricos, cujas leituras eram realizadas segundo critério próprio da CESP. Na Bacia do Rio Tietê existiam dois sistemas de aquisição de dados: o Sistema Telemétrico de Aquisição e Registro de Dados - STAR, desenvolvido pela FDTE - Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia e outro,

provisório que se utilizava do SINTEL. Todos os dados recebidos alimentavam programas de simulação da operação hidráulica de reservatórios.

2.4.4 Sistema de telecomunicações

Eram disponíveis sistemas de microondas, UHF, VHF, HF/SSB, ondas portadoras em linhas de alta tensão. Tais sistemas serviam de suporte aos subsistemas telefônico, telegráfico, fac-simile, teleprocessamento, telemétrico, etc.

O sistema UHF foi concebido para apresentar alta confiabilidade, centrado em Cabreúva, para servir de base para a execução do controle automático e telesupervisão.

2.4.5 Recursos computacionais para estudos de operação

Para realização de estudos de planejamento e programação da operação eram utilizados os seguintes recursos:

- . Sistema computacional IBM 370/145 utilizado para estudos elétricos, programação da operação e cálculo do fluxo de potência.
- . Sistema computacional HP 2100-A utilizado para estudos elétricos de pré-despacho.
- . Sistema CDC Cyber 175 utilizado para estudos de simulação da operação hidráulica.

2.5 Pontos característicos da operação

A prática da operação era caracterizada pela realização de uma série de tarefas, dentre as quais destacam-se as que se seguem:

2.5.1 Estudos elétricos para planejamento da operação

Os estudos elétricos para o planejamento da operação a médio e longo prazos eram executados no computador IBM da CESP em "batch". A execução frequente dos respectivos programas devia-se a: alterações frequentes nos dados de previsão de cargas a nível de barras; atualização frequente do plano de geração, devido a desvios do plano de manutenção; alterações frequentes nos cronogramas de obras.

2.5.2 Estudos elétricos a curto prazo

Estes estudos eram executados no microcomputador HP-2100, que era dedicado para tal. Suportava até 512 barras exigindo que o modelo real sofresse reduções indesejáveis.

2.5.3 Plano anual de operação

Para a elaboração desse plano era necessária a preparação de dados, muitos dos quais obtidos de históricos ou projeções para o que dependia de um ágil suporte computacional.

2.5.4 Programa trimestral

Esse estudo compreendia a preparação de dados e a realização de estudo de simulação da operação energética, até a confecção do Programa Trimestral de Operação e suas revisões mensais, elaborados em conjunto com as demais empresas do Sistema Integrado.

2.5.5 Programação de Geração e Intercâmbio

A programação em base horária da geração diária realizada manualmente, em parte. Um dos pontos críticos era a demora na coleta das informações sobre as condições operativas reais do sistema.

2.5.6 Despacho de Geração

O despacho de geração era executado pelo Centro de Operação do Sistema - COS com base no programa horário de geração. Cabia ao despachante ajustar os pontos bases e os fatores de participação das usinas sob controle e coordenar com os Centros de Operação Regionais - COR a execução do despacho das usinas não integrantes do CAG.

2.5.7 Despacho de Transmissão

A função de controle remoto a partir do COS não era então executada. Todas as manobras de sistemas eram executadas através dos operadores das subestações, de acordo com instruções do COS, via COR se

envolvesse equipamentos do sistema, ou diretamente pelo COR se envolvesse somente equipamentos regionais. As decisões do despachante do COS, no que tange a segurança do sistema elétrico, eram fundamentadas em instruções operativas resultantes de estudos do sistema e na experiência adquirida no exercício de sua função. Não existiam ferramentas para a execução da análise de segurança, em tempo real.

2.5.8 Contabilização dos intercâmbios energéticos

A contabilização entre as empresas controladoras de área era feita diariamente com suporte computacional e metodologia de comunicação padronizada.

2.5.9 Análise de distúrbios

Um dos principais problemas para a realização da análise de distúrbios ocorridos no sistema referia-se a deficiências nas informações recebidas, principalmente sob os aspectos de demora e imprecisão.

2.5.10 Filosofia de aquisição de dados

A filosofia de aquisição baseava-se na medição de fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e transformadores de interligação, nas medições das tensões de barras, nas medições das potências ativa e reativa de geradores e na

indicação de estado de disjuntores. Um dos pontos críticos evidenciados era a não existência de telemedição, medição de correntes nas linhas de transmissão e transformadores. As unidades terminais remotas não estavam equipadas com telecontrole e não possuíam capacidade para registro seqüencial de eventos.

2.5.11 Operação hidráulica dos reservatórios

Durante o período de cheias, que podia estender-se por até 6 meses, era efetuado um acompanhamento das condições das áreas à jusante dos aproveitamentos energéticos e eram programadas as defluências, tendo em vista atender eventuais limitações quanto a inundações e quanto à segurança das obras. Esta função contava com o apoio da rede telemétrica.

Por outro lado, o cálculo de previsão de vazões e a simulação da operação hidráulica dos reservatórios eram realizados num mesmo modelo, o que exigia o estabelecimento de uma nova interface entre o cálculo de previsão de vazões e a simulação da operação hidráulica. (WEISROCK.1988)

Essas colocações sintéticas compunham o cenário da realidade operacional de 1980 e foram suficientes para subsidiar a especificação de um novo sistema de supervisão e controle que, segundo a concepção da época, apresentava solução para cada um dos problemas então evidenciados e abria um enorme

potencial de pesquisa operacional pela disponibilidade de recursos planejada.

3 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO TELEOPERADO

Diante da realidade operacional, foram estabelecidas as bases não somente de um novo sistema de controle, mas de uma nova estrutura organizacional para a prática da operação, com metas e diretrizes que permitissem acomodar as futuras evoluções do sistema elétrico, e mesmo evoluções organizacionais, sem que o sistema de controle fosse um entrave. (PLANO DIRETOR.1980)

3.1 Diretrizes para descentralização da operação

Segundo a concepção de então, a nova estrutura hierárquica para a operação do sistema elétrico deveria:

- . Tornar os procedimentos operativos mais eficientes. Isso significava a eliminação de muitos níveis de comunicação, pessoa a pessoa, que sempre se constitui numa vulnerabilidade na cadeia de comando desde o centro até um eventual disjuntor.
- . Agilizar a tomada de decisões pelos despachantes, a nível de sistema e regional. Esta diretriz impunha a disponibilidade de maneira ágil das informações atualizadas sobre os pontos de decisão do sistema elétrico. Impunha a utilização da telemetria de maneira intensa, bem como recursos de simulação em tempo real.
- . Apresentar flexibilidade para acomodar requisitos futuros. Mesmo que o horizonte de planejamento contemplasse somente o ano 2000, os 12 anos futuros a 1988, data esperada para o início da operação do novo sistema, seriam suficientes para que uma eventual mudança na demanda de energia, ou na organização da operação, impusesse adequações imprevisíveis. O novo sistema deveria ser então flexível para acomodar-se à nova situação, auxiliando, inclusive, implementá-la.

- . Facilitar a implantação escalonada dos recursos de suporte à operação computadorizada do sistema eletro-energético. Uma característica que não podia ser esquecida era que a automação pretendida forçosamente viria de maneira adicionada à operação de então e, portanto, deveria intersticiar-se de forma não agressiva e escalonadamente ao sistema elétrico.
- . Delegar aos despachantes regionais, ou de área, responsabilidades coerentes com o propósito de alcançar segurança e economia no suprimento de energia elétrica. Dentro desta diretriz havia a essência da nova filosofia: a delegação ao nível mais próximo do problema, a autoridade para solucioná-lo, de maneira segura, planejada, econômica, mas distribuída, evitando retransmissões, permissões, imprescindibilidades, que oneram e reduzem a velocidade operacional.

Tais diretrizes apontavam ações que deveriam ser conjuntamente implementadas e que se constituíam basicamente em:

- a) Regionalização de acordo com as características eletroenergéticas do sistema.
- b) Descentralização funcional
- c) Delegação efetiva de responsabilidades aos despachantes regionais ou de área.

- d) Independência vertical limitada dos despachantes regionais em relação ao despachante do sistema para tomada de decisões em situações operativas a nível de área.
- e) Atuação cooperativa limitada dos despachantes regionais em nível horizontal em situações operativas que não afetassem o sistema.
- f) Capacitação dos despachantes regionais e de sistema, com base em suporte computacional e treinamento adequado a suas atribuições.

3.2 Proposição da nova estrutura hierárquica

A caracterização da nova estrutura hierárquica foi desenvolvida sobre as diretrizes apresentadas e materializou-se por:

a) Definição de áreas de operação

Para a execução das funções de supervisão e controle da operação foram definidas áreas de operação, de acordo com as características do sistema elétrico, energético e hidráulico.

b) Criação de Centros de Operação de Área - COA

As atividades do COS foram descentralizadas pela criação dos COA como órgãos não pertencentes à estrutura organizacional das Gerências Regionais de Operação, mas como parte da estrutura organizacional do COS. Os novos COA seriam mais abrangentes que os antigos COR e executariam a nível de área as funções de :

- . aquisição de dados elétricos e hidrometeorológicos
- . controle remoto
- . processamento de dados em suporte à operação
- . transmissão/recebimento de dados para/do COS, bem como funções correlatas às atividades de pré-despacho, despacho e pós-operação.

c) Ampliação das responsabilidades atribuídas aos despachantes da área.

Os despachantes de área teriam um quadro de responsabilidades maior, decorrente das novas funções associadas aos COA. Tais despachantes seriam responsáveis a nível de área, pela execução do programa de geração, acompanhamento das condições hidráulicas das bacias, coordenação e execução de desligamentos no sistema elétrico e controle de tensão. Essa ampliação de responsabilidades seria compensada pela implantação da capacidade de processamento de dados nos novos COA. De acordo com as características eletroenergéticas das áreas, os COA contariam com um ou mais despachantes de geração e despachantes de transmissão. A capacitação dos despachantes de área seria atualizada através de um programa de treinamento específico.

d) Hierarquia vertical e coordenação horizontal

O despachante do COS teria a responsabilidade de coordenar a operação do sistema integrado, e supervisionar e controlar a operação de usinas e subestações classificadas como a nível de sistema. Hierarquicamente, os despachantes de área se reportariam ao COS e coordenariam as atividades dos operadores de subestações e usinas a nível de área. Contudo, haveria uma certa independência dos despachantes de área, face aos recursos de suporte que estariam à sua disposição, bem como a visão de sistema que os despachantes teriam sobre as

condições operativas dentro das respectivas áreas. Por outro lado, seria promovida a coordenação horizontal, através de comunicação de voz entre despachantes de áreas adjacentes. Essa coordenação horizontal objetivaria resolver os problemas operativos envolvendo uma ou duas áreas a nível dos COA. Tanto a independência vertical como a coordenação horizontal deveriam necessariamente sofrer limitações, de acordo com requisitos prioritários de segurança de operação a nível de sistema. (LIACO.1978)

e) Instalação de novos recursos computacionais

O novo Sistema Hierárquico de Supervisão e Controle contaria com recursos computacionais e de telecomunicações incluindo:

- . um sistema computacional complexo, a nível de COS, com capacidade de processamento de dados em tempo real, e em modo estudo, equipado com: recursos para aquisição de dados e controle de usinas e subestações a nível de sistema; recursos para o gerenciamento de um banco de dados adequado; software para o diálogo entre o COS e os vários COA via display; um "data-link" para transferência de dados com o CNOS - Centro Nacional de Operação do Sistema;
- . sistemas computacionais a nível de COA, com capacidade de agir como concentradores de dados, executar a função de aquisição de dados e

- controle, permitir a interface com os recursos computacionais do COS e prover o suporte necessário às várias atividades de programação da operação;
- . terminais de vídeo junto aos órgãos diretamente envolvidos na operação.

Os recursos computacionais deveriam apresentar um nível de redundância compatível com os requisitos de disponibilidade das funções a serem executadas. (PLANO BÁSICO.1980)

f) Definição de equipamentos elétricos a nível de sistema e a nível de área.

f.1 - Usinas a nível de sistema:

- . usinas de grande porte cuja produção seria consumida em mais de uma área de operação e/ou contribuiria ao fornecimento para sistemas adjacentes.
- . usinas de porte médio e pequeno operando em cascata com usinas de sistema.

f.2 - Usinas a nível de área

- . usinas de pequeno porte não controladas pelo CAG e cuja produção seria despachada de acordo com a evolução da carga dentro da respectiva área.

f.3 - Subestações a nível de sistema:

- . subestações situadas na rede de 500, 440 e 230 Kv
- . equipamentos ligados às tensões de 500, 440 e 230 Kv e os transformadores de interligação com a rede de 138 Kv, nos casos das subestações com dois ou mais níveis de tensão
- . equipamentos de 138 Kv interligando duas áreas, caso sua operação envolvesse segurança operacional.

f.4 - Subestações a nível de área:

- . subestações situadas na rede de 138 Kv ou em tensões menores;
- . equipamentos ligados aos barramentos de 138 Kv ou em tensão menor, no caso de subestações com dois ou mais níveis de tensão.

Uma apresentação simplificada da nova hierarquia operacional é a constante da figura 3.1.

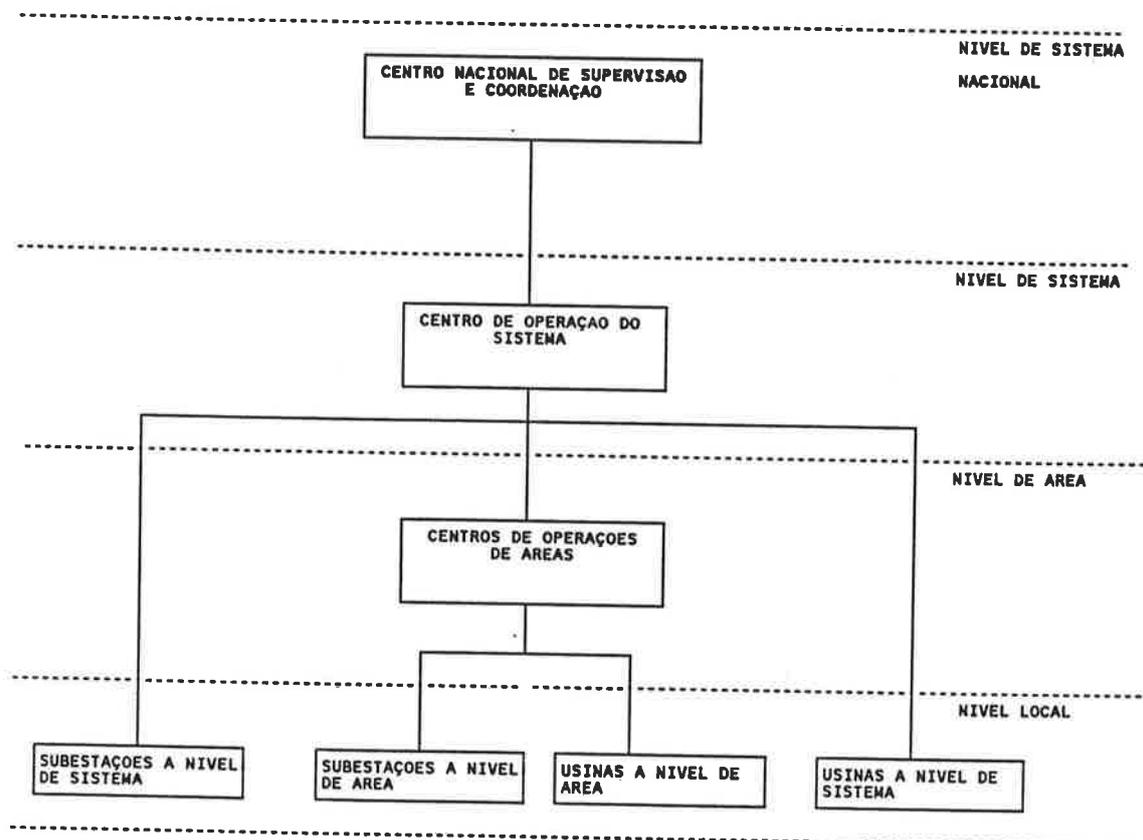


Figura 3.1 - Estrutura Hierárquica Operacional Proposta

3.3 Benefícios da estrutura proposta

Os benefícios da nova estrutura hierárquica podiam ser resumidos em:

- a) A estrutura proposta apresentava flexibilidade para atender à expansão do sistema eletro-energético pela ampliação dos recursos dos próprios COA, sem a necessidade de implantação de COA adicionais.
- b) Um COA poderia acomodar dois ou mais despachantes de geração e de transmissão, com equipamentos adequados à aquisição, condicionamento e aquisição de dados, via monitor, e assistidos por pessoal auxiliar. Conseqüentemente, um COA teria a capacidade de abranger a operação dentro de uma área operacionalmente superior que a das então Gerências Regionais de Operação. Além disso, as configurações das novas áreas de operação não seriam mais afetadas pela eventual reconfiguração administrativa das Gerências Regionais de Operação.
- c) Os despachantes dos COA passariam a ter uma visão de sistema, pela disponibilidade de novos recursos, então não disponíveis.
- d) Os despachantes de área poderiam se alternar nas várias posições operacionais, geração, transmissão, criando uma estrutura flexível para atender as diversas condições operativas.
- e) Haveria condições para uma manutenção eficiente dos recursos computacionais nos COA, pela criação de

uma pequena infra-estrutura especializada em cada qual, evitando assim os deslocamentos de equipes de manutenção, maximizando a disponibilidade para eventuais reparos.

Com essa nova conceituação ficou criada uma nova filosofia de operação, onde a operação em si passou ter sua própria hierarquia, independente da hierarquia formal das unidades administrativas da área de operação. Sem dúvida, passava também a existir uma nova elite de profissionais, cuja formação, autoridades e responsabilidade deveriam ser bem definidas para que não viesse a se caracterizar uma anomalia organizacional, com duplas subordinações.

Essa nova conceituação, uma vez aceita, se constituiu no balizamento principal para a especificação do SSCH - Sistema de Supervisão e Controle Hierárquico.

4 CARACTERÍSTICAS GERAIS DO SSCH - SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE HIERÁRQUICO

Após o levantamento da situação operacional e a proposição da nova estrutura de operação, foram elaboradas as especificações técnicas sobre as quais foi contratado o fornecimento do SSCH. Neste e nos próximos capítulos são apresentadas tais especificações enfocando os aspectos gerais, de comunicação homem-máquina, de software e de hardware.

4.1 Objetivos do SSCH

O SSCH compreende todos os recursos de software e hardware necessários ao atendimento dos seguintes pontos básicos:

- a) Facilitar o processo de tomada de decisão pelos despachantes, quanto à segurança e eficiência de suas ações.
- b) Agilizar a execução de supervisão e controle.
- c) Prover meios e procedimentos para a emissão sistemática de relatórios e estatísticas de operação.
- d) Fornecer meios adequados à programação da operação.
- e) Fornecer meios adequados ao planejamento da operação.
- f) Prover interfaces eficientes entre planejamento, programação, supervisão e pós-operação.

Quanto à supervisão da operação considera-se:

- . monitorar as condições operativas e analisar a segurança do sistema eletro-energético
- . executar telecomandos
- . visualizar, registrar e documentar os resultados da operação.

O SSCH foi estruturado sobre as descentralizações operacionais que resultou na implantação de três áreas de operação, abrangendo integralmente o Estado de São Paulo e definidas como: Oeste, Sudeste e Norte, como mostra a figura 4.1.



Figura 4.1 - Áreas de Operação do SSCH

Com essa nova divisão foi necessário o ajuste das fronteiras geográficas das áreas de atuação das Gerências Regionais de Operação (RGO) para que cada RGO ficasse integralmente contida numa área de operação. Com isso ficou caracterizada a existência de um COS e de 3 COA - Centro de Operação de Área.

Evidentemente foram considerados novos recursos de software e hardware, bem como instalações apropriadas para os COA e COS.

A descentralização da operação exigiu uma clara divisão de responsabilidades entre COS e COA, quanto a supervisão e controle. Para tanto, foram fixados os seguintes critérios:

. Nível de sistema

São consideradas as subestações de tensão igual ou superior a 230 Kv e as usinas hidrelétricas incluídas no Controle Automático de Geração - CAG.

. Nível de área

São consideradas as subestações de tensão de 138, 88 e 66 kv, os equipamentos em tensões inferiores a 230 kv em subestações a nível de sistema e as usinas não controladas pelo CAG e ligadas ao sistema de transmissão em 138 ou 88 kv.

4.2 Divisão de responsabilidades

Resumidamente, o COS ficou responsável pela segurança do sistema como um todo, pela supervisão e telecomando dos equipamentos a nível de sistema e pela operação hidráulica de todas as usinas.

Os COA ficaram responsáveis pela supervisão e telecomando dos equipamentos de transmissão a nível de área pela execução do despacho de geração das usinas não ligadas ao CAG, sob coordenação do COS, e pelo acompanhamento do estado hidráulico de tais usinas.

As subestações a nível de sistema foram dotadas de telecomando, mas apesar disso foram mantidos os operadores locais. No caso das subestações a nível de área, foram também equipadas com telecomando e planejada a remoção gradual dos operadores.

No caso das usinas os operadores locais foram mantidos. (PLANEJAMENTO E ANTEPROJETO.1980)

Dessa forma, resultou a seguinte divisão de responsabilidades:

a) COS

- . execução do despacho de geração das usinas e funções correlatas
- . controle remoto dos equipamentos de transmissão a nível de sistema
- . monitoração e análise de segurança do sistema de potência como um todo
- . controle da operação hidráulica dos reservatórios

- . controle e supervisão da liberação de equipamentos e linhas de transmissão a nível de sistema
- . preparação das ordens de manobra para os equipamentos a nível de sistema
- . preparação das instruções de operação a nível de sistema
- . emissão dos relatórios de operação para o sistema como um todo
- . análise dos resultados de operação para o sistema como um todo
- . coordenação operacional com o CNOS
- . coordenação operacional dos COA
- . coordenação operacional com os COS das empresas controladoras de áreas adjacentes
- . execução do controle de tensão e reativos a nível de sistema
- . restabelecimento do sistema, excluindo os equipamentos a nível de área.

b) COA

- . preparação das instruções de operação a nível de área
- . preparação das ordens de manobra para os equipamentos a nível de área
- . execução do despacho de geração das usinas não ligadas ao CAG, sob coordenação do COS
- . acompanhamento do estado hidráulico das usinas localizadas dentro das respectivas áreas

- . telecomando dos equipamentos de transmissão a nível de área
- . execução do console de tensão e reativo a nível de área
- . restabelecimento do sistema quanto a equipamentos a nível de área
- . controle e supervisão das liberações de equipamentos a nível de área
- . emissão dos relatórios de operação a nível de área
- . análise dos resultados de operação a nível de área
- . coordenação com o COS
- . coordenação com os outros COA
- . coordenação com a distribuição, quando necessário
- . coordenação com outras concessionárias menores.

4.3 Requisitos funcionais do planejamento da operação

Considerando-se as funções de planejamento é conveniente fazer algumas ressalvas.

O horizonte de tempo considerado no planejamento estende-se normalmente de um mês até cinco anos à frente, por isso os requisitos de tempo de processamento de suas funções não são críticos. Os modelos matemáticos utilizados nos estudos energéticos e hidrológicos são do tipo estocástico e os modelos matemáticos utilizados em estudo elétricos são os tipicamente adotados no planejamento do sistema e não incluem representação detalhada da rede. Basicamente as atividades de planejamento e programação da operação interfaceiam-se na definição das metas a serem consideradas no programa de geração, no programa de manutenção das unidades geradoras, na definição das restrições operativas e no programa de entrada em operação e retirada de serviço de equipamentos.

Por outro lado, a carga computacional para a execução do planejamento é elevada, mesmo que não crítica. Sendo assim, não é necessária redundância para esse tipo de função. (RAJARAMAN.1988)

Em decorrência conclui-se que a atividade de planejamento da operação pode ser desacoplada das demais atividades da operação no que tange a seu desenvolvimento no SSCH. (BOROVSKI.1989)

Seguem-se os tópicos inclusos no requisitos funcionais do planejamento da operação:

- . Previsão de demandas de energia elétrica e de potência máxima mensal.
- . Elaboração de curvas de carga, com a distribuição da demanda ao longo do tempo.
- . Acompanhamento do plano de obras de geração e transmissão.
- . Coordenação da programação da manutenção e conseqüentes paralisações no fornecimento de energia.
- . Cálculo dos requisitos de reserva de potência para fazer frente a desvios de demanda.
- . Estudos de operação hidráulica para estabelecimento de estratégia de operação e segurança de reservatórios.
- . Estudos de operação elétrica para revisar o programa de expansão da transmissão.
- . Definição das restrições da operação na geração e transmissão.
- . Definição de estratégias de operação para subsidiar as ações operativas.
- . Definição de táticas da operação.
- . Determinação dos intercâmbios futuros com outras empresas.
- . Elaboração e edição do plano de operação.

4.4 Requisitos funcionais da programação de operação

Similarmente ao item anterior são aqui relacionados os requisitos funcionais da programação da operação, semanal e diária:

- . Programação de intercâmbios com outras empresas controladoras.
- . Previsão de cargas horárias brutas
- . Programação de manutenção das unidades geradoras.
- . Programação da reserva de potência operativa horária.
- . Previsão de vazões afluentes
- . Programação de defluências
- . Programação de geração horária por usina.
- . Programação de desligamentos no sistema de transmissão
- . Análise das condições elétricas e de segurança operativa.
- . Programação de tensão e reativos
- . Validação dos programas de operação.
- . Preparação de instruções de operação.

4.5 Requisitos funcionais de supervisão da operação

A atividade de supervisão é executada pelas equipes do COS e COA. A nível do COA, restringem-se a execução de funções de supervisão e controle em tempo real. No COS, a conceituação é mais ampla. Ficam sob sua responsabilidade as decisões de operação de até 72 horas adiante. Assim, o supervisor do COS deverá estar habilitado a comandar a execução de programas de aplicação em modo estudo, como suporte decisório.

Os requisitos de supervisão são:

- . Monitoração do sistema elétrico.

Executada no COS e COA, corresponde ao acompanhamento em tempo real das condições operativas. Inclui detecção e notificação aos despachantes, de forma rápida, das condições insatisfatórias e de mudança de estado de equipamentos.

- . Aquisição de dados.

Coleta automática de dados de usinas, subestações e pontos de interligação. É executada a nível de sistema no COS, e no COA a nível de área.

- . Transferência de informações

Transfere dados e mensagens entre COS e COA e entre COS e CNOS.

- . Controle supervisório.

Permite o controle remoto de disjuntores, chaves seccionadoras e dispositivos de controle de tensão,

tanto no COS como nos COA para as respectivas abrangências.

- . Controle automático da geração -CAG
- . Controle da potência ativa das unidades geradoras em resposta à variações de frequência, potência ou ambas.
- . Alocação de geração.
Recálculo dos pontos base das usinas conectadas ao CAG, e dos fatores de participação e limites de regulagem. É executada de modo interativo.
- . Monitoração do CAG
Monitoração em tempo real do desempenho do sistema CAG face a critérios pré-estabelecidos.
- . Monitoração da reserva de potência.
Executada periodicamente em tempo real a nível do COS.
- . Monitoração de segurança do sistema de potência.
Executada no COS, determina a configuração em tempo real do sistema de transmissão, o cálculo das cargas das barras, o cálculo do fluxo de potência ativa e reativa e das tensões de barras (Estimador de estado) e ainda a detecção de eventuais violações de limites operativos.
- . Análise de segurança em tempo real.
Executada no COS em tempo real determina os fluxos de potência para o modelo completo da rede, simula um conjunto pré-definido de contingências de geração

e transmissão, identifica violação de limites operativos para as contingências simuladas.

. Controle dos reservatórios.

Objetiva a supervisão e controle da operação hidráulica, quanto a segurança e riscos de jusante.

Tais processamentos são executados no COS.

. Registros de ocorrência.

Implantada no COS e COA registra todas as ocorrências automaticamente, viabilizando a auditoria operacional.

4.6 Requisitos funcionais de pós-operação

Essa atividade compreende as funções de manutenção de arquivos históricos do sistema, de preparação dos relatórios de operação, de contabilização de energia e de demanda e de análise da operação.

- . Manutenção de arquivos históricos

Mantém atualizados arquivos do sistema computacional com históricos utilizados na elaboração de relatórios diários e semanais de operação e de análises estatísticas. É executada no COS.

- . Preparação de relatórios de operação

Esta função é executada no COS e COA e realiza os relatórios diários e semanais.

- . Contabilização de energia e demanda

Executada no COS, contabiliza os fornecimentos e recebimentos de energia e demanda com outras empresas.

- . Análise da operação

Executa a análise do desempenho do sistema com identificação de problemas potenciais e realização de estatísticas.

4.7 Características construtivas

São aqui consideradas aquelas relativas à disponibilidade, manutenção, expandibilidade, desempenho e desenvolvimento do software.

4.7.1 Características de disponibilidade

Dentre as funções aqui descritas existem algumas que, por sua natureza, são consideradas críticas, isto é, vitais para a operação do sistema e que, conseqüentemente, impõem requisitos mais rígidos de disponibilidade e de desempenho.

São consideradas as funções executadas em tempo real, ou seja, as associadas a Supervisão da Operação, Programação da Operação e Pós-Operação, bem como as respectivas funções de suporte e a função de comunicações entre o COS, COA e CNOS.

Essa conceituação amplia-se e aplica-se tanto a nível do COS como do COA. No tocante a segurança do sistema, muito embora as funções de monitoração e análise sejam abrangentes, sua criticidade será considerada limitada aos equipamentos a nível de sistema, ou seja, restrita a estimação de estados e monitoração dos equipamentos definidos a nível de sistema. A criticidade da função de análise de segurança será então limitada, com a ressalva de que, com a indisponibilidade de informações sobre o estado dos equipamentos a nível de área, haverá uma degradação da função de análise de segurança, uma

vez que as informações faltantes deverão ser substituídas por um modelo equivalente.

São consideradas não críticas as funções associadas ao planejamento da operação, desenvolvimento de software, geração de displays e manutenção de banco de dados.

Com isso a disponibilidade do SSCH fica definida como o número de horas por ano, durante as quais o sistema tem capacidade de executar o conjunto de funções críticas, atendendo os requisitos de desempenho especificados.

$$D = \frac{T_d}{T} \times 100$$

onde:

D = índice de disponibilidade expresso em (%)

T_d = tempo total que o sistema está disponível

T = período considerado

Esse índice de disponibilidade é avaliado individualmente por COA e no COS.

O índice mínimo esperado para o SSCH é de 99,9%, em base anual, o que corresponde a 8 horas e 45 minutos de indisponibilidade por ano.

Adicionalmente existem alguns requisitos adicionais a serem satisfeitos, como seguem:

- . a indisponibilidade das funções críticas a nível de COA não deve afetar a disponibilidade das funções críticas a nível do COS
- . a indisponibilidade de funções críticas a nível de COA não deve afetar a disponibilidade das funções críticas a nível dos outros COA

Para o atendimento a esses requisitos de disponibilidade e critérios citados, a configuração do SSCH apresenta redundância de recursos computacionais, de maneira que uma falha simples de qualquer componente do sistema, não cause a perda de qualquer função crítica. (MARTINI.1991a)

Tanto a nível do COA como do COS a indisponibilidade de um dos sistemas computacionais é considerada como um estado de operação degradada. Neste sentido, há um requisito adicional de que o período acumulado de operação degradada, por esse motivo, não ultrapasse a 24 horas por ano, o que por si só impõe a disponibilidade de política austera de manutenção preventiva e corretiva para os equipamentos computacionais.

Como no período de operação degradada as funções não críticas serão indisponíveis, resultará um índice de disponibilidade para elas, de aproximadamente 99,7%.

4.7.2 Características de manutenção

Para assegurar os índices de disponibilidade citados deverão ser atendidos os seguintes requisitos:

- . Existência de equipes treinadas e disponíveis para a manutenção do software e hardware.
- . Equipamentos computacionais de construção modular incluindo pontos de testes acessíveis e facilmente identificáveis.
- . Recursos de diagnóstico de software e hardware para detecção de falhas.
- . Documentação adequada para a execução eficiente dos serviços de manutenção preventiva e corretiva.
- . Facilidades para execução da manutenção corretiva a nível de substituição de cartões.
- . Existência de um estoque de componentes de reposição adequado para garantir os índices de disponibilidade especificados.

4.7.3 Características de expandibilidade

Um dos critérios básicos de concepção é de que o SSCH deve ter uma vida útil de 15 anos, pelo menos. Diante disso é imperioso que apresente recursos para receber expansões de forma flexível e modular para atender o crescimento do sistema eletro-energético, bem como acomodar edições de funções que venham se mostrar necessárias à operação, em decorrência da própria evolução operacional.

4.7.4 Características de desempenho

Esses requisitos são muito sensíveis, pois parte deles estão relacionados a tempo de resposta a funções de "displays", o que de certa forma é bastante subjetivo. A redução de tempos desse tipo, em alguns casos implica na completa substituição de equipamentos computacionais. No entanto, existem alguns requisitos de tempo de resposta que devem ser respeitados:

Uma mudança de estado deverá ser detectada e anunciada aos despachantes como condição de alarme, no máximo em três segundos após sua ocorrência.

Igualmente, três segundos deverá ser o tempo máximo para efetivação de um comando, após o respectivo acionamento da execução pelo despachante.

A exibição de uma tela, em qualquer circunstância, deverá ser exibida nos consoles de operação em no máximo um segundo.

O tempo de recuperação do sistema computacional após uma falha não deve exceder a 10 segundos,

Esses requisitos acabam por impor outros que foram também assumidos na configuração do SSCH, tais como:

- . A configuração é dual e simétrica para os conjuntos computacionais, operando um como principal e o outro como reserva.
- . Todas as funções críticas devem ser processadas no computador principal, ficando para o reserva as funções não críticas de suporte.

- . As unidades de processamento de um conjunto computacional deverão ser da mesma família e totalmente compatíveis entre si, de forma que seja possível uma redistribuição do processamento das funções.
- . As unidades terminais remotas serão instaladas em todas as usinas e subestações em níveis de tensão superiores a 69 Kv, não sendo necessária redundância física. Entretanto, para algumas remotas a nível de sistema deverão existir canais de comunicação redundantes, através de rotas alternativas.

4.7.5 Características gerais de desenvolvimento de software

As características abaixo relacionadas foram tomadas como requisitos de desenvolvimento:

- . Utilização de técnicas modernas de programação estruturada.
- . Estrutura de programas modular, com aproximadamente 50 sentenças por módulo, e 7 variáveis aproximadamente.
- . Programas orientados a tabelas
- . Software de aplicação o mais independente possível da estrutura do banco de dados e dos periféricos de entrada e saída.
- . Utilização de recursos de software de suporte

- . Transferência de dados entre programas feita principalmente através de banco de dados
- . Utilização de reentrância como característica apoiada em software de suporte.
- . Utilização de linguagem de alto nível, evitando o uso de Assembler.

4.8 Características de dados e telecomando

São inicialmente consideradas três categorias:

- a) Aquisição de dados - compreende os dados coletados em tempo real através das unidades terminais remotas, instaladas nas usinas, subestações e pontos de interligação com sistemas elétricos de outras empresas.
- b) Telecomando - compreende os requisitos relativos aos diversos equipamentos do sistema de potência que são telecomandados a partir do COS e dos COA, bem como os requisitos associados à atuação do CAG sobre unidades geradoras.
- c) Transferência de informações - compreende as transferências de dados e de mensagens entre o COS e os COA, entre os COS e o CNOS.

4.8.1 Dados coletados através das unidades terminais remotas

Tais dados foram agrupados em três categorias: indicações de estado, medidas analógicas e acumuladores.

- Indicações de estado - "status"

Esse tipo de dado retrata condições dos equipamentos do sistema elétrico, que se caracterizam por dois estados (aberto\fechado, ligado\desligado). Dependendo das condições de comutação de um estado para outro, são exigidas

diferentes técnicas para a coleta desse tipo de informação. Por exemplo, para monitoração de estado de componente que possa apresentar mais que uma comutação entre duas interrogações consecutivas da estação central há a necessidade de memorização dessas transições. Dentro desta categoria foram utilizados dois tipos de indicação de estado: indicação de estado simples e indicação de estado com detecção de mudança momentânea (DMM).

- . Indicação de estado simples

Este tipo de indicação reporta: disjuntores sem religamento automático, chaves seccionadoras, chaves de aterramento, unidades geradoras ligadas ou não ao CAG, unidades geradoras sincronizadas ou não, unidades geradoras paradas e alarmes. A definição de alarmes associados a cada remota foi realizada durante a fase de anteprojeto em função da característica de operação desatendida.

- . Indicação de estado com detecção de mudança momentânea

Este tipo de indicação monitora os disjuntores com religamento automático.

- Medições analógicas

Foram previstas as seguintes medições:

- . potência ativa e reativa de unidades geradoras
- . potência ativa e reativa de transformadores

- . potência ativa e reativa de linhas de transmissão
- . potência ativa e reativa nos pontos de interligação
- . potência reativa de condensadores síncronos
- . tensões de barramentos
- . tensão das unidades geradoras
- . tensão em reatores e capacitores
- . posição de "tap" de transformadores com comutadores sob carga
- . níveis à montante e jusante de reservatórios
- . posições de comportas
- . medição de frequência em pontos estratégicos do sistema

- Acumuladores

São aqui considerados acumuladores os dispositivos utilizados para medições de grandezas que precisam ser integradas ao longo do tempo, por exemplo, a energia fornecida/recebida nos pontos de interligação. A energia produzida é calculada pela integração das potências geradas nas usinas.

- Frequência na aquisição de dados

Com vistas às diferentes necessidades associadas a cada tipo de dado foram utilizadas diferentes frequências de aquisição, como segue:

- a) indicações de estado - são reportadas ao centro de operação no intervalo máximo de dois segundos após a ocorrência.

b) grandezas analógicas - são coletadas periodicamente a cada dois segundos.

c) dados de acumuladores são ajustáveis a intervalos de 15 minutos a 1 hora.

Cabe ressaltar que os dados de hidrometeorologia, pela diversidade de fontes geradoras foram considerados à parte, não se enquadrando no presente trabalho.

4.8.2 Telecomando

Foram considerados os seguintes telecomandos:

- . comando para operação dos disjuntores
- . comando para comutação de tap dos principais transformadores providos de comutadores de carga
- . comando de "set-point" para ajuste do ponto base de operação das usinas
- . comando para aumentar ou diminuir as potências ativas e reativas, em forma de pulsos, para as usinas
- . comandos para dispositivos adicionais para as subestações que vierem a se tornar desatendidas.

Destaca-se aqui, que pelas características específicas de controle não são tratados os comandos das unidades de CAG.

4.8.3 Transferência de informações

São aqui considerados os tipos de dados transferidos entre COS e COA e COS e o CNOS.

- Transferência de informações entre COS e COA

- . Mensagens não formatadas operador-operador a serem transferidas entre consoles de operação, sob demanda
- . Intercâmbio de dados em tempo real obtidos pelo COS ou pelos COA

O COS dispõe de dados em tempo real a nível de área de modo a dar suporte à execução das funções de segurança para o sistema como um todo, em particular ao que se refere ao estimador de estado. Para isso os dados do banco de dados dos COA ficam acessíveis ao COS. Por outro lado os COA recebem do COS dados de estado e medições analógicas relativas a equipamentos a nível de sistema e a nível de área situados nas fronteiras de suas respectivas áreas de responsabilidade.

- . Sinais de sincronização entre os vários sistemas computacionais
- . Resultados de processamento de programas de aplicação executados no COS a serem transferidos aos COA

Deve-se ressaltar que, com respeito à estruturação hierárquica, toda a transferência de informação COA-COA é feita através do COS.

- Transferência entre COS e CNOS

Além dos dados colhidos internamente através do SSCH, a empresa necessita de dados de sistemas

elétricos vizinhos a ela relacionados e interligados, para as diversas etapas de operação. Essas informações são providas pelo CNOS, que por sua vez necessita de informações do SSCH para a coordenação da operação de todo o sistema interligado.

4.8.4 Estimativa de pontos a serem supervisionados

Considerando-se as usinas e subestações com tensão superior a 69 kv foi realizada uma subdivisão do sistema elétrico em:

Instalações a nível de sistema:

- subestações;
- usinas;
- pontos de interligação.

Instalações a nível de área:

- subestações de manobra;
- subestações de derivação
- subestações individuais

No entanto, foram também consideradas algumas hipóteses adicionais:

- a) as subestações industriais não foram incluídas no SSCH
- b) embora as usinas sejam consideradas a nível de sistema, os dados das que operam com tensão inferior a 138 kv e que não estão sob o CAG tem seus dados encaminhados ao COS através de COA.

- c) em usinas ligadas ao sistema de transmissão em tensão igual ou superior a 138 kv e que estão sob o CAG são instaladas duas unidades terminais remotas. Os dados de geração e dados hidrológicos são enviados diretamente ao COS, e os dados de sistema de transmissão ao COA.
- d) usinas e subestações com equipamentos em ambos os níveis (sistema e área) dispõem de duas unidades terminais remotas, uma para cada nível. Cabe salientar que dependendo do número de pontos a supervisionar numa só localidade, poderão ser instalados duas ou mais UTR - unidades terminais remotas.

Para efeito de levantamento de dados foram adotadas algumas aproximações, julgadas aceitáveis:

- . todas as indicações de estados de disjuntores foram consideradas com memorização
- . a quantidade de equipamentos elétricos foi estimada em função do número de linhas de transmissão que convergem à cada estação.
- . as indicações de estados sem memorização incluíram todas as chaves seccionadas.

Para cada ponto de interligação são coletados os seguintes dados:

- . potência ativa e reativa de cada linha
- . indicações de estado dos disjuntores de linha
- . tensão no barramento
- . energia fornecida e recebida

Para os telecomandos foram considerados:

- . telecomando dos disjuntores de estação
- . comutação de tap de todos os transformadores do sistema que possuem comutadores sob carga
- . pulsos para controle de potência ativa/reativa nas usinas geradoras
- . "set point"

Para cada categoria de estação foram definidos números típicos de pontos por estação, para a projeção dos pontos a serem supervisionados, de acordo com o crescimento do sistema de potência, até o ano 2000.

- Estações supervisionadas pelo COS

A tabela 4.1 mostra o resultado do levantamento para o ano de 1984.

UTR a nível de sistema (1984)				
Tipo	Norte	Oeste	Sudeste	TOTAL
Usinas	0	10	0	10
Subestações	5	4	6	15
Pontos de interligação	4	1	3	8
TOTAL	9	15	9	33

Tabela 4.1 - UTR Supervisionadas pelo COS

A tabela 4.2 mostra o volume de pontos supervisionados pelo COS (1984)

Pontos supervisionados pelo COS (1984)					
Tipo	Analogico (2 Seg.)	Status com DMM	Status simples	Acumu- lador	TOTAL
Usinas	340	120	690	14	1.164
Subestações	380	250	1.200	60	1.890
Pontos de interli- gação	50	20	-	42	112
TOTAL	770	390	1.890	116	3.166

Tabela 4.2 - Pontos supervisionados pelo COS

A tabela 4.3 mostra o volume de pontos a serem telecomandados pelo COS (1984)

Pontos telecomandados pelo COS (1984)				
Tipo	Liga/ Desliga	Top	Aumentar/ Diminuir ou "Set-Point"	TOTAL
Usina	120	10	10	140
Subestação	250	35	-	285
TOTAL	370	45	10	425

Tabela 4.3 - Pontos telecomandados pelo COS

- Estações supervisionadas pelos COA

Foram considerados os seguintes tipos de estações:

. subestações de manobra em 138 kv, 88 kv e 69 km

- usinas de pequeno porte 138, 88, 69 kv não incluídas no CAG
- subestações de derivação

A tabela 4.4 mostra o volume de estações onde é prevista instalação de UTR (1984) para cada área.

Estações a nível de Área (1984)				
NÍVEL de tensao	COA-Norte	COA-Oeste	COA-Sudeste	TOTAL
138 KV	40	33	19	92
88 KV e 69 KV	8	17	2	27
TOTAL	48	50	21	119

Tabela 4.4 - Estações a nível de área (UTR)

A tabela 4.5 mostra o número de pontos a serem supervisionados em cada área de operação.

Pontos supervisionados pelos COA (1984)				
Discriminação	Analógico (2 seg.)	Status com DMM	Status Simples	TOTAL
COA-Norte	820	190	920	1.930
COA-Oeste	800	180	870	1.850
COA-Sudeste	420	120	530	1.070
TOTAL	2.040	490	2.320	4.850

Tabela. 4.5 Pontos supervisionados pelos COA

- Subestações de derivação

As estimativas aqui realizadas pressupõem que essas estações operarão desatendidas no futuro.

A tabela 4.6 mostra os quantitativos típicos considerados para as subestações de derivação.

Pontos por estação de derivação				
	Status Simples	Status c/DMM	Analógicos	Telecomando
Transformadores	12	-	2	-
Alimentadores	30	-	12	-
Barramento	10	-	2	-
Disjuntores	-	10	-	8
Seccionadora	13	-	-	-
TOTAL	65	10	16	8

Tabela 4.6 - Pontos por estação de derivação

A tabela 4.7 mostra o número de subestações de derivação para cada uma das áreas de operação (1984)

Subestações de derivação por Área (1984)				
NÍVEL de tensão	COA-Norte	COA-Oeste	COA-Sudeste	TOTAL
138 KV	54	15	22	91
88 KV e 69 KV	39	34	16	89
TOTAL	93	49	38	180

Tabela 4.7 - Subestações de derivação por área

A tabela 4.8 mostra a estimativa de pontos de supervisão e telecomando em subestações de derivação (1984)

Pontos de supervisão/telecomando-Subestações de derivação				
Discriminação	Analógico	Status c/DMM	Status Simples	Telecomando
COA-Norte	1.490	930	6.050	750
COA-Oeste	780	490	3.180	390
COA-Sudeste	610	380	2.470	300
TOTAL	2.880	1.800	11.700	1.440

Tabela 4.8 - Pontos de supervisão e telecomando -
Subestações de derivação.

Considerados os números de pontos por estação a serem supervisionados foram fixados alguns números típicos por estação, que serviram como base para a projeção da configuração final do SSCH, no ano 2000.

A tabela 4.9 mostra os números fixados.

Número típico de Pontos por estação			
Tipo	Analógico	Status c/DMM	Status Simples
Subestação-Sistema	26	17	80
Usina - Sistema	34	14	75
Interligação-Sistema	7	3	-
COA-Norte - Área	18	4	20
COA-Oeste - Área	16	4	18
COA-Sudeste - Área	20	6	25
Subestação de derivação	16	10	65

Tablea 4.9 - Número típico de pontos por estação

- Estimativa de pontos para a configuração final

O dimensionamento do SSCH para o período 1995-2000 foi realizado considerando um crescimento anual de demanda em 5% no número de subestações com a estagnação do sistema de subtransmissão. Quanto as usinas considerou-se um acréscimo de 6 usinas, uma vez que os aproveitamento hídricos estão praticamente esgotados. O sistema elétrico como um todo deverá ter um crescimento acentuado nas áreas norte e sudoeste.

A tabela 4.10 mostra o crescimento previsto do número de UTR a nível de sistema no período 1984-2000.

Evolução do número de UTR - Nível de Sistema								
Tipo	1984				2000			
	N	O	SE	Total	N	O	SE	Total
Usinas	0	10	0	10	0	15	0	15
Subestações	5	4	6	15	11	8	13	32
Pts. Interlig.	4	1	3	8	9	5	9	23
Total	9	15	9	33	20	28	22	70

Tabela 4.10 - Evolução do número de UTR - Nível de Sistema

A tabela 4.11 mostra a estimativa de evolução do número total de UTR entre 1984 e 2000.

Evolução do numero de UTR - estimativa								
TIPO	1984				2000			
	N	O	SE	TOTAL	N	O	SE	TOTAL
NÍVEL de Sist. (NS)	9	15	9	33	20	28	22	70
NÍVEL de Área (NA)	141	99	59	299	270	160	110	540
- Manobras	48	50	21	119	100	90	45	235
- Derivação	93	49	38	180	170	70	65	305
TOTAL (NS) + (NA)	150	114	68	332	332	188	132	610

Tabela 4.11 - Evolução estimada do crescimento de UTR

Em consequência, a tabela 4.12 mostra a quantidade de pontos a serem supervisionados no ano 2000 - estimados.

Estimativa de pontos supervisionados em 2000				
TIPO	Analógico	Status c/DMM	Status Simples	TOTAL
COS	1.500	750	3.700	5.950
COA-Norte	4.500	2.100	13.000	19.600
COA-Oeste	2.700	1.100	6.200	10.000
COA-Sudoeste	1.900	900	5.300	8.100
TOTAL	10.600	4.850	28.200	43.650

Tabela 4.12 - Estimativa de pontos supervisionados para o ano 2000

Finalmente, para que se tenha a idéia do porte do SSCH, sintetiza-se na tabela 4.¹³~~14~~ a evolução do sistema de controle entre 1984 e 2000. Pelo número de pontos supervisionados pode-se avaliar o número de sensores necessários, pelo número de telecomandos, os atuadores.

(Tabela. 4.14 Evolução do SSCH até o ano 2000)

Pela magnitude do SSCH pode-se imaginar a complexidade da operação do sistema elétrico sob sua supervisão e controle.

EVOLUÇÃO DO SSCH ENTRE 1984 E 2000										
	1984					2000				
	COA-N	COA-O	COA-SE	COS	TOTAL	COA-N	COA-D	COA-SE	COS	TOTAL
Pts supervis	19 ^{SD}	1850	1070	3166	8016	1960	10000	8100	5950	43650
Pts telecom.	750	390	300	425	1865	495	290	200	130	1115
UTR	141	99	59	33	332	270	160	110	70	610

Tabela 4.1¹³~~4~~ Evolução do SSCH até o ano 2000.

5 RECURSOS TELEMÉTRICOS DE OPERAÇÃO

Define-se como interface homem-máquina o conjunto de equipamentos e programas computacionais associados, objetivando prover os usuários de meios eficientes para: obter informações, entrar dados, ativar a execução de programas de aplicação e emitir comandos para o controle em tempo real dos vários componentes dos sistemas de geração e transmissão. (KENEALY.1977)

Conforme já mencionado, as atividades funcionais do SSCH foram divididas em: planejamento da operação, programação da operação, supervisão da operação e pós-operação. Considerando-se que os usuários tem responsabilidade pela execução dessas funções, definiram-se as posições funcionais do SSCH, atendidas pela interface homem-máquina. Cada posição funcional a nível de COS e COA foi definida pela capacidade da execução de um conjunto de tarefas. Para tanto, cada posição funcional foi dotada de uma console contendo uma ou mais unidades terminais (monitores) coloridas com capacidade semigráfica, teclados alfanuméricos e funcionais e outros dispositivos, dependendo das tarefas associadas a referida posição funcional. Ressalta-se que para a atividade de pós-operação não há uma posição funcional física, sendo realizada através de vários postos de operação.

5.1 Posições funcionais do SSCH

Tais posições foram divididas em duas categorias, conforme estejam associadas ao sistema computacional do COS ou dos COA.

5.1.1 Posições funcionais do COS

a) Planejamento da operação

Nesta posição, os usuários podem comandar a execução de qualquer programa de aplicação, associado à atividade de planejamento da operação, quer seja na área elétrica, energética ou hidráulica, visualizar e alterar dados de entrada, examinar os resultados de saída de programas e comandar a impressão de relatórios. Essa posição funcional não tem acesso aos dados coletados em tempo real.

b) Programação de geração

Nesta posição o usuário pode comandar a execução do conjunto de programas de aplicação das áreas energética e hidráulica, visualizar e alterar dados de entrada, examinar os dados de saída, comandar a impressão de relatórios. Tais programas são utilizados na elaboração do programa de geração diário e semanal. Os usuários nesta posição tem acesso aos dados coletados em tempo real excetuando-se as condições de alarmes.

As principais tarefas associadas a essa posição são:

- . manutenção do arquivo de indisponibilidades de unidades geradoras
- . manutenção do arquivo de restrições de usinas e operações hidráulicas
- . validação do arquivo de intercâmbios entre empresas para fins de contabilização energética
- . receber e enviar mensagens ao grupo de programação da operação do CNOS
- . comandar a transferência de informações ao CNOS

c) Estudos elétricos a curto prazo

Nesta posição o usuário pode comandar a execução de programas de análise da rede, em modo estudo, visualizar e alterar os dados de entrada, examinar os dados de saída e comandar a impressão de relatórios, não tendo acesso aos dados coletados em tempo real, exceto das condições de alarme do sistema de potência: o usuário pode executar as seguintes funções principais:

- . manter o arquivo de desligamentos programados no sistema de transmissão
- . manter o arquivo de restrições operacionais de natureza elétrica
- . enviar e receber mensagens para o grupo de estudos elétricos do CNOS
- . configurar, arquivar e recuperar casos de estudos.

d) Despacho de Transmissão

Nesta posição o despachante de transmissão tem condições de monitorar a segurança operacional do sistema como um todo e executar o controle sobre o sistema de transmissão, a nível de sistema. O despachante tem acesso aos dados coletados em tempo real, bem como aos resultados de análise da rede executada também em tempo real. Pode o despachante executar as seguintes tarefas:

- . comandar a execução dos programas de aplicação que compõem a análise de rede em tempo real
- . definir e tomar conhecimento dos limites operativos
- . reconhecer as condições de alarme ocorridos no sistema de transmissão
- . inibir alarmes associados ao sistema de transmissão
- . receber e transmitir mensagens para o supervisor de transmissão do CNOS
- . receber e transmitir mensagens aos despachantes dos COA
- . manter o arquivo de desligamentos programados e forçados ocorridos no sistema de transmissão sob sua responsabilidade.

e) Despacho de geração

Nesta posição o despachante de geração tem condições de : monitorar as condições operacionais de usinas, tanto a nível de sistema

como de área, acompanhar o estado hidráulico dos reservatórios, supervisionar a execução e o desempenho do CAG, monitorar a reserva operativa do sistema. Pode ainda executar as seguintes tarefas:

- . comandar a execução dos programas de aplicação associados a atividade de despacho da geração
- . executar as compensações de intercâmbios involuntários
- . executar as correções de erro de tempo
- . receber e enviar mensagens ao supervisor de geração no CNOS
- . receber e enviar mensagens aos despachantes dos COA
- . reconhecer condições de alarmes associados ao sistema de geração, à monitoração de reserva operativa, e ao CAG.
- . inibir alarmes associados ao sistema de geração e ao CAG
- . manter o arquivo de saídas programadas ou forçadas de unidades geradoras
- . introduzir alterações no arquivo de restrições operativas das unidades geradoras e da operação hidráulica.

f) Supervisão do Sistema

Nesta posição o supervisor do sistema tem condições de executar todas as tarefas específicas para o despacho de geração e

transmissão. Pode ainda executar programas de aplicação de análises em modo estudo e alterar os parâmetros que controlam a análise de rede, em tempo real. Cabe ao supervisor do sistema comandar a emissão de relatórios de operação em base diária e semanal, que requerem a verificação da disponibilidade dos dados e a eventual entrada de dados complementares. Pode ainda supervisionar, a nível de COS, a configuração do sistema computacional e da interface de comunicações com o CNOS, com os COA e com a UTR.

g) Manutenção do sistema (COS)

Esta posição viabiliza as tarefas de adição, alteração, eliminação de telas e relatórios, manutenção de banco de dados, adição e modificação dos pontos das UTR e teste de novos programas de aplicação. O usuário, nesta posição, tem acesso a todas as telas do sistema.

5.1.2 Posições funcionais do COA

a) Despacho de área

Nesta posição o despachante do COA tem condições de monitorar o sistema de transmissão e as usinas sob sua responsabilidade e executar o controle sobre o sistema de transmissão a nível de área. Tem acesso às informações coletadas em tempo real. Adicionalmente executa as seguintes tarefas:

- . reconhecer as condições de alarmes ocorridos no sistema de transmissão a nível de área
- . definir e tomar conhecimento dos limites operativos
- . inibir os alarmes associados à sua posição
- . receber e transmitir mensagens aos despachantes do COS e dos outros COA
- . manter o arquivo de desligamentos programados e forçados ocorridos na transmissão a nível de área
- . comandar a impressão de relatórios.

As consoles de operação podem operar em mais que um modo funcional de acordo com planejamento específico para essa alocação. Tais consoles são distribuídos segundo a tabela 5.1.

Distribuição dos consoles				
Posições funcionais		No. de Monitores p/console	No.de consoles	
			Inicial	Final
COS	Planejamento da operação	1	2	4
	Planejamento da geração	2	1	1
	Estudos elet. de curto prazo	2	1	2
	Despacho de trans. (*)	3	1	2
	Despacho de geração (*)	3	1	1
	Supervisão do sistema (*)	3	1	1
	Manutenção do sistema (*)	4	2	5
COA-N	Despacho de Área	2	2	5
COA-O	Despacho de Área	2	2	3
COA-SE	Despacho de Área	2	2	3
Numero de consoles com 1 monitor			3	9
Numero de consoles com 2 monitores			8	14
Numero de consoles com 3 monitores			4	5
Total de consoles			15	28

Tabela 5.1 - Distribuição de consoles

(*) As posições funcionais assinaladas têm seus monitores montados em consoles realizados em mobiliário especial.

5.2 Características gerais das telas e teclados

5.2.1 Tipos de telas

São considerados dois tipos básicos: esquemáticos e tabulares.

a) Telas de esquemáticos

Essas telas são tipicamente utilizadas para representar os diagramas unifilares das usinas e subestações, podendo ainda serem utilizadas para representações de diagramas de bloco ou esquemático de áreas.

b) Telas tabulares

Essas telas são estruturadas na forma de tabelas e algumas delas são abaixo relacionadas:

- . lista de repertório de telas
- . lista de equipamentos existentes e supervisionados em cada subestação ou usina
- . informações relativas a parâmetros da rede
- . limites operativos de equipamentos
- . lista de alarmes
- . saídas de programas de aplicação
- . telas de controle para execução de programas

5.2.2 Teclado funcional

O teclado funcional é uma alternativa rápida em relação ao "track-ball" para utilização das telas.

São disponíveis as seguintes categorias de teclas:

- . seleção de telas

- . controle de telas
- . solicitação de impressão de telas
- . controle de dispositivos
- . manuseio de alarmes
- . apontamento de equipamento
- . entrada por teclado
- . controle do sistema computacional

5.2.3 Seleção de telas

A interface homem-máquina dispõe das seguintes técnicas para selecionar telas:

- . acesso hierárquico, através de árvore de acesso
- . acesso lateral - através de menu
- . acesso dedicado - através de tecla específica
- . acesso numérico - através do código de tela

O controle através das telas baseia-se na filosofia de "selecionar depois operar".

Há ainda o recurso de monitoração de tendências para as variáveis analógicas que podem ser em tempo real ou históricas.

5.3 Filosofia de alarmes

5.3.1 Características gerais

A apresentação dos alarmes aos despachantes representa um dos problemas mais críticos da interface homem-máquina, pois são através deles que as ações corretivas se iniciam. Foi, por isso, tomado um cuidado especial para que sempre sejam significativos. Para realizá-los foram considerados os seguintes requisitos:

- . Antes da geração de mensagem de alarme é assegurado que a anormalidade é permanente, ou seja, persiste por um período de tempo especificado. Isso buscou evitar o anúncio de alarmes causados por ruídos, ou outras causas falhas, que se caracterizados como alarmes iriam aumentar em demasia os anúncios desvalorizando-os.
- . Não é realizado o registro repetitivo de uma única condição de alarme (rajada), no entanto as intermitências freqüentes são sinalizadas a cada período pré-estabelecido.
- . O software referente a detecção de alarmes distingue mudanças de estado comandadas das não comandadas.
- . O software de registro de alarme apresenta confiabilidade suficiente para garantir que nenhum alarme é perdido.

- . É previsto o recurso de inibição de alarmes de acordo com a posição funcional de cada console.
- . Os alarmes ainda não reconhecidos aparentam intermitência na tela. Diferentemente dos já reconhecidos que destacam-se por apresentar cor diferenciada, mas tem intermitência.

5.3.2 Classificação dos alarmes

Os alarmes são classificados conforme designação funcional dos consoles. No caso de despacho de transmissão, normalmente há mais de uma console operando nesse modo, de tal forma a viabilizar uma divisão de operação, quando os alarmes serão dirigidos aos postos de operação correspondentes.

5.3.3 Notificação de alarmes

A notificação da ocorrência de um alarme é feita de várias formas:

- . disparo de um alarme sonoro na console
- . emissão de mensagem no campo das telas reservado para esse fim
- . inclusão de mensagem na tela resumo dos alarmes
- . registro na impressora de alarmes e eventos
- . mudança de cor e intermitência da representação dos elementos a que se refere o alarme até reconhecimento pelo operador
- . iluminação intermitente da tecla associada à tela de resumo de alarmes, até o reconhecimento
- . intermitência da identificação da estação em todas as telas a ela associadas, até o reconhecimento.

A condição de retorno ao estado normal, também é notificada ao despachante, como segue:

- . emissão de mensagem de retorno ao estado normal no campo das telas reservado a alarmes

- . registro da mensagem na impressora de alarmes e eventos
- . mudança de cor e intermitência nas telas, do elemento a que se refere a condição, até reconhecimento.

5.3.4 Mensagem, reconhecimento e inibição de alarmes

A mensagem de alarme inclui:

- . data e horário da detecção
- . nome da estação
- . identificação do dispositivo a que se refere o alarme
- . outras informações, como valor associado
- . condição do alarme (incidência ou retorno ao normal)

A mesma mensagem aparece em telas e impressoras.

O reconhecimento de cada alarme é feito por uma única console em função de seu modo de operação e área geográfica de competência, no modo Despacho e Transmissão. O reconhecimento da condição cessa a intermitência de apresentação do elementos respectivos em todas as telas. No mesmo modo de operação o despacho pode inibir individualmente a detecção de um alarme.

5.4 Características gerais de relatórios

O SSCH produz relatórios em suporte às atividades de planejamento da operação, programação da operação e supervisão da operação acionado pelos seguintes tipos de comando:

- . por tempo, periódica e automaticamente
- . por solicitação do usuário
- . automaticamente, sempre que o volume de dados aproximar-se de capacidade do arquivo.

Os tipos de relatórios são relacionados aos programas de aplicação adiante mencionados.

6 COMPONENTES DO SOFTWARE DO SSCH

Descrevem-se aqui as principais características do software de suporte, bem como do software aplicativo. Este assunto é extremamente extenso e por si só viabiliza uma série de outros trabalhos. Aqui serão abordados somente os pontos fundamentais necessários à compreensão do que foi implementado.

6.1 Características gerais do software do SSCH

6.1.1 Software de suporte

O software de suporte foi dividido em três categorias:

- a) Software básico - software normalmente fornecido pelo fabricante do sistema computacional, juntamente com o suporte técnico necessário. Refere-se ao sistema operacional e ao suporte para desenvolvimento de programas.
- b) Software de suporte de aplicação - abrangendo os recursos de gerenciamento de banco de dados, suporte da interface homem-máquina e suporte de comunicações.
- c) Software de gerenciamento da configuração computacional - recursos de monitoração de falhas e reinicialização.

6.1.2 Sistema Operacional

Foi utilizado o sistema operacional fornecido pelo fabricante dos computadores que possui capacidade de processamento de módulos de software, nas seguintes modalidades:

- a) Processamento em tempo real
- b) Processamento interativo
- c) Processamento em "batch"

As principais características do sistema operacional são:

- . Permite clara definição de sua interface com o software de aplicação e o software de suporte de aplicação.
 - . Não adiciona "over head" significativo na execução do software de aplicação.
 - . Executa a função de controle do processamento de tarefas
 - . Administra recursos computacionais, como memória e periféricos.
 - . Executa funções de controle de programa.
 - . Fornece suporte a funções de controle de arquivos.
- Funcionalmente executa as funções aqui relacionadas:

- . Controle de tarefas
- . Programação e despacho de tarefas
- . Comunicação entre tarefas
- . Gerenciamento de memória
- . Gerenciamento de arquivos
- . Gerenciamento de dispositivos de entrada e saída
- . Monitoração e ajustes (sintonia)
- . Controle de trabalho
- . "Spooling" de entrada e saída

6.1.3 Suporte ao desenvolvimento de programas

Tendo em vista o grande esforço de desenvolvimento de software foi utilizado um suporte à programação, codificação e testes, de forma interativa, através de monitores, que incluíam recursos para produção e manutenção do software.

Foram utilizadas as seguintes ferramentas:

- . Montador (assembler)
- . Compilador para linguagem de alto nível FORTRAN-77
- . "Link-loader"
- . Editor interativo de textos
- . Suporte de testes
- . Suporte de gerenciamento de bibliotecas

6.1.4 Software de suporte de aplicação

a) Suporte de banco de dados - permite a definição e manipulação das estruturas de dados necessárias ao processamento do software de aplicação e a criação e manutenção de bancos de dados. É composto por:

- . Gerenciador de banco de dados
- . Suporte de geração e manutenção de banco de dados.

b) Suporte a interface homem-máquina

Provê os seguintes recursos:

- . Suporte de telas
- . Suporte de impressão de relatórios
- . Suporte para tratamento de alarmes
- . Suporte de tendência
- . Suporte para manipulação de mensagens
- . Suporte para registradores gráficos.

6.1.5 Suporte para gerenciamento da configuração computacional

Dada a característica de redundância dos conjuntos computacionais essa função de suporte é primordial e executa:

- . monitoração de falhas computacionais
- . monitoração de falhas de periféricos
- . tratamento de falhas
- . reinicialização
- . proteção do banco de dados contra falhas
- . suporte para testes e diagnósticos
- . suporte operacional

Para cada conjunto computacional foram definidos os seguintes modos de operação:

- . Primário - é o conjunto computacional, no qual encontram-se em processamento as funções do SSCH.
- . Reserva - é o outro conjunto computacional associado que monitora continuamente a operação do primário.
- . Teste - é quando o secundário é utilizado para teste e o chaveamento automático fica inibido.
- . Fora de serviço - indisponível por falha no hardware.

A monitoração de falhas se faz em modo próprio contínuo e modo cruzado.

6.1.6 Características do software de aplicação

O software de aplicação foi dividido em subsistemas, como segue:

- a) Planejamento da operação energética - composto de programas que incluem:
- . Previsões globais de demanda
 - . Previsões setoriais de demanda
 - . Fatores de modulação de demanda e curvas de carga
 - . Cálculo de indisponibilidade
 - . Estimativa e alocação de reservas
 - . Operação hidráulica de reservatórios
 - . Modelo estocástico para funções de transição
 - . Coordenação da manutenção
 - . Modelo para definição de estratégias da operação
 - . Despacho simulado de geração
- b) Estudos elétricos para o planejamento da operação
- Os programas de aplicação desenvolvidos são:
- . Fluxo de potência otimizado
 - . Análise de contingências
 - . Estabilidade estática e transitória
 - . Cálculo de curto circuito
- c) Programação da operação
- Para a realização da programação da operação foram realizados os seguintes programas de aplicação:
- . Previsão de cargas

- . Alocação da reserva operativa
- . Previsão de vazões
- . Operação hidráulica de reservatórios
- . Operação hidroenergética de aproveitamentos
- . Despacho horário de geração
- . Análise de rede (modo estudo)

d) Aquisição de dados de console

As funções executadas por esse subsistema incluem:

- . Aquisição de dados em tempo real das UTR
- . Processamento de dados, em tempo real, recebidos das UTR
- . Execução de telecomandos de dispositivos.

e) Controle automático de geração

Esses programas são normalmente adquiridos de fornecedores tradicionais, dada a complexidade intrínsecas. Controlam automaticamente unidades geradoras para absorver as variações de carga e contribuir no controle da frequência do sistema.

f) Análise de rede

As funções de análise de rede, que no projeto SSCH recebem a denominação de tempo real estendido (TRE), compreendem:

- . Determinação da topologia da rede;
- . Estimador de estado;
- . Análise de segurança;
- . Previsão de carga nodal;
- . Fluxo de potência;

- . Fluxo de potência com otimização de ativo, e
- . Fluxo de potência com otimização de reativo.

As funções determinação da topologia, estimador de estado, análise de segurança e previsão de cargas nodais são executadas em modo tempo real, ou seja, sob evento e/ou periodicamente, sendo todas essas funções disponíveis, também, em modo estudo.

As funções TRE em tempo real tratam a rede da empresa acrescida de estações externas, adjacentes. No entanto, uma rede mais vasta, com inclusão de subestações e usinas externas mais distantes estará modelada na Base de Dados para atender os requisitos das funções TRE em modo estudo.

As informações da parte externa serão coletadas via "link de dados" COS-CNOS e a rede completa será tratada pelo estimador de estado estendido, com objetivo de definir casos básicos para a análise da rede em modo estudo.

Enquanto no modo tempo real a atualização da topologia de rede é sempre feita sob evento, sua alteração em modo estudo será simulada através da alteração do estado de disjuntores e chaves seccionadoras, sobre as imagens que contenham os diagramas unifilares de subestações e usinas.

O estimador de estado proverá uma solução completa, do tipo fluxo de potência, para a rede modelada, utilizando as telemedições analógicas, o estado

telemedido dos equipamentos e outros dados entrados manualmente ou atualizados por outras funções.

A recuperação dos nós não-observáveis é obtida de forma automatizada através da alocação de pseudo-injeções calculadas pela função previsão de carga nodal, que determina à partir do valor de carga global prevista para o sistema, os valores de carga ativa e reativa previstos para cada ponto de carga, por hora e por tipo de dia.

A função análise de segurança permite ao usuário avaliar a segurança do sistema de potência, sob ambos os critérios de contingência simples e duplas, executando testes de segurança para um conjunto de contingências pré-selecionadas pelo usuário e configuradas na Base de Dados. (DOPASO.1977)

A execução de análise de segurança utiliza como base a solução tipo fluxo de potência da rede modelada. Em tempo real este caso base é obtido pelo resultado da função estimador de estado, que fornece a solução completa do fluxo de potência do sistema, incluindo a resolução da "buffer zone" e das áreas não-observáveis. No modo estudo o caso base é obtido pela solução do fluxo de potência ou do fluxo de potência com otimização de ativo.

Em modo tempo real, e sob ativação periódica, o estimador de estado será processado à cada 5 minutos, enquanto a análise de segurança será executada à cada 30 minutos.

A função fluxo de potência com otimização de ativo tem como objetivo estabelecer um "despacho de geração" otimizado, respeitando as restrições de segurança do sistema. Isto significa manter o carregamento das linhas e transformadores, bem como a produção ativa de cada grupo, dentro de seus limites.

Por seu lado, o fluxo de potência com otimização de reativo busca determinar um "plano de tensões" otimizado, obedecendo o critério de minimização das perdas ativas do sistema e respeitando as restrições de tensão e de reativos. Para tanto, o programa manobra, automaticamente, todas as fontes de reativos e os mecanismos de ajuste de tensão.

As funções TRE em modo estudo podem ser acessadas a partir dos consoles alocados para os modos estudos elétricos e supervisão do sistema.

g) Pós-operação

Este subsistema provê o suporte à execução das funções de manutenção dos arquivos históricos do sistema, preparação de relatórios de operação, contabilização de energia e demanda.

6.2 Características do software desenvolvido

A exceção do software do sistema operacional e de análise de rede, todo o restante foi desenvolvido especificamente para o SSCH, por ter sido ele um dos pioneiros com o porte que apresenta e pela época que teve seu desenvolvimento iniciado, 1982.

Assim foram desenvolvidos programas para o COS e COA, para as funções críticas e não críticas de maneira redundante.

Para o desenvolvimento desse software foram considerados alguns critérios que se seguem:

- . Projeto modular - o software do COS e COA não apresentam diferenças funcionais em cada uma de suas respectivas funções:
 - SCADA - Sistema de controle e aquisição de dados
 - CAG - Controle automático de geração
 - TRA - Transmissão de dados
 - BD - Gerenciamento de banco de dados
 - IHM - Interface homem-máquina
 - GC - Gerenciamento da configuração
 - TRE - Tempo real estendido
 - SBU - Software básico e utilidades
 - DT - Diagnóstico e testes
- . Projeto estruturado hierarquicamente
- . Uso generalizado de linguagens de alto nível, FORTRAN ESTRUTURADO, com exceções de algumas poucas

- rotinas produzidas em ASSEMBLER, por motivos de tempo de resposta.
- . Independência de gerenciadores e periféricos de entrada e saída.
 - . Transferência de dados, sempre através do banco de dados, exceto nos seguintes casos:
 - troca de mensagens de serviço entre processos
 - troca de mensagens de comunicação
 - troca de mensagem entre COS e CNOS
 - . Algumas definições utilizadas:
 - Programa: conjunto de módulos, que após compilados são associados entre si.
 - Processo: conjunto código objeto tido pelo sistema operacional como módulo executável.
 - Subprocesso: processo auxiliar relacionado a um processo.
 - "job": conjunto formado por um processo e subprocessos associados tidos pelo sistema operacional como uma entidade.

Assim, pode-se ter uma visão geral da subdivisão do software produzido, conforme mostrado na figura 6.1.

Assim, pode-se ter uma visão geral da subdivisão do software produzido, conforme mostrado na figura 6.1.

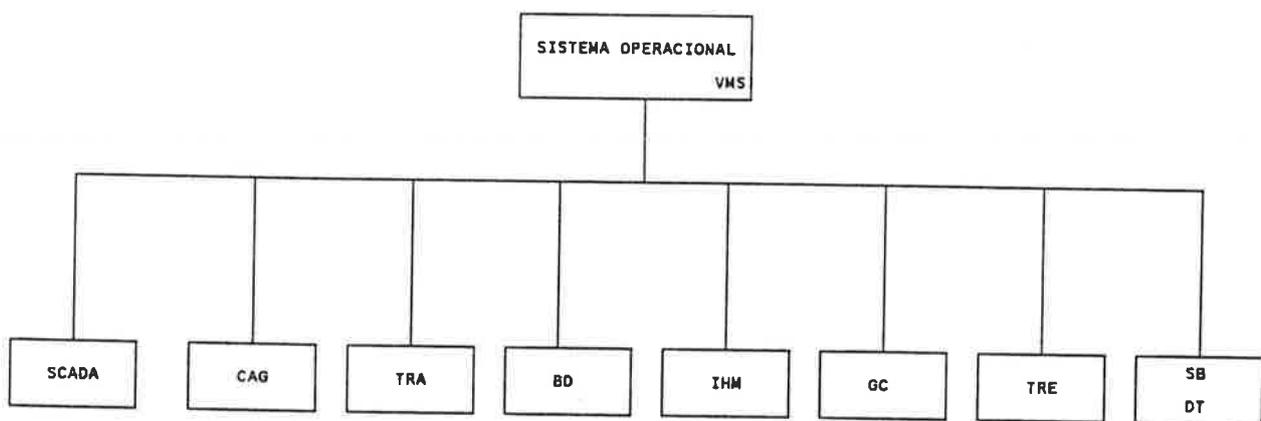


Figura 6.1 - Composição do Software do SSCH

6.2.1 Organização geral do software

Trata-se de uma organização do tipo hierárquica, onde se concentram todas as informações não voláteis ligadas à aplicação em três entidades de base de dados:

BASE DE DADOS (BD) - para as funções de tempo real e tempo real estendido.

BASE DE DADOS MODO ESTUDO - para função que não em tempo real.

BASE DE DADOS IMAGENS (BDI) - planos de fundo e tabelas de elementos animados.

Adicionalmente buscam-se gerar a transferência de mensagens inter-processos, através de um número reduzido de "buffers".

A sincronização interprocessos as trocas de informações elementares interprocesso foram realizadas utilizando-se os semáforos do sistema operacional VMS e seus utilitários. Os programas de base de dados asseguram as funções de definição, criação, configuração, ação, etc.

A tabela 6.2 mostra o esquema funcional geral do software, onde ao redor do módulo central de controle responsável pelo escalonamento de tarefas orbitam as demais funções de software e as bases de dados. A BDI especificamente é apoiada por um gerenciador especial, VOLGA, próprio para tratamento de imagens. Os programas aplicativos são os de

planejamento, programação, gestão e pós-operação elétrica.

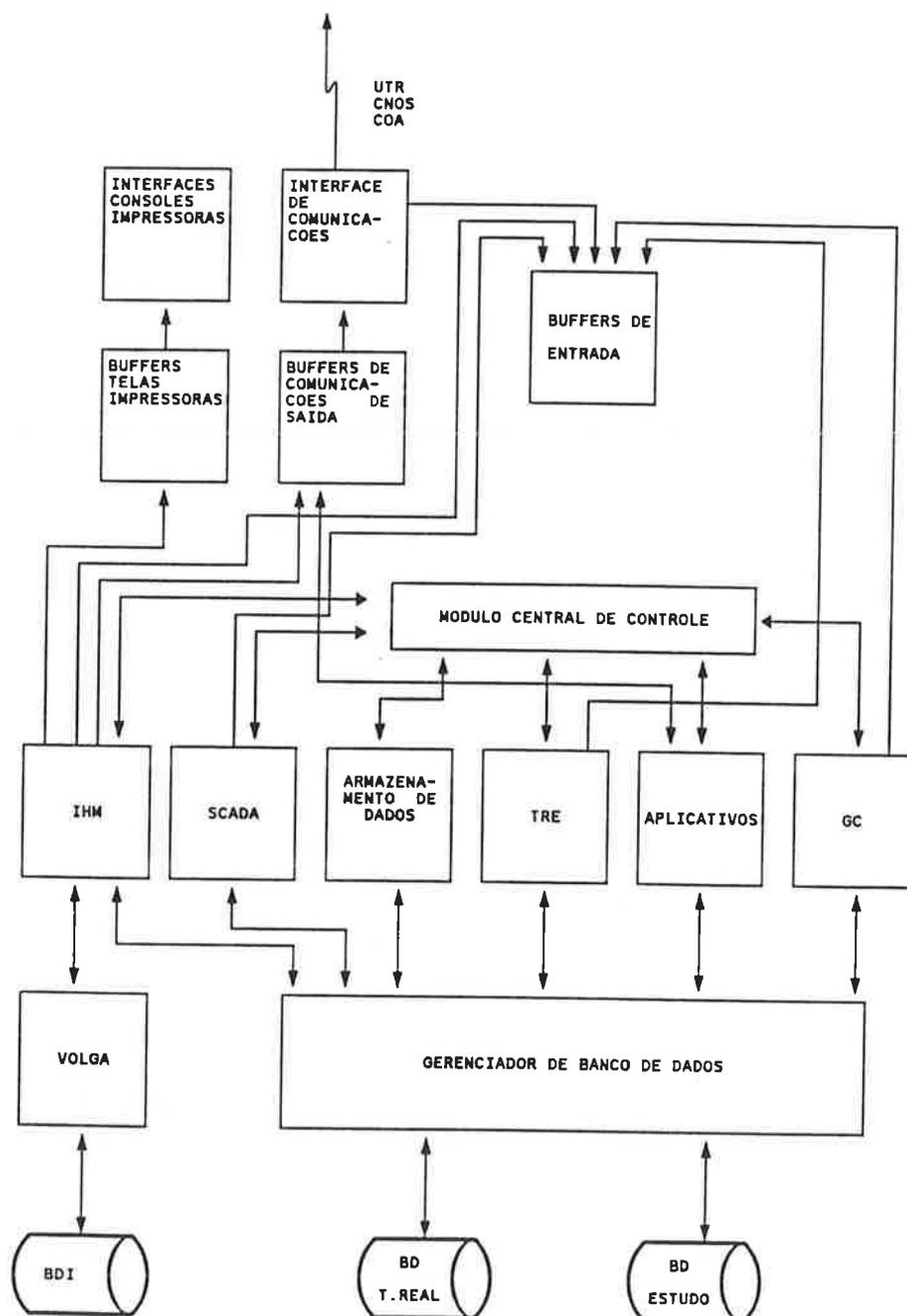


Figura 6.2 - Esquema Funcional Geral de Software

6.2.2 Software do COS

O software do COS é constituído de:

a) Software básico e utilitários

O software básico é o do VAX 11/780.

O sistema operacional utilizado foi o VAX/VMS versão 3.1, e posteriormente 4.0, que oferece recursos de ambiente de programação com memória virtual dinâmica com utilização multiusuário para desenvolvimento. Trata-se de um software composto de:

- . Controlador de alocação de recursos
- . Interpretador de comandos
- . Gerenciador de memória
- . Controlador de biblioteca partilhada de rotinas
- . Escalonador de rotinas
- . Gerenciador de registros e arquivos
- . Processador de rotinas de interrupção e entrada/saída
- . Despachador de exceções de hardware e software

Por se tratar de software padrão que sofreu poucas alterações o sistema operacional VMS não será aqui abordado com profundidade maior.

b) Base de dados

Este software inclui um Sistema Gerenciador de Dados - SGD, que apresenta as seguintes características:

- . Mantém um alto grau de independência entre programas e dados

- . Permite novas entradas ou mudanças na base de dados, através de procedimentos "off-line", evitando duplicação de entrada de dados.
- . Aceita DDL - "Data Description Language".
- . Aceita DML - "Data Manipulation Language" compatível com FORTRAN.
- . Permite auditar mudanças manuais que são feitas sobre a estrutura de dados e sobre seu conteúdo.

O modelo da base de dados considera quatro entidades:

Classe - grupo de objetos do mesmo tipo, por exemplo: bay, transformador, mensagem de alarme, etc.

Campo - item elementar usado para definir uma característica de uma classe, por exemplo: a tensão secundária de um transformador.

Partição - reúne objetos que são logicamente associados e são obtidos simultaneamente por programas.

Objeto - elemento lógico ou físico da rede.

O conteúdo da BD é utilizado por muitos programas de tempo real, tempo real estendido e programas de aplicação, por isso inclui a descrição de todos os objetos físicos da rede elétrica, o conjunto de medidas extraídas das UTR, a topologia da rede, dentre outras.

Após o modelamento da BD toda informação útil é escrita em DDL - "Data Description Language" e armazenada num arquivo fonte. A compilação da BD é feita via programa CONFIGURADOR. O gerenciador da BD trata dados na memória e em disco. Dadas as características de memória virtual do VMS são tratados dados permanentes na memória e parte na memória virtual ou disco. O gerenciador dispõe de opções de listagens, estatísticas, salvaguarda e criação de base de dados.

c) SCADA

O subsistema de aquisição de dados é responsável por recuperar informações, valores e status das UTR. (BLICKLEY.1989)

Há três tipos de pontos tratados: analógicos, status e acumulador. Os dados analógicos e status são informados por exceção e os acumuladores são varridos periodicamente. São consideradas as seguintes características para a definição do estado para uma informação:

- . Informação coletada
- . Valor manual ou automático
- . UTR sob supervisão ou fora de supervisão
- . UTR ativada ou desativada
- . Informação válida ou inválida

Pela conjugação dessas características são definidos 6 estados: válido, inválido,

desativado, desativado inválido, manual e manual inválido.

Para as informações digitais são consideradas naturezas distintas como: telesinalizações duplas, telesinalizações simples, de sistema e especiais.

A transmissão de telesinalizações através da UTR pode ocorrer por solicitação generalizada do COS ou por emissão extemporânea da UTR em caso de alarme.

Para as informações analógicas, as UTR a nível de sistema são interrogadas ciclicamente e somente as medidas que tenham variado além de sua banda morta é que são transmitidas. Toda a troca de dados é realizada em unidades de engenharia. São realizados os tratamentos das medidas recebidas quanto a sua validade por comparações com limites de escala, dentre outros. Uma vez validado a telemedida e comparada com valores preestabelecidos de limites de normalidade e em caso de desvio é gerado o processo de alarme respectivo. Esse tratamento estende-se à supervisão das tendências de acréscimo ou decréscimo da medida em questão. Esse tratamento é válido também para os acumuladores. O controle supervisorio do SCADA atua sobre vários dispositivos localizados a nível de sistema, diretamente através do COS. Algumas funções que

executa são: teste após operação, controle direto, controle condicionado, controle de prioridade, tratamento de telecomandos, condicionamento da execução.

Os alarmes considerados são de dois tipos: os obtidos através das UTR e os concluídos após tratamento das medidas e cada tipo de alarme, uma vez detectado passa a ter o tratamento que lhe é condizente.

O SCADA conta ainda com um sistema de armazenamento de informações que trata um selecionado número de dados a serem imediatamente utilizados. Os armazenamentos são de valores instantâneos, de dados de distúrbios, de arquivo histórico.

d) Tempo Real Estendido - TRE

Este subsistema é um dos que distingue o SSCH de outros sistemas de supervisão existentes. O TRE executa as funções de análise de rede e permite a realização de estudos elétricos mediatos e análise de segurança em tempo real para o sistema elétrico.

A análise de rede consiste na execução de um conjunto de programas de forma coordenada periódica e automaticamente após a ocorrência de um evento gatilhador, ou sob solicitação do operador. Tais programas são o configurador de rede, determinação dos multipolos equivalentes,

observabilidade, estimador de estado, analisador de estado, análise de segurança e previsão de cargas em barramentos.

Uma rede elétrica é um grafo onde os nós são as barras sob tensão nos pontos de interconexão e os arcos são as linhas de transmissão e os transformadores de interconexão em serviço. Chama-se determinação da topologia da rede a pesquisa dos nós elétricos do grafo e das ligações entre esses nós a partir da posição dos disjuntores e seccionadores. Essa tarefa é necessária para considerar as redes separadas e para fornecer um esquema elétrico da rede utilizável para os programas de TRE. O modelo matemático utilizado nos programas do TRE para representar o comportamento de uma rede de N nós elétricos utiliza $2N-1$ variáveis de estado. O objetivo do programa de estimação de estado é determinar, em tempo real, essas variáveis de estado, a partir de medidas de potência e tensão efetuadas sobre a rede. O estado elétrico da rede determinado pelo estimador serve de dado ao modelo de auxílio à decisão aos despachantes. Os modelos de análise de segurança, despacho econômico, otimização do plano de tensão, etc. permitem apreciar a sensibilidade do sistema e assim medir os efeitos de ações pretendidas antes de colocá-los em prática.

O estimador de estado fornece uma solução completa de fluxo de potência para a rede modelada em tempo real usando telemedições, telestatus e medidas incluídas manualmente. Fornece ainda solução para redes isoladas, dados inconsistentes, transformadores com taps incorretos e computa estatísticas.

O programa de análise de segurança auxilia o despachante para manter o sistema sob contingência simples e em alguns casos sob dupla contingência. A análise de segurança é limitada ao estado em regime tanto em tempo real como no modo estudo.

O programa de fluxo de potência determina tensão e fase, assim como potência ativa e reativa nas linhas sob condições predeterminadas. Este programa é executado sob demanda, somente.

O programa de despacho econômico consiste em encontrar o estado do sistema energético correspondente a um dado instante na melhor condição de operação, com respeito à segurança.

Como pode ser observado o TRE é uma importante ferramenta para o despachante e para os usuários que em modo estudo podem se utilizar de seus recursos.

Esse subsistema foi incorporado ao SSCH a partir de um desenvolvimento realizado pela Electricité de France - EDF.

e) Interface homem-máquina - IHM

A IHM é a ferramenta básica para a interação com o SSCH e considera fatores humanos para facilitar uma operação amigável. As IHM instaladas em todos os centros de operação do SSCH são plenamente compatíveis entre si. Os equipamentos envolvidos diretamente com a IHM são: consoles de operação, impressoras de eventos, anunciadores audíveis, registradores de fita de papel e displays digitais.

As consoles podem operar em oito modos distintos:

- . Despacho de transmissão
- . Despacho de geração
- . Supervisão do sistema
- . Treinamento
- . Manutenção de programas
- . Estudo elétrico
- . Programação da produção
- . Planejamento da operação

As telas são divididas em regiões distintas. Uma delas, fixa reservada ao sistema de comunicação operador/computador e para informação comum às várias telas. Outra para observação da tela em si.

São disponíveis dois tipos de telas: esquemática e tabular, algumas delas constantes do anexo 1.

As esquemáticas referem-se a:

- . Diagrama de blocos do sistema

- . Esquemáticos de área
- . Esquemáticos de linhas de transmissão, usinas e subestações
- . Diagramas esquemáticos gerais
- . Esquemáticos passivos

As telas tabulares referem-se a:

- . Usinas, subestações e linhas de transmissão
- . Índices
- . Sumários
- . Aplicação
- . Vista geral

Todas telas são inscritas em diretório específico que serve como ponto de entrada para percorrer a árvore de opções. Existem adicionalmente mais 12 diretórios para auxílio à localização de telas:

- . Subestação
- . Programação da produção
- . Linhas de transmissão
- . Programação da manutenção
- . Despacho de geração
- . Treinamento
- . Despacho de transmissão
- . Salvamento em disco
- . Supervisão do sistema
- . Salvamento de casos
- . Estudos elétricos
- . Diagramas de sistemas

São também disponíveis as telas de comunicação com o operador:

- . Log-in/Log-out
- . Entradas e saídas locais
- . Troca de mensagens
- . Modificação de variáveis calculadas

Telas de sumário geral:

- . Dispositivos em alarme
- . Sumário de pontos desativados
- . Sumário de mensagens trocadas
- . Sumário de entradas manuais
- . Telas de anomalias alarmes e eventos
- . Tela de alarme e eventos
- . Sumário dos alarmes
- . Sumário dos eventos
- . Sumário de anomalias
- . Sumário de alarmes do sistema de potência
- . Sumário de alarmes de outras categorias
- . Sumário de inibição de alarmes
- . Tela de detecção de erro de medida
- . Telas de sumário de operação
- . Geração presente e programada
- . Transmissão presente e programada
- . Monitoração de reserva ativa
- . Status das unidades geradoras

Há ainda um conjunto de telas versando sobre:

- . Análise da rede em tempo real
- . Previsão de cargas nos barramentos
- . Apreciação de estado
- . Análise de segurança
- . Fluxo de potência
- . Estimador de estado
- . Programação de paralisações
- . Gerência de configuração

f) Gestão da configuração - GC

O chaveamento de computadores e periféricos entre os conjuntos primário e secundário, já que a configuração adotada prevê a operação em regime de "hot stand by", é controlado por software, automaticamente diante de alguma falha, ou manualmente por desejo do operador. Desse modo são previstas as seguintes funções de gestão de configuração:

- . Gestão dos modos de operação do sistema computacional
- . Monitoração de falhas e gestão da recuperação
- . Monitoração de falhas dos periféricos
- . Homologação da operação da base de dados

A descrição do hardware é feita aqui em capítulo específico, mas resumidamente pode-se dizer que os computadores centrais do COS são em número de 4, operando em dois níveis A e B, cada qual com seu reserva, portanto A_1 , A_2 , B_1 e B_2 . Logo,

entende-se por sistema computacional ativo do COS qualquer uma das seguintes configurações: $A_1 B_1$, $A_1 B_2$, $A_2 B_1$ e $A_2 B_2$, além de um mínimo de recursos periféricos associado. Não há uma designação especial de sistema principal e de secundário, isso é estabelecido dinamicamente de acordo com o modo de operação, conforme segue:

- . Modo primário - o sistema computacional executa todas as funções críticas do COS. Os dois computadores operam como primário, enquanto os demais, como reserva.
- . Modo reserva - associado aos dois computadores que operam como reserva, enquanto os outros dois operam no modo primário. O computador A, em modo reserva, monitora a disponibilidade do outro computador A em modo primário. Se for detectada uma falha no A primário o A reserva assume as funções de primário. O mesmo ocorre com os computadores B.
- . Modo teste com atualização - o computador reserva é utilizado para testes, mas a atualização da base de dados permanece.
- . Modo teste sem atualização - o computador de reserva é utilizado para testes, mas não é atualizado.
- . Modo "off-line" - quando é utilizado para manutenção, por exemplo.

Os recursos de reserva asseguram que nenhuma falha simples perturbará as funções críticas se o processo de recuperação estiver ativado. Nesse caso, o computador primário será passado para secundário. Todos os dispositivos de entrada e saída que operam em tempo real são chaveáveis entre os computadores duais.

6.2.3 Software dos COA

Similarmente ao software do COS, o software dos COA é baseado no sistema operacional VAX/VMS. Os programas de aplicação foram compilados e montados no COS, para processamento dos COA. Ao nível do presente trabalho pode-se dizer que o software do COA é um subconjunto do software do COS, diferindo basicamente pela não incorporação do TRE.

O desenvolvimento dos programas de software básico e aplicativo foi o item mais custoso e demorado na execução do SSCH, envolvendo por dez anos uma equipe que em média contou com 30 pessoas.

7 COMPONENTES DO HARDWARE DO SSCH

A configuração do hardware do SSCH respeitou a estruturação hierárquica em níveis que norteou o sistema como um todo. Assim, foram caracterizados três níveis correspondentes aos níveis funcionais já abordados:

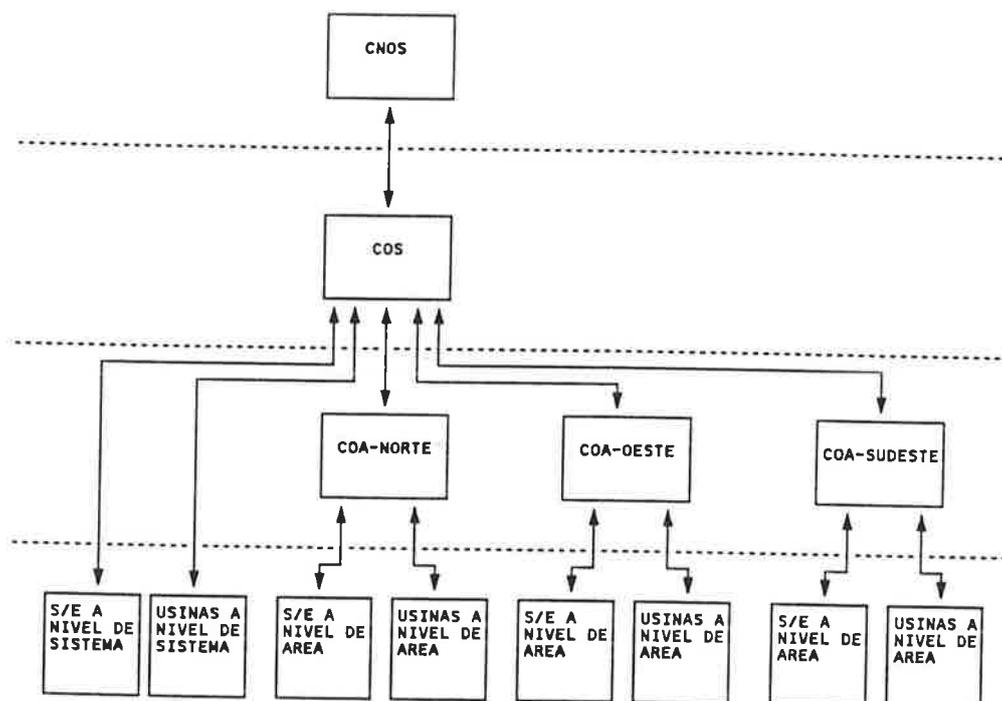
- . Nível I - COS - corresponde ao sistema computacional do COS
- . Nível II - COA - corresponde aos sistemas computacionais dos COA
- . Nível III - LOCAL - corresponde aos equipamentos de interface com o sistema de potência, ou seja, as UTR e eventuais outros equipamentos informáticos especiais.

Os três níveis são interligados por "data links" de comunicação. Adicionalmente, o SSCH interliga-se ao Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS, através de um específico "data link", comum às demais empresas.

A figura 7.1 mostra a hierarquia descrita.

Basicamente o COS é composto por 4 computadores e respectiva periferia, que executa as funções já apresentadas. Cada COA é composto por 2 computadores semelhantes aos do COS e em cada usina ou subestação a nível de sistema, ou de área há uma ou mais Unidades

Terminais Remotas -UTR, que se conectam aos sensores e atuadores, já diretamente incorporados ao processo elétrico.



CNOS - Centro Nacional de Operação do Sistema

COS - Centro de Operação do Sistema

COA - Centro de Operação de Área

S/E a nível de sistema - Subestações com tensões de 230 kv ou mais

USINAS a nível de sistema - Usinas com Controle Automático de Geração

S/E a nível de área - Subestações com tensões de 138 kv ou menos

Usinas a nível de área - Usinas sem Controle Automático de Geração

<-----> -"data links" para comunicações de dados

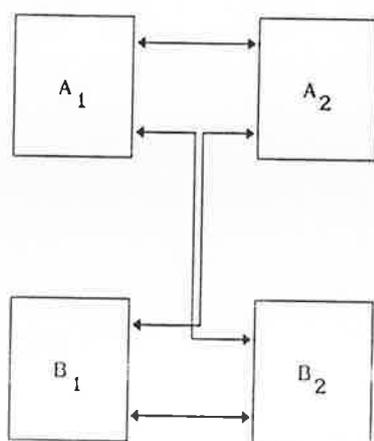
Tabela. 7.1 Estrutura hierárquica do SSCH

7.1 Configuração a nível de sistema - COS

O sistema computacional do COS é formado por:

- . 4 computadores VAX-11/780 da Digital Equipment Corporation, dotados de "floating point accelerator" e um total de 48 megabytes de memória.
- . 4 computadores frontais PDP-11/23+ , para suporte a comunicação com as UTR
- . 2 computadores PDP-11/03, para suporte à operação dos VAX

A configuração mostrada na figura 7.2, é dual e simétrica, sendo dois dos computadores VAX, denominados primários, onde são executados os programas ligados às funções críticas, que exigem alto índice de disponibilidade, e dois computadores VAX, denominados secundários, onde são executadas as demais funções de responsabilidade do COS.



B1 e B2 - computadores primário duais

A1 e A2 - computadores secundários duais

Figura 7.2 Interligação dos computadores do COS

Nas figuras 7.3 e 7.4 são mostradas respectivamente as configurações do COS-A e COS-B que, conjuntamente compõem a configuração do COS.

Cada um dos quatro computadores que compõem o COS tem as seguintes características:

- . Unidade central de processamento VAX 11/780
- . Memória : 16 Mbytes (A1 e A2) e 8 Mbytes (B1 e B2)
- . Subsistema de console composta por terminal DEC - LA 120 - DECWRITER III com 180 cps matricial 7 x 7
- . Unidades de disco magnético
 - 2 unidades DEC-RA 82 (A1 e A2) com 600 Mbytes
 - 2 unidades DEC-RM-05 (B1 e B2) com 256 Mbytes
- . Fita magnética TE-16 45 ips, 800/1600 bpi
- . Controlador de linha assíncrono 1200 bands
- . Controlador de linha síncrono KMS 200 Kb/s
- . Interface paralela para gerador de telas DR 11 w 1 Mbyte/s
- . Barramento externo p/ interconexão de CPU's PCL11-B
- . Impressoras LP11-E 600 l/m
- . Impressoras LXY-11 300 l/m (lagers)
- . Monitores branco e preto VT-102
- . Watch dog GS03-PR
- . Chaveador de linhas
- . Dual port para linhas de comunicação
- . Gerador de telas
- . Monitores coloridos
- . Teclado de console
- . Registradores gráficos contínuos

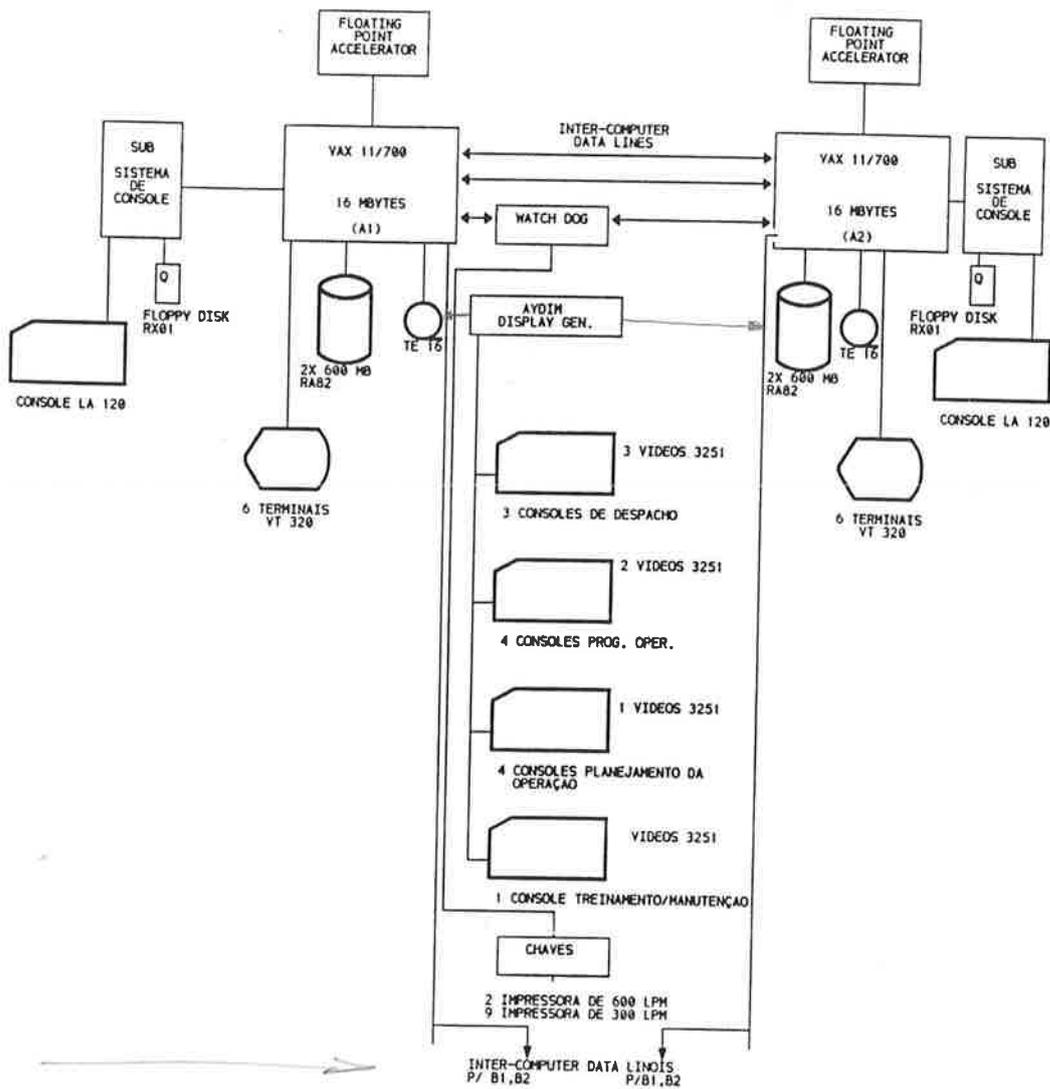


Figura 7.3 - Esquemático da Configuração COS-A

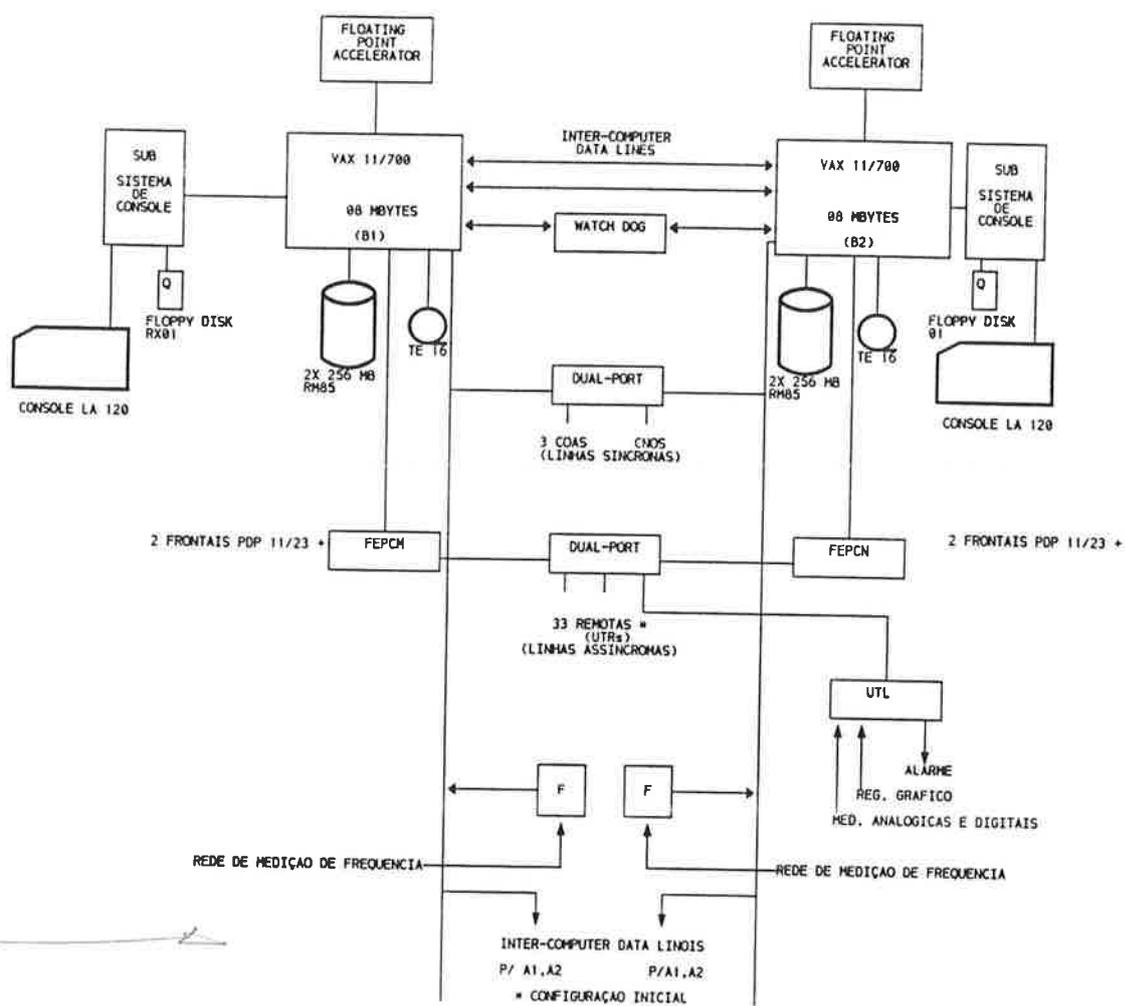


Figura 7.4 - Esquemático da Configuração COS-B

- . "Display" digital para relógio de hora padrão
- . Relógio padrão centralizado com sincronização externa
- . Medidor de desvio de frequência
- . Controlador local de entradas e saídas UTL
- . Armário de distribuição para conexão de registradores
- . Modems COS-COA 9600 bps - alta velocidade
COS-UTR 1200 bps - baixa velocidade
- . Armário de modems

O COS é ainda servido por um sistema de alimentação elétrica contínua (No-break) de 210 KVA com autonomia de 30 minutos, período em que grupos geradores diesel restabelecem o suprimento de energia elétrica para a alimentação dos conjuntos informáticos.

A configuração adotada permite um grande número de alternativas de operação degradada pela falha de um eventual item dentro do conjunto. Esse tipo de configuração já foi testado em outros sistemas europeus de menor porte, mas de complexidade semelhante no tocante a requisitos de confiabilidade.

7.2 Configuração a nível de área - COA

A configuração básica de cada COA é a mostrada na figura 7.5 e é constituída de:

- . 2 computadores Digital VAX 11/780 e um total de 32 Mbytes de memória, com "floating point accelerator"
- . 2 computadores frontais PDP 11/23+ Digital
- . 2 computadores PDP 11/03 para suporte a operação dos VAX

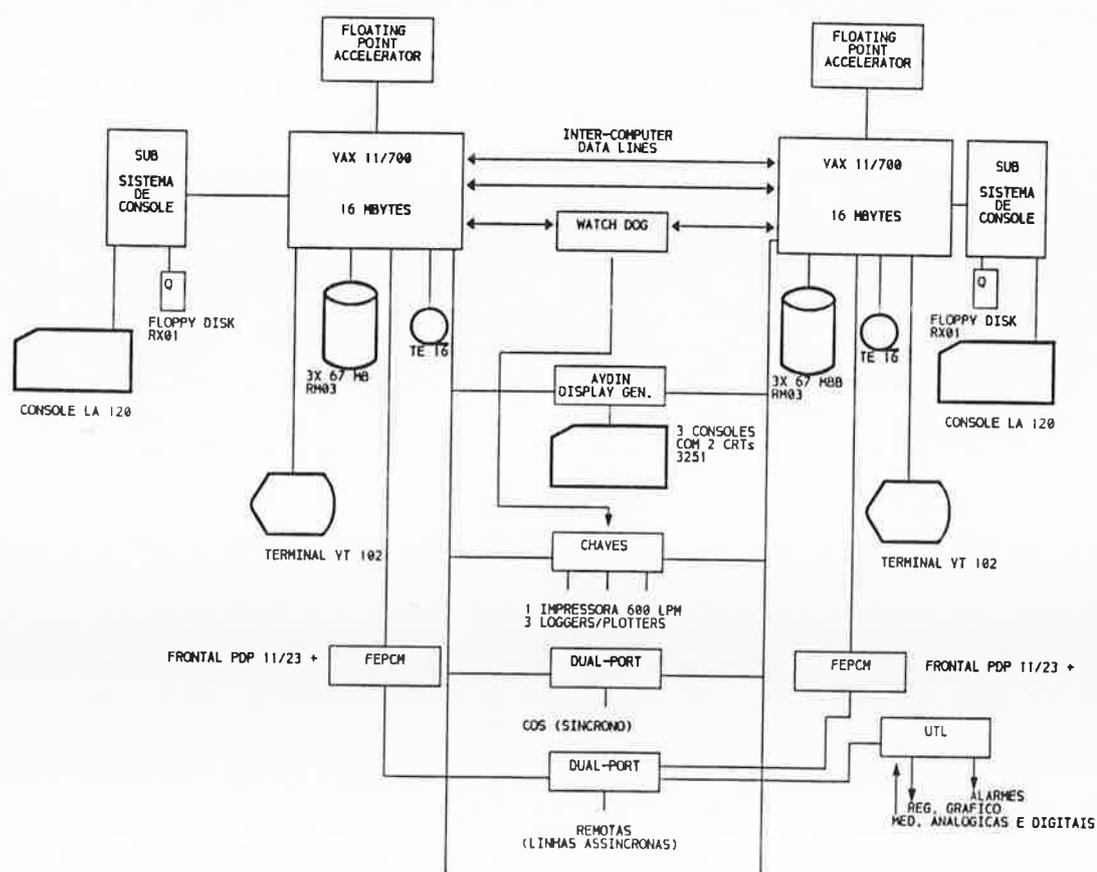


Figura 7.5 - Configuração Básica de um COA

Semelhantemente ao COS a configuração do COA é dual e simétrica.

A configuração de cada computador é constituída como segue:

- . Unidade central de processamento VAX 11/780
- . Memória 16 Mbytes cada
- . Subsistema de console DECWRITER III
- . Disco magnético 3 x RM-03 Digital 67 Mbytes cada
- . Fita magnética TE-16 800/1600 bpi
- . Controlador de comunicação
- Assíncrono de linha
- Síncrono de linha KMS
- . Interface paralela para geração de telas
- . Impressoras LP 11-E 600 l/min.
- . Impressoras LXY-11 300 l/min.
- . Monitores preto e branco VT-102
- . "Watch dog" GS03-PR
- . Chaveador de linha
- . Dual port para linhas de telecomunicação
- . Gerador de telas
- . Monitores coloridos BARCO
- . Teclado de consoles
- . Registradores gráficos
- . Displays digital para hora padrão
- . Interface local de entrada e saída (UTR)

- . Armário de distribuição
- . Interface de comunicação
 - modems 9.600 bps analógicos síncronos
 - modems 1.200 bps full duplex UTR assíncronos
- . armário de modems

Cada COA é alimentado através de sistema de alimentação contínua (No-break) de 95 KVA com autonomia para 30 minutos, período em que a alimentação elétrica será restituída por gerador diesel.

7.3 Configuração a nível Local - UTR

A nível local foram previstos armários de interface e distribuição e as UTR.

7.3.1 Armários de interface e distribuição

Para conferir ao SSCH uma interface bem definida com o processo foram concebidos e instalados ARMÁRIOS DE INTERFACE E DISTRIBUIÇÃO que recebem a fiação proveniente de sensores, bem como de atuadores. Com isso define-se a fronteira do SSCH nas borneiras desses armários.

As facilidades características desses armários são:

- . Adaptação da cabeaço
- . Padronização da cabeaço
- . Facilidades de instalação
- . Facilidades de aferição e manutenção
- . Facilidades de personalização
- . Distribuição de polaridades
- . Adaptação de grandezas elétricas

Tais armários são de concepção modular e instalados em local abrigado e compõem-se de:

- . Barras de terminais, lado UTR, com facilidades de teste e corte
- . Barras de terminais lado processo
- . Chave telecomando ligado/desligado
- . Barras de terminais de entrada primária
- . Transdutores

- . Chaves de aferição e corte para circuitos de corrente e tensão
- . Painel de distribuição e proteção da polaridade de aquisição com fusíveis sinalizadores
- . Proteção anti-surto

Os transdutores merecem atuação especial pelo papel ativo que desempenham no sistema.

Os transdutores de tensão e potência são do tipo loop de corrente 0-5 mA de alta estabilidade, com compensação térmica e período de aferição de 12 meses. A ligação dos transdutores com o processo se faz através de Transformadores de Potencial - TP e Transformadores de Corrente - TC.

7.3.2 Unidades Terminais Remotas - UTR

As UTR são unidades independentes, com capacidade para coletar dados do sistema de potência, a partir de contatos de relés, transdutores ou dispositivos geradores de pulsos, transmitindo-os através do sistema de telecomunicações aos respectivos Centros de Operação COS e COA, onde tais dados são processados e apresentados aos operadores do SSCH.

As UTR também provém recursos que possibilitam a execução de comandos gerados a partir dos centros de operação COS, COA aos quais estejam interligadas, visando a operação de disjuntores, chaves seccionadoras ou o controle automático da geração.

A UTR é modular e expandível pela adição de cartões padronizados. Todas as entradas e saídas são protegidas contra surtos elétricos. São programáveis e baseadas em microprocessador 8080. A arquitetura eletrônica é construída com módulos desacoplados eletricamente para impedir a propagação de falhas elétricas. O conceito de tratamento de dados é o de multiprocessamento com a utilização de múltiplas CPU. Apresentam sinalização externa de falha de alimentação e comunicação.

A arquitetura da UTR é baseada em dois blocos, conforme figura 7.6

- . CPU controladora
- . CPU operadora

A CPU controladora é uma unidade microprocessadora que controla as funções da UTR e é responsável pela comunicação com o centro COS ou COA.

A CPU operadora é também uma unidade microprocessadora e responsável pelas funções de entrada e saída do terminal.

Ambas são constituídas de um mesmo hardware diferindo somente no programa armazenado.

Uma UTR é composta de uma CPU controladora e pelo menos uma CPU operadora, podendo chegar a 63, a qual são acoplados os módulos de multiplexação de entrada e saída.

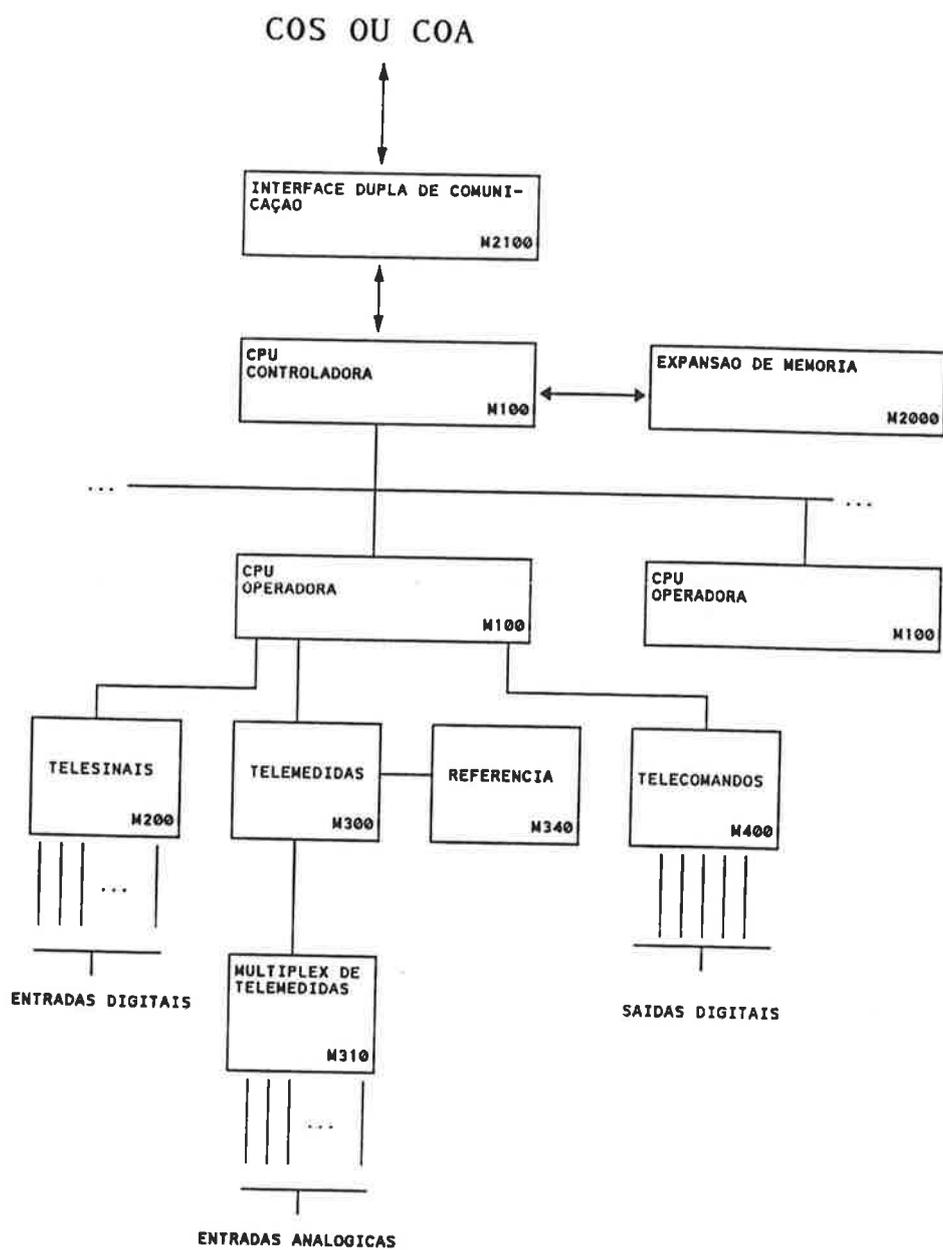


Figura 7.6 - Configuração Típica de UTR

A comunicação entre operadora e controladora se faz via serial a 9600 bps.

As UTR são de fornecimento Microlab, nacionais e compostas por módulos eletrônicos assim denominados:

- . Módulo CPU - M100 (controladora e operadora)
- . Placa de expansão de memória - M2000
- . Placa de interface dupla de comunicação M-2100
- . Placa de telesinais M200
- . Placa de telemedidas M300
- . Placa múltipla de telemedidas M310
- . Módulo de referência de Telemedidas M340
- . Placa de telecomandos M400
- . Módulos terminais - Telemedidas, Telesinais, Telecomandos
- . Placa mãe com 24 conectores
- . Fonte de alimentação M7830

Para facilitar as atividades de instalação das UTR e testes durante a operação são disponíveis simuladores para teste e diagnóstico das UTR. Pode operar como sendo uma UTR, comunicando-se com um COS ou COA; pode também monitorar a comunicação UTR-COS ou COA verificando as mensagens transferidas; pode operar como sendo um COS ou COA comunicando-se como tal com uma UTR; e pode finalmente atuar como CPU operadora, ligando-se à via serial de comunicação com a UTR.

Adicionalmente são disponíveis UTR para testes em laboratório para serem utilizadas em reparo de placas como equipamento de testes.

Para facilidade de instalação as UTR foram divididas em 11 famílias, cada qual com um conjunto específico de módulos componentes.

7.4 Características das comunicações

Apesar de não estar enquadrada num nível hierárquico específico, as comunicações são responsáveis pela interligação dos três níveis e do SSCH com o CNOS.

São a seguir descritas as principais características do suporte de comunicações para os diversos "data-links", como segue:

- . COS - CNOS através de dois circuitos independentes ponto a ponto
- . COS - Usinas através de dois circuitos independentes ponto a ponto
- . COS - COA através de dois circuitos independentes para cada COA, ponto a ponto
- . COS - RTU radial com um ou dois circuitos ponto a ponto
- . COA - RTU radial com um único circuito de comunicação ponto a ponto.

A comunicação COS-CNOS é feita por dois circuitos, ponto a ponto, a 4 fios, half duplex a 9600 bps. Esses circuitos podem ser utilizados na opção primário e secundário e para transmissão simultânea pelos dois circuitos.

O controle deste "data-link" é efetuado pelo CNOS que utiliza esquema de "pooling" para solicitar dados ao COS, no padrão ANSI X.3.28-1976.

Para a comunicação COS-COA são utilizados, para cada COA, dois circuitos ponto a ponto, 4 fios, "full-

duplex", com 9.600 bps, em opção primário/reserva ou simultâneo. A transmissão pode ser iniciada pelo COS ou pelo COA sem que haja necessidade de solicitação específica por parte do outro. O gerenciamento desses "data links" é feito pelo COS. (FRANZ.1977)

O intercâmbio de mensagens ocorre em diferentes tipos para:

- . Solicitação de dados em tempo real pelo COS
- . Envio de dados em tempo real, em ambos os sentidos
- . Envio de mensagens via monitor em ambos os sentidos
- . Envio de mensagens com cópia de telas em ambos os sentidos
- . Transferência de arquivo de dados em ambos os sentidos
- . Solicitação de execução de programas no COS pelos COA
- . Sincronização de tempo.

Adicionalmente há um sistema de monitoração das comunicações, tanto no COS como no COA, que indica casos de anomalia. (PRINCE.1981)

Na comunicação COS-RTU são utilizados 4 fios em "half duplex" a 1200 bps. Toda a troca de informação é comandada pelo COS, objetivando:

- . Solicitação de dados em tempo real
- . Execução do controle remoto e do CAG
- . Controle dos acumuladores
- . Testes nos circuitos de comunicação
- . Envio de dados em tempo real

As comunicações se processam sob controle de um software específico, implementado em todas as unidades do sistema com capacidade de processamento, para garantir um processo de transferência confiável de dados. O software de controle possui as seguintes características:

- . Foi desenvolvido em níveis de tal forma que é possível o tratamento desacoplado de cada um
- . Existem interfaces claras entre os vários níveis
- . A detecção de erros é feita ao nível mais baixo possível da estrutura
- . Os níveis considerados são:
 - Nível de hardware - modems, controladores de linha e unidades de chaveamento
 - Nível físico - funções do protocolo de controle dos "data-links"
 - Nível lógico - funções de controle do fluxo de dados
 - Nível de processamento - funções de interface com usuários finais e inicialização de "data links".

O software desenvolvido para o suporte de comunicações no COS e COA são os que seguem:

- a) módulo de controle dos "data links" para execução das funções do nível físico da estrutura
- b) módulo de controle do fluxo de dados para a execução do nível lógico da estrutura
- c) módulo de gerenciamento das mensagens recebidas que efetua a interface com os usuários finais dos dados

- d) módulos de processamento de mensagens recebidas
- e) módulos de gerenciamento de mensagens a serem transmitidas
- f) módulos de processamento de mensagens a serem transmitidas
- g) módulos de serviço: inicialização de "data links", monitoração de circuitos, gerenciamento de falhas, gerenciamento de indicações de estado, contabilização de erros.

Além dos itens de hardware aqui abordados, há um considerável conjunto de itens que foram tratados em decorrência do SSCH, que aqui não mereceram destaque.

Dentre eles:

- . Projeto e construção de edifícios para o COS e COA
- . Sistema de aterramento
- . Sistemas de ar condicionado
- . Sistemas de combate a incêndio
- . Sistemas auxiliares de comunicação
- . Sistemas e equipamentos de manutenção
- . Conjuntos de sobressalentes, etc.

8 TÓPICOS CARACTERÍSTICOS DA IMPLEMENTAÇÃO DO SSCH

Neste capítulo são abordados os aspectos condicionantes da implementação do SSCH, segundo análise realizada em 1980 e revisada em 1982.

Inicialmente foram considerados os diversos componentes do sistema (software e hardware) e identificadas as possíveis fontes para os mesmos, a nível nacional e internacional. Adicionalmente foram consideradas as dificuldades de implementação para um sistema de tal complexidade.

Uma preocupação que surgiu logo no início foi a relacionada com a integração, por isso foi estabelecida uma estratégia que fixou requisitos de interfaceamento que minimizou os riscos da integração.

8.1 Os equipamentos do SSCH

Os equipamentos que compõem o SSCH foram planejados, segundo as seguintes categorias:

- . Sistemas computacionais do COS e dos COA, incluindo os respectivos softwares e equipamentos acessórios, exceção feita aos abaixo descritos.
- . Unidades terminais remotas - UTR
- . Equipamentos de comunicação
 - . Transdutores
- . Fontes de alimentação ininterrupta e grupos geradores de emergência (infra-estrutura).

8.1.1 Sistemas computacionais COS e COA

Baseado nos requisitos já descritos em capítulos anteriores, para o hardware e software foi decidido que pelo menos parte do software básico e eventualmente de aplicação fosse obtido de empresas internacionais, que já tivessem tido experiências práticas com sistemas de complexidade elevada, mormente no que diz respeito às aplicações de análise de rede, também denominadas de tempo real estendido. Adicionalmente, o hardware dos centros deveria apresentar desempenho que era impossível para qualquer marca nacional de então.

No tocante ao software de tempo real, cabe notar que a experiência no mercado nacional se restringia à área de aquisição de dados e controle, em aplicações

similares de pequeno porte. Já havia esforços de pesquisa para o subsistema de análise de rede, porém sem ainda comprovação prática de desempenho.

Assim, foram buscadas alternativas internacionais para o fornecimento de computadores, software básico e de tempo real, bem como de análise de rede reservando-se, no entanto boa parte do software aplicativo para desenvolvimento nacional face as peculiaridades brasileiras da operação.

Em suma, foram consideradas as seguintes premissas:

- . Procura no mercado internacional do software de aplicação para aquisição de dados e controle, CAG, e monitoração do sistema de potência, conjuntamente com os equipamentos dos centros.
- . Desenvolvimento local do software para planejamento da operação, programação da operação e pós-operação, por uma equipe composta por elementos do fornecedor e da própria CESP.
- . Buscar obter o software de análise de rede, que já estivesse em uso por alguma empresa de energia elétrica e que tivesse, portanto, algum histórico.

Finalmente foi ressaltada a importância de que todos os sistemas computacionais fossem totalmente compatíveis, tanto no COS como nos COA, com vista ao aproveitamento integral dos software de base e aplicação, dos recursos de manutenção e da necessária flexibilidade para a redistribuição

eventual de equipamentos entre novos centros ou de funções novas que viessem a se mostrar necessárias. Considerando ainda que um sistema desse porte demandaria uma equipe permanente para a manutenção futura de software, buscou-se maximizar o desenvolvimento local por questões de formação de pessoal e transferência de tecnologia.

8.1.2 Unidades terminais remotas - UTR

Já eram detectados na ocasião fornecedores nacionais de UTR, com a qualidade necessária ao cumprimento dos requisitos técnicos exigidos. Considerou-se ainda que as interfaces entre as UTR e os equipamentos do COS e COA eram relativamente simples e restritas a protocolos de comunicação.

Apesar do preço praticado no mercado nacional para as UTR ser praticamente o dobro dos preços internacionais, optou-se por adquiri-los localmente em atendimento às diretrizes governamentais, de preferência as alternativas nacionais e ao desenvolvimento da tecnologia brasileira. Para isso foram produzidas especificações técnicas de comunicação detalhadas, para minimizar o risco de integração, além de previstas fases de testes entre UTR e equipamentos computacionais em plataforma para a comprovação do perfeito acoplamento sistêmico.

8.1.3 Equipamentos de comunicação

Definiu-se que os modems seriam adquiridos no mercado interno, enquanto os demais equipamentos a nível de centros, COS-COA e COS-CNOS, tais como: controladores de comunicação, controladores de linha e unidade de chaveamento, seriam adquiridos em conjunto com os equipamentos do COS e COA, objetivando a máxima compatibilização, dado o caráter crítico do acoplamento.

8.1.4 Transdutores

Além do aproveitamento dos equipamentos já existentes, decidiu-se adquirir no mercado internacional o restante necessário, pois não havia fabricação nacional com os requisitos técnicos exigidos.

8.1.5 Equipamentos de infra-estrutura

Os equipamentos de geração de energia em caráter de emergência, para alimentação dos centros, grupos moto geradores, equipamentos de ar condicionado, combate a incêndio e de comunicação de voz foram classificados para aquisição nacional dada a disponibilidade já manifesta.

8.2 A integração do SSCH

A integração de todos os componentes de um sistema do tipo e porte do SSCH tem em si um elevado grau de complexidade. Na ocasião, existiam internacionalmente, poucos fornecedores de sistema com tecnologia comprovada para realizar essa tarefa. Por outro lado, não havia no Brasil empresa com tecnologia suficiente para assumir a responsabilidade total da integração sem se associar a fornecedores estrangeiros, com experiência no campo considerado. (BRODIE.1991)

Tinha-se a convicção de que, para sistemas como o SSCH, os problemas de integração diminuiriam a medida em que não se desdobrasse o fornecimento de forma excessiva. Além disso seria de fundamental importância que o desdobramento necessário fosse feito de tal forma que as interfaces entre os componentes do sistema fossem claramente definidas e que cada parte a ser integrada pudesse ser testada individualmente, sobremaneira considerando que alguns dos componentes seguramente seriam adquiridos no mercado nacional e outros no mercado internacional.

8.3 A estratégia de implementação do SSCH

Desde o início foram estabelecidas algumas estratégias balizadoras para processo de integração do SSCH, destacando-se dentre elas:

- a) Minimizar os problemas de integração, através de um desdobramento conveniente, em que as interfaces e a divisão de responsabilidades entre os fornecedores pudessem ser bem definidas.
- b) Minimizar os riscos de implementação e de atrasos no cronograma do projeto.
- c) Maximizar a participação nacional no projeto, sem contudo colocar em risco seu sucesso.
- d) Assegurar a testabilidade dos componentes em fábrica para evitar problemas de integração em plataforma e no campo.
- e) Maximizar a utilização de componentes do sistema com desempenho comprovado em campo e tecnicamente adequados.
- f) Maximizar a utilização de desenvolvimentos padronizados, quando atendessem as necessidades.
- g) Definir com clareza as responsabilidades dos fornecedores quanto ao fornecimento e integração, o que permitiria o estabelecimento das garantias.

Dessa forma, as responsabilidades de integração do SSCH foram divididas da seguinte forma:

- . Cada contratada foi responsável pelo fornecimento de sua parte integrada, sendo que essa integração foi testada em plataforma através da interligação com outros itens do sistema ou com simuladores.
- . A integração final ficou a cargo de uma empresa nacional que tomou para si a responsabilidade global do funcionamento do sistema.

Essa estratégia apresentou as seguintes vantagens:

- . Atendeu as diretrizes da então Secretaria Especial de informática (SEI), no que tangia à participação nacional no fornecimento.
- . A participação internacional pode ser feita de acordo com as premissas das entidades financeiras internacionais, o que facilitou as negociações para obtenção do financiamento.
- . A empresa brasileira especializada que se incumbiu da liderança do fornecimento, pôde integrar o sistema, o que contribuiu para uma efetiva transferência de tecnologia.
- . Dada a clareza das interfaces de fornecimento foram obtidas propostas mais competitivas.
- . Os fornecedores nacionais foram incentivados a investir no aprimoramento de seus produtos para sistemas de supervisão e controle.
- . Ficou assegurado o suporte local através dos fornecedores nacionais, das próprias equipes da

empresa cliente que participaram do desenvolvimento e da empresa integradora nacional.

Em contrapartida foram corridos riscos inerentes a essa estratégia adotada:

- . Dada a participação de mais de um fornecedor, os riscos de integração foram maiores, comparados ao fornecimento por fornecedor único.
- . O custo do fornecimento como um todo foi mais caro, pela utilização de componentes nacionais, cujos preços internacionais eram mais baratos.
- . A complexidade da operação de financiamento foi maior com a participação de empresas nacionais em relação a um fornecimento totalmente importado.
- . Foram necessários esforços acentuados da empresa cliente para o gerenciamento do projeto.

Consideradas as vantagens e desvantagens tem-se como certo que a estratégia adotada foi técnica e economicamente a que melhor atendeu ao interesses da empresa cliente, tendo-se em vista os aspectos estratégicos e políticos inerentes ao projeto.

Dessa forma, o fornecimento ficou assim dividido:

- . Parte internacional
 - Equipamentos do COS e COA
 - Parte dos equipamentos de interface de comunicação: controladores de comunicação, controladores de linha e unidades de chaveamento.
 - Transdutores
 - Software de suporte

- Parte do software de aplicação incluindo os subsistemas de : aquisição de dados de controle, controle automático de geração, monitoração do sistema de potência, análise da rede, suporte de comunicações.
- . Parte nacional
 - Unidades Terminais Remotas - UTR, concentradores de dados, modems
 - Sistema de comunicações
 - Fontes ininterruptas de energia e grupos geradores de emergência.
- . Desenvolvimento e integração do software de aplicação - realizado por uma equipe composta pelo fornecedor nacional, pelo fornecedor internacional e pelo cliente final. Além disso contou-se com a supervisão e gerenciamento da integração por parte da empresa nacional.

Devido ao porte e complexidade do SSCH, foi inicialmente considerada a adoção de uma estratégia de implementação gradual dos recursos envolvidos, objetivando a redução do impacto da introdução de novos recursos na operação do sistema elétrico.

Apesar do sentimento de que o plano inicial seria alterado no futuro, já eram sentidos alguns fatores que direcionaram a implementação em duas fases. Na primeira seriam implantados o COS e COA-SE por estarem planejados para ocupar um mesmo edifício. Na segunda fase seriam implantados o COA-N e COA-O. A segunda

fase era prevista para aproximadamente seis meses após a primeira, logo após os testes em campo do COS e COA-SE. Esperava-se com isso uma certa depuração do software do COS e COA, bem como o treinamento dos despachantes do COS e de todos os COA, na operação real.

8.4 Plano preliminar de implementação

Havia uma expectativa inicial de que o projeto do SSCH iria exigir um esforço considerável por aproximadamente 8 anos, envolvendo equipes da empresa cliente, fornecedores e da empresa de integração.

Sem dúvida o sucesso da implementação desse projeto dependeria, dentre outros fatores, de um eficiente gerenciamento dos recursos e situações que seriam vividas ao longo do desenvolvimento. (WINKELMAN.1987) Conforme planejado, os trabalhos de implementação foram agrupados em quatro segmentos e estes compostos por tarefas.

a) Segmento I - Procura e compra do SSCH

Aquí foram agrupadas todas as tarefas anteriores a assinatura do contrato de fornecimento.

Tarefas associadas:

- . Anteprojeto e preparação dos documentos de procura e compra
- . Aprovação da SEI - Secretaria Especial de Informática
- . Elaboração do plano de análise de propostas
- . Obtenção de financiamentos
- . Preparação das concorrências
- . Preparação das propostas
- . Avaliação das propostas
- . Negociações dos contratos
- . Revisão e detalhamento do plano de implementação

b) Segmento II - Fabricação e Implementação

Consideradas aqui as tarefas relativas a fabricação, testes, integração e implementação final do SSCH, excluídas as de desenvolvimento local do software de aplicação e dos recursos de infra-estrutura.

Tarefas associadas:

- . Fabricação do SSCH
- . Preparação de dados de sistema
- . Preparação de telas e relatórios
- . Revisão dos procedimentos de teste de fábrica
- . Testes de fábrica
- . Projetos de instalação das UTR
- . Instalação das UTR
- . Preparação dos recursos de telecomunicações
- . Treinamento
- . Embarque e comissionamento do fornecimento internacional.
- . Instalação dos recursos computacionais
- . Integração do SSCH
- . Testes de disponibilidade

c) Segmento III - Desenvolvimento local do software de aplicação

Foram aqui agrupadas as tarefas de projeto, desenvolvimento, integração e implantação do software de aplicação para o Planejamento, Programação e Pós-operação.

Tarefa associadas:

- . Anteprojeto
- . Projeto detalhado
- . Desenvolvimento

d) Segmento IV - Recursos de infra-estrutura

Aqui permaneciam as atividades de projeto e construção de edifícios do COS e dos COA e dos processos de procura e compra dos equipamentos de infra-estrutura.

Tarefas associadas:

- . Escolha dos locais de instalação do COS e COA
- . Concepção arquitetônica dos edifícios
- . Projeto dos edifícios
- . Contratação de empresa consultora
- . Construção dos edifícios
- . Compra e instalação dos equipamentos de infra-estrutura

8.5 Cronograma preliminar de implementação

Macroscopicamente o cronograma de implementação cobria o período de outubro de 1980 a junho de 1988, conforme figura 8.1.

	80	81	82	83	84	85	86	87	88
Segmento I	*			*					
Segmento II				*					*
Segmento III			*				*		
Segmento IV			*				*		

Figura 8.1 - Macro cronograma de implementação do SSCH (preliminar)

Ao longo das fases que se seguiram a partir de 1980, fatos imprevistos modificaram sensivelmente esse cronograma. (EVANS.1977)

8.6 A realização do SSCH

As tarefas relativas ao Segmento I tiveram seu início conforme programado, a ponto de em novembro de 1981, os postulantes ao fornecimento do SSCH terem entregues a empresa cliente suas propostas. Apesar da volumosa massa de informações técnicas e comerciais apresentadas foi possível realizar o julgamento das propostas e a negociação do contrato num período de 6 meses. Com isso, em maio de 1982 o contrato de fornecimento foi assinado com um Consórcio composto por cinco empresas:

Comsip Engenharia S.A (líder do consórcio)

Cegelec (França)

Cegelec Engenharia S.A

Microlab S.A

OPT

O valor inicial do contrato foi de US\$ 66,6 milhões de dólares, assim distribuídos:

Software	US\$ 19,5 milhões	- 29%
----------	-------------------	-------

Hardware	US\$ 17,5 milhões	- 26%
----------	-------------------	-------

UTR, telecomunicações

e geradores	US\$ 29,6 milhões	- 45%
-------------	-------------------	-------

Note-se que tais valores refletem dólares de 1982 e que o software representou 29% do total do fornecimento contra 71% dos demais equipamentos compostos de 10 computadores Digital VAX-11/780 e 92 UTR, além de um sistema de telecomunicações e equipamentos "no break" para 3 centros.

O fornecimento como um todo ficou assim distribuído:

empresas nacionais - 62%

empresa francesa - 38%

Essa distribuição inicial tende a ser incrementada na parte nacional, quando da aquisição das demais UTR que poderão ser fornecidas por empresa nacional.

Por uma questão de estratégia optou-se pelo desenvolvimento quase que integral do software, exceção feita ao software básico e alguns módulos de acesso a base de dados (WORKSTATEMENT.1983). Com isso, as fases de desenvolvimento do software, que se tornou o caminho crítico do fornecimento, ficaram assim distribuídas:

FASE	LOCAL	PERÍODO
"WORKSTATEMENT"	Brasil	OUT 82 - DEZ 83
Análise funcional	França	JAN 84 - NOV 84
Análise Orgânica Geral	França	DEZ 84 - JUL 85
Análise Orgânica Detalhada	França	AGO 85 - ABR 86
Programação e Testes	França	MAI 86 - SET 86
Programação e Testes	Brasil	OUT 86 - JUL 89
Integração do Software	Brasil	NOV 87 - MAI 90
Testes de Aceitação	Brasil	JUL 90 - JUL 92
Supervisão de Montagem	Brasil	OUT 90 - JUL 92

Tabela 8.1 - Cronograma de desenvolvimento do software.

O software desenvolvido foi estruturado nos seguintes grupos de trabalho:

- . Interface homem-máquina - IHM
 - diálogos com o operador
 - formatação dos alarmes
 - relatórios

- visualizações
- . Aquisição de dados - SCADA
 - tratamento dos dados adquiridos
 - detecção de alarmes
 - cálculos hidráulicos
 - controle automáticos de geração
- . Gestão de dados - GD
 - estrutura do banco de dados
 - acessos ao banco de dados
 - arquivos de banco de dados
- . Gestão da configuração - GC
 - configuração computacional
 - periféricos
 - troca de mensagens
- . Tempo real estendido - TRE
 - análise de rede elétrica
 - estimação de estado
 - topologia
 - segurança
- . Transmissão de Dados - TRA
 - síncrona entre computadores
 - assíncrona entre computador e remotas

O software produzido é composto de cerca de 5.000 programas (subrotinas/funções) dos quais aproximadamente 1.300 (26%) para a formatação das telas de visualização.

A base de dados ocupa aproximadamente 60 Mbytes e, só no COS, são armazenadas 15 cópias simultâneas para o desempenho das funções e segurança do sistema, o que leva a 900 Mbytes.

Apesar do tratamento estruturado dado ao desenvolvimento do software desde seu início e apesar dos testes de validação ao longo do desenvolvimento da programação, a fase de integração dos programas e da sintonia dos processos de tempo real distribuídos pelos dez computadores, foram as tarefas mais difíceis e penosas que não raramente exigiram grande volume de retrabalho.

9 CONCLUSÕES

Ao se concluir um trabalho, como foi o de concepção, projeto, desenvolvimento e implantação do SSCH, muitas são as conclusões que devem ser registradas como resultados de um experimento de engenharia, que passam a ser subsídios a outros desenvolvimentos futuros. Um grande número delas ficam absorvidas na capacitação dos profissionais que participaram do empreendimento e de tal forma assimiladas, que sequer são apontadas como destaques por já se terem tornado parte do que é "lógico" ser feito. A essas conclusões dá-se o nome genérico de "know-how" que só é assimilado pela vivência. Há, no entanto, um conjunto de conclusões, que pelas características próprias do SSCH, são a seguir apresentadas:

- . Uma especificação bem feita é a espinha dorsal de um sistema complexo.

Apesar de aparentemente trivial, esta conclusão tem dentro de si um dos principais determinantes do sucesso de um empreendimento de execução extensa e longa. Tão logo é tomada a decisão de realizar um sistema é imperativo que a fase seguinte seja a de especificá-lo. Por se tratar, no entanto, de algo cuja aplicação é conhecida e desejada, a tendência natural

é realizar rapidamente a especificação do sistema, de maneira sumária, envolvendo os especialistas no conhecimento das técnicas de desenvolvimento, deixando para o momento oportuno o detalhamento das especificações. Não raro, em casos outros, o tal "sistema desenvolvido" mais se assemelhar a uma colcha de retalhos do que a um obra de engenharia. Talvez pela juventude dos sistemas de supervisão e controle, a necessidade de uma especificação de qualidade seja ainda um aspecto que merece destaque maior, quando comparado com a mesma necessidade em se tratando de uma obra de construção civil, que pela maturidade do processo de concepção, projeto e realização, tal necessidade é satisfeita por um hábito já desenvolvido.

No caso do SSCH o aspecto especificação foi a primeira etapa vencida com qualidade. O trabalho realizado foi metuculoso e desenvolvido em vários níveis de detalhamento. Iniciou-se com o Plano Preliminar, trabalho desenvolvido pela empresa Hidroservice-Engenharia de Projetos Ltda. e Systems Control Inc. - SCI, sempre com intensa participação de uma equipe de profissionais da CESP, que acompanhou o SSCH ao longo de seu desenvolvimento. Esse plano preliminar foi concluído em abril de 1980. Seguiu-se um segundo nível de especificação realizado pelas mesmas empresas, o Plano Básico, encerrado em julho de 1980. Um terceiro nível de especificação foi concluído pela Hidroservice

em dezembro de 1980 e denominado Planejamento e Anteprojeto do Sistema para Supervisão, Coordenação e Controle do Sistema de Geração e Transmissão. Um quarto nível de detalhamento o "WORKSTATEMENT", foi realizado entre outubro de 1982 e dezembro de 1983 por uma equipe formada por profissionais da CESP e das empresas integrantes do Consórcio GIS, fornecedor do SSCH. Um quinto, sexto e sétimo níveis de especificação foram realizados entre janeiro e novembro de 1984 - Análise Funcional, dezembro de 1984 a julho de 1985 - Análise Orgânica Geral, e de agosto de 1985 a abril de 1986 - Análise Orgânica Detalhada, respectivamente.

Apesar dos níveis de quatro a sete poderem ser considerados de detalhamento da especificação, os três primeiros níveis foram suficientemente completos a ponto de cobrir, na sua generalidade as funções implementadas no SSCH.

- O respeito às especificações asseguram unidade ao sistema.

Considerando-se que o SSCH foi desenvolvido, após especificação inicial, entre 1982 a 1992, é simples imaginar o número de novos recursos informáticos a nível de software, hardware e metodologias de trabalho que foram anunciados e colocados em disponibilidade no mercado, com os quais poder-se-ia simplificar, rever, melhorar o plano de realização do SSCH. Apesar de

todas essas tentações a condução do desenvolvimento foi firme e respeitou as premissas e métodos assumidos como compromisso em 1982, o que permitiu concluir o empreendimento com uma unidade sistêmica que não só assegura seu bom funcionamento mas, acima de tudo, a coerência do que existe permitindo agora uma eventual revisão para a implementação de uma atualização, porém em bases uniformes sem a mescla de adaptações de técnicas e sem considerar retrabalhos heterogêneos.

Essa disciplina no respeito às especificações originais é algo que muito se assemelhou a uma constante batalha entre as facetas gerenciais e técnicas dos responsáveis pela realização do SSCH.

De um lado, o aspecto técnico, desejoso de aplicação do que houve de mais atual, nos vários campos dos insumos do sistema, ao longo de dez anos; de outro lado, o aspecto gerencial, desejoso de cumprir uma missão com materiais, métodos e um projeto já determinado.

No caso do SSCH venceu o aspecto gerencial, não de forma radical, mas preponderante a ponto de manter a caracterização do sistema, sem sucumbir a tentação da constante revisão e redefinição, que em outros casos tem levado sistemas não a uma conclusão, mas a um abandono.

- . A complexidade de um sistema de supervisão e controle deve crescer em etapas.

Canonicamente, o ciclo de desenvolvimento de um sistema inicia-se com a descrição do problema real, que através de um processo de apreensão viabiliza a elaboração do modelo do problema, que através do processo de concepção viabiliza a elaboração do modelo da solução, que através do processo de implementação materializa uma solução, que através do processo de implantação deve solucionar o problema inicial. No entanto, apesar do problema inicial ser solucionado, em sistemas com desenvolvimentos bem sucedidos, a verdade é que pelo melhor entendimento do problema sua caracterização vai se tornando mais complexa pela exposição de detalhes ou dificuldades maiores. Isso exige que, esse novo problema seja passível de um novo tratamento de desenvolvimento e essa mecânica torna-se cíclica. (SOARES.1986)

No caso do SSCH, pode-se considerar que seja ele a terceira solução, em níveis crescentes de complexidade, ao problema original de controlar e supervisionar a geração e transmissão de energia elétrica.

A primeira solução foi a metodologia de registro de informações verbais em planilhas manualmente preenchidas e analisadas por um diagnosticador especialista humano, que receberia tais informações por telégrafo, telefone, telex, rádio, carrier, etc.

A segunda solução, foi implementada pela implantação do CONITEL que já fazia aquisição de dados, realizava uma análise preliminar e preenchia, eletronicamente planilhas e relatórios, obtendo informações automaticamente de usinas e subestações, mas não tinha a capacidade de controle completo, ou seja, não levava ordens e comandos do centro de controle ao processo seletivo.

A terceira solução, o SSCH, com um nível de complexidade superior, já executa comandos, executa análise de rede em tempo real, etc. Outras soluções certamente se sucederão ao SSCH, cada vez abordando e resolvendo o problema original em níveis mais elevados de complexidade e extensão, materializando as várias gerações de solução num processo seguro e inevitável.

- . Todo sistema de supervisão e controle tem um tempo de vida

A obsolescência dos equipamentos informáticos, o desejo de novas funções, automatismos, a exigência de um nível operacional de melhor qualidade por si só impõem a necessidade de uma nova versão de solução para os sistemas de supervisão e controle. Além disso, todas as sugestões técnicas catalogadas, mas não utilizadas na última versão realizada, devem ser consideradas na redefinição de um novo sistema. Evidentemente, a participação de parte do grupo de profissionais realizadores da última versão, é

extremamente desejável para facilitar o entendimento do novo problema e assegurar a continuidade entre uma geração e outra na dinastia das soluções. Isso implica na continuidade do tratamento do problema, de maneira a caracterizar uma verdadeira cultura de supervisão e controle, e não somente uma memória. Existe uma tendência de, logo após a implantação de uma geração de soluções, desarticular a equipe de profissionais que a desenvolveram por considerar que o problema está resolvido, o que não é verdade. A prática continuada dos processos de apreensão, concepção, implementação e implantação é que assegurará a disponibilidade de tecnologia para a realização de sistemas futuros. Para isso é preciso que tanto as equipes internas à empresa cliente, como as equipes de profissionais de empresas fornecedoras tenham continuamente atividade ligada a esse ciclo de desenvolvimento, para que a criatividade possa abrir caminhos novos para novas soluções, pois como tudo na vida, os sistemas de supervisão e controle, e com eles o SSCH, tem um tempo de vida limitado.

- Para ser concluído um sistema de automação de realização demorada precisa sobreviver à política. O que move a sociedade, e o mundo, é a política, como expressão do desejo coletivo. Um empreendimento que leva dez anos para ser realizado passa pelas gestões de três ou mais governos, cada qual com distintas

visões e missões que sem dúvida acabam interferindo no processo de desenvolvimento de um sistema como o SSCH. Considerando-se que uma empresa de energia elétrica e uma empresa fortemente ligada às gestões governamentais e que os cargos mais elevados dessas empresas são destinados a pessoas que se substituem conforme a política governamental, conclui-se que a continuidade de um desenvolvimento longo só é possível quando exista uma equipe permanente na empresa no mais elevado nível técnico que permanece imune às mutações políticas e que possua argumentação suficiente para expor e convencer as gestões dirigentes que chegam, o valor do sistema de controle, a necessidade de sua continuidade e a necessidade de não interferência nas especificações e prazos para conclusão de etapas. Mais que isso, quando a equipe técnica consegue obter a manutenção dos investimentos necessários, mesmo que os resultados só venham a se manifestar em gestões políticas futuras.

No caso do SSCH o mérito cabe a uma equipe que teve durante todo o período de desenvolvimento essa habilidade e a felicidade de terem se sucedido nas posições diretivas da CESP profissionais competentes para reconhecer um projeto de longo alcance acima das circunstâncias ocasionais. Esta talvez seja a parte de maior risco no desenvolvimento de um sistema com duração superior a um mandato governamental.

- . No processo de desenvolvimento de um sistema a fase mais crítica é a da integração.

Costuma-se dizer que a fase mais crítica num desenvolvimento é aquela em que se está trabalhando. No entanto, após passar por todas as etapas de um desenvolvimento como o SSCH pode-se afirmar que, apesar dos cuidados e metodologias de desenvolvimento, a etapa de integração é a que traz maiores surpresas e imprecisões, quanto ao tempo para concluí-la. Em todas as demais fases é possível estimar o tempo necessário para a realização com boa margem de acerto. O tempo necessário é função do volume de trabalho e habilidade para executá-lo. Na fase de integração há algo mais. É nela onde a realidade do interfaceamento ocorre, é nela que as imprevisões se manifestam, é nela que as não conformidades sutis paralisam o avanço, quando não obrigam a correções que impõem o reinício dos trabalhos de integração.

Muitos esforços tem sido realizados no desenvolvimento de metodologias para tornar esta fase menos árdua e imprevisível, no entanto, não é possível afastar o risco de uma dilatação de prazo e de recursos para concluí-la. Além de tudo, a integração se manifesta na fase final do desenvolvimento, quando parte dos profissionais que realizaram as partes agora em integração, as vezes não mais são disponíveis, obrigando a interpretações do que foi realizado. Finalmente, a medida que a integração avança maior é o

número de variáveis e suas combinações que podem ser causas a serem investigadas. Mas talvez por ser a mais dolorosa, é a fase que dá maiores satisfações aos participantes pela constatação da manifestação da vida do sistema.

- A participação de profissionais da empresa cliente na equipe técnica de desenvolvimento maximiza o sucesso do empreendimento.

Esta conclusão pode ser contestada quando são considerados aspectos individuais de prazo ou esforço de produção. Entretanto, para projetos de longa duração sua validade fica comprovada.

Ao se compor uma equipe técnica para o desenvolvimento de um sistema longo e especializado, a participação de profissionais da empresa cliente exige um esforço de nivelamento na especialidade do desenvolvimento, pois normalmente são profissionais especialistas no processo a ser tratado pelo sistema em desenvolvimento. Esse esforço adicional é fartamente compensado posteriormente pela constante validação das decisões, que vão sendo tomadas e pela fiscalização constante do cumprimento das várias etapas do desenvolvimento. Com isso, ao se chegar ao término do desenvolvimento a expectativa feita pela empresa cliente é totalmente realista em relação ao efetivamente produzido. Além disso, as dificuldades não previstas e inevitáveis são mais facilmente

justificáveis, sobretudo quando se trata da obtenção de meios ou recursos adicionais aos contratados. Evidentemente a presença constante de um grupo de profissionais regidos por distinta política salarial, distinta administração, etc. causa um assunto a mais a ser administrado pela coordenação do desenvolvimento. Esse esforço gerencial é compensado entretanto, pela satisfação da empresa cliente e pela facilidade de comunicação fornecedor contratante que de outra forma seria muito mais complicada e desgastante.

- . Num país em desenvolvimento, realizar um sistema em longo prazo é sobreviver às dificuldades técnicas e financeiras.

A atuação do engenheiro não se restringe à pesquisa, concepção e solução técnica de uma obra, ela só se completa com sua realização efetiva e para isso o aspecto econômico e financeiro não pode ficar à margem. Isso significa que um orçamento realizado em 1982 como foi o caso do SSCH, deve sobreviver até 1992, apesar da inflação imprevisível, planos econômicos, choques financeiros, interpretações jurídicas, burocracia adicionada, mutações de interpretações, mutações de valores reais de insumos, etc.

Um país em desenvolvimento, além da dificuldade em acompanhar tecnicamente o estado da arte em

especialidades como o desenvolvimento de sistemas, pela não continuidade de demanda, tem-se que conviver com os reflexos de medidas econômicas tomadas para regular ou coibir causas outras que nada tem a ver com a filosofia de um sistema de supervisão. Somente para acompanhar a inflação, considerando-se uma taxa média mensal de 10%, ao longo de dez anos, o fator para calcular o reajuste de um pagamento é de 92.708, ou seja o resultado financeiro resultante fica a mercê de acasos e manipulações de índices pelas áreas econômicas governamentais, exigindo enormes esforços de demonstrações e justificativas para simplesmente executar um programa de pagamento previamente acordado. Esse problema, mesmo não sendo técnico influi capitalmente na atividade de engenharia ao longo do desenvolvimento do sistema.

- . Realizar um sistema é manter uma equipe técnica ao longo de seu desenvolvimento.

É importante imaginar que, ao longo de dez anos, seja possível manter integralmente uma equipe de mais de 30 pessoas produzindo sem que ocorram substituições ou mudanças. Por outro lado, é muito difícil concluir com qualidade um desenvolvimento no qual seus integrantes não permaneçam por muito tempo no projeto. Sente-se então que o razoável é que parte da equipe inicial permaneça até o final do desenvolvimento, enquanto a

outra parte deixe o grupo desenvolvedor ao longo do projeto.

Quando se considera um projeto de dez anos de duração, equivalente a 30% da vida profissional de pessoas, 50% da vida de profissionais especializados, pode-se imaginar o problema da manutenção da motivação e interesse individual de pessoas, cada qual com seus planos de vida, ambições profissionais de ascensão, os problemas de relacionamento por convívio tão prolongado, etc. Isso exige boa dose de criatividade, liderança e compreensão dos coordenadores para resolver problemas de recursos humanos, onde a alternativa rotatividade fica restrita a mudanças internas ao próprio projeto. A rotatividade de pessoal na equipe, além do descompasso na evolução dos trabalhos pela necessidade de treinamento de novos elementos, causa atrasos que devem ser compensados de alguma outra forma e às vezes, quando inevitáveis, impactam a data final de realização do desenvolvimento.

A realização de um experimento de engenharia como foi o SSCH deve produzir resultados além da materialização de um sistema para resolver um problema de operação numa empresa de energia elétrica. Um experimento de mais de 60 milhões de dólares, que utilizou mais que 10.000 páginas de especificação, mais que meio milhão de homens hora deve produzir resultados que através do meio

acadêmico se propaguem a novos profissionais, que comporão as equipes do futuro na realização das novas gerações dos distintos SSCH's. A visão do grande problema, do sistêmico versus o especializado, do genérico versus o especialista do gerencial versus o técnico, do desejável versus o possível e sobre maneira a visão da grande obra de engenharia é a contribuição cujo ineditismo deve marcar a comunidade técnica para que seja valorizada não somente a capacidade de solução específica do detalhe, mas também a capacidade chamada gerencial, que não existe senão adicionada à capacidade técnica e sem a qual a amplitude dos feitos da engenharia ficaria restrita ao domínio dos fenômenos localizados, mas nunca dos grandes sistemas.

10 CONSIDERAÇÕES FINAIS E PERSPECTIVAS FUTURAS

O SSCH entra agora em sua fase de utilização. Já ensaiados todos os seus recursos parte para desempenhar o papel que lhe foi destinado na história da operação da CESP. Os profissionais da CESP que participaram do desenvolvimento levarão para o futuro a memória do próprio desenvolvimento e serão os mais habilitados a acompanhar a operação do sistema energético, diagnosticando ou já prevendo as necessidades futuras dos futuros SSCH's. Os profissionais das empresas do consórcio fornecedor, que trabalharam no desenvolvimento passam a ser valores disponíveis para serem aplicados em novas realizações, cujas experiências sejam fatores de viabilidade ou economicidade na materialização de soluções de engenharia. O "know-how" foi assimilado e desenvolvido, a sociedade pagou um justo preço para tê-los, cabe à própria sociedade, através das empresas de energia elétrica, transportes, indústrias, etc. viabilizar aplicações para o aproveitamento dessa capacitação desenvolvida, para que ela não se perca pelo abandono decorrente da falta de novos empreendimentos ou pela evasão de profissionais para outros países, onde os frutos das sementes aqui plantadas venham a se tornar dádivas gratuitas do esforço de um país que se pretendeu desenvolvido tecnologicamente.

Sob o ponto de vista técnico, o desenvolvimento da informática nos últimos dez anos foi suficiente para inspirar os passos futuros para o SSCH. A utilização de hardware mais poderoso que o VAX-11/780, a disponibilidade de meios de comunicação mais velozes, quer seja pelos modems ou formas de transmissão, via satélite por exemplo, já seria suficiente para considerar uma nova versão do sistema. Sob o ponto de vista do software, a disponibilidade de novos gerenciadores de banco de dados, novos aplicativos para a produção de interfaces homem-máquina, os novos recursos gráficos são suficientes para imaginar um novo desempenho para o SSCH. (MORRISSEY.1989)

Tecnologicamente, a utilização de inteligência artificial e sistemas especialistas poderá conferir uma nova dimensão no diagnóstico de falhas na operação, além de facilitar o treinamento de novos operadores pela prática da operação simulada, já habitual na aeronáutica para treinamento de pilotos. A multimídia, com a integração dos recursos áudio-visuais e informativos permitirá brevemente um verdadeiro diálogo entre operadores e sistema de controle. (NORDELL.1990)

O barateamento de transdutores e meios de comunicação fará com que os mesmos benefícios, hoje restritos à geração e transmissão de energia elétrica, se espriem pela distribuição da energia e com a chegada das usinas nucleares, os sistemas de controle se instalarão como os completos interlocutores entre os gerenciadores do

processo energético e os fenômenos físicos associados a ele. (CORNILLON.1988)

Academicamente, descortina-se uma vasta linha de pesquisa na área de automação industrial em continuidade aos sistemas em tempo real de aquisição de dados, de aquisição e controle, de aquisição controle e simulação já realizados. Na área elétrica existe toda uma linha de aperfeiçoamento de modelos de análise de rede e controle automático de geração, além do tratamento da operação de distribuição, através de sistemas de controle, experimento pouco explorado até hoje. Na área da informática, os novos conceitos de processamento distribuído e redes de computadores permitem novas abordagens de concepção e implementação de soluções alternativas.

O SSCH é hoje uma plataforma conquistada no interminável caminho da civilização, onde o tempo e o conhecimento são colocados em jogo na busca de uma melhor qualidade de vida. (MARTINI.1991b)

ANEXO 1 - Modelo de telas de operação e supervisão

A seguir são apresentados alguns modelos de telas que são disponíveis nos consoles de operação e supervisão do SSCH. Os valores e dados constantes de cada qual são simbólicos não representando qualquer situação real, pois foram extraídos de uma base de dados de testes.

DIRETORIOS DE TEMPO REAL

- DIAGRAMAS DE BLOCOS DO SISTEMA
- DIAGRAMAS DE AREA (T.R.)
- DIAGRAMAS DE AREA (S.T.R.)
- SUBESTACOES (T.R.)
- SUBESTACOES (S.T.R.)
- DIAGRAMAS PASSIVOS (T.R.)
- DIAGRAMAS PASSIVOS (S.T.R.)
- DIAGRAMAS GERAIS
- DIAGRAMAS DE LINHAS DE TRANSMISSAO

■ C. A. G.

■ DISTURBIO

TRE - TEMPO REAL

- CONTROLE DE EXECUCAO DA STR/SME
- RESULTADOS STR(E,E,AE,AS,RC)/SME

■ HIERARQUIA DOS DISPLAYS ESQUEMATICOS

- ALARMES, EVENTOS E ANORMALIDADES
- SUMARIOS GERAIS
- SUMARIOS DE OPERACAO
- PROGRAMACAO DE DESLIGAMENTOS
- CONTROLE DE IMPRESSAO
- DATA-SET

- ENTRADA OPERADOR
- GERENCIAMENTO DA CONFIGURACAO
- MENSAGENS
- TRENDING

■ SNAPSHOT

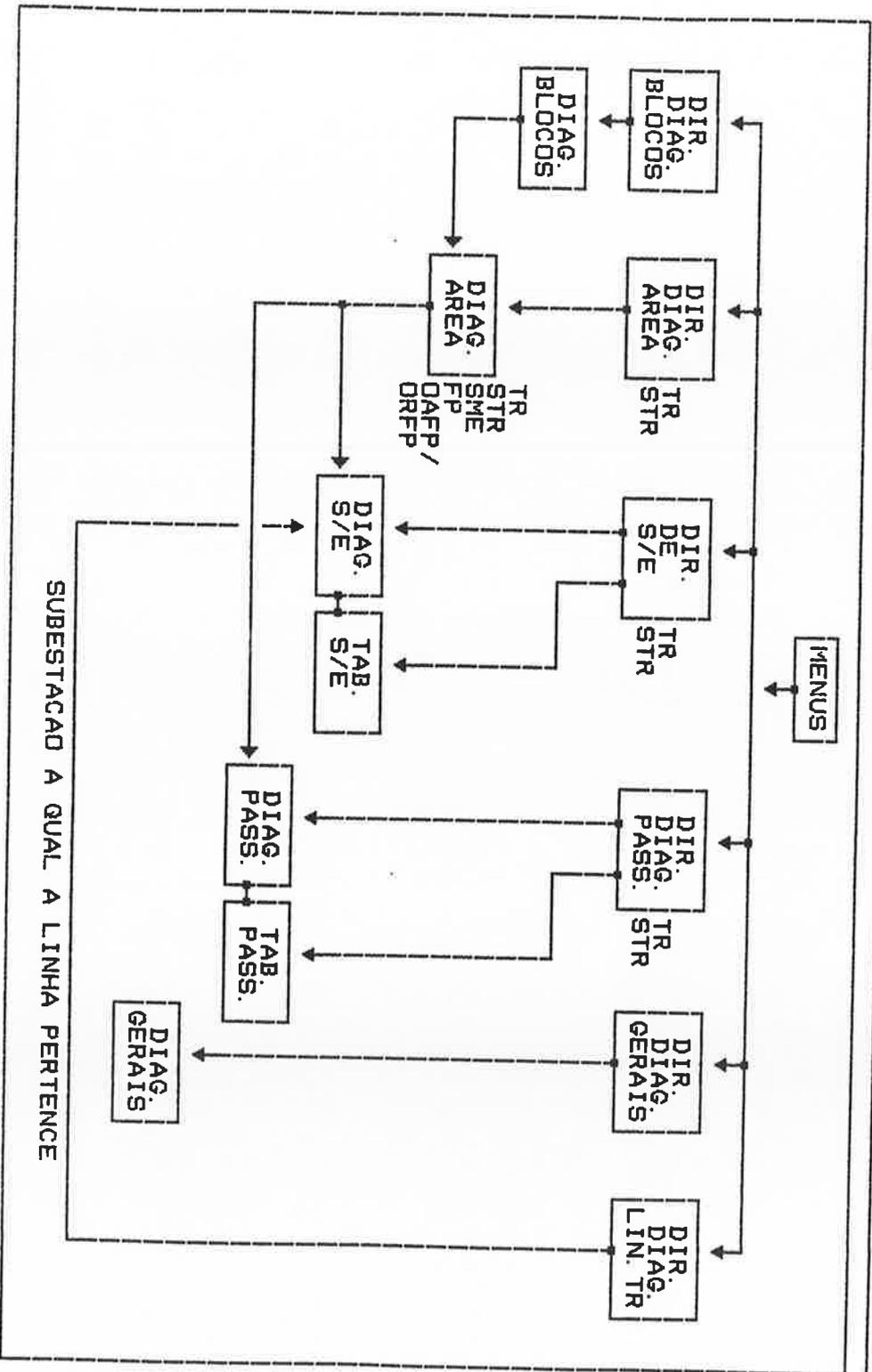
TRE - MODO ESTUDO

- CASOS SALVOS
- ENTRADA T.R.E. EM MODO ESTUDO

■ DIALOGOS DA LINHA COMANDO/RESPOSTA

HIERARQUIA DOS DISPLAYS ESQUEMATICOS - COS

PAG 1/1



26-JUN-1992 08:31:18.4

COS

DIRETORIO DE SUBESTAÇÕES DO COS - T. R. PAG 1/8

S U B E S T A Ç O E S

U N I F	TABULARES			S I G L A	NOME	KV	AREA DE RESP	EST ATV UTR	CONTR GERAL
	TM		TS						
	D+L	PAR	D+PAR						
■	■	■	■	ARA	ARARAQUARA..... 440/138	X	XXX	■	
■	■	■	■	ASS	ASSIS..... 500/440/230/88	X	XXX	■	
■	■	■	■	BAU	BAURU..... 440/138	X	XXX	■	
■	■	■	■	BOJ	BOM JARDIM..... 440/138/88	X	XXX	■	
■	■	■	■	BOT	BOTUCATU..... 230/138	X	XXX	■	
■	■	■	■	CAV	CABREUVA..... 440/230/138	X	XXX	■	
■	■	■	■	CBO	CAPAO BONITO..... 230/138	X	XXX	■	
■	■	■	■	EMG	EMBU-GUACU..... 440/345/138	X	XXX	■	
■	■	■	■	RPR	RIBEIRAO PRETO..... 440/138	X	XXX	■	
■	■	■	■	SAG	SALTO GRANDE..... 230/88	X	XXX	■	
■	■	■	■	SBO	STA BARBARA D'OESTE... 440/138	X	XXX	■	
■	■	■	■	SAA	SANTO ANGELO..... 440/345/138	X	XXX	■	
■	■	■	■	SUR	SUMARE..... 440/138				
■	■	■	■	TAU	TAUBATE..... 500/440/230/138	X	XXX	■	

LEGENDA: D+L: DADOS+LIMITES - PAR: PARAMETROS - D+PAR: DADOS+PARAMETROS
 TM: TELEMEDICAO - TS: TELESINALIZACAO

GER TR

48888 S 60.02 HZ 26/06/92 09:07:25

DIRETORIO DE SUBESTACOES DO COS - T. R.

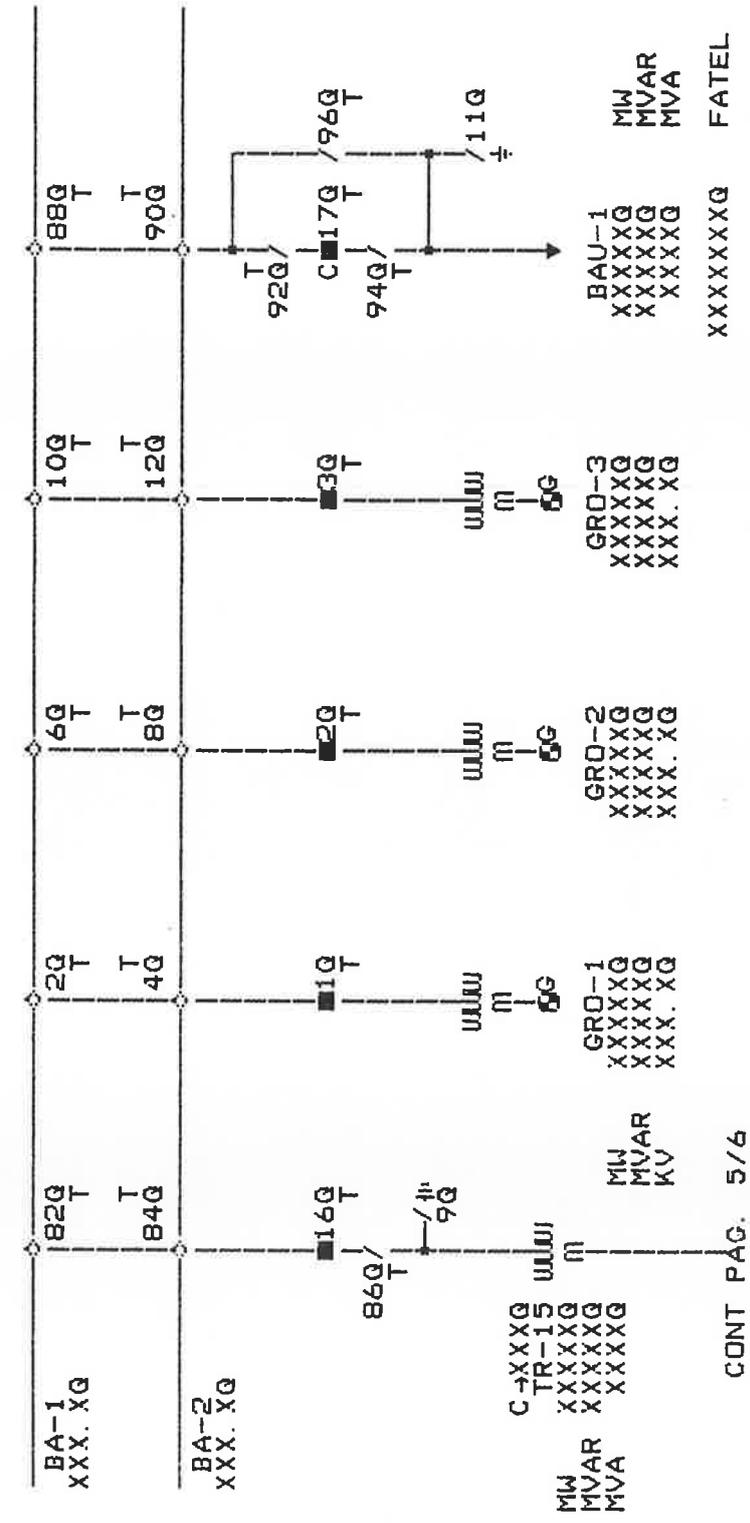
PAG 1/8

SUBESTACOES

UNIF	TABULARES			SIGLA	NOME	KV	AREA DE RESP	EST ATV UTR	CONTR GERAL
	TM		TS						
	D+L	PAR	D+PAR						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ARA	ARARAQUARA.....	440/138	1	TST	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	ASS	ASSIS.....	500/440/230/88	1	ATV	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	BAU	BAURU.....	440/138	2	ATV	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	BOJ	BOM JARDIM.....	440/138/88	1	ATV	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	BOT	BOTUCATU.....	230/138	1	ATV	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	CAV	CABREUVA.....	440/230/138	2	ATV	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	CBD	CAPAO BONITO.....	230/138	1	ATV	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	EMG	EMBU-GUACU.....	440/345/138	2	ATV	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	RPR	RIBEIRAO PRETO.....	440/138	2	ATV	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	SAG	SALTO GRANDE.....	230/88	1	ATV	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	SBD	STA BARBARA D'OESTE.....	440/138	1	ATV	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	SAA	SANTO ANGELO.....	440/345/138	1	DES	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	SUR	SUMARE.....	440/138	0		<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	TAU	TAUBATE.....	500/440/230/138	0	ATV	<input type="checkbox"/>

LEGENDA: D+L: DADOS+LIMITES - PAR: PARAMETROS - D+PAR: DADOS+PARAMETROS
 TM: TELEMEDICAD - TS: TELESINALIZACAO

N. MONT. = XXX. XXQ
 N. JUS. = XXX. XXQ



CONT PAG. 5/6

US-18 JUP - 440KV MEDIDAS ANALOGICAS - DADOS+LIMITES - T. R. PAG 1/6									
BAY	UNID. DE MEDIDA	LIMITE FISICO INFERIOR	LIMITE OPERACAO INFERIOR	VALOR MEDIDO	CODIGO DE QUAL.	LIMITE OPERACAO SUPERIOR	LIMITE FISICO SUPERIOR	HIST [%]	B. M. [%]
BAU-1	MW MVAR	XXXXX XXXXXX	XXXXX	XXXXX	X	XXXX	XXXX	XX	XX
BAU-2	MW MVAR	XXXXX XXXXXX							
ILS1	MW MVAR	XXXXX XXXXXX							
TR-15	MW MVAR TAP	XXXXX XXXXXX XXXXXX		XXX					
BA-1	KV	XXX. X	XXX. X	XXX. X		XXX. X	XXX. X		
BA-1D	KV	XXX. X							
BA-2	KV	XXX. X							
BA-2D	KV	XXX. X							

26-JUN-1992 08:14:53.2

COS

US-18 JUP - 440KV		MEDIDAS ANALOGICAS - DADOS+LIMITES - T. R.						PAG 6/6
BAYS	VALOR CALCULADO	LIMITE DE LONGO TERMO	TEMPO LONGO TERMO	LIMITE DE CURTO TERMO	TEMPO CURTO TERMO	LIMITE DE OPERACAO	HIST [%]	
BAU-1	XXXX	XXXX	XXX	XXXX	XXX	XXXX	XX	
BAU-2	XXXX							
ILS1	XXXX							
TR-15	XXXX							

US-18 JUP - 138KV		MEDIDAS ANALOGICAS - DADOS+LIMITES - T. R.					
BAYS	VALOR CALCULADO	LIMITE DE LONGO TERMO	TEMPO LONGO TERMO	LIMITE DE CURTO TERMO	TEMPO CURTO TERMO	LIMITE DE OPERACAO	HIST [%]
MIM-1	XXXX	XXXX	XXX	XXXX	XXX	XXXX	XX
MIM-2	XXXX						
MIM-3	XXXX						
MIM-4	XXXX						

US-18 JUP - 440KV MEDIDAS ANALOGICAS - PARAMETROS - T. R. PAG 1/5											
BAYS	UNID DE MEDIDA	MODO DE OPER P/ ALARMES			PRIOR	CONDICAO DE DISTURB		VARIAVEL DE DISTURB.			
		SUP	GER	TR1		TR2	ATIVO		MONTAGEM		
BAU-1	MW	X	X	X	XXXXX	XXX	XXX	XXX			
	MVAR	X									
	MVA	X									
BAU-2	MW	X									
	MVAR	X									
	MVA	X									
ILS1	MW	X									
	MVAR	X									
	MVA	X									
TR-15	MW	X									
	MVAR	X									
	MVA	X									
	TAP	X									
BA-1	KV	X									
BA-1D	KV	X									
BA-2	KV	X									
BA-2D	KV	X									

26-JUN-1992 08:15:39.2

CDS

US-18 JUP - 440KV		TELESINALIZACOES - DADOS+PARAMETROS - T. R.						PAG 3/6	
IDENTIFICACAO DO EQUIPAMENTO	ESTADO		M. D. P / ALARMES			CONDICAO DE ATIVO	CONDICAO DE DISTURBIO		
	ATUAL	NOR	SUP	GER	TR1			TR2	ATIVO
BAU-1	CH-88	XXX	X	X	X	X	-	-	
	CH-90	XXX					-	-	
	CH-92	XXX					-	-	
	CH-94	XXX					-	-	
	CH-96	XXX					-	-	
	CH-11	XXX					-	-	
	DJ-17	XXXXX					XXX	-	
RBDJ17	XXXXX						-		
LRDJ17	XXXXX						-		
FATEL	XXXXXX						-		
BAU-2	CH-98	XX					-	-	
	CH-100	XXX					-	-	
	CH-102	XXX					-	-	
	CH-104	XXX					-	-	
	CH-106	XXX					-	-	
	CH-13	XXX					-	-	
	DJ-18	XXXXX					XXX	-	
RBDJ18	XXXXX						-		
LRDJ18	XXXXX						-		
FATEL	XXXXXX						-		
ILS1	CH-108	XXX					-	-	
	CH-110	XXX					-	-	
	CH-112	XXX					-	-	
	CH-114	XXX					-	-	
	CH-116	XXX					-	-	
	CH-15	XXX					-	-	
	DJ-19	XXXXX					XXX	-	
RBDJ19	XXXXX						-		
LRDJ19	XXX						-		

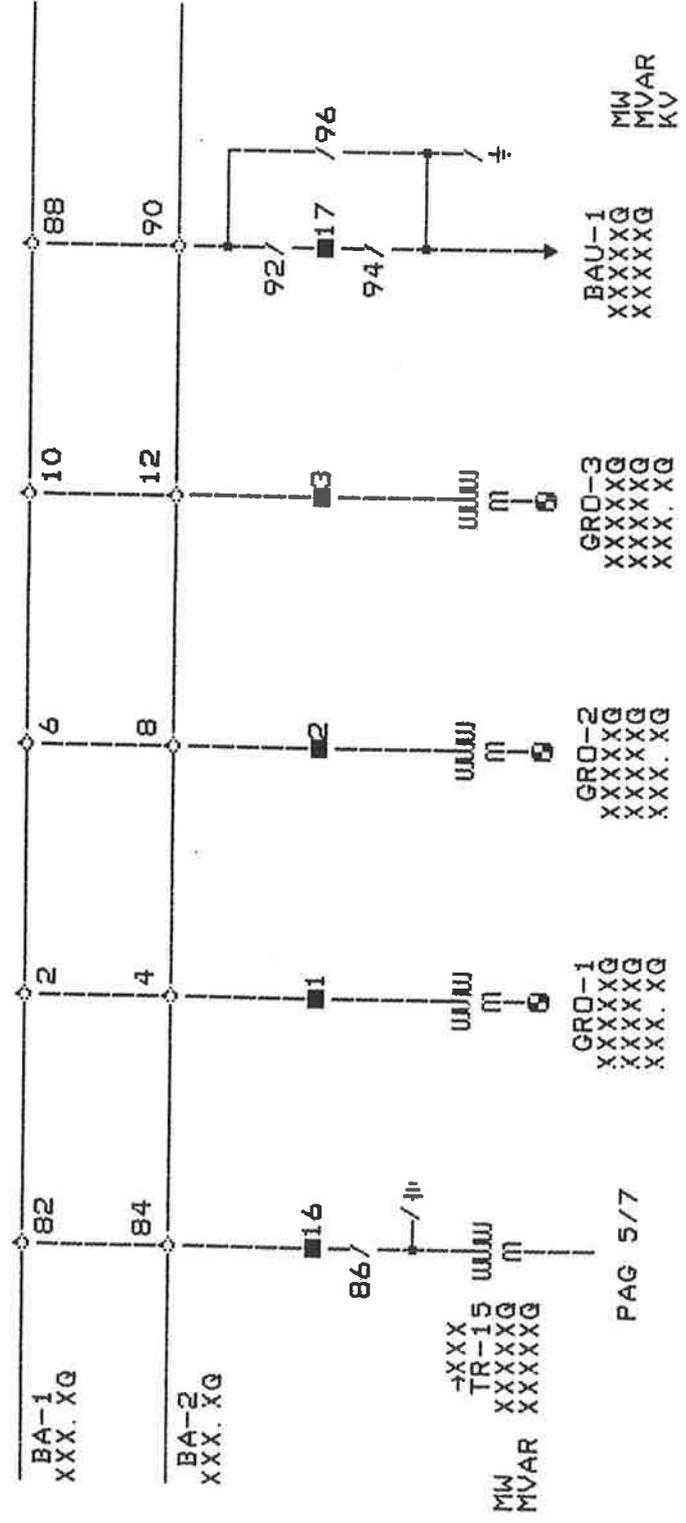
COS

26-JUN-1992 08:16:19.5

C E S P - S U P E R V I S I O N A D A

UNIFILAR	TABULAR	SIGLA	NOME	KV
■	■	AGV	AGUA VERMELHA.....	500/440/138/16
■	■	ARA	ARARAQUARA.....	440/138
■	■	ASS	ASSIS.....	500/440/230/88
■	■	BAR	BARIRI.....	138/13,8
■	■	BAB	BARRA BONITA.....	138/69/13,8
■	■	BAU	BAURU.....	440/138
■	■	BER2	BERTIOGA II.....	138
■	■	BOJ	BOM JARDIM.....	440/138/88
■	■	BOT	BOTUCATU.....	230/138/88
■	■	BRP	BRAGANCA PAULISTA.....	138
■	■	CAV	CABREUVA.....	440/230/138
■	■	CAC	CACONDE.....	138/13,8
■	■	CBD	CAPAO BONITO.....	230/138
■	■	CPV	CAPIVARA.....	440/138/14,4
■	■	CAU	CARAGUATATUBA.....	138/88

CONT PAG . 2 / 7



US-18 JUP - 440KV		MEDIDAS ANALOGICAS - DATOS - S. T. R.			PAG 1/5	
BAYS	UNID. DE MEDIDA	VALOR MEDIDO	VALOR ESTIMADO	DESVIDO PONDERADO	PONDERACAO DA MEDIDA	
BAU-1	MW MVAR	XXXXX XXXXXX	XXXXX Q	XXXX. XX	XX. XX	
BAU-2	MW MVAR	XXXXX XXXXXX				
ILS1	MW MVAR	XXXXX XXXXXX				
TR-15	MW MVAR TAP	XXXXX XXXXXX XXX	XXX	---	---	
BA-1	KV	XXX. X	XXX. X Q			
BA-1D	KV	XXX. X				
BA-2	KV	XXX. X				
BA-2D	KV	XXX. X				

26-JUN-1992 08:17:45.2

COS

SOLICITADA COPIA DE IMAGEM NA IMPRESSORA DE RELATORIO
 GER STR ***** S 60.02 HZ 26/06/92 09:11:15

US-18 JUP - 440KV MEDIDAS ANALOGICAS - DADOS - S. T. R. PAG 1/5

BAYS	UNID. DE MEDIDA	VALOR MEDIDO	VALOR ESTIMADO	DESVIO PONDERADO	PONDERACAO DA MEDIDA
BAU-1	MW MVAR	667 -63	667 -63	-0.04 0.00	0.10 0.19
BAU-2	MW MVAR	667 -63	667 -63	-0.04 0.00	0.10 0.19
ILS1	MW MVAR	-151 -34	-151 -34	0.03 0.03	0.10 0.19
TR-15	MW MVAR TAP	106 27 9	105 27 9	0.03 0.06	0.50 0.93
BA-1	KV	105.0	105.0	0.00	2.46
BA-1D	KV	105.0	105.0	0.00	2.46
BA-2	KV	105.0	105.0	0.00	2.46
BA-2D	KV	105.0	105.0	0.00	2.46

- DIRETORIO DE SUBESTACOES PARA O TRE
- DIRETORIO DE DIAGRAMAS DE AREA PARA O TRE

- PROGRAMA REPARTICAO DE CARGAS - FUNCAO PREVISAO
- PROGRAMA FLUXO DE POTENCIA - FP / OAFP / ORFP
- PROGRAMA ANALISE DE SEGURANCA

- EXECUCAO DO PROGRAMA EQUIVALENTE DA REDE
- EXECUCAO DA TOPOLOGIA DA REDE

- SALVAMENTO INTERMEDIARIO DO CASO DE ESTUDO
- SALVAMENTO DEFINITIVO DO CASO DE ESTUDO
- SUMARIO DE CASOS SALVOS
- SAIDA DO CASO DE ESTUDO - RETORNO AO TEMPO REAL

C E S P - S U P E R V I S I O N A D A

REPARTICAO DE CARGAS		FLUXO DE POTENCIA FP/DAFP/ORFP		SIGLA	NOME
DISTRIB. DE CARGAS	SOLUCAD	CONDICAO LIMITE	DADOS DE CARGAS		
X	X	■	■	AGV	AGUA VERMELHA
		■	■	ARA	ARARAQUARA
		■	■	ASS	ASSIS
		■	■	BAR	BARIRI
		■	■	BAB	BARRA BONITA
		■	■	BAU	BAURU
		■	■	BER2	BERTIOGA II
		■	■	BOJ	BOM JARDIM
		■	■	BOT	BOTUCATU
		■	■	BRP	BRAGANCA PAULISTA
		■	■	CAV	CABREUVA
		■	■	CAC	CACONDE
		■	■	CBO	CAPAO BONITO

CONDICOES LIMITES PARA O FLUXO DE POTENCIA - FP/OAFP/ORFP - ME PAG 1/3

JUPIA

IDENTIFICACAO DOS BAYS	NUMERO DO NO	TENSAD [%]		MVA MAXIMO		TENSAD FIXA
		MIN	MAX	LINHAS	TRAFOS	
JUP 440 BA-1	XXXX	XXX. X	XXX. X	-	-	■
BA-1D	XXXX	XXX. X	XXX. X	-	-	■
BA-2	XXXX	XXX. X	XXX. X	-	-	■
BA-2D	XXXX	XXX. X	XXX. X	-	-	■
BAU-1	XXXX	-	-	XXXX	-	
BAU-2	XXXX	-	-	XXXX	-	
ILS1	XXXX	-	-	XXXX	-	
GRD-1	XXXX	-	-	-	XXXX	
GRD-2	XXXX	-	-	-	XXXX	
GRD-3	XXXX	-	-	-	XXXX	

JUPIA DATA SET DD/MM/AA

HORA	GERADOR 1				GERADOR 2			
	LIRGR	LSRGR	MEXGR	APART	LIRGR	LSRGR	MEXGR	APART
0-1	XXX	XXX	XXXXXX	XX	XXX	XXX	XXXXXX	XX
1-2								
2-3								
3-4								
4-5								
5-6								
6-7								
7-8								
8-9								
9-10								
10-11								
11-12								
12-13								
13-14								
14-15								
15-16								
16-17								
17-18								
18-19								
19-20								
20-21								
21-22								
22-23								
23-24								

GER TR

***** S 60.02 HZ 26/06/92 09:01:10

SUMARIO DE ALARMES DE SUPERVISAD		PAG 001/001	
RECONHECIMENTO	DE	TODOS OS ALARMES	DESTA PAGINA -
MPCL-A2-A1	AS	ESTADO	TECLAR CIENTE
MPCL-A2-B1	AS	ESTADO	26/06/92 08:07:59
MPCL-B2-B1	AS	ESTADO	26/06/92 08:08:01
MPCL-B2-A1	AS	ESTADO	26/06/92 08:09:23
MULL-CSC	AS	ESTADO	26/06/92 08:09:33
MULL-COA-N	AS	ESTADO	26/06/92 08:09:24
MULL-COA-SE	AS	ESTADO	26/06/92 08:09:30
MULL-COA-O	AS	ESTADO	26/06/92 08:09:33
CRTU-AGV-1	AS	ESTADO	26/06/92 08:09:37
AGV 1	AS	CONEXAO	26/06/92 08:10:04
XAV 1	AS	CONEXAO	26/06/92 08:10:04
COS-B 1	AS	ESTADO	26/06/92 08:10:34
LOC	AS	FALHA PRE AD	26/06/92 08:10:35
PRO	AS	INDISP AGC -	26/06/92 08:11:39
		LIM REG EM ZONA	26/06/92 09:00:17
		PROIB	

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BLICKLEY, G.J. Changes in scada system increase operators role. **Control Engineering**, p.95-96, Aug. 1989.
- BLYN, M.S.; BOUCHER, J.N. The computer subsystem. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, SUMMER MEETING, Mexico City, 1977. **Energy control center design**. Mexico City, 1977. p.48-62.
- BOROVSKI, D.; SEAMON, R. Large-scale distribution and load control. In: IEEE/PES T&D CONFERENCE, New Orleans, 1989. **Annals**. New Orleans, 1989, p.49-55.
- BRODIE, M. et al. Power control system. **Communications of the ACM**, v.34, n.10, p.111-12-, Oct. 1991.
- CORNILLON, J.G. A distributed control and monitoring system for nuclear power plants. **IFAC-International Federation of Automatic Control, Proceedings Series**, n.8, p.15-16, 1988.
- DOPAZO, J.F. Power system security. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, SUMMER MEETING, Mexico City, 1977. **Energy control center design**. Mexico City, 1977. p.37-47.
- EVANS, J.R. Project implementation and management. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, SUMMER MEETING, Mexico City, 1977. **Energy control center design**. Mexico City, 1977. p.78-83.
- FRANZ, D.G. Energy control center - data acquisition and communication subsystem. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, SUMMER MEETING, Mexico City, 1977. **Energy control center design**. Mexico City, 1977. p.63-71.
- KENEALY, T.P. Mon/machine interface subsystem. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, SUMMER MEETING, Mexico City, 1977. **Energy control center design**. Mexico City, 1977. p.72-77.
- LIACO, T.E. An overview of power control centers. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, SUMMER MEETING, Mexico City, 1977. **Energy control center design**. Mexico City, 1977. p.5-16.
- LIACO, T.E. **Security functions in power system control center**. Ohio, s.ed., 1978. 17p.

- MARTINI, J.S.C. **Telemedição, telesupervisão e telecomando - um sistema de tempo real para o controle do abastecimento de água numa região metropolitana.** São Paulo, 1982. 250p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- MARTINI, J.S.C. **Preparação do ambiente operacional como condicionante do sucesso da automação.** In: CONGRESSO NACIONAL DE AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL, 3., São Paulo, 1988. **Anais.** São Paulo, SUCESU, 1988. p.249-256
- MARTINI, J.S.C.; TORRES, C.J. **A especificação de sistemas de automação e controle digital para subestações e usinas hidroelétricas.** In: CONGRESSO NACIONAL DE INFORMÁTICA, 24., São Paulo, 1991. **Anais.** São Paulo, SUCESU, 1991. p.454-460.
- MARTINI, J.S.C. **Teleoperacion de un sistema de abastecimiento de água.** In: SEMANA INTERNACIONAL DE AUTOMATIZACION INDUSTRIAL, Lima, Peru, 1991. **Anales.** Lima, Peru, 1991. 30p.
- MELO, F.P.; UNDRIL, J.M. **Automatic generation control.** In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, SUMMER MEETING, Mexico City, 1977. **Energy control center design.** Mexico City, 1977. p.17-27.
- MORRISSEY, L. **An analysis of a full graphics energy monitoring system.** **Control Engineering**, p.111-113, July 1989.
- NORDELL, D. **Computers revolutionize electric-utility operations.** **Control Engineering**, p.75-76, Nov. 1990.
- PAIXÃO, L.E. **CESP: 30 anos de operação.** São Paulo, CESP, 1988. 202p.
- PETERSON, N.M. et al. **Economic dispatch and scheduling.** In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, SUMMER MEETING, Mexico City, 1977. **Energy control center design.** Mexico City, 1977. p.28-36.
- PLANEJAMENTO e anteprojeto do sistema para supervisão, coordenação e controle do sistema de geração e transmissão - Plano preliminar. São Paulo, Hidroservice Engenharia e Projetos Ltda./CESP, 1980. 204p. (Relatório HE-803-R02-0480)
- PLANO básico do sistema de supervisão e controle hierárquico. São Paulo, Hidroservice Engenharia e Projetos Ltda./CESP, 1980. 2500p. (Relatório HE-803-R04-0780)
- PLANO diretor do sistema de supervisão e controle hierárquico. São Paulo, Hidroservice Engenharia e Projetos Ltda./CESP, 1980. 387p. (Relatório HE-825-R02-1280)

- PRINCE, S.M.; SLOMAN, M.S. Communication requirements of a distributed computer control system. *IEEE Proc.* v.128, n.1, p.21-24, 1981.
- RAJARAMAN, V. Recent trends in distributed process control computers. *IFAC-International Federation of Automatic Control, Proceedings Series*, n.5, p.17-21, 1980.
- SOARES, J.O.P. *Especificação de métodos de desenvolvimento de sistemas.* São Paulo, 1986. 176p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- WEISROCK, G. Hydroelectric power station control system. *IFAC-International Federation of Automatic Control, Proceedings Series*, n.5, p.7-14, 1988.
- WINKELMAN, J.R.; MEDANIC, J.V. Project control design procedures for power plant - power system control. In: *IFAC TRIENNIAL WORLD CONGRESS, 10., Munich, 1987. Annals.* Munich, 1987. p.95-100.
- WORKSTATEMENT. Relatório contrato CESP-GIS - SSCH. São Paulo, CESP, 1983. 2500p.