

**DAVIDSON GERALDO FERREIRA**

**VISÃO INTEGRADA DA AUTOMAÇÃO DA OPERAÇÃO  
E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia de Potência

Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientadora: Prof<sup>ª</sup>. Maria Helena Murta Vale

Co-orientador: Prof. Pyramo da Costa Júnior

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS – UFMG**

**BELO HORIZONTE**

**2007**

A Deus por sua infinita sabedoria e  
bondade em nos proporcionar inúmeras  
oportunidades de realizarmos nossos  
sonhos

À orientadora professora Maria Helena Murta Vale pelo apoio, incentivo e conhecimentos transmitidos para o desenvolvimento do trabalho.

Ao co-orientador professor Pyramo pelos conhecimentos transmitidos nas áreas de Inteligência Computacional e Diagnóstico de Falhas em Equipamentos.

Aos professores dos cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC e UFMG pelos conhecimentos transmitidos ao longo do curso.

À Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais pelo excelente apoio obtido do Programa de Capacitação de Docentes, de forma particular, através das aprovações feitas pelos meus chefes de Departamento José Augusto Leão e Attenister Tarcísio Rego, viabilizando minha participação no Programa.

À Companhia Energética de Minas Gerais pela liberação de minha participação no curso de mestrado, de forma particular, através da aprovação do Roberto Drumond Furst. Agradeço aos meus superiores pelo incentivo e apoio prestados durante a realização do curso.

Ao pessoal do administrativo pela atenção e presteza no atendimento.

Aos meus familiares, irmãs, pelo incentivo prestado. Agradeço, ainda, a colaboração de meu sobrinho Bruno na elaboração das figuras do trabalho.

Gostaria de agradecer de forma muito especial à confiança e apoio que recebi de meu pai durante toda a minha vida acadêmica e a compreensão e apoio de minha esposa nas horas mais difíceis.

Finalmente, gostaria de dedicar este trabalho a minha filhinha querida Camila.

### Abreviaturas e Siglas

- ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ARMA** - Autoregressão com movimentação da média.
- AT** - Alta Tensão.
- AVR** - Automatic Voltage Regulador (Regulador Automático de Tensão).
- CAG** - Controle Automático de Geração.
- CASM** - *Common Application Service Model*.
- CAT** - Controle Automático de Tensão.
- CEMIG** - Companhia Energética de Minas Gerais.
- CEPEL** - Centro de Pesquisa em Engenharia Elétrica.
- CLP** - Controlador Lógico Programável.
- COS** - Centro de Operação de Sistema.
- CUG** - Controle de Unidades Geradoras.
- EAT** - Extra Alta Tensão.
- EPC** - Esquema de Proteção e Controle.
- FLC** - Controlador Lógico *Fuzzy*.
- GPS** - *Global Position System*.
- IED** - Dispositivo Eletrônico Inteligente.
- IHM** - Interface Homem-Máquina.
- LAN** - *Local Area Network*.
- LISP** - List Processor (linguagem para desenvolvimento de sistemas especialistas).
- LN** - *Logical Node*.
- LTC** - *Load Tap Changing*.
- LRC** - *Ligthning Research Center* – Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas
- MAN** - *Main Area Network*.
- MLR** - *Multiple Linear Regression*.
- MTBF** - *Mean Time Between Failure*.
- NR10** - Norma Regulamentadora de Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade.

- ONS** - Operador Nacional do Sistema.
- OPLAT** - Ondas Portadoras por Linhas de Alta Tensão.
- PDC** - Concentrador de Dados Fasores.
- PLC** - *Power Line Communication*.
- PMU** - Unidade de Medição Fasorial (*Phasor Measurement Unit*).
- PROLOG** - *Programming in Logic* (linguagem para desenvolvimento de sistemas especialistas).
- PSS** - Estabilizador do Sistema de Potência (*Power System Stabilizer*).
- PV** - Parcela Variável (penalidade aplicada as empresas de transmissão em decorrência da indisponibilidade de ativos).
- RAP** - Receita Anual Permitida (receita auferida pelas empresas transmissoras em função da disponibilidade de seus ativos).
- RBM** - Manutenção Baseada na Confiabilidade (*Reliability Based Maintenance*).
- RCM** - Manutenção Centrada na Confiabilidade (*Reliability Centered Maintenance*).
- RECOMP** - *Software* aplicativo desenvolvido no CEPEL para recomposição de sistemas elétricos.
- RN** - Rede Neural.
- RNA** - Rede Neural Artificial.
- RTU** - *Remote Terminal Unit*.
- SAGE** - Sistema de Alívio de Geração.
- SAGE** - Sistema de Supervisão e Controle desenvolvido pelo Centro de Pesquisa em Engenharia Elétrica.
- SARESTA**- Sistema de Apoio ao Restabelecimento Sistêmico.
- SCADA** - *Supervisory Control and Data Acquisition*.
- SDH** - Hierarquia Digital Síncrona.
- SEE** - Sistema Elétrico de Energia.
- SEL** - *Schweitzer Engineering Laboratories*.
- SETA** - Sistema Especialista para Tratamento de Alarmes.
- SMF** - Sistema de Medição Fasorial.
- SSC** - Sistema de Supervisão e Controle.

- TC** - Transformador de Corrente.
- TP** - Transformador de Potencial.
- TPM** - Manutenção Produtiva Total (*Total Productive Maintenance*).
- UAC** - Unidade de Aquisição de Dados e Controle.
- UFMG** - Universidade Federal de Minas Gerais.
- WAN** - *Wide Area Network*.

# ÍNDICE

<b>1- INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2- CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA .....</b>	<b>3</b>
<b>3- AUTOMAÇÃO DA OPERAÇÃO .....</b>	<b>8</b>
3.1- Considerações Iniciais. ....	8
3.2- Estados Operativos do Sistema Elétrico. ....	8
3.3- Sistemas de Supervisão e Controle. ....	11
3.4- O processo de Operação em Tempo Real. ....	14
3.5- Funções de Engenharia. ....	16
3.5.1 - Funções Sistêmicas. ....	16
3.6- Considerações Finais. ....	41
<b>4- AUTOMAÇÃO DA MANUTENÇÃO .....</b>	<b>42</b>
4.1- Considerações Iniciais. ....	42
4.2- Tipos de Manutenção. ....	42
4.3- O Processo de Manutenção. ....	44
4.4- Sistema de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas em Transformadores. ....	48
4.5- Sistema de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas em Disjuntores. ..	52
4.6- Considerações Finais. ....	53
<b>5- TÉCNICAS E MÉTODOS APLICÁVEIS NA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS     ELÉTRICOS .....</b>	<b>54</b>
5.1- Considerações Iniciais. ....	54
5.2- Uso de Sistemas Inteligentes na Automação de Sistemas Elétricos. ..	54
5.2.1 - Sistemas Especialistas. ....	55
5.2.2 - Lógica <i>Fuzzy</i> . ....	61
5.2.3 - Redes Neurais (RN). ....	62
5.2.3 - Algoritmos Genéticos (RN). ....	65
5.3- Integração de Métodos de Detecção e Diagnóstico de Falhas em Equipamentos. ....	67
5.4- Considerações Finais. ....	70

---

<b>6- TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS.....</b>	<b>72</b>
6.1- Considerações Iniciais. ....	72
6.2- Norma 61850. ....	72
6.2.1- Aspectos Gerais.....	72
6.2.2 - Principais Características.....	74
6.2.3 - Linguagem de Configuração. ....	78
6.2.4 – Barramento de Processo e Modelo da Subestação IEC. ....	80
6.2.5 – Considerações Finais Sobre a IEC 61850 ....	81
6.3- Sistema de Medição Fasorial (SMF). ....	83
6.3.1 - Aspectos Gerais.....	83
6.3.2 – Constituição do SMF.....	84
6.3.3 – Aplicações.....	87
6.3.4 - Considerações Finais Sobre PMU. ....	89
6.4 - Outras Tendências Tecnológicas.....	90
<b>7- PROPOSTA DE MODELO FUNCIONAL INTEGRADO PARA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS.....</b>	<b>95</b>
7.1- Considerações Iniciais. ....	95
7.2- Estrutura Funcional. ....	95
7.3- Arquiteturas dos Sistemas de Automação da Operação e Manutenção. ....	100
7.4- Arquitetura Proposta de Integração dos Processos de Automação da Operação e Manutenção.....	101
7.5- Arquitetura para os Sistemas de Aquisição de Dados. ....	103
7.6-Arquitetura para os Sistemas de Supervisão da Subestação ....	105
7.7- Proposta Final.....	106
7.8- Considerações Finais.....	111
<b>8- CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>112</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>114</b>



## RESUMO

O principal objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta de Modelo Integrado de Automação dos processos de operação e manutenção do Sistema Elétrico de Energia. Esse trabalho visa, ainda, identificar as principais funções de engenharia que devem ser desenvolvidas e implantadas nos diversos Sistemas de Automação das empresas do setor elétrico.

A questão básica que se pretende alcançar é reforçar a necessidade de se obter inicialmente a visão sistêmica das funções de engenharia vinculadas aos processos de operação e manutenção. O mapeamento dessas funções, bem como a definição dos dados que devem ser adquiridos, consiste na etapa mais importante no Projeto de Automação de Sistemas Elétricos. A implantação de sistemas de automação não integrados certamente pode levar à elevação de custos na implantação e à existência de ilhas de dados e de conhecimento, com significativa perda de sinergia entre os mesmos.

Desta forma, o trabalho procura propor um modelo de automação que priorize a visão sistêmica e seus importantes acoplamentos, bem como difundir a importância da disseminação dessas informações a todos agentes envolvidos com a operação e manutenção do sistema elétrico.

## **ABSTRACT**

The main objective of this work is to propose an integrated model applied to power system automation related to operation and maintenance processes. This work also intends to identify all main engineering functions that should be developed and implemented in different automation systems belonging to electrical systems.

The basic question is the necessity to get a whole vision of the engineering functions related to the operation and maintenance processes. The procedure taken to identify the engineering function and the definition of the data which should be collected represents the most important phase of the automation project. The implementation of isolated automation systems could increase costs and create data and knowledge islands with big loss of synergy between them.

In this way, the work proposes an automation model that prioritizes a systemic view and its important coupling, as well as the relevance of disseminating the information to every involved agents in operation and maintenance of the electrical system.

# 1

## INTRODUÇÃO

A *Automação de Sistemas Elétricos de Energia - SEE* tem crescido significativamente nos últimos anos. Este fato decorre de diversas razões, dentre as quais a necessidade de novas estratégias de controle dos sistemas elétricos e a evolução dos sistemas de automação e informação [Pereira,1998]. Outro fator motivador está ligado às mudanças introduzidas pela desregulamentação do setor que exigem das empresas uma alta qualidade de fornecimento de energia elétrica, bem como, uma alta disponibilidade de seus ativos.

Essa dissertação aborda a automação de sistemas elétricos, de forma mais específica, dos processos de operação em tempo real e de manutenção vinculados aos Sistemas de Transmissão das empresas de energia elétrica. Observa-se que muitas empresas do setor elétrico possuem projetos de automação com baixo grau de integração acarretando grandes perdas financeiras e pouca sinergia de dados e compartilhamento de resultados entre as diversas funcionalidades. Os sistemas de automação são desenvolvidos de forma estanque levando-se certamente a uma grande redundância na aquisição de dados. Desta forma, essa dissertação procura investigar essa situação e propor uma arquitetura que visa obter um modelo integrado da automação da operação e manutenção. Essa proposta é constituída por uma estrutura funcional, arquiteturas em nível das instalações e dos equipamentos de aquisição de dados vinculados aos diversos sistemas de supervisão e monitoramento existentes nas instalações. Propõe-se, ainda, uma arquitetura para integração dos dados e resultados dos diversos centros de supervisão e monitoramento.

Para a elaboração da proposta é feita uma análise das tendências tecnológicas, de forma especial a Norma 61850 e a Medição Fasorial que implicam profundas mudanças na concepção dos projetos de automação. A primeira possibilita a obtenção da interoperabilidade, busca antiga das empresas do setor de energia, decorrente dos elevados gastos feitos para integração de sistemas de automação de diferentes fabricantes. Essa interoperabilidade permite a distribuição funcional nos equipamentos de automação instalados em nível de *bays*. A segunda tecnologia introduz a monitoração da dinâmica do sistema elétrico permitindo o desenvolvimento de inúmeras aplicações que agregam maior segurança para a operação do sistema elétrico.

O tema apresentado neste trabalho é muito desafiador para as empresas do setor elétrico de energia. Um ponto chave para vencer os desafios inerentes ao tema é indubitavelmente a obtenção de uma visão funcional integrada da automação dos referidos processos.

Para alcançar seu objetivo, o texto foi estruturado em nove capítulos. Após o capítulo 1, introdutório, tem-se o capítulo 2 que apresenta uma contextualização do tema através de uma leitura dos principais fatos vinculados aos ambientes tecnológico, ambiental e social, culminando com o levantamento das principais oportunidades e ameaças. Os capítulos 3 e 4 abordam a automação do processo de operação e manutenção respectivamente, com foco nas principais aplicações disponíveis para cada processo. O capítulo 5 aborda as principais técnicas e métodos aplicáveis na automação de SEE com foco nas ferramentas de Inteligência computacional, tais como: sistemas especialistas, lógica *fuzzy*, redes neurais e algoritmos genéticos. O capítulo 6 efetua uma análise das tendências tecnológicas do tema, com destaque para a Norma 61850 e Medição Fasorial Sincronizada – PMUs. O capítulo 7 apresenta uma proposta do autor para automação do SEE. Por fim, o capítulo 8 apresenta as Considerações Finais do trabalho.

# 2

## CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

As empresas de energia elétrica passam por grandes transformações em virtude, principalmente, das mudanças no modelo institucional do setor elétrico. Essas transformações requerem que as empresas tenham um *comportamento empresarial mais definido*, pois a competição e a busca por menores custos, melhor qualidade de energia e de maximização da disponibilidade de seus ativos, são fatores determinantes da excelência e do sucesso das mesmas.

Uma das ferramentas disponíveis para a obtenção deste posicionamento, de forma eficiente e economicamente viável, é a *utilização maciça da automação nos diversos processos da empresa*.

Para melhor contextualizar os desenvolvimentos desta dissertação, torna-se importante comentar sobre os ambientes institucional, social e tecnológico do setor elétrico e seus possíveis impactos no processo de automação do sistema das empresas de energia [Ferreira,2005].

No ambiente institucional, dentre as recentes transformações no setor elétrico destacam-se:

- Privatização de grande parte das concessionárias.
- Ambiente totalmente regulado para as transmissoras.
- Competição na geração e comercialização de energia.
- Licitação das obras do sistema elétrico.
- Entrada de novos agentes tais como os autoprodutores, produtores independentes e consumidor livre com regras de conexão de livre acesso.

- Requisitos de supervisão e controle definidos através dos procedimentos de rede homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- Papel regulador exercido pela ANEEL.
- Criação de Parcela Variável <sup>1</sup> em função de interrupções dos equipamentos e instalações acarretando deduções da receita das empresas transmissoras.
- Previsão de aplicação de penalidades pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e ANEEL no caso de descumprimentos de requisitos contidos nos Procedimentos de Rede [ONS,2002] e resoluções emitidas pela agência reguladora.
- Controle, operação e planejamento da rede básica gerenciada pelo ONS.

No ambiente social observa-se uma maior organização e exigência da sociedade quanto à qualidade, ao atendimento e aos custos dos serviços de energia elétrica. Os pleitos da sociedade são permanentemente avaliados pela ANEEL, através de diversos mecanismos (audiências públicas, telefone, internet etc.). Destacam-se, ainda, fortes pressões de entidades representativas nos segmentos relativos ao meio ambiente, irradiação e interferência eletromagnética, poluição sonora e visual.

Outro fator que merece atenção refere-se às mudanças propostas pela Norma Regulamentadora de Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade - NR10 [Normas,2004]. O item 10.7.3 desta norma define *que os serviços em instalações elétricas energizadas em Alta Tensão - AT, bem como aqueles executados no sistema elétrico, não podem ser realizados individualmente*. Este item da norma tem sido motivo de intensa discussão entre diversas áreas do setor elétrico e do governo federal. Dependendo da sua interpretação, caso os operadores das instalações não possam trabalhar isoladamente, tal fato poderá levar as empresas de energia elétrica a aplicar

---

<sup>1</sup> Parcela Variável – parcela da receita que é descontada da Receita Anual Permitida das empresas de transmissão de energia elétrica, em função da indisponibilidade de seus ativos.

a automação de forma mais intensiva, de maneira a obter reduções de custo de seu processo de operação e manutenção. Essa redução de custos poderia ser obtida através da desassistência total ou parcial das subestações.

Em relação ao ambiente tecnológico, é importante destacar:

- Redução significativa dos ciclos de desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias acarretando rápida obsolescência dos equipamentos e sistemas.
- Utilização crescente de técnicas de inteligência computacional (sistemas especialistas, lógica *fuzzy*, redes neurais e algoritmo genético).
- Digitalização dos sistemas de telecomunicações.
- Utilização intensiva de fibras ópticas.
- Expansão generalizada da internet e utilização de aplicações *WEB*.
- Disponibilidade de técnicas de compactação e transmissão de imagens.
- Utilização crescente de sistemas de vigilância eletrônica e vídeomonitoramento de equipamentos.
- Utilização crescente de sistemas de monitoramento e diagnóstico de falhas em equipamentos.
- Utilização de *software* livre e programação orientada a objeto.
- Integração de sistemas de gestão corporativa e de controle de processos.
- Integração dos processos de proteção, medição, supervisão e controle em uma mesma plataforma de *hardware* e *software*.
- Utilização de técnicas de ondas viajantes para localização de faltas.
- Elaboração da norma IEC 61850 viabilizando a interoperabilidade de equipamentos de proteção, supervisão e controle de diferentes fabricantes;
- Disponibilidade de novas tecnologias aplicadas a equipamentos primários (transformadores, reatores etc.).
- Utilização de arquiteturas de redes *Local Area Network* (LAN), *Main Area Network* (MAN) e *Wide Area Network* (WAN) de alta confiabilidade.
- Utilização de equipamentos para Medição Fasorial Sincronizada (PMUs) permitindo a implantação de novas funções, dentre elas aquelas vinculadas à dinâmica do sistema elétrico.

- Utilização de *software* e *hardware* para proteção contra vírus e detecção de invasão.

Dos inúmeros aspectos levantados acerca dos ambientes institucional, social e tecnológico decorre o que se denomina conjunto de “ameaças” e “oportunidades” que devem ser mapeadas e consideradas na automação das empresas de energia elétrica.

Dentre as “ameaças” a serem previstas, encontram-se:

- Adoção de uma filosofia de operação e manutenção que não explore plenamente os recursos de automação implantados.
- Elevação dos tempos de restabelecimento, com a degradação da qualidade de fornecimento, na ocorrência de problemas associados ao sistema de automação.
- Redundância e sobrecarga de informações.
- Obsolescência acelerada dos sistemas de automação, trazendo dificuldades na substituição de componentes.
- Redução do nível de assistência de operação de subestações, com incorporação de riscos operativos, sem a obtenção de ganhos financeiros em decorrência da redução da receita anual permitida.
- Invasões eletrônicas em controladores de acesso remotos instalados em subestações e Sistemas de Supervisão Controle e Aquisição de dados – SCADA.
- Invasões por terceiros nas instalações (subestações e telecomunicações).
- Qualificação profissional inadequada para as novas tecnologias.
- Dificuldade de obtenção de remuneração, pela ANEEL, para realização de melhorias nos sistemas de automação, proteção e telecomunicações, impostas pelo modelo institucional.



Com respeito às “oportunidades” tem-se:

- Maximização da disponibilidade dos ativos de transmissão.
- Redução dos custos operacionais e de manutenção.
- Otimização da exploração de ativos existentes, utilizando os limites admissíveis dos equipamentos, da configuração e gerenciamento das redes.
- Redução dos custos de implantação da automação, através da integração de projetos e construções.
- Elevação da competitividade da empresa seja pela agregação de valor ao serviço prestado aos consumidores, seja pela melhoria da qualidade de fornecimento obtida com a automação da operação da rede;
- Diminuição dos tempos de restabelecimento, com aumento dos níveis de qualidade de fornecimento;
- Maior competitividade em novas licitações decorrentes do uso maciço de automação;

Do exposto neste capítulo, pode-se perceber que é extremamente importante a análise dos aspectos levantados para que sejam obtidos os ganhos esperados com a automação de forma integrada dos diversos processos do sistema. Para que tal integração se dê de maneira adequada, é importante a elaboração de modelos de automação de forma criteriosa.

Esta dissertação visa contribuir nesta direção, por meio da proposta de um Modelo Integrado da Automação da Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos. Antes de detalhar o modelo proposto, é importante caracterizar os processos relevantes à operação e à manutenção do SEE, temas dos capítulos seguintes.

# 3

## AUTOMAÇÃO DA OPERAÇÃO

### 3.1 - Considerações Iniciais.

Este capítulo aborda os diversos aspectos associados à automação da operação de sistemas elétricos. Nos dois primeiros itens são feitas revisões dos aspectos conceituais do tema (estados operativos do sistema elétrico e sistemas de supervisão e controle). Os itens subsequentes detalham as funções aplicativas, normalmente implantadas, para automação da operação tanto em nível sistêmico quanto em nível local (equipamentos de supervisão e controle da própria instalação).

### 3.2 - Estados Operativos do Sistema Elétrico.

Um sistema elétrico operando em regime permanente está sujeito a dois tipos de restrições: de carga e operação.

As *restrições de carga* representam as injeções de potência ativa e reativa especificadas nas barras de carga, bem como as injeções de potência ativa nas barras de geração. Violar esta restrição é deixar de atender à carga especificada para uma determinada barra.

Dentre as *restrições de operação* estão os limites impostos às magnitudes das tensões nodais, aos fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores e as injeções de potência nas barras de geração. Isso significa que as tensões dos barramentos devem estar dentro

de faixas previamente estabelecidas, e os equipamentos de transmissão e transformação com carregamento inferior a 100 % do nominal.

Ao conjunto de restrições, de carga e operação, pode-se acrescentar as chamadas *restrições de segurança*, cuja definição está associada a um conjunto pré-estabelecido de contingências (saída programada ou não de um determinado equipamento do sistema elétrico) possíveis de linhas, transformadores, geradores e capacitores/reatores *shunt*. O atendimento às restrições de segurança significa que nenhuma contingência prevista pode levar o sistema a violar as restrições de carga e operação.

Baseando-se nas definições das restrições de carga, de operação e de segurança, podem ser definidos quatro estados de operação do sistema elétrico:

- Normal-seguro: atende às restrições de carga, operação e segurança.
- Normal-inseguro ou alerta: atende às restrições de carga e operação, porém não atende às restrições de segurança.
- Emergência: não atende às restrições de operação.
- Restaurativo: não atende às restrições de carga.

As transições entre os estados definidos anteriormente podem ocorrer em consequência de perturbações no sistema (transições ditas involuntárias) ou de ações de controle (transições voluntárias), algumas das quais constituem funções específicas dos centros de supervisão e controle. A figura 3.1 apresenta um diagrama relacionando as possíveis transições de estado operativo.

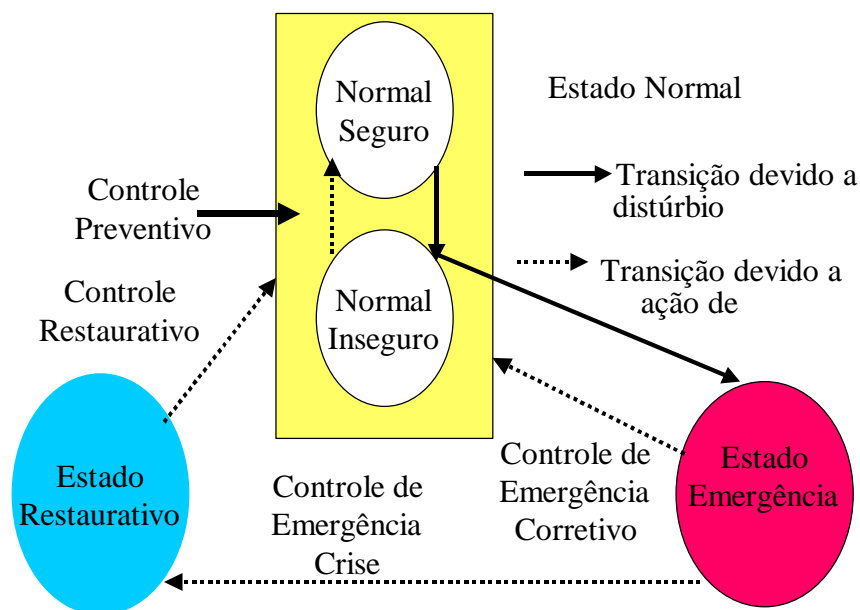


Figura 3.1 – Transições entre Estados Operativos.

Observa-se pela figura que a operação do sistema elétrico pode ser classificada nos seguintes controles:

- Preventivo: atuação no ponto operativo do SEE de tal modo a agregar maior segurança para atender todas as contingências previstas. Este controle evita que o sistema opere na condição de emergência.
- Emergência Corretivo: atuação no ponto operativo, automática ou não, de forma a eliminar as violações identificadas de tensão ou carregamento.
- Emergência Crise: efetuar corte de carga no sistema, de forma automática ou não, de forma a eliminar as restrições operativas identificadas.
- Restaurativo: implementação de ações operativas para recomposição das cargas não atendidas.

O sucesso do processo de automação consiste em se implantar o máximo de funcionalidades nos controles mostrado na figura 3.1. Dentre eles, destaca-se a importância do Controle de Emergência (corretivo e crise) e do Controle Restaurativo. A razão desta afirmativa pode ser explicada uma vez que nestes estados operativos identificam-se as situações mais críticas enfrentadas pelos operadores. Nessas situações, onde os operadores ficam

sob altíssimo grau de estresse e precisam agir com rapidez e precisão, crescendo muita a possibilidade da ocorrência de erros operativos.

A implementação dos Controles de Emergência e Restaurativo, com a incorporação de funções inteligentes torna-se decisiva para a automação do SEE. As funcionalidades inerentes a estes controles garantem a manutenção adequada dos indicadores de controle, de qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica, imprescindíveis para uma correta operação do processo.

### **3.3 - Sistemas de Supervisão e Controle.**

O Sistema de Supervisão e Controle SSC é constituído por um conjunto de equipamentos, *hardware* e *software*, que está conectado ao SEE por meio de equipamentos de medição, proteção, controle e telecomunicações, possibilitando a supervisão e o controle à distância. Essa supervisão é possível através da aquisição de pontos de entrada (analógicos, digitais etc.) e do controle de pontos de saída (comando em equipamentos do SEE).

Para possibilitar a implantação e manutenção do SSC é indispensável considerar como elemento integrante às equipes de pessoas, que devem ser constituídas com integrantes com formação multidisciplinar especializada em diferentes áreas (banco de dados, arquitetura de *hardware*, comunicação de dados, sistemas elétricos, ferramentas computacionais etc.).

Um SSC eletrônico pode utilizar tecnologia analógica (transistores, amplificadores discretos ou integrados, amplificadores operacionais etc.), ou tecnologia digital (atualmente, por meio de microprocessadores digitais). Os SSC são também chamados de “telecontrole”, quando a ação de controle e supervisão é realizada à distância.

O sistema de telesupervisão e telecontrole depende de sistemas de telecomunicação. Estes podem utilizar rádio-comunicação, linha física ou cabo óptico, sistema carrier ou comunicação via satélite. Podem ser privativos ou passar por uma central de telefonia (linha comutada). O canal de comunicação pode ainda ser dedicado ou compartilhado, ou seja, num mesmo canal podem trafegar informações de controle (dados) e informação de voz ou tons de teleproteção, por exemplo.

A figura 3.2 apresenta um processo de supervisão e controle à distância, no qual destacam-se quatro estruturas básicas distintas, a saber:

**(i)- Centro de Supervisão e Controle**, também denominado Centro de Controle, Estação Master, Supervisora de Telecontrole, ou, simplesmente, Supervisora. Este centro é constituído por ambientes de *hardware* e *software* nos quais são armazenados os aplicativos de carácter sistêmico tais como: estimação de estado, análise de contingências, controle automático de geração etc. O Sistema de Supervisão e Controle é assim denominado em função do seu atributo básico que é exatamente a capacidade de realizar a *supervisão* (monitoramento “on-line” de um determinado processo, no caso o sistema elétrico, identificando os estados dos equipamentos e os valores das grandezas ou variáveis a ele concernente) e o *controle* (atuação no processo de forma a alterar os valores das variáveis ou estado dos equipamentos, monitorando a reação do processo aos comandos efetuados).

**(ii)- Unidade de Aquisição de Dados e Comando (UAC)** ou Unidade de Interface com o Processo. Esta unidade é constituída por equipamentos responsáveis por fazer a interface adequada com o processo de modo a obter dados e efetuar comandos sobre o mesmo. A interface com o processo é feita por meio de transdutores (entradas/saídas analógicas) e relés auxiliares (entradas e saídas digitais).

**(iii)- Sistema de Telecomunicações** ou Canal de Comunicação de Dados responsável por efetuar a transmissão de dados entre os equipamentos de

aquisição de dados e controle e a estação master. Os meios de comunicação utilizados são os mais diversos tais como: fibra óptica, microondas, ondas portadoras por linhas de alta tensão, satélite etc.

(iv)- **Sistema de Alimentação Ininterruptiva** responsável pelo suprimento de energia nos casos de falha da alimentação da rede elétrica. Esse sistema deve ter autonomia suficiente para alimentar as cargas críticas quando da ocorrência de perturbações no sistema elétrico.

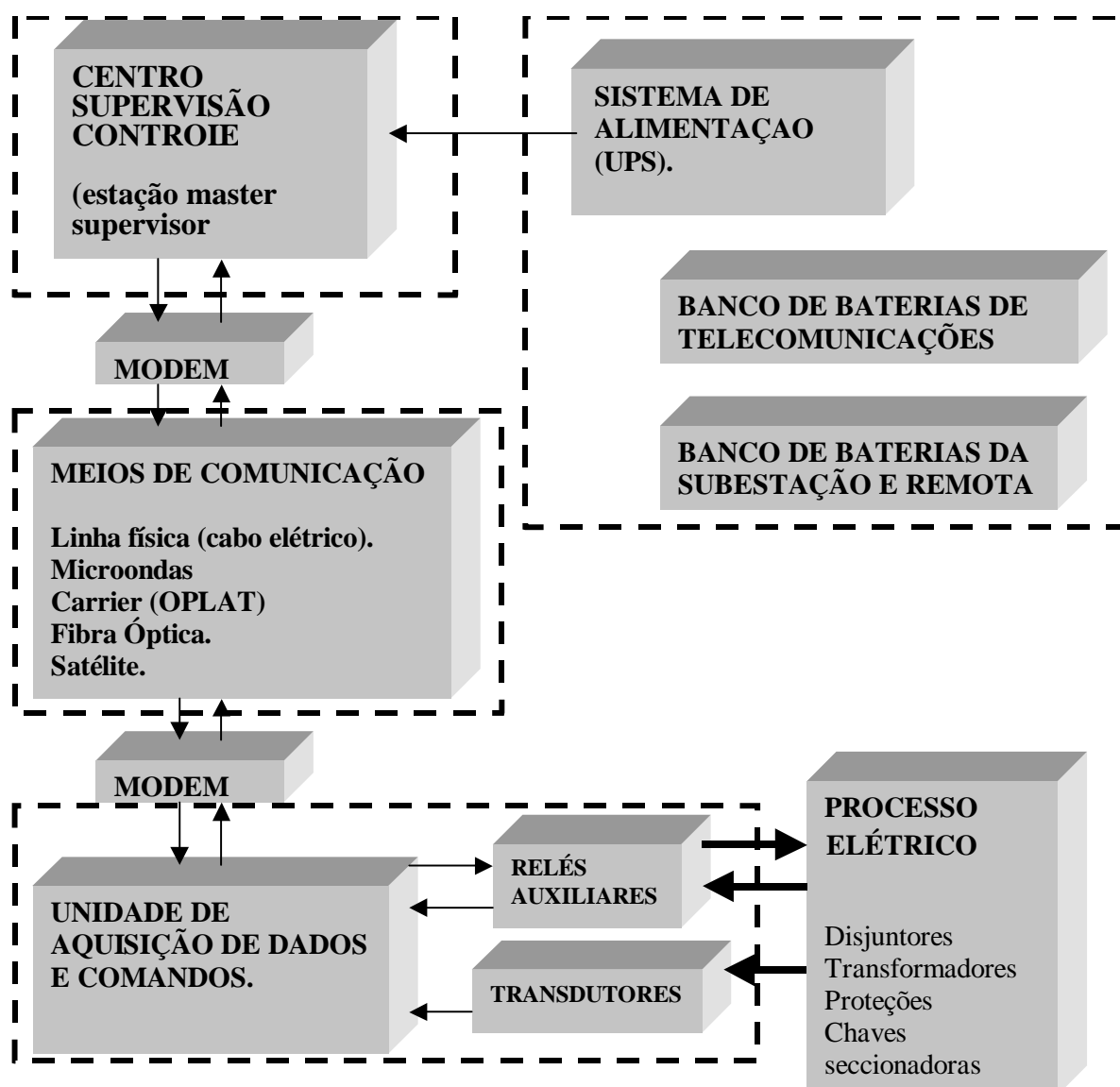


Figura 3.2 – O Processo de Supervisão e Controle.

### 3.4- O processo de Operação em Tempo Real.

O processo de operação do SEE consiste no monitoramento e supervisão de grandezas, elétricas e não elétricas do sistema, de modo a possibilitar uma análise que identifique a necessidade de se intervir no mesmo, por meio de ações de controle, que visam manter o sistema operando, dentro de padrões de qualidade e continuidade estabelecidos para o fornecimento de energia elétrica.

Para que a operação seja feita com sucesso é imprescindível obter um conjunto de informações, bem dimensionado e de qualidade, que possa garantir agilidade e precisão ao processo de tomada de decisão por parte do operador. O processo de operação pode ser dividido em duas etapas: operação **Sistêmica** e **Local**.

A sistêmica analisa o processo de forma integral. Supervisiona todas as principais grandezas de todas as subestações e usinas integrantes do SEE e efetua as correlações entre elas, de forma a manter o sistema elétrico dentro de uma condição segura de operação. As principais funções que são exercidas neste nível da operação são:

- Monitoramento de Tensão e Carregamento.
- Controle Automático de Geração.
- Controle da tensão dos barramentos.
- Reprogramação de intercâmbios com os sistemas interligados.
- Recomposição do sistema elétrico.
- Redespacho de potência ativa das unidades geradoras.
- Funções de Análise de Redes Elétricas (Estimador de Estado, Análise de Contingências, Equivalentes Externos etc.).
- Acionamento das equipes de manutenção quando da identificação de falhas em equipamentos.



A operação sistêmica é realizada pelos Centros de Operação de Sistema (COS). Conforme as necessidades operativas, através dos Sistemas de Supervisão e Controle, objetiva acompanhar, em tempo real, as principais grandezas elétricas do SEP, por meio dos processos de telemedição; por intermédio de processos de telecontrole, atuar nos equipamentos para abrir ou fechar disjuntores; atuar nos reguladores de velocidade das unidades geradoras; modificar posição de *tap* de transformadores; atuar no sistema de excitação das unidades geradoras.

Operação em nível local é realizada em complemento às ações definidas nos centros de operação. As principais funções executadas em nível local são:

- Monitoramento de tensão.
- Monitoramento de carregamento.
- Controle local de tensão e fluxo de reativo.
- Recomposição da subestação.
- Seqüência de manobras para isolamento de equipamentos por meio de atuação em chaves seccionadoras.
- Preparação automática de subestações em situações de blecaute.
- Controle de tensão e fluxo de reativo.
- Bloqueio/desbloqueio de proteções.
- Disjuntor preso (falha de disjuntor).
- Intertravamento de manobra de chaves seccionadoras.
- Sincronização.

Para possibilitar a operação local, o operador pode contar com painéis de controle do tipo eletromecânico, nas instalações mais antigas, ou com recursos de supervisão e controle obtidos por intermédio de equipamentos tais como: unidades terminais remotas, controladores lógicos programáveis (CLP's) e Sistemas Digitais de Supervisão e Controle (SDSC).

### **3.5 - Funções de Engenharia.**

Um passo importante para o desenvolvimento de um plano de automação consiste em se mapear todas as funções de engenharia que devem ser desenvolvidas e implantadas em cada nível de operação do sistema elétrico. Uma estratégia é automatizar o máximo de funcionalidades no nível local, alocando-se o automatismo o mais próximo possível do processo. Essa medida visa substituir todas as funções que são de atribuição das equipes de operação local, reduzindo ou eliminando a necessidade de intervenção humana no processo. Quanto maior for o conjunto de automatismos maior a independência dos operadores locais, conseguindo-se, dessa forma, diminuir o nível de assistência das instalações, acarretando em significativas reduções dos custos operacionais.

Para tornar a automação do SEE mais segura, deve-se ampliar o nível de supervisão de pontos supervisionados (analógicos/digitais) e controle no COS. Com a incorporação desses dados podem ser implantadas novas funcionalidades no sistema de supervisão e controle do COS das empresas.

O SSC, assim, passaria a desempenhar uma função ainda de maior importância para a operação do sistema elétrico, já que a maior parte da inteligência da automação passaria a residir no sistema computacional deste. Diversas são as funções já implantadas na operação dos sistemas. No próximo item estão apresentadas aquelas mais relevantes.

#### **3.5.1 - Funções Sistêmicas.**

As funções sistêmicas encontram-se implantadas nos ambientes computacionais dos SSC que suportam os COS das empresas. A figura 3.3, retirada de [Vale,1986], apresenta um diagrama esquemático contendo as principais funções sistêmicas e seus relacionamentos.

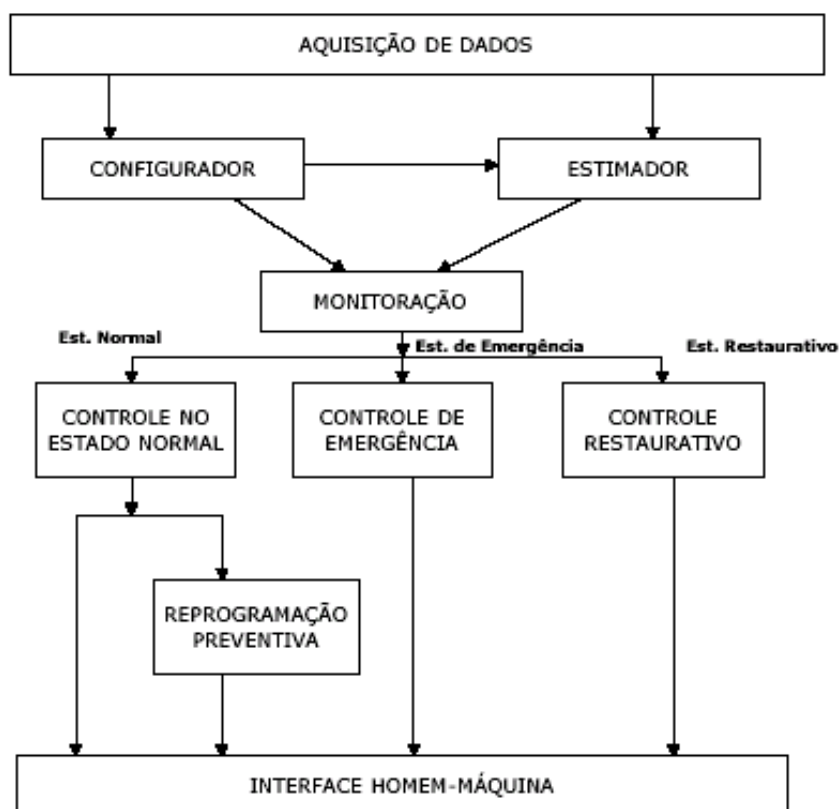


Figura 3.3 – Diagrama Esquemático das Funções Sistêmicas.  
 Fonte:[Vale,1986].

Os dados obtidos pelo sistema de aquisição (analógicos, digitais etc.) são processados no SSC para apoiar o operador nos diversos estados de operação do SEE. Os aplicativos que processam essas informações são o configurador da rede elétrica e o estimador de estado.

O configurador da rede processa os estados digitais (aberto/fechado) dos disjuntores e chaves seccionadoras, produzindo a conectividade entre os equipamentos (linha de transmissão, transformadores etc.) do sistema elétrico. A determinação da topologia atual da rede, além de informar aos operadores do COS o estado, energizado ou desenergizado, dos equipamentos em tempo real, é utilizada pelas demais funções de Análise de Redes (estimador, fluxo de potência em tempo real etc.).

O estimador de estado determina o estado operativo corrente (magnitude e ângulo das tensões) do sistema elétrico supervisionado, que pode incluir barras de fronteiras e algumas barras do sistema elétrico não supervisionado. As medições recebidas pelo estimador não são perfeitamente confiáveis, podendo conter grandes imprecisões. É praticamente impossível se evitar que os valores das medidas efetuadas no sistema contenham erros ou dados perdidos na transmissão. Portanto, torna-se necessária a análise dos possíveis tipos de erros presentes nessas informações e da maneira pela qual são tratados pelo processo de estimação.

O processo de estimação filtra as medidas analógicas que apresentam erros, identificando-as para o operador, dando como resultado valores mais próximos dos valores reais das grandezas medidas. As medidas analógicas com erros grosseiros, que são identificadas no processo de estimação devem ser avaliadas e corrigidas pelas equipes envolvidas com a manutenção do sistema de telemedição.

O estimador pode utilizar, além das informações relacionadas anteriormente, um conjunto de pseudomedidas constituídas por valores conhecidos, mas não provenientes de medição, tais como: injeções nulas nas barras de passagem, valores obtidos de programas de previsão de carga, dados introduzidos pelo operador etc. As pseudomedidas podem suprir a falta de dados importantes para a execução da estimação.

Após a execução das funções aplicativos de configuração e estimação, inicia-se a etapa de monitoração das principais grandezas analógicas vinculadas aos monitoramentos de tensão e carregamento.

O *monitoramento de tensão* é executado periodicamente comparando os valores de tempo real das telemedições de tensão com os limites de tensão estabelecidos para cada barramento do sistema elétrico. Os valores limites

são obtidos em uma base de dados que considera os limites do regime de carga do sistema elétrico (Leve, Média ou Pesada), ou seja, os valores da carga na qual o nível de tensão está sendo monitorado. Caso haja alguma violação de tensão, o operador do sistema recebe um alarme notificando, inclusive o percentual de violação verificado. São desenvolvidas lógicas para tornar essa função mais inteligente utilizando faixas de banda morta próxima aos limites de violação, evitando-se que sejam enviados inúmeros alarmes quando a tensão estiver oscilando próximo aos limites.

O *monitoramento de carregamento* é executado, em tempo real, para identificar violações de carregamento dos equipamentos de transmissão (transformadores, linhas de transmissão). Os valores de corrente ou potência aparente são comparados aos limites de carregamento admissíveis e aos limites de estabilidade estabelecidos para os equipamentos. Similarmente ao monitoramento de tensão, são implementadas lógicas que tratam das violações próximas aos limites, evitando que seja enviado um número excessivo de alarmes para os operadores.

Após a execução da função de monitoração pode-se identificar a existência de funções que caracterizam em três controles: Preventivo, Restaurativo e Emergência. O tipo de estado no qual se encontra o SEE determina o tipo de controle a ser executado, ou seja, controle no estado normal (preventivo), emergência e restaurativo.

#### **3.5.1.1 - Funções de Controle no Estado Normal.**

Se não forem identificadas violações de limites pelas funções de monitoramento, de carregamento e tensão, executa-se a função de análise de contingências para determinar o grau de segurança do SEE, isto é, verificar se o ponto de operação encontra-se na região normal-insegura ou alerta. Essa informação é muito importante, pois é a partir do resultado da

simulação que se decide sobre a execução de ações preventivas, quando necessárias, para evitar transições do sistema para o estado de emergência.

A análise de contingências simula um conjunto de possíveis perturbações, que são pré-definidas considerando o momento corrente, com a finalidade de se fazer uma avaliação da segurança, em regime permanente, do sistema elétrico supervisionado. A avaliação dos efeitos das contingências dá ao operador uma visão antecipada das conseqüências destas no sistema, alertando-o para situações onde a segurança do sistema elétrico pode ser afetada. A utilização desta função proporciona uma operação de caráter preventivo e não corretivo.

Caso alguma das contingências analisadas puder levar o sistema ao estado de emergência, significa que o estado é normal inseguro (ou normal-alerta) e que a função reprogramação preventiva deve ser acionada para encontrar um ponto de operação seguro para o sistema, com respeito ao conjunto de contingências. Desta forma, a reprogramação preventiva tem como objetivo levar o estado do sistema da região normal-insegura para a região normal-segura. Sua tarefa é formular decisões de controle apropriadas para eliminar a insegurança detectada através da simulação, protegendo o sistema dos efeitos de uma contingência prevista crítica. Dependendo da filosofia de operação do sistema, o operador pode decidir não executar as ações preventivas recomendadas, deixando para tomar alguma atitude quando a pressuposta contingência realmente ocorrer.

O problema de controle da reprogramação preventiva consiste, então, em descobrir como alterar as condições operativas do sistema, de forma a satisfazer todas as restrições de carga, operação e segurança. Na migração do estado da região insegura para a segura, existe certamente um grande número de alternativas disponíveis. Desta forma, torna-se necessário definir-se uma prioridade, um objetivo, na atuação dos vários controles possíveis,

procurando encontrar a “melhor” condição de operação que satisfaça todas as restrições.

Na prática, nos estudos de regime permanente, o que se deseja é estabelecer um fluxo de potência na rede elétrica que satisfaça um determinado objetivo, respeitando condições operativas pré-estabelecidas. Tanto o objetivo como as condições operativas variam de acordo com o estudo realizado. A ferramenta mais adequada para a realização destes estudos de regime permanente é o Fluxo de Potência Ótimo.

Além das funções de controle preventivo, há aqueles tradicionais que fazem parte do controle no estado normal. Dentre elas, destacam-se o Controle Automático de Geração – CAG e o Controle Automático de Tensão – CAT, descritas a seguir.

a) Controle Automático de Geração – CAG

O controle de frequência do SEE é efetuado basicamente pelas regulações primária e secundária. A primeira é exercida localmente, em cada unidade geradora, pelos servomecanismos implantados nos reguladores de velocidade das unidades. A segunda é feita com a finalidade de efetuar um ajuste fino de frequência.

O CAG envolve as funções de controle automático da geração (intercâmbio e frequência) e o despacho econômico (alocação ótima da geração entre as unidades geradoras disponíveis). Nos primeiros centros de controle, essas funções eram inteiramente executadas por computadores analógicos (controle contínuo), passando-se mais tarde à utilização de computadores digitais (controle discreto).

No CAG, são previamente conhecidos os níveis globais de geração interna da área (despacho econômico) e os intercâmbios contratados, sendo a

regulação da frequência e do intercâmbio feitos pelo ajuste da geração de um grupo de unidades geradoras da área. O procedimento de controle geralmente adotado é o *Tie-Line Bias Control* -TLB, pelo qual cada área do sistema interligado utiliza um sinal de erro composto pela soma do desvio de intercâmbio (erro em relação ao valor desejado) mais o produto do desvio na frequência pela constante de polarização (*bias*), que converte o desvio na frequência em um erro equivalente de potência. Neste esquema, todas as áreas participam da regulação da frequência e cada uma delas controla o próprio intercâmbio.

Para que o sistema opere à frequência programada, é necessário ajustar os pontos de referência de carga do regulador em um ou mais geradores. O CAG faz esse ajuste automaticamente. Este é, de fato um sistema suplementar de controle (regulação suplementar ou secundária), superposto à ação normal de controle dos reguladores (regulação primária).

Uma finalidade secundária do CAG é ajustar automaticamente a produção das unidades controladoras, de modo a satisfazer a programação de carregamento econômico ou os critérios de segurança do sistema. O CAG é um método de “sintonia fina” destinado a ajustar a geração à demanda, e funciona melhor quando o sistema está operando em condições de estado permanente ou próximo dessas condições. Isto implica frequência na faixa de 0,25 Hertz a mais ou a menos em relação à frequência programada. Quando a frequência se desvia dessa faixa (como, por exemplo, em condições de emergência), a prática adotada por muitas concessionárias é interromper a atuação do CAG. Na presença de desvios de frequência muito grandes, o CAG tem um efeito muito menor sobre a produção dos geradores em comparação com a atuação primária dos reguladores.

Para que atue com eficiência, o CAG geralmente efetua sua ação de controle a cada 2 ou 4 segundos. Em um sistema interligado, cada área de controle



deve ter o seu CAG operando em harmonia com os das outras áreas. Sempre que se altera o intercâmbio líquido programado, pelo menos duas áreas devem implementar essa alteração simultaneamente. A geração de uma área deve aumentar na mesma proporção em que a geração da outra área diminui. Com isto, o intercâmbio desejado será transferido de uma área de controle para outra. Qualquer alteração introduzida na frequência programada deve ser feita simultaneamente nas outras áreas, em todo o sistema interligado.

Cinco elementos básicos são necessários à operação do CAG. A figura 3.4 mostra esses elementos, que são:

- Equipamentos de aquisição de dados e controle.
- Equipamentos de comunicação.
- Controlador do CAG.
- Interface do Despachante.
- Controlador das Unidades Geradoras (CUG).

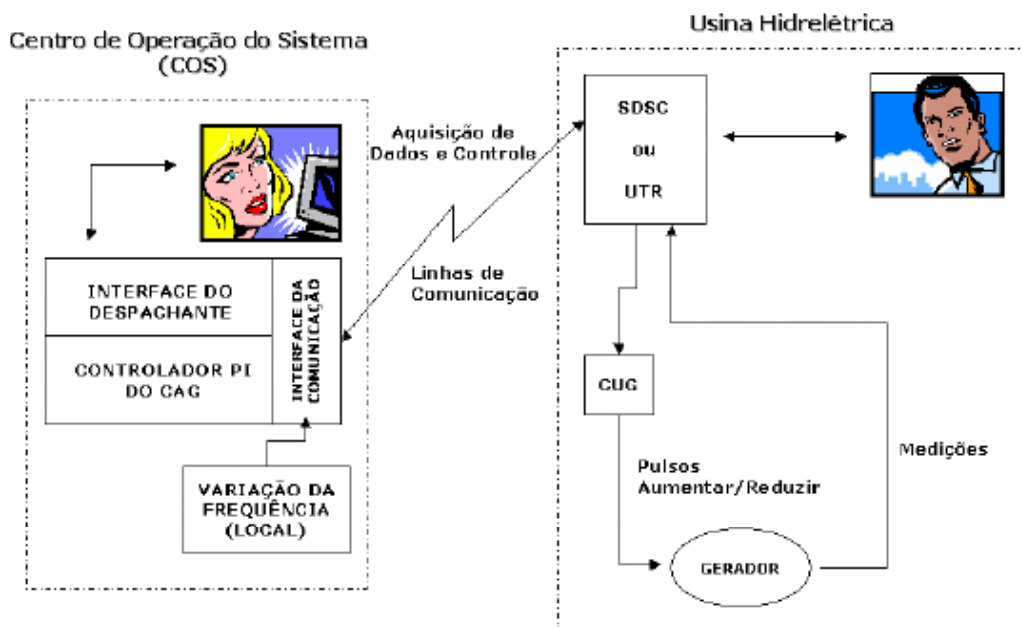


Figura 3.4 – Elementos Básicos do CAG.

A finalidade do equipamento de aquisição de dados e controle é medir várias grandezas do SEE, inclusive os fluxos nas interligações, a produção de megawatts das unidades geradoras e a frequência do sistema, além de obter informações sobre o estado das unidades controladoras. Esses dados são transmitidos para o controlador do CAG através de canais de comunicação.

O elemento mais importante do sistema do CAG é o próprio controlador. Atualmente, a maioria dos controladores é constituída basicamente por computadores digitais. O programa do CAG processa os dados monitorados e decide qual o grau desejado de aumento ou redução da produção das unidades geradoras controladas.

A interface do CAG para uso dos operadores geralmente consiste de monitores a cores, equipados com console e teclado. Na maioria das aplicações, o operador pode usar esse console de controle para obter resumos de dados operacionais de determinada unidade ou do sistema como um todo. Usando essa interface, o despachante pode inserir dados no CAG como, por exemplo, o estado de qualquer unidade geradora. Além disso, o operador do COS pode especificar manualmente os limites superiores e inferiores de despacho da unidade, seu modo de controle e ponto base, bem como alterações na frequência ou no intercâmbio programado.

Assim, quando o controlador do CAG decide o grau de aumento ou redução da produção de megawatts de uma unidade geradora, envia o sinal adequado, através da rede de comunicação, para o controlador das unidades geradoras - CUG. O CUG transforma o sinal emitido pelo controlador em variações de produção da unidade que está sendo controlada.

O despacho econômico fornece os pontos básicos de operação e os fatores de distribuição utilizados pelo CAG. Os fatores de distribuição dão as proporções em que as variações na carga do sistema são assumidas pelas

unidades geradoras sob controle. O programa de despacho econômico aloca a geração entre as unidades do sistema de tal forma que sejam obedecidos os requisitos de confiabilidade (reserva girante) e as restrições de operação do sistema (limites de operação).

b) Controle Automático de Tensão – CAT

Uma das funções mais importantes para manter a qualidade de energia suprida ao consumidor é o Controle de Tensão e Potência Reativa do SEE. O Controle de Tensão de acordo com as características próprias de cada SEE e, em conformidade com a filosofia de operação adotada pela empresa, pode ser feito de forma centralizada, descentralizada ou hierarquizada.

O controle hierarquizado é uma estrutura de controle que supõe três níveis de controle:

- Controle Primário: corresponde às ações automáticas locais (controle dos reguladores automáticos de tensão, bancos de capacitores, indutores, transformadores com mudança de *tap* etc.).
- Controle Secundário: corresponde ao ajuste dos valores (tensão, potência reativa etc.) de referência dos controles locais, dentro de uma área de controle, para atendimento à determinação do controle terciário.
- Controle Terciário: refere-se à determinação das tensões em determinadas barras em nível global do sistema, com base na otimização econômica com restrições de segurança no nível global do sistema.

Em [Lameiras,1996]<sup>2</sup>, a empresa CEMIG propôs o desenvolvimento de um *software* para Controle Automático de Tensão, denominado CAT, para atuação nos barramentos de EAT no Sistema de Supervisão e Controle

---

<sup>2</sup> O autor desta dissertação participou da elaboração do trabalho.

Distribuído do COS da empresa. O trabalho descreve toda a filosofia a ser adotada para o desenvolvimento do CAT. Partindo da descrição da malha principal do sistema, cuja operação é controlada pelo COS, são destacados os níveis de tensão existentes, a configuração da rede e os tipos de equipamentos utilizados para o controle de tensão. Posteriormente, é mostrada a filosofia utilizada para se efetuar o controle de tensão do SEP pelo COS, abordando os critérios utilizados para se estabelecer as faixas de tensão permitidas (que são dinâmicas, função de requisitos e regimes de carga) para os barramentos do sistema, e as ações executadas pelos despachantes do COS objetivando-se manter as tensões dentro das faixas. São também mostrados os recursos disponíveis para o monitoramento e controle de tensão nas barras, de forma a permitir que o despachante possa telecomandar remotamente diversos equipamentos, através de uma interface gráfica padronizada (independente do tipo de equipamento). As dificuldades e os problemas existentes são descritos, evidenciando-se a complexidade do controle de tensão no SEE.

Após esse trabalho, foi estabelecida uma parceria entre o LRC<sup>3</sup>/UFMG e a CEMIG para o desenvolvimento do aplicativo CAT [Vale,1999a]. Essa aplicação foi projetada para efetuar o controle de tensão no estado normal de operação da malha principal da empresa. Executado em tempo real, retira dos operadores do COS a tarefa de efetuar um grande volume de ações de controle. Antes do CAT, as ações de controle eram efetuadas manualmente pelos operadores, através de telecomando.

Outra interessante aplicação de controle de tensão é abordada na referência [Ekel,1999]. O autor utiliza uma solução híbrida com integração de métodos numéricos tradicionais com aplicação da lógica *fuzzy*. Ressalta-se que o

---

<sup>3</sup> LRC - *Lightning Research Center* Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas – Convênio UFMG/CEMIG

algoritmo foi implantado no SSC da Companhia Energética do Paraná - COPEL.

### 3.5.1.2 - Funções do Controle de Emergência.

Conforme abordado em [Vale,1986], no caso de se identificar violações nos limites estabelecidos de tensão e carregamento são executadas as funções do Controle de Emergência. O objetivo deste controle é determinar e executar ações a médio ou no curto prazo ou por vezes até imediatamente (dependendo do impacto da contingência), a fim de remover as violações das restrições de operação. O controle a ser efetuado numa situação de emergência depende do grau de severidade das violações das restrições de operação:

- Há casos onde é possível corrigir a anormalidade, trazendo-se todo o SEE para o estado normal sem que sua integridade seja perdida, ou seja, sem nenhum desligamento de partes do sistema (unidades geradoras, linhas de transmissão, cargas etc.) - **Controle de Emergência Corretivo**.
- Há casos onde isto não é possível e deve-se conter (limitar) a anormalidade, para se evitar que sua propagação cause danos sérios e comprometa as partes sadias do sistema, através de ações que sacrificam a integridade do sistema - **Controle de Emergência Crise**.

Dependendo do grau de violação das restrições de operação e das características do sistema considerado deve-se atuar mais rapidamente no processo. Deve-se observar que o fator tempo é um elemento importante na tomada de decisão sobre as ações possíveis de execução.

O Controle de Emergência compreende as fases de decisão e controle. Na primeira são determinadas ações de controle apropriadas e, na segunda, essas ações são efetivamente executadas.

A realização do Controle de Emergência nas suas fases de decisão e controle depende de diversos aspectos relacionados com os princípios de operação do sistema, com o grau de severidade da situação de emergência, com os equipamentos de controle e os recursos computacionais disponíveis etc. Existem várias maneiras de modificar a condição de operação de um sistema elétrico, através da execução de ações de controle efetuadas na geração das potências ativa e reativa, na rede de transmissão e na carga do sistema.

A operação do sistema interligado do sistema elétrico brasileiro conta com a implantação de inúmeros esquemas (aproximadamente 95) para controle de emergência, que são desenvolvidos para identificar situações de risco em decorrência da violação de determinadas grandezas. Uma vez identificado o risco operativo, são efetuadas ações no SEE tais como: rejeição de geração, corte de carga, corte de carga por subfreqüência etc. Pode-se considerar que o desempenho desses esquemas tem sido bastante eficiente, com melhoria na solução dos problemas operativos, evitando-se a ocorrência de blecautes e grandes perturbações.

A CEMIG possui uma larga experiência na automatização das funções do controle de emergência na operação do Sistema Interligado Nacional. Em 1987, foi desenvolvido e implantado, nos computadores do Sistema de Supervisão, um conjunto de Esquemas de Proteção e Controle EPC's agrupados na função denominada Sistema de Alívio de Geração -SAGE. Estes esquemas são constituídos por *software* e *hardware*, envolvendo recursos do SSC e de proteção e controle instalados nas usinas e subestações da CEMIG e de outras empresas do Sistema Interligado.

As funções implementadas pelo SAGE são:

- Redução ou rejeição de geração em função de sobrecargas em equipamentos de transmissão (linhas de transmissão, transformadores);
- Seleção de unidades geradoras para rejeição de geração em função do desarme de equipamentos de transmissão;
- Direcionamento inteligente de pulsos para o Controle Automático de Geração (CAG), em função da posição que o equipamento sobrecarregado ocupa no sistema elétrico.

As principais limitações dos EPC's referem-se às falhas nas telemedições analógicas, telesinalização e telecontrole de disjuntores e relés, falhas nos canais de comunicação, indisponibilidade do sistema computacional. Observa-se, contudo, que esses problemas apresentam baixos índices de ocorrência. Em relação aos problemas nas telemedições analógicas, a melhor estratégia consiste na utilização dos dados estimados em substituição aos valores telemedidos. Esse procedimento assegura maior qualidade na etapa de monitoramento da violação das grandezas que estão sendo monitoradas.

A implantação do SAGE no SSC do COS da CEMIG tem proporcionado ganhos excepcionais para a operação do Sistema Elétrico Interligado Sudeste/Sul do Brasil. Entre os principais benefícios, decorrentes da implantação do SAGE, podem ser citados:

- Otimização energética durante desligamentos de troncos importantes de transmissão.
- Maior utilização da capacidade instalada de geração, ao evitar problemas de estabilidade decorrente da perda de equipamentos da transmissão.
- Redução das tarefas que exigem atuação imediata dos operadores, durante emergências no SEE, proporcionando-lhes maior tempo para análise.

A referência [Ferreira,1994a]<sup>4</sup> apresenta a experiência da CEMIG na utilização de Esquemas de Controle e Operação Remota de Subestações de Extra Alta Tensão - EAT pelo COS.

### **3.5.1.3 - Funções de Controle Restaurativo.**

Essa função tem como objetivo a determinação de ações rápidas, corretas e seguras para restaurar o sistema, após os desligamentos parciais decorrentes do controle de Emergência Crise ou após desligamentos totais.

Embora a rapidez na execução do Controle Restaurativo seja um aspecto importante, o essencial é que as ações sejam precisas e corretas, pois uma operação precipitada e inadequada durante a restauração pode provocar efeitos danosos ao SEE.[Vale,1986].

Considera-se que um sistema se encontra no estado restaurativo quando:

- Este não se encontra intacto (cargas não atendidas, ilhamentos etc.) após desligamentos parciais efetuados pelo Controle de Emergência Crise. Nessa situação, as restrições de carga e de operação continuam sendo não atendidas nas partes afetadas no sistema.
- O Controle de Emergência não foi capaz de conter a situação de emergência, e o desencadeamento de processos em cascata resultando num desligamento total (blecaute generalizado) do sistema.

---

<sup>4</sup> O autor desta dissertação participou da elaboração do trabalho.



A estratégia a ser adotada por esse controle depende da situação em que se encontra o sistema no estado restaurativo, isto é, do grau de severidade imposto pelos desligamentos dos componentes de geração, transmissão e cargas. O sistema pode ter sofrido desde um desligamento parcial em pequena escala até um desligamento total, caracterizando assim diversos problemas, com diferentes níveis de complexidade, a serem considerados pelo Controle Restaurativo.

Atualmente a maior parte dos Centros de Controle não possui o Controle Restaurativo automatizado, ou seja, a restauração de sistema tem sido efetuada quase que exclusivamente através da operação manual implementada por telecomando remoto ou por operação local.

Para a automação deste Controle deve ser desenvolvido e implementado, no Sistema de Supervisão e Controle e nas Unidades de Aquisição de Dados das instalações, um conjunto de funções aplicativos que promovam o religamento das cargas de forma segura, rápida e confiável. Existem algumas aplicações em nível mundial que automatizam as funções necessárias durante o restabelecimento do SEE. Uma das poucas aplicações efetivamente implantadas em um SSC, em nível nacional, é a função implantada na CEMIG.

Em [Ferreira,1994b]<sup>5</sup> é apresentada uma aplicação denominada Preparação Automática de Subestações – SAPRE, que realiza a primeira fase do restabelecimento do SEE da empresa CEMIG. O elevado número de manobras necessárias à preparação das subestações, o longo tempo previsto para a sua execução individual e remota e sua complexidade

---

<sup>5</sup> O autor desta dissertação participou da elaboração do trabalho.

corroborar com a necessidade de se automatizar esta etapa do Controle Restaurativo.

A função SAPRE automatiza as ações de preparação associadas aos procedimentos operativos de restabelecimento de uma subestação, na qual se identifica a ocorrência de uma perturbação total (blecaute). O SAPRE identifica o blecaute na subestação e, quando acionado pelo operador do COS, envia todos os sinais de telecomando necessários à implementação da preparação da subestação para o início das ações de restabelecimento. Essa aplicação otimiza, de forma significativa, o processo de restabelecimento do SEE. A figura 3.5 apresenta o fluxo de informações e ações de controle do SAPRE.

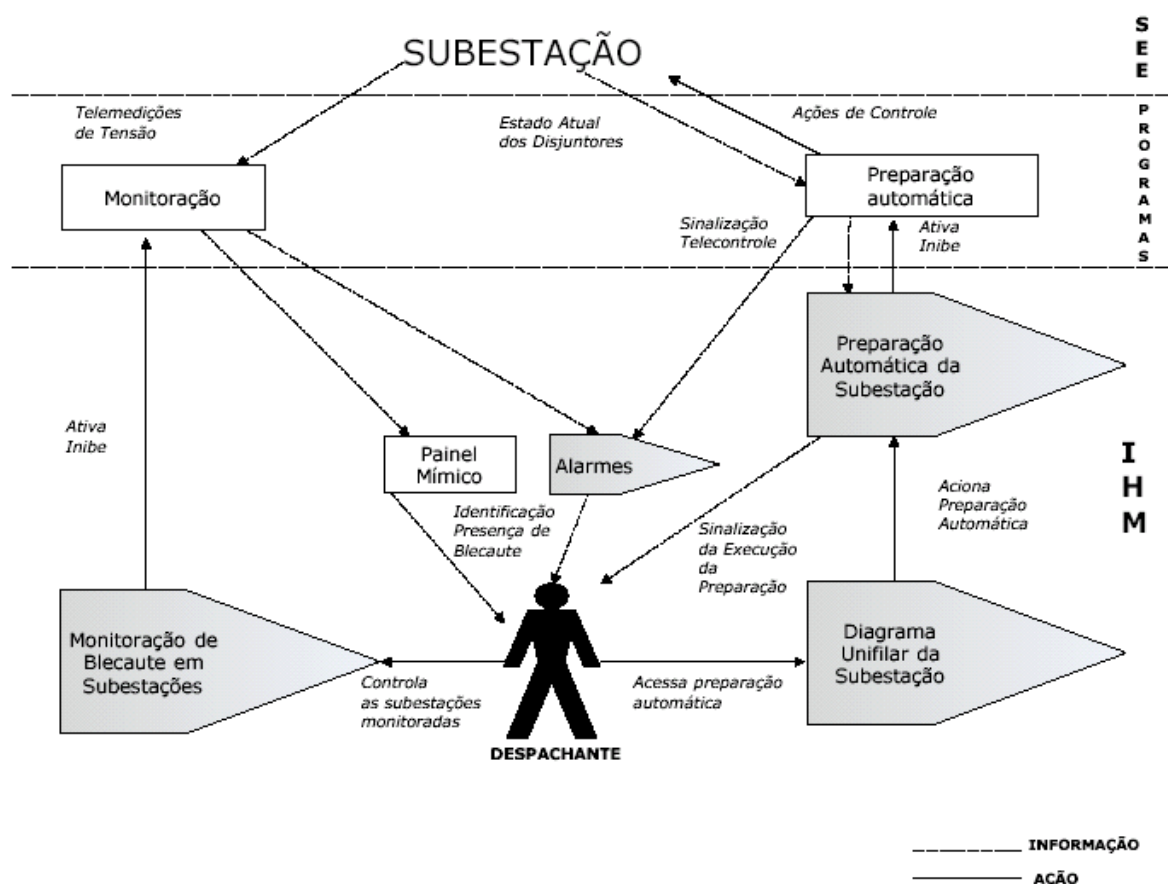


Figura 3.5 – Fluxo de Informações e Ações de Controle do SAPRE.

Fonte: [Ferreira, 1994].

A função monitoração possibilita a gerência da ocorrência de uma perturbação total (blecaute) na subestação. Isto é, este módulo do SAPRE identifica a ocorrência simultânea de falta de tensão nos vários barramentos da subestação. A monitoração é feita em todas as subestações da malha principal da CEMIG, em tempo real, sendo a falta da tensão caracterizada pela detecção de uma tensão inferior a 10 kV (valor residual).

A função preparação realiza as ações de comando pré-estabelecidas pelos estudos de engenharia, necessárias à preparação da subestação para que as ações coordenadas de restabelecimento possam ser iniciadas. A preparação de cada uma das subestações consiste em “abrir” ou “verificar aberta” uma lista pré-definida de disjuntores, e “fechar” ou “verificar fechada” uma lista complementar pré-definida de disjuntores. Assim, pelo estado de todos os disjuntores de cada uma das subestações envolvidas, pode-se estabelecer para cada uma delas, uma topologia inicial mais adequada e segura, a partir da qual podem ser executadas, de forma otimizada, ações de restabelecimento.

Os estados dos disjuntores adequados à preparação de uma dada subestação são estabelecidos pelos estudos de engenharia nas instruções de operação. Estes estados, se diferentes do estado atual verificado quando da ocorrência de blecaute, gera uma lista de comando de manobras que são realizadas nos disjuntores da subestação pelo módulo “Preparação”.

Após o operador, do COS, ter sido alarmado da presença de uma perturbação total na subestação, pelo módulo “Monitoração”, ele deve ativar o módulo “Preparação”, que apresenta a lista de informações necessárias à preparação da subestação para seu restabelecimento. Após verificação da sua adequação, face às condições e restrições operativas existentes, o operador aciona a preparação.

O SAPRE, quando o seu módulo de Preparação é acionado, envia uma lista de telecomandos de manobra para os disjuntores da subestação em preparação, substituindo a ação do técnico local. Ao final do processo, o operador do COS recebe um alarme sobre o término da preparação automática da subestação. Caso um ou mais disjuntores não se encontrarem em seu “estado atual” igual ao “estado desejado”, haverá indicação visual em tela alertando o operador do COS da pendência de uma ou mais manobras.

O tema Controle Restaurativo tem sido objeto de investigação conjunta entre o LRC/UFMG e a CEMIG. Dentre os desenvolvimentos mais significativos encontra-se o aplicativo SARESTA – Sistema de Apoio ao Restabelecimento Sistêmico [Vale,1999b].

O SARESTA é uma ferramenta computacional integrada ao Sistema de Supervisão e Controle da CEMIG, que orienta o operador do COS quanto à melhor ação de controle a ser adotada durante o processo de restabelecimento. Trata-se de um sistema especialista baseado em regras geradas a partir de instruções de operação. Essa ferramenta é descrita com mais detalhes no capítulo 5.

As aplicações SAPRE e SARESTA possibilitam um grau de automatismo importante para o controle restaurativo da malha principal da CEMIG.

#### **3.5.1.4 - Funções Locais.**

As funções locais são implementadas nas subestações através de sistemas convencionais, digitais ou híbridos. Com o advento da digitalização estas funções têm sido realizadas com o uso de equipamentos como microprocessadores e lógica estabelecida em *software* [Jardini,1996].

Dentre as várias funções presentes no sistema podem ser citadas:

- Sinalização ou monitoramento de estado (*status*) de equipamentos.
- Medição.
- Proteções (linha, transformador, barra, reator, perda de sincronismo etc.).
- Monitoramento das proteções.;
- Religamento automático.
- Estimativa de localização de falta na linha.
- Telecomando.
- Proteção por falha de disjuntor.
- Controle de equipamentos de chaveamento (intertravamento).
- Seqüência automática de chaveamentos.
- Monitoramento de sobrecarga em transformadores.
- Controle local de tensão e fluxo de reativo.
- Corte seletivo de cargas (*load shedding*).
- Sincronização.
- Alarmes.
- Indicação e registro de seqüência de eventos.
- Oscilografia.

O sistema digital para a realização destas funções pode variar de complexidade, dependendo de como se pretende implementá-las. Contudo, sempre será composto por um sistema central, um sistema de aquisição de dados, com ou sem dispositivos de interface com o processo, e por unidades dedicadas com objetivos específicos (proteção e oscilografia, por exemplo).

A complexidade do *sistema central* é função do porte da subestação e da escolha se a subestação será assistida ou desassistida (telecomandada). A subestação é dita assistida quando possui operadores locais durante todo o tempo de serviço. É comum numa área haver várias subestações telecomandas através de uma outra. Neste caso, o Sistema de Supervisão e Controle Local SSCL, localizado na subestação, deve ser composto de computadores onde residirá a interface homem-máquina (IHM) para os operadores. Por outro lado, na subestação desassistida, o SSCL pode ser

simples, com apenas equipamentos para a comunicação e troca de dados com a subestação que está no comando.

Os sistemas de *aquisição de dados* têm requisitos diferentes quanto a tempos e velocidades de processamentos, dependendo das funções implementadas.

Na Figura 3.6, retirada de [Jardini,1996], são mostradas, numa escala de tempo, funções locais e seus requisitos de tempo. Percebe-se que, dependendo do requisito de tempo, pode-se coletar o valor instantâneo ou valor eficaz da variável, com maior ou menor velocidade, podendo implicar o uso de equipamentos dedicados para as funções mais rápidas. Pode-se identificar um conjunto de funções de regime permanente, tais como medição e apresentação de eventos e outras classificadas como rápidas, tais como: proteção, registro de eventos e sincronização.

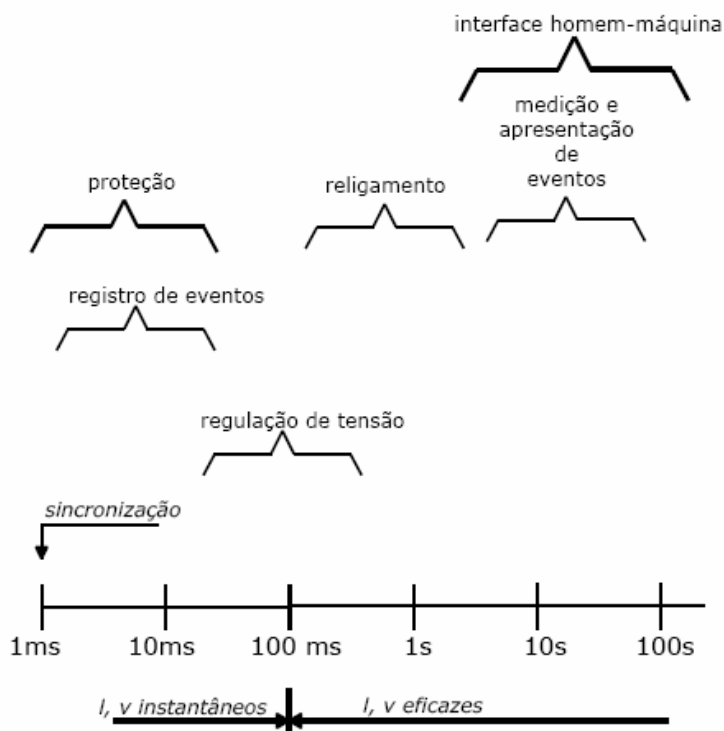


Figura 3.6 – Requisitos de Tempo das Funções Locais.  
 Fonte: [Jardini 1996].

Com respeito às subestações, é importante identificar as principais funções passíveis de serem automatizadas na subestação. São elas;

**(i) - Proteção por Falha do Disjuntor.**

Ao ocorrer um curto circuito em uma linha de transmissão, a proteção atua e abre o disjuntor. Entretanto, por razões mecânicas (disjuntor travado) ou por razões elétricas (deterioração da capacidade isolante por falta de SF<sub>6</sub>, por exemplo) pode ocorrer que a corrente não seja interrompida. Neste caso, o relé (função proteção) 51BF conta o tempo desde a ordem de abertura enviada, até o tempo esperado de abertura, e detecta a ocorrência de falha de abertura.

Essa função deve programar uma lógica que realiza uma seqüência automática para isolação de um disjuntor, posteriormente à detecção da atuação de uma proteção de falha de disjuntor (50 BF). Esta lógica consiste, basicamente, na abertura das seccionadoras adjacentes a este disjuntor, imediatamente após a verificação que a corrente circulante pelo mesmo cessou.

A ação sucessiva é: primeiro, abrir todos os disjuntores dos circuitos ligados à barra onde está também ligado o disjuntor preso e, a seguir, abrir automaticamente todas as chaves em volta deste, isolando-o.

**(ii) - Intertravamento.**

Esta função visa estabelecer condicionantes à manobra de seccionadoras. Esses equipamentos são utilizados para permitir a ligação de um circuito em uma ou outra barra, para isolar o disjuntor e executar com segurança a sua manutenção. Essas seccionadoras não estão previstas para operar em carga (ligando ou interrompendo corrente) mesmo que esta corrente seja pequena. Desta forma, elas não estão geralmente habilitadas, nem mesmo a manobras

de barramento em vazio, principalmente se neles estão ligados divisores capacitivos para medição de tensão.

Essa função deve implementar uma lógica de intertravamento para seccionadoras, a qual possui como objetivo permitir manobras e seqüências de manobras seguras e coerentes do ponto de vista operacional. Algumas condições de intertravamento devem ser observadas, tais como verificação da indicação de “Equipamento em Manutenção” e chave de comando do equipamento em posição local, proteções intrínsecas não atuadas etc.

### **(iii) - Seqüência Automática de Chaveamentos.**

Essa função deve implementar uma lógica para realizar o automatismo para manobras padronizadas. Alguns tipos de manobras seguem uma seqüência pré-determinada e invariável de ações. Nesses casos, é viável a criação de uma lógica através da qual, após um comando inicial, as ações seguintes sejam realizadas automaticamente, até se completar a ação final.

A preparação automática de subestações, tratada anteriormente neste texto (SAPRE), é um exemplo de manobras com uma seqüência de comandos pré-definidos. A integração dessa função em nível local reduz de forma significativa o requisito de comunicação entre a supervisora e os SSCL instalados nas subestações. A decisão pela ativação da função poderá ser feita a partir de uma decisão do COS.

Outro exemplo, que merece ser citado, é o automatismo implementado para transferir o disjuntor de um circuito para o disjuntor de transferência.

### **(iv) - Sobrecarga em Transformadores.**

Essa função realiza a monitoramento de carregamento dos transformadores por meio da comparação dos valores medidos periodicamente, de potência



aparente ou corrente, com os valores de referência. O objetivo dessa função é efetuar um gerenciamento do carregamento do transformador de tal forma a preservar sua vida útil conforme especificação do fabricante.

A curva típica de carga de um transformador é mostrada na figura 3.7 onde se percebe o comportamento do carregamento do transformador ao longo do dia. Verifica-se que esse equipamento é submetido a um carregamento maior na ponta de carga do sistema. Nesse intervalo de tempo ( $h_1, h_2$ ), o transformador perde mais vida que quando operando com potência (aparente) nominal  $S$ , porém nos demais períodos perde menos. Se um fator compensar o outro o transformador com carga variável terá a mesma perda de vida útil do que o transformador operando com carga constante. O valor  $S_p$  refere-se ao valor máximo de potência aparente que fluiu pelo transformador.

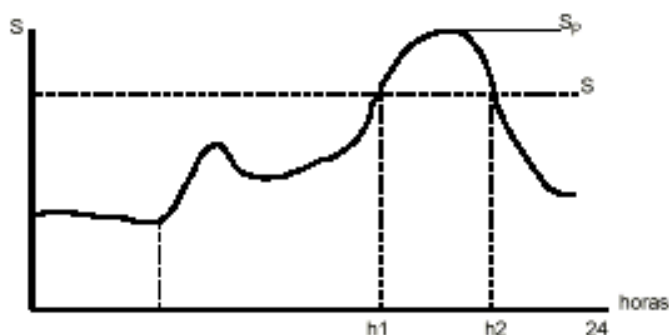


Figura 3.7 – Curva de Carga do Transformador.  
Fonte:[Jardini,1996].

#### (v) - Controle Local de Tensão e Fluxo do Reativo.

Esta função refere-se ao controle de tensão nos barramentos da subestação, feito por:

- Atuação no *tap* dos transformadores (com comutador sob carga).
- Conexão/desconexão de cargas reativas (reatores/capacitores).

Através dessa função é possível ajustar os valores máximos e mínimos da tensão de referência. O automatismo efetua a comparação do valor medido com os valores de referência, e envia comandos para equipamentos de controle de tensão dos compensadores síncronos, banco de reatores, banco de capacitores e transformadores.

**(vi) - Oscilografia.**

Esta função permite que se registrem dados em memória não volátil, durante a ocorrência de anomalias (faltas). Esses dados são utilizados para a impressão de tabelas, geração de gráficos ou transferência para uma interface externa.

As grandezas coletadas são selecionadas e associadas aos eventos que causam os seus registros. Diversas grandezas podem ser coletadas simultaneamente. Normalmente, esta função procura salvar os dados de pré-falta, no mínimo de 10 ciclos completos, e outros 30 ciclos do transitório posteriormente à falta.

Os sinais devem ser adquiridos com resolução suficiente para caracterizar a sua forma de onda. Para as grandezas elétricas, costuma-se utilizar uma frequência de amostragem que permita a reprodução de frequências parasitas (harmônicas e outras) de até 300 a 400 Hz. Devem ser armazenadas, no mínimo, todas as formas de onda relacionadas com a falta. Pode-se prever a opção de armazenamento de todas as formas de onda da subestação, quando se tem um sistema digital de supervisão e controle.

Esta função deve permitir que o usuário selecione as grandezas que precisam ser coletadas e os eventos (faltas) associados. Podem ser previstas diferentes formas de coleta, selecionáveis via console de operação. Essas formas de coleta podem variar quanto à maneira de preencher a área

reservada ao registro de dados e quanto à maneira de selecionar os eventos. Todas as tabelas de dados criadas nesta função costumam possuir registro de tempo para correlação com a seqüência de eventos. A oscilografia pode ser feita com aparelhos dedicados que tenham a adequada resolução.

### **3.6 - Considerações Finais.**

Pode-se constatar uma grande evolução e nível de maturidade da automação da operação de sistemas elétricos, principalmente no que se refere às funções sistêmicas implantadas nos sistemas de supervisão e controle nos centros de operação do sistema. Observa-se que a automação das funções implantadas no nível local está gradativamente evoluindo com uma proposta nítida de executar todas as funções que atualmente vêm sendo efetuadas pelos operadores locais das instalações. Esses fatos, associados a um aumento de supervisão das funções locais no SSC, permitem aumentar significativamente o nível de desassistência das subestações, agregando todos os ganhos previstos de redução de custos e aumento de confiabilidade e qualidade da energia suprida.

Um aspecto que deve ser considerado é a importância de se ter uma visão sistêmica de todo o projeto de automação da empresa, de modo a garantir uma hierarquia funcional harmoniosa, bem concebida e estruturada. Esta dissertação visa contribuir neste sentido.

# 4

## AUTOMAÇÃO DA MANUTENÇÃO

### 4.1 - Considerações Iniciais.

Este capítulo aborda os diversos aspectos associados à automação da manutenção de sistemas elétricos. Inicialmente, é feita uma revisão dos principais tipos de manutenção existentes. Posteriormente, são apresentados aspectos associados aos sistemas de monitoramento e diagnóstico de falhas de equipamentos. Do exposto, é elaborada uma breve avaliação, sucinta do estágio atual da automação do processo de manutenção de sistemas elétricos.

### 4.2 - Tipos de Manutenção.

Define-se como tipo de manutenção a maneira pela qual é feita a intervenção nos equipamentos, sistemas ou instalações. Há uma variedade muito grande de denominações para classificar a atuação da manutenção.

Segundo [Kardec,1999] atualmente são definidos seis tipos básicos de manutenção que são: Corretiva não planejada, Corretiva planejada, Preventiva, Preditiva, Detectiva e Engenharia de Manutenção.

(i) A Manutenção Corretiva é a atuação no equipamento para a correção da falha ou do desempenho menor do que o esperado. Observa-se que a manutenção corretiva não é, necessariamente, uma manutenção de emergência. Pode ser dividida em duas classes.

- A *Manutenção Corretiva Não Planejada* é a correção da falha de maneira aleatória e caracteriza-se pela atuação da manutenção em fato já ocorrido. Normalmente, a manutenção corretiva não planejada implica altos custos, pois a indisponibilidade inesperada de equipamentos pode acarretar interrupções, perda da qualidade no fornecimento de energia elétrica e elevados custos indiretos de manutenção.
- A *Manutenção Corretiva Planejada* é a correção do desempenho menor do que o esperado ou da falha, por decisão gerencial, isto é, pela atuação em função de acompanhamento preditivo ou pela decisão de operar até a quebra. Um trabalho planejado é sempre mais barato, mais rápido e mais seguro do que o trabalho não planejado.

(ii) - A Manutenção Preventiva é a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou queda no desempenho, obedecendo a um plano previamente elaborado, baseado em intervalos definidos de tempo. Inversamente à política de manutenção corretiva, a preventiva procura evitar a ocorrência de falhas, ou seja, procura prevenir problemas.

(iii) - A Manutenção Preditiva é a atuação realizada com base em modificação de parâmetro de condição ou desempenho, cujo acompanhamento obedece a uma sistemática. A manutenção preditiva é, a primeira grande quebra de paradigma na manutenção, e tanto mais se intensifica quanto mais o conhecimento tecnológico desenvolve equipamentos que permitam avaliação confiável das instalações e sistemas operacionais em funcionamento. Seu objetivo é prevenir falhas nos equipamentos ou sistemas através de acompanhamento de parâmetros diversos, permitindo a operação contínua do equipamento pelo maior tempo possível. Os Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico de falhas de equipamentos do SEE são fundamentais para a implantação desse tipo de manutenção, estando totalmente em sintonia com as exigências do setor elétrico.

(iv) - A Manutenção Detectiva começou a ser mencionada na literatura a partir da década de 90. Sua denominação está ligada à palavra detectar – em inglês *Detective Maintenance*. Esse tipo de manutenção é efetuado em sistemas de proteção buscando detectar falhas ocultas ou não perceptíveis ao pessoal de operação e manutenção. A identificação de falhas ocultas é primordial para garantir a confiabilidade.

(v) - A Engenharia de Manutenção é a segunda quebra de paradigma na manutenção. Praticar a Engenharia de Manutenção é deixar de ficar consertando continuamente, e procurar as causas básicas, modificar situações permanentes de mau desempenho, deixar de conviver com problemas crônicos, melhorar padrões e sistemáticas, desenvolver a manutenibilidade, dar *feedback* ao projeto, interferir tecnicamente nas compras. Engenharia de Manutenção significa perseguir *benchmarks*, aplicar técnicas modernas, estar nivelado com as melhores práticas de manutenção.

Várias ferramentas disponíveis e adotadas atualmente têm no nome a palavra *Manutenção*. É importante observar que essas não se constituem novos tipos de manutenção, mas ferramentas que permitem a aplicação dos seis tipos de manutenção citados. Dentre elas, destacam-se:

- Manutenção Produtiva Total (TPM) ou *Total Productive Maintenance*.
- Manutenção Baseada na Confiabilidade (RBM) ou *Reliability Based Maintenance*.

### **4.3 - O Processo de Manutenção.**

O processo de automação da manutenção visa monitorar os equipamentos do sistema elétrico, de forma mais detalhada relativamente ao processo de operação. Através do monitoramento de algumas grandezas elétricas podem ser identificadas falhas incipientes nos equipamentos. Um trabalho interessante sobre o tema é abordado em [Altwee,2003].

A proposta da automação do processo de manutenção consiste em substituir as tradicionais manutenções corretivas e preventivas pela manutenção preditiva. A mudança de manutenções não planejadas para intervenções planejadas desperta grande interesse em países de grandes dimensões com subestações isoladas, nas quais os deslocamentos significam parcela substancial do custo total da manutenção.

Nesse processo, similarmente à automação da operação, identificam-se duas etapas básicas que são a coleta de dados e o tratamento das informações, de forma a possibilitar, via algoritmos, diagnosticar, em tempo real, o estado dos equipamentos em termos de disponibilidade e confiabilidade para a operação do sistema elétrico. A idéia é eliminar a possibilidade do pessoal de operação ser surpreendido com a falha intempestiva de equipamentos importantes do SEE.

Os investimentos feitos no monitoramento e diagnóstico de falhas de equipamentos permitem maximizar a disponibilidade dos equipamentos para o sistema elétrico, acarretando reduções significativas dos custos de manutenção. Além da redução dos custos de manutenção, obtém-se o aumento da confiabilidade da rede elétrica, um planejamento mais eficiente da manutenção e o prolongamento da vida útil dos equipamentos monitorados.

Outro aspecto importante decorre da necessidade de se saber rapidamente onde e quando ocorreu um problema. Como consequência direta da desregulamentação, as multas por interrupção do serviço passam a ter uma importância significativa. Desta forma, acessar dados de tempo real relacionados à hora e ao local da falha, e às condições do equipamento primário, é de altíssima importância na redução do tempo de interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Atualmente, os fabricantes de equipamentos oferecem sistemas de monitoramento de equipamentos que disponibilizam os resultados da análise pela *internet*, permitindo aos profissionais que trabalham na engenharia de manutenção das empresas o acompanhamento sistemático do estado dos equipamentos. As desvantagens, deste tipo de abordagem referem-se à multiplicidade de sistemas, dificultando o próprio processo de monitoramento, e os elevados custos de sua aquisição.

Nesse caso, a melhor alternativa consiste na aquisição de informações dos equipamentos, por intermédio de sensores apropriados. Esses dados são armazenados em uma base de dados, no nível da subestação, que possibilitam o desenvolvimento de uma Central Inteligente de Monitoramento e Diagnóstico, na qual são implantados os aplicativos de monitoramento e diagnóstico para os diversos equipamentos do sistema elétrico. A adoção dessa estratégia reduz de forma considerável os custos dos sistemas de monitoramento e diagnóstico comparativamente aos custos se os sistemas forem adquiridos isoladamente.

A figura 4.1 apresenta a arquitetura básica de um Sistema de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas em Equipamentos. Observa-se que as principais informações dos equipamentos são obtidas dos sensores e integradas às unidades de aquisição de dados (UAC) disponíveis nas instalações (unidades terminais remotas, CLP's etc.). Esses dados são armazenados em um concentrador na sala de controle da subestação e enviados para um servidor da central de monitoramento de equipamentos da subestação (servidor CME/SE). Posteriormente, essas informações são transmitidas, através do sistema de telecomunicação, para uma central computacional na qual os dados são tratados adequadamente por algoritmos de monitoramento e diagnóstico de falhas de equipamentos.



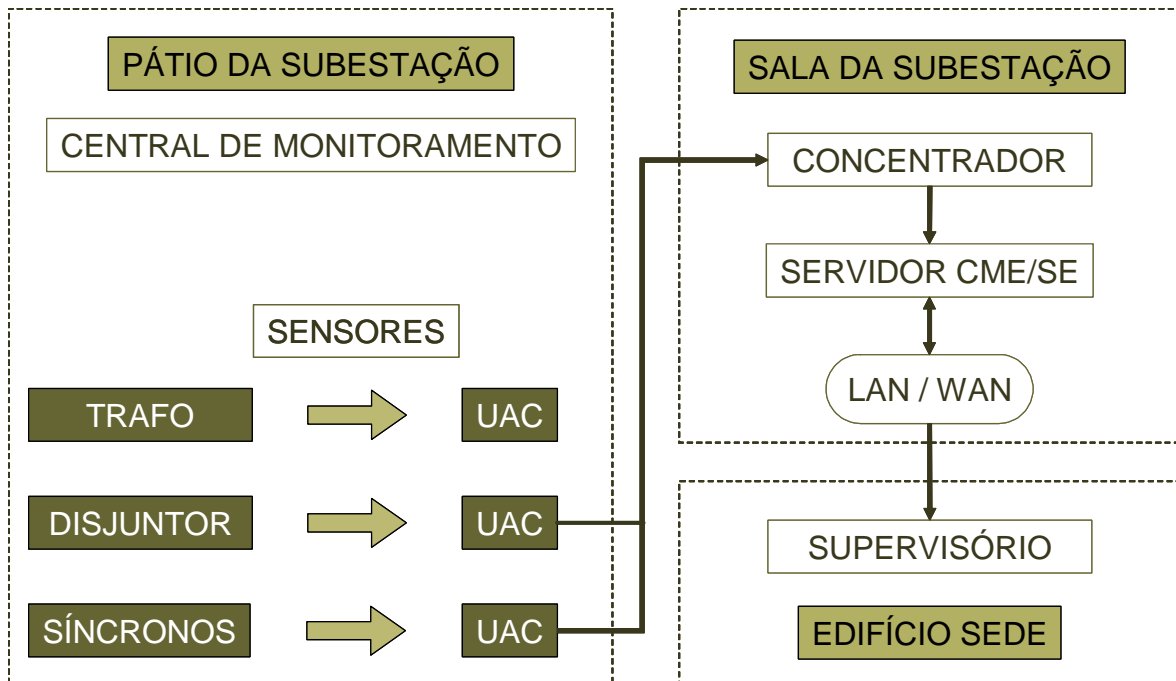


Figura 4.1 – Arquitetura da Central Inteligente de Monitoramento.

As empresas de energia elétrica têm implantado inúmeros sistemas de monitoramento e diagnóstico. A figura 4.2 apresenta a arquitetura básica proposta pela CEMIG no monitoramento e controle *on-line* de equipamentos e subestações do sistema de distribuição.

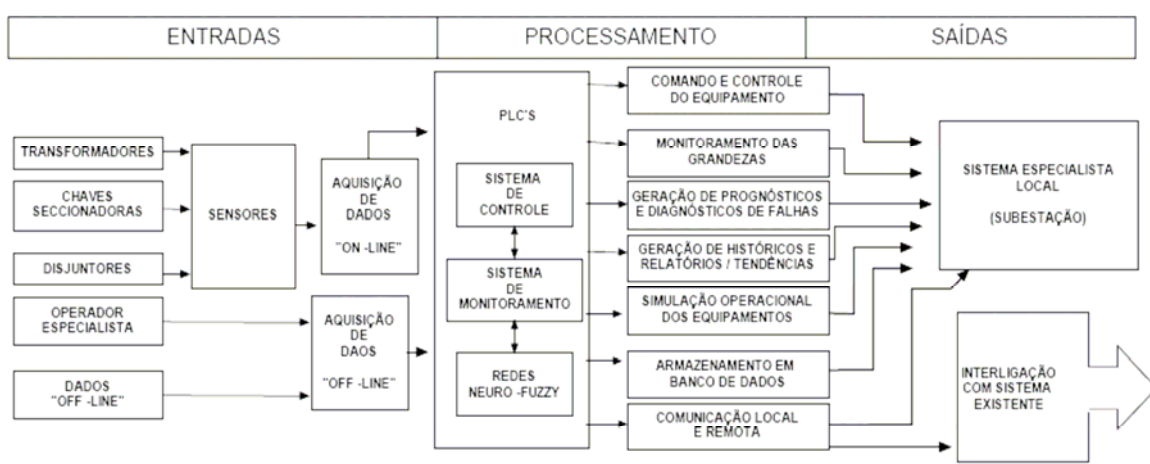


Figura 4.2 – Arquitetura Básica para Monitoramento *on-line* de Equipamentos.

Fonte:[Martins,2003].

A arquitetura se apresenta dividida em três classes: entradas, processamento e saídas. O módulo entradas refere-se principalmente às unidades de sensoriamento e aquisição de dados; é neste módulo que são feitas correções, compensações e condicionamentos dos sinais provenientes dos sensores, para que estes sinais possam ser transferidos ao módulo de processamento (CLP's e Redes *Neuro-Fuzzy*) dentro de uma determinada padronização. O módulo processamento é o responsável por todas as ações de controle, monitoramento e tomadas de decisões. O módulo saídas é o responsável pelo sistema especialista (supervisório) e pela conexão aos sistemas existentes. A referência [Martins,2003] detalha tal arquitetura.

De especial interesse, são os Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas dos transformadores de potência e disjuntores. Sendo assim, merecem destaque, sendo descritos nos próximos itens.

#### **4.4 - Sistema de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas em Transformadores.**

Os transformadores de potência são equipamentos de grande importância no contexto do SEE. A indisponibilidade desse equipamento pode levar a condições operativas de alto risco. Desta forma, torna-se imprescindível a implantação de Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas desse equipamento, tendo como finalidade aumentar a confiabilidade e redução dos custos dos processos de operação e manutenção.

O objetivo do sistema de monitoramento de transformadores de potência é proporcionar a aquisição, armazenamento e tratamento dos dados a serem medidos no equipamento, além de possibilitar a automação de algumas funções de controle, tais como: operação de sistemas de comutadores sob carga, sistema de refrigeração, paralelismo, entre outras.

A automação e monitoramento de transformadores de potência permitem o acesso às informações seguras e rápidas para os setores de operação e manutenção, principalmente na área de técnicas preditivas. Fornecem elementos que podem subsidiar a operação do sistema, minimizando ou até mesmo eliminando as transições de estado operativo de seguro para emergência.

As grandezas obtidas para a operação do monitoramento dos transformadores são as seguintes: corrente de fase, tensões de fase, temperatura do óleo do transformador e do comutador, forma de onda da corrente do motor do comutador, posição de *tap*, operação dos ventiladores ou bombas, instantes de acionamento do motor do comutador [Kanashiro,1999].

É fundamental medir as variáveis elétricas da corrente de carga e a tensão de operação diretamente no transformador. Para medir a corrente de carga são usados TCs de bucha. Essa grandeza é uma importante variável inicial para o cálculo da temperatura dos pontos quentes de acordo com a IEC 60354 e, nesse caso, indica o envelhecimento da parte ativa. Isto permite não só a avaliação da capacidade de sobrecarga temporária do transformador, mas também o consumo durante a vida útil do equipamento [Altwegg,2003].

A tensão aplicada ao transformador é captada no *tap* de medição de bucha capacitiva, por meio de um sensor de tensão. Desta forma, a mudança da capacitância da bucha, que é o início da deterioração desta, pode ser detectada.

A ocorrência de faltas, tais como superaquecimento, arco ou descargas parciais, pode causar interrupções no fornecimento de energia, resultando altos custos. Estas faltas são desencadeadas por esforços elétricos, térmicos e mecânicos aos quais os transformadores são submetidos durante o funcionamento. Durante a ocorrência dessas faltas, processos de

decomposição química do material isolante são desencadeados, resultando na geração de gases. O tipo, a quantidade e a proporção desses gases dependem do material degradado, do fenômeno responsável pela degradação e dos níveis de energia envolvidos na ação. Desta forma é possível caracterizar a falta e a sua severidade através da análise da composição dos gases que se encontram dissolvidos no óleo isolante, bem como acompanhar tendências das faltas incipientes podendo-se, assim, programar ações de manutenção de forma a impedir desgaste excessivo do equipamento evitando a perda inesperada do transformador. Diversos critérios para o diagnóstico de faltas em transformadores a partir da análise dos gases dissolvidos no óleo têm sido desenvolvidos e vêm sendo largamente utilizados [Hell,2002].

A figura 4.3 apresenta um detalhe da instalação de um sensor para avaliação do gás dissolvido no óleo instalado no autotransformador de 345/138-13,8 kV, 150MVA da subestação de Várzea da Palma1 da CEMIG.



Figura 4.3 – Hydran – Sensor de Gás Dissolvido no Óleo.  
Fonte: [CEMIG,2006].

Outro monitoramento importante trata-se dos registros da posição do comutador de *tap* e da corrente de operação. Esses ajudam a determinar o número de manobras do comutador de *tap* e a corrente que foi manobrada, o que fornece a indicação a respeito da queima dos contatos da chave inversora. Se o valor limite ajustado, de acordo com as instruções de manutenção, for ultrapassado, é gerada uma mensagem. A diferença entre a temperatura de óleo do *Load Tap Changing* - LTC e do tanque principal pode indicar a severidade do contato do LTC. Calor no compartimento do LTC pode ser causado por condições anormais como arco nos contatos, perda do alinhamento dos contatos, terminações frouxas, corrente de rotor travado dos motores do comutador de *tap* e sobrecarga do contato [Altwegg,2003].

A figura 4.4 apresenta componentes de um sistema de monitoramento de transformador de potência instalado no autotransformador de 345/138-13,8 kV, 150MVA da subestação de Várzea da Palma1 da CEMIG.



Figura 4.4 – Caixas do Monitoramento Fixadas no Transformador.  
Fonte: [CEMIG,2006].

#### 4.5- Sistema de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas em Disjuntores.

Disjuntor é um dispositivo eletromecânico de manobra, são os principais equipamentos de segurança bem como os mais eficientes e complexos aparelhos de manobra em uso no SEE. Estes equipamentos possuem uma capacidade de fechamento e de ruptura que deve ou pode atuar em circuitos energizados ou não.

Quando o disjuntor está fechado ou ligado ele deve suportar a corrente nominal da linha sem que haja aquecimento superior aos limites de operação do mesmo. Quando o disjuntor está aberto ou desligado a distância de isolamento entre os contatos deve suportar a tensão de operação, assim como sobretensões internas causadas por manobras ou descargas atmosféricas.

As principais funções monitoradas nos disjuntores, segundo [Altwegg,2003], são:

- **Gás isolante** (SF6 ou mistura dos gases): densidade, taxa de vazamento.
- **Operação**: monitoramento de partes mecânicas (tempo de operação, curva do curso, velocidade, e algumas vezes, corrente nas bobinas de abertura e fechamento).
- **Energia**: monitoramento da reserva de energia do disjuntor (tempo de recarga da mola, corrente no motor, ou posição da mola ao final da operação de recarga, pressão hidráulica e tempo de reenchimento da bomba, eficiência da bomba etc.).
- **Contatos Primários**: desgaste elétrico, tempo de arco, corrente interrompida.
- **Circuitos de Controle e Auxiliares**: continuidade da bobina, tensão de alimentação, temperaturas e supervisão da corrente do sistema de aquecimento.

A figura 4.5 mostra um Dispositivo Eletrônico Inteligente - IED em um sistema de monitoramento de um disjuntor de 500 kV da subestação de Neves da CEMIG.

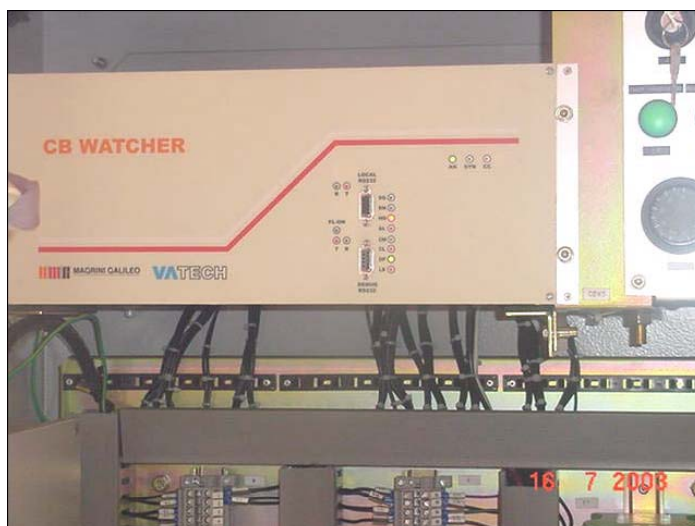


Figura 4.5 – Instalação de IED no Painel de Comando do Disjuntor.  
Fonte: [CEMIG,2006].

#### 4.6 - Considerações Finais.

A automação do processo de manutenção é relativamente nova em comparação à automação da operação. Observa-se, ainda, que, apesar de existirem alguns sistemas de monitoramento e diagnóstico já desenvolvidos, eles estão estanques sem o nível de integração necessário, tanto em nível das funções específicas de manutenção quanto com as funções da operação. Desta forma, é de extrema importância no projeto de automação considerar um modelo integrado funcionalmente, evitando redundâncias na aquisição de dados e aumento de custos desnecessários. Por outro, lado deve-se buscar um aumento das sinergias entre os resultados gerados pelas funções automáticas de operação e manutenção, implicando ganhos significativos no processo de tomada de decisão. Nesta direção vem esta dissertação, apresentando uma proposta que integre funcionalmente as funções de engenharia das áreas de manutenção e operação.

# 5

## TÉCNICAS E MÉTODOS APLICÁVEIS NA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

### 5.1 - Considerações Iniciais.

Este capítulo se dedica a abordar o uso de técnicas e métodos aplicáveis ao desenvolvimento de funções de engenharia vinculadas ao processo de automação da operação e manutenção do sistema elétrico. A ideia é relembrar alguns conceitos básicos de sistemas inteligentes e métodos utilizados para detecção e diagnóstico de faltas.

O texto é dividido em duas partes. A *primeira* trata do uso de sistemas inteligentes que, apesar de já serem conhecidos há algum tempo, estão sendo efetivamente utilizados apenas mais recentemente na automação de sistemas elétricos. A *segunda* parte aborda uma proposta para a integração de métodos de detecção e diagnóstico de faltas.

### 5.2 - Uso de Sistemas Inteligentes na Automação de Sistemas Elétricos.

Os Sistemas Inteligentes têm sido bastante utilizados no desenvolvimento de aplicações para automação dos processos de operação e manutenção do sistema elétrico. As técnicas de Inteligência Artificial (IA) mostram-se adequadas para a representação e solução dos problemas de operação e manutenção de sistemas elétricos, possibilitando a substituição da decisão da



ação humana por ações automatizadas, com o mesmo nível de eficácia, otimizando os processos operativos e de manutenção [Azevedo,2001].

IA é um ramo da ciência da computação dedicado ao estudo de técnicas que possibilitam a representação em máquinas de algum aspecto da cognição humana. Segundo essa linha [Rich,1988] propõe que IA é o “estudo de como fazer com que a máquina possa realizar tarefas que hoje o homem faz melhor”. A IA pesquisa a criação de sistemas inteligentes, possuindo duas abordagens: uma científica voltada ao estudo da psicologia cognitiva, para compreender os processos envolvidos na inteligência e outra tecnológica, que lida com a representação destes processos através da máquina.

Dentre as tecnologias aplicáveis ao desenvolvimento de Sistemas Inteligentes pode-se citar: sistemas especialista, lógica *fuzzy*, redes neurais e algoritmos genéticos. Essas tecnologias são abordadas de forma sucinta nos próximos itens.

### **5.2.1 - Sistemas Especialistas.**

A literatura técnica pertinente apresenta inúmeras referências específicas sobre Sistemas Especialistas (SE). Dentre elas podem ser citados os livros *Inteligência Artificial* de autoria de Elaine Rich e *Intelligent Knowledge Based Systems in Electric Power Engineering* de autoria de J.R.McDonald. Neste Texto o tema é tratado sob a perspectiva de sua aplicação aos SEE.

Os sistemas especialistas diferem substancialmente de programas convencionais, porque suas tarefas não têm soluções algorítmicas e, freqüentemente, devem tirar conclusões baseadas em informações incompletas ou incertas. Isso sugere que, além de uma estrutura adequada para manipular conhecimento, em alguns casos o sistema especialista deve possuir mecanismos para manipular probabilidades e fatores de incerteza.

Os SE estão ligados à engenharia do conhecimento, ou seja, à atividade de transferência de conhecimento de um especialista para a função aplicativa. Heurísticas (regras de decisão) são utilizadas para a resolução de problemas e necessitam de profissionais especializados para a aquisição do conhecimento necessário.

Existem, portanto, três profissionais envolvidos com um sistema especialista:

- (i) - o *especialista* cujo conhecimento corresponde a estratégias, procedimentos e regras para a solução de problemas;
- (ii) - o *engenheiro de conhecimento* que possui conhecimentos de informática e inteligência artificial e é capaz de construir todo o sistema especialista;
- (iii) - o *usuário* que utiliza o sistema construído.

Os sistemas especialistas apresentam inúmeras *vantagens* que tornam atrativo o seu desenvolvimento: o conhecimento torna-se permanente, isto é, não se perde quando não se puder contar com os serviços do especialista. São de fácil documentação e transferência e seu custo final é baixo, pois podem ser duplicados e utilizados por vários usuários ao mesmo tempo. Além disso, apresentam alta performance, uma vez que o processo de resolução de um problema é feito manipulando-se conhecimento em uma velocidade muito maior que a do ser humano. Uma outra vantagem é que podem manipular grande quantidade de informações. A principal *desvantagem* dos sistemas especialistas é sua incapacidade de generalização. Ou seja, estes sistemas só respondem a eventos previstos em sua base de conhecimento.

A arquitetura de um SE é ilustrada na figura 5.1, a qual mostra seus principais módulos: base de conhecimento, memória de trabalho, máquina de inferência e interface com o usuário.

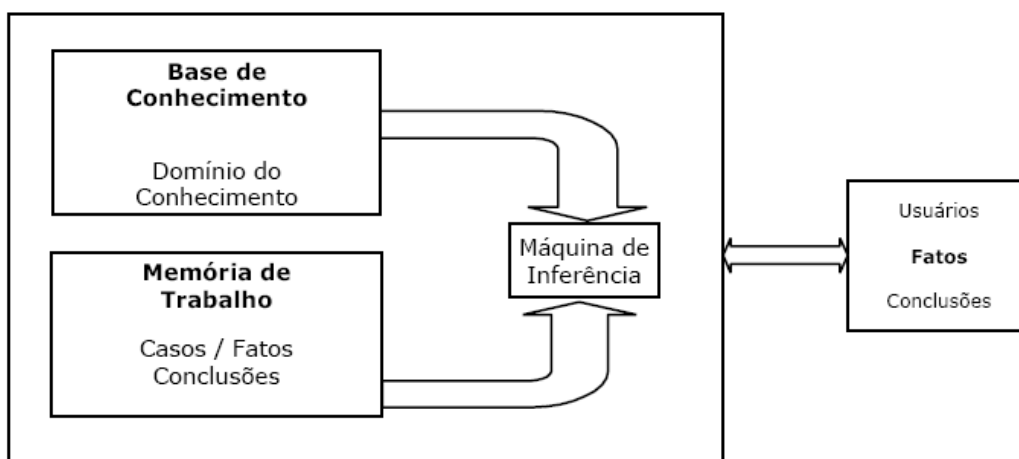


Figura 5.1 – Arquitetura de um Sistema Especialista.

O desenvolvimento dos SE é feita com a utilização de linguagens próprias para escrever seus programas. As mais empregadas são as linguagens LISP (*List Processor*) e Prolog (*PROgramming in LOGic*). Outra opção é o uso dos chamados Sistemas de Engenharia de Conhecimento, que são *softwares* que possibilitam que determinada pessoa construa em SE mesmo sem conhecer suas técnicas de representação, sendo mais indicadas para testes iniciais ou desenvolvimento de protótipos. Dentre as linguagens convencionais, a linguagem C possui a flexibilidade para representação do conhecimento, sendo as demais (Fortran, Pascal etc.) não recomendadas para este fim [Christie,1997].

Os SE foram os primeiros protótipos de sistemas inteligentes na área de IA a serem utilizados na automação dos processos de operação e manutenção de sistemas elétricos. Os conhecimentos dos especialistas foram adquiridos ao longo de diversos anos de trabalho, onde eles se depararam com inúmeras situações que deveriam ser avaliadas e solucionadas, podendo resultar na adoção de ações de controle sobre o sistema elétrico. Os acertos e erros destes operadores e mantenedores são internalizados como experiência vivencial. Por exemplo, um mantenedor só de ouvir o ruído de um equipamento, já é capaz de identificar a falha. Desta forma, sistemas

especialistas são programas que executam tarefas que poderiam ser feitas apenas por especialistas que tivessem acumulado o conhecimento necessário para a resolução do problema.

As principais áreas onde já existem desenvolvimentos de sistemas especialistas são [Christie,1997]:

- **Diagnóstico:** Procura da causa de mau funcionamento de determinado equipamento ou sistema;
- **Prescrição:** Ações ou recomendações para se corrigir determinado problema;
- **Análise:** Monitoramento das leituras e informações do sistema com o objetivo de acompanhar seu funcionamento e definir seu estado;
- **Previsão:** Estabelecimento de conseqüências de determinada ação individual ou em grupo;
- **Seleção:** Criação de rol de possibilidades de soluções ou cenários para escolha de um ou outro grupo de ações;
- **Configuração:** Configuração ou reconfiguração de objetos segundo determinados critérios;
- **Planejamento:** Desenvolvimento de seqüência de ações para atingir determinado objetivo dentro de um tempo desejado;
- **Controle:** Combinação de diversas áreas incluindo análise e prescrição.
- **Instrução:** Treinamento de operadores através de instrução assistida por computador.

Podem ser citadas algumas aplicações práticas de SE na automação de sistemas elétricos no Brasil. O Centro de Pesquisa em Engenharia Elétrica (CEPEL), por exemplo, desenvolveu um ambiente para uso genérico de sistemas especialistas para aplicação em tempo real, integrado à plataforma de Supervisão e Controle, SAGE.

O Sistema de Apoio à Recomposição, combina conhecimentos provenientes de estudos prévios, fora do ambiente de tempo real, visando determinar os melhores procedimentos de recomposição. Esses estudos são colocados nas Instruções de Operação que detalham um grande número de condições que devem ser examinadas pelo operador antes do processo de tomada de decisão.

A arquitetura do sistema especialista, com sua integração com o Sistema SAGE desenvolvido pelo CEPEL, denominado RECOMP, para apoio à recomposição de sistemas elétricos é mostrada na figura 5.2.

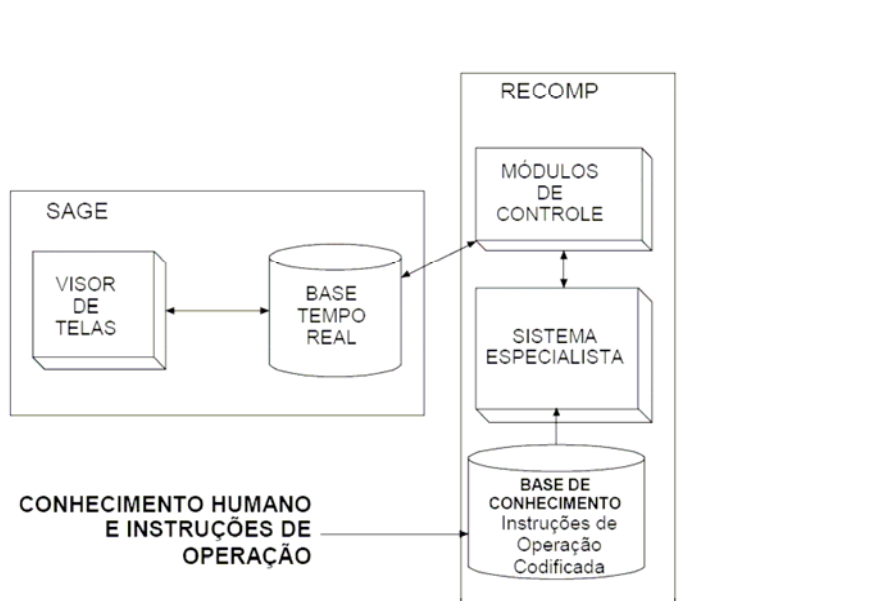


Figura 5.2 – Integração do RECOMP no SAGE.  
Fonte: [Azevedo,2001].

Outro exemplo de aplicação, com efetiva implementação, trata-se do Sistema de Apoio ao Restabelecimento – SARESTA desenvolvido pela CEMIG em parceria com a UFMG/LRC [Vale,1999]. O SARESTA é uma ferramenta computacional integrada ao Sistema de Supervisão e Controle da CEMIG, que orienta ao operador do COS quanto à melhor ação de controle a ser

adotada durante o processo de restabelecimento. Trata-se de um sistema especialista baseado em regras geradas a partir de instruções de operação.

Uma vez ativado, o SARESTA identifica as condições do SEE e indica a seqüência de ações a serem executadas.

O despachante acompanha o processo de restabelecimento através do *Painel Mímico Dinâmico*, presente na sala do COS, e da *Tela Painel Mímico*, disponível no SSCD. Para todas as interações do despachante com o SARESTA, são enviados eventos para a *Tela de Eventos*, bem como para o *Banco de Dados Histórico*. Através da seqüência de eventos, é possível acompanhar em tempo real os passos seguidos e analisar, posteriormente, todo o processo de restabelecimento. Indubitavelmente, trata-se de uma aplicação de destaque pela plena integração alcançada na integração no SSCD da CEMIG.

A referência [Ferreira,1994c]<sup>6</sup> apresenta o desenvolvimento de um Sistema Especialista para Tratamento de Alarmes em Centros de Controle. A linguagem utilizada para o desenvolvimento do *software*, denominado SETA, foi a Programação em lógica – PROLOG, que possibilitou a criação de um sistema bastante flexível, com interfaces amigáveis, utilização e manutenção simples. Foram analisadas situações envolvendo mudanças na topologia e grandezas elétricas do SEE.

Ocorrências reais no sistema elétrico da CEMIG que caracterizam um regime operativo de emergência foram reproduzidas. As simulações mostraram uma redução significativa do volume de alarmes apresentados ao operador em relação ao sistema convencional existente na empresa. Os resultados obtidos

---

<sup>6</sup> O autor desta dissertação participou da elaboração do trabalho.

confirmam a adequação das técnicas de Inteligência Artificial para processamento de alarmes em centros de controle.

### **5.2.2 - Lógica *Fuzzy*.**

A referência adotada para estudo da lógica nebulosa foi o livro *Electric Power Applications of Fuzzy Systems* de autoria de Mohamed E.El Haway, que aborda diversas aplicações da lógica *fuzzy* em sistemas elétricos, com um foco principal em estabilidade de sistemas.

A lógica *fuzzy* (lógica nebulosa) é a lógica baseada em raciocínio aproximado ao invés de raciocínio exato. Ela é estruturada na teoria de conjuntos nebulosos (*fuzzy sets*).

A idéia da lógica nebulosa foi introduzida pela primeira vez pelo prof. Lofti Zadeh, da Universidade da Califórnia, em 1965 com seu trabalho "*fuzzy-sets*". Nesta lógica, o raciocínio exato corresponde a um limite do raciocínio aproximado, sendo interpretada como um processo de composição de relações nebulosas. Zadeh baseou-se na teoria das decisões dos operadores, as quais são imprecisas e não numéricas.

Na lógica nebulosa, o valor verdade de uma proposição pode ser um conjunto nebuloso de qualquer conjunto parcialmente ordenado, ao contrário dos sistemas lógicos binários, onde o valor verdade só pode assumir os valores (1) verdadeiro ou (0) falso. As variáveis são expressas, lingüisticamente. O conceito da variável lingüística foi introduzido por Zadeh em 1973. No seu trabalho ele estabeleceu que as variáveis lingüísticas são palavras e não números. Assim por exemplo, a variável lingüística "tamanho" pode assumir os valores "pequeno", "grande" ou "não muito grande".

Atualmente, a lógica *fuzzy* tem se mostrado como uma poderosa ferramenta e tem sido empregada na solução de inúmeros problemas dos sistemas de

potência. A aplicação de técnicas de lógica *fuzzy* é justificada em função da complexidade do problema, da inexistência de um modelo matemático que o represente e da dificuldade de se incorporar conhecimentos dos especialistas para a operação do controlador. Os controladores que utilizam lógica *fuzzy* são robustos e possuem baixos requisitos computacionais. Eles podem ser desenvolvidos e implementados em microcontroladores, reduzindo os custos de implantação.

Em termos de aplicações em SEP [Christie,1997], os conjuntos e a lógica *fuzzy* se adequam às áreas onde as informações disponíveis apresentam certo nível de incerteza, como, por exemplo, em problemas que envolvem raciocínio lógico aplicado a entradas e saídas numéricas para simbólicas e vice-versa para as saídas. As áreas de aplicação em SEE englobam controle em tempo real, operação e planejamento. Muitas dessas aplicações apresentam a teoria Fuzzy aplicada juntamente com sistemas especialistas e redes neurais [Ramesh,1997], [Chown,1997], [Hirama,1995].

Como exemplos de aplicação que utilizam a lógica *fuzzy* destacam-se o Controle de Tensão e o Controle Automático de Geração. A referência [Ekel,1999] aborda o controle de tensão e potência reativa utilizando lógica fuzzy combinada com métodos tradicionais. As referências [Malik,1996] e [Shui,1995] apresentam também a aplicação da lógica fuzzy no controle de estabilidade em Sistemas Elétricos de Energia.

### **5.2.3 - Redes Neurais (RN).**

Define-se uma rede neural artificial como uma estrutura de processamento de informação não algorítmica, na forma de um grafo direcionado onde cada nó, denominado neurônio, possui várias entradas e uma única saída, a qual pode ser transmitida por diferentes canais de comunicação com outros neurônios. Para que a rede desenvolva capacidade de processamento, uma sessão de treinamento se faz necessária (daí a denominação de não algorítmica). Esta



consiste em estimar os pesos das conexões entre os neurônios de acordo com uma regra pré-definida, denominada algoritmo de treinamento. O processamento em cada nó depende exclusivamente de suas entradas e de valores acumulados em uma pequena memória localizada no próprio nó.

As redes neurais aparecem como uma alternativa de solução de problemas de difícil solução por meio de sistemas especialistas ou métodos analíticos. Estes problemas normalmente apresentam as seguintes características:

- Modelagem complexa.
- Natureza combinatória.
- Inexistência de algoritmos numéricos que satisfaça o requisito de tempo real.
- Grande quantidade de dados para serem tratados em tempo real.

Várias arquiteturas de redes neurais têm sido definidas, dentre as quais podem ser citados os perceptrons, as redes de Hopfield, a Functional, os mapas auto organizáveis de Kohonen e as arquiteturas ART. Destas, as mais utilizadas nos problemas relativos aos SEE são os perceptrons de múltiplas camadas e os mapas auto organizáveis de Kohonen [Torres,1994]. A referência [Haykin,1990] é indicada aos que se interessam em um maior aprofundamento.

As primeiras aplicações de redes neurais em SEE datam do início da década de 70 [Torres,1994], quando foi utilizada para solução de problemas relativos à análise de estabilidade. Devido ao fato do resultado obtido ter sido insatisfatório, esta área de pesquisa ficou legada ao esquecimento por um bom tempo, ressurgindo apenas no final dos anos 80. Com o surgimento de *hardware* para RN, destinado à realização de tarefas complexas, nos anos 90 houve um grande impulso na pesquisa de aplicações de RN em SEE abordando funções de automação dos processos de operação e manutenção.

As seguintes áreas têm utilizado redes neurais para a solução de seus problemas:

- Previsão de carga: Modelos neurais podem captar interações não lineares complexas entre variáveis, o que melhora a robustez das previsões.
- Análise de Segurança: As redes neurais proporcionam soluções em tempo real.
- Estimção de Estado: As redes neurais permitem a filtragem correta das medidas obtidas pelo SCADA durante problemas de comunicação, além de possibilitar a estimção de valores de pseudomedidas nas áreas não observáveis do sistema.
- Diagnóstico de falhas de equipamentos (transformadores, disjuntores etc.).

Outras áreas em sistemas elétricos de potência também apresentam utilização de RN's, tais como processamento de alarmes, diagnóstico de faltas, controle de tensão, controle automático de geração - CAG. Algumas publicações relacionadas a aplicações encontradas durante a pesquisa bibliográfica estão citadas nas referências [Leférve,1996], [Souza,1996].

Na área de previsão de carga encontram-se diversas aplicações utilizando RNA [Kermanshahi 1993], [Piras,1996] e [Gerber,1997].

Uma aplicação de redes neurais em automação da manutenção de sistemas elétricos pode ser vista em [Hell,2002], que trata do desenvolvimento de um sistema de diagnóstico de falhas incipientes em transformadores, através da análise de gases que se encontram dissolvidos em óleo. O autor utiliza a implementação de diversos tipos de arquitetura de redes neurais tais como: Perceptron de múltiplas camadas treinada por algoritmo de *backpropagation*, função de base radial e Kohonen. A rede que apresentou resultados mais promissores foi a de Kohonen, ilustrada na figura 5.3.

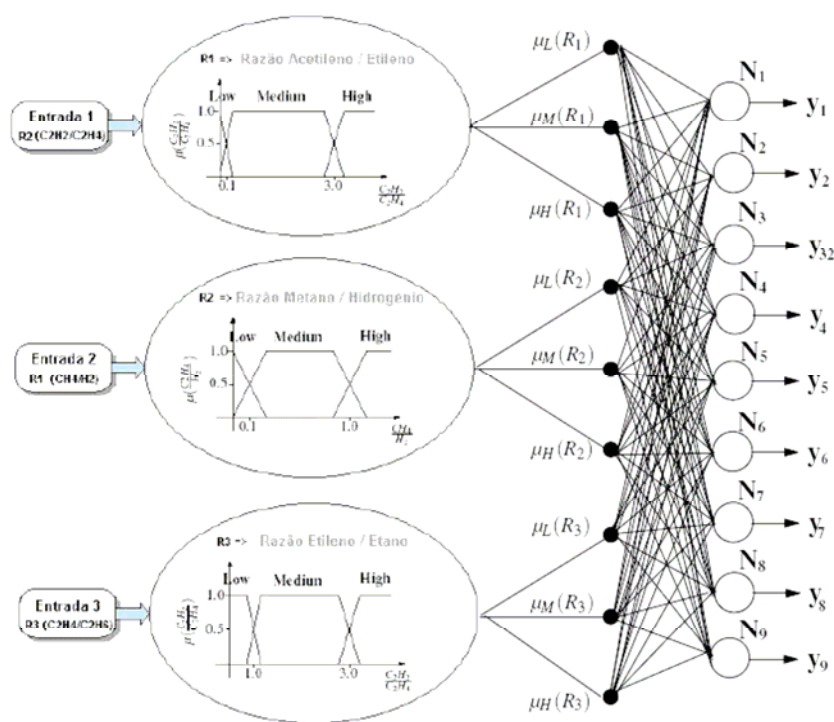


Figura 5.3 – Arquitetura da Rede de Kohonen Utilizada.

Fonte: [Hell,2002]

Pode-se visualizar que as entradas, que contêm as informações das concentrações dos gases, são fuzificadas e aplicadas ao primeiro nível da rede neural. Desta forma, o processo de identificação do tipo de falta referente às amostras de análises cromatográficas do óleo isolante é iniciado com o cálculo da menor distância entre os padrões de entrada fuzificados  $X = [\mu_L(R1), \mu_M(R1), \mu_H(R1), \mu_L(R2), \mu_M(R2), \mu_H(R2), \mu_L(R3), \mu_M(R3), \mu_H(R3)]$  e os vetores de peso associados a cada um dos 9 neurônios que compõe a saída da rede neural. Assim, o neurônio relativo ao vetor de pesos mais próximo do vetor de entrada  $X$  é considerado como vencedor e o tipo de falta referente à amostra  $X$  será aquele associado ao neurônio vencedor.

### 5.2.3 - Algoritmos Genéticos (RN).

São métodos de pesquisa baseados nos princípios da genética e da evolução natural das espécies. John Holland de Michigan, em suas explorações de

processos adaptativos de sistemas naturais e suas possíveis aplicabilidades em projetos de *software* de sistemas artificiais, ao final da década de 70, conseguiu incorporar características da evolução natural a um algoritmo.

Um algoritmo genético é um processo iterativo que trabalha com um conjunto de soluções possíveis de um determinado problema, denominadas soluções candidatas. Tais soluções são representadas como estrutura de dados codificada de forma semelhante a um cromossomo. Através de um processo de seleção, algumas destas soluções são escolhidas para serem usadas na criação de um novo conjunto de soluções candidatas. O processo de seleção, semelhante a uma seleção natural, é feito avaliando-se a capacidade de cada solução em resolver; o problema em questão. A criação de um novo conjunto de soluções ocorrerá através do processo de reprodução. Tais processos ocorrem através do uso de operadores de recombinação genética idealizados, os quais assemelham aos processos naturais de cromossomos [Mazzuco,1999].

Estudos recentes vêm demonstrando que os algoritmos genéticos constituem uma poderosa ferramenta para a solução de problemas de otimização. Dentre as aplicações pode-se citar o controle do fluxo de potência ativa através do controlador unificado de fluxo de potência através da otimização [Lai,1996] e controle de tensão e potência reativa [Pinheiro,1998].

Outra área de aplicação é no Processamento de Alarmes na supervisão e controle de SEE. A referência [Neis,2005] aborda um estudo de viabilidade da aplicação. Duas versões de algoritmo genético foram desenvolvidas com única e múltipla população. Os autores consideram os resultados obtidos animadores, o que possibilita uma aplicação real do algoritmo, incorporando melhorias, de forma a permitir seu uso associado ao SSC.

### **5.3 - Integração de Métodos de Detecção e Diagnóstico de Falhas em Equipamentos.**

No controle automático dos processos de engenharia, as funções de supervisão servem para indicar estados não permitidos ou indesejáveis para o processo, bem como, permitir a execução de um conjunto de ações para manter o sistema operando na condição segura, de forma a evitar acidentes ou danificações em componentes do sistema.

As seguintes funções são consideradas necessárias para garantir a integridade e a confiabilidade do sistema:

- **Monitoramento:** As medidas efetuadas no processo são avaliadas relativamente aos seus limites, considerando-se tolerâncias especificadas. No caso de violação, alarmes são gerados para notificar o operador.
- **Proteções Automáticas:** São dispositivos que identificam condições de risco para o processo com disparo automático de ações para proteger os componentes do sistema.
- **Supervisão com Diagnóstico de Falhas:** Com base nas medidas efetuadas no processo são implementados métodos de detecção e diagnóstico de falhas. Esses métodos sugerem ações que devem ser tomadas no processo.

As funções clássicas de *monitoramento* e *proteção automática* estão disponíveis em toda supervisão de processos. Para ajustar os valores das tolerâncias, compromissos devem ser assumidos entre os métodos de detecção de situações anormais e os alarmes desnecessários em decorrência de flutuações das grandezas supervisionadas. Frequentemente, utilizam-se os valores limites para simples verificação, sendo que esse procedimento funciona muito bem se o processo opera próximo do regime permanente. Contudo, a situação torna-se mais complicada se o ponto de

operação do processo muda rapidamente. Em um sistema de malha fechada, mudanças no processo são cobertas em alguma extensão por controladores de malha fechada, sendo que é difícil a detecção de tais mudanças através das medições dos sinais de saída quando os valores medidos estão próximos dos limites normais.

As grandes vantagens destas funções estão associadas à simplicidade e à confiabilidade dos resultados. Contudo, elas estão apenas habilitadas a reagir após uma grande mudança de alguma característica do processo, isto é, após uma grande falta repentina ou falta sustentada com aumento gradual da falta. Além disto, não é possível executar diagnósticos mais elaborados com os referidas funções.

Desta forma, as funções avançadas para diagnóstico de faltas necessitam dos seguintes requisitos:

- **Detecção de pequenas faltas** antes da ocorrência de faltas ou acidentes abruptos no processo. (Ação Preventiva).
- **Diagnóstico da operação** dos atuadores, sensores ou faltas em componentes do processo.
- **Detecção de faltas** em sistemas de controle de malha fechada.
- **Supervisão do processo** sob variações transitórias.

O objetivo do uso da função de supervisão com diagnóstico de faltas, com prévia detecção de faltas, consiste em se ter tempo suficiente para programar a execução das ações de controle tais como mudanças no ponto operativo, reconfiguração, manutenção ou reparo. Faltas podem ser identificadas previamente pela obtenção de mais informações, por exemplo, pelo uso de métodos analíticos relacionando grandezas e modelo do processo considerado.

Para um diagnóstico de faltas eficiente devem-se utilizar todos os conhecimentos relativos às causas e efeitos. Durante os últimos 20 anos foram feitos muitos desenvolvimentos nesta área [Isermann,1985].

A figura 5.4 mostra uma visão geral de um sistema proposto para detecção e diagnóstico de faltas. As principais tarefas podem ser subdivididas na detecção de faltas por métodos analíticos e na geração de sintomas e diagnóstico de faltas

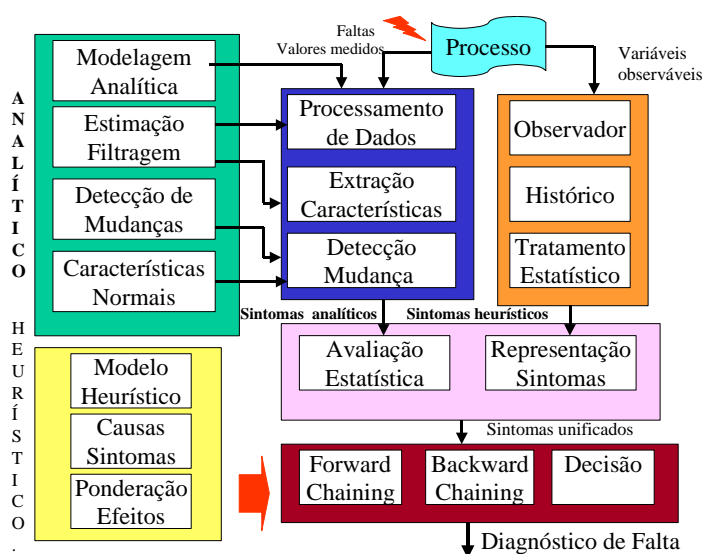


Figura 5.4 – Visão Geral de Sistema de Detecção e Diagnóstico de Faltas.  
Fonte: [Isermann,1985].

### A – Geração de Sintomas Analíticos.

O conhecimento analítico do processo é usado para produzir informações analíticas quantificáveis. Para obter esses valores utilizam-se medidas das variáveis do processo, com posterior tratamento dos dados, visando gerar os valores característicos para: verificação dos limites dos sinais medidos que excedem os limites de tolerância estabelecidos; análise dos sinais medidos por meio de sua modelagem (funções de correlação, espectro de freqüências, autoregressão - ARMA), podendo citar, como valores característicos, as

seguintes grandezas: variâncias, amplitudes, freqüências e parâmetros do modelo; análise do processo pelo uso de modelos matemáticos (estimação de parâmetros, estimação de estado e equações de paridade), podendo citar como valores característicos: parâmetros, variáveis de estado e resíduos.

### **B – Geração de Sintomas Heurísticos.**

Os sintomas heurísticos podem ser gerados pelo uso das informações qualitativas fornecidas pelos operadores e mantenedores da planta, tais como: (i) observação e inspeção; (ii) valores heurísticos na forma de ruídos especiais, cores, cheiros e vibração associados a componentes do processo; (iii) valores históricos do processo (índices de falhas, tempo de vida, disponibilidade dos componentes do processo); (iv) valores estatísticos: (*Mean Time Between Failure* – MTBF e probabilidade de ocorrência de faltas).

Os sintomas heurísticos são representados como variáveis lingüísticas (pequeno, médio, grande) ou por números vagos (em torno de um certo valor).

### **C – Diagnóstico de Faltas.**

A tarefa do diagnóstico de faltas consiste em determinar o tipo, a intensidade e a localização das faltas, bem como, o tempo de detecção, baseado na observação dos sintomas analíticos e heurísticos.

Adicionalmente, utiliza-se o conhecimento heurístico na forma de modelagem de processos heurísticos (modelos qualitativos), as correlações faltas e sintomas e a ponderação de efeitos de diferentes estratégias de diagnóstico.

### **5.4 – Considerações Finais.**

O uso de inteligência computacional representa uma importante técnica a ser aplicada no desenvolvimento de aplicações voltadas para automação dos



processos de operação e manutenção. Apesar de já serem conhecidas há algum tempo, verifica-se que o número de aplicações realmente implantadas nos sistemas de supervisão e monitoramento ainda é relativamente baixo. Esta tecnologia deverá ser melhor explorada, pois certamente agregará informações importantes para o processo de tomada de decisão tanto dos operadores quanto dos mantenedores do sistema elétrico.

Outro aspecto de relevância apresentado neste capítulo trata-se da arquitetura, apresentada na figura 5.6, que utiliza uma solução combinada de análise analítica e heurística.

# 6

## TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS

### 6.1 - Considerações Iniciais.

Este capítulo apresenta uma análise das tecnologias aplicáveis à automação do sistema elétrico com focos na Norma 61850 e na Medição Fasorial Sincronizada. Além dos itens mencionados, são apresentados, também, outros vetores tecnológicos nas áreas de telecomunicações, tratamento da informação, monitoramento de imagens, equipamentos de aquisição de dados e interface direta com o processo.

### 6.2 - Norma 61850.

Abordar as principais características da norma 61850 e os possíveis impactos do seu uso na automação da subestação é o principal objetivo deste item.

#### 6.2.1- Aspectos Gerais.

Os sistemas de automação de subestações têm evoluído bastante ao longo dos anos. A evolução da digitalização das subestações teve seu início com a substituição de relés eletromecânicos e estáticos por relés microprocessados. Rapidamente estes relés evoluíram para os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (*IED – Intelligent Electronic Devices*). A tecnologia trouxe vários benefícios, tais como a possibilidade de integração de funções de proteção e controle, custos mais baixos, flexibilidade. Entretanto, uma desvantagem se

apresentou: a dificuldade em se integrarem equipamentos microprocessados de diferentes fabricantes.

Atualmente, os sistemas de automação de subestações consistem em equipamentos de diferentes fabricantes e diferentes gerações. A integração desses equipamentos tem sido uma das principais dificuldades para a automação de subestações de energia, às vezes até impedindo sua modernização, por exigir vultosos investimentos. Para possibilitar a comunicação entre dois equipamentos, normalmente utiliza-se um conjunto de regras que define o tipo das mensagens e a ordem em que devem ser trocadas. Esse conjunto de regras é conhecido como um protocolo. Quando a comunicação exige um grande número de protocolos, estes são agrupados em funcionalidades, formando uma camada, e o conjunto de camadas forma uma pilha de protocolos. O objetivo principal de um protocolo (ou uma pilha de protocolos) é fazer com que sistemas (ou equipamentos), mesmo que tenham arquiteturas internas distintas, consigam trocar informações de modo correto. Cada fabricante define um protocolo específico para os seus equipamentos e isto pode impedir a integração com aqueles de outros fabricantes.

A integração pode ser feita com o uso de conversores de protocolos (*gateway*) que, além de terem altos custos, geram atrasos inerentes à comunicação. Para sistemas em tempo real, como é o caso da proteção de uma subestação, esses atrasos podem gerar atuações indevidas, provocando distúrbios no fornecimento de energia elétrica. O trabalho despendido no desenvolvimento de conversores de protocolos, e os resultados duvidosos e onerosos que isso pode trazer à empresa são fatores que dificultam ainda mais o avanço tecnológico do setor.

Para tentar garantir a interoperabilidade entre IEDs, organismos internacionais empenharam-se no desenvolvimento de uma nova tecnologia baseada em objetos, onde o principal objetivo é, justamente, proporcionar

recursos de processamento distribuído entre equipamentos microprocessados de diferentes fabricantes.

No início da década de 90, começou a ser desenvolvido nos Estados Unidos, no EPRI (*Electric Power Research Institute*), o projeto UCA (*Utility Communications Architecture*), visando desenvolver uma estrutura de comunicação em tempo real comum a todos os fabricantes de IED. Nos meados da década de 90, três grupos de trabalho IEC (*International Electrotechnical Commission*), estavam focados no desenvolvimento de um padrão de comunicação de sistemas em subestações. Reconhecendo que estavam tentando atingir o mesmo objetivo, EPRI e IEC decidiram unir esforços para obter um padrão que seja internacionalmente aceito. Foi criada, então, a norma IEC 61850, que propôs a implementação de um novo padrão pela indústria mundial, definindo modelos de dados, serviços e funções desenvolvidas para serem independentes do protocolo.

A IEC 61850 é um processo mnemônico de denominação de cada informação, desde os equipamentos do sistema elétrico até o nível que se desejar na hierarquia operativa. A partir daí, o usuário não tem a necessidade de conhecer cada elemento do processo, e o sistema digital saberá responder a informação solicitada.

O que se espera é que, com a adoção da IEC 61850, a indústria de energia elétrica tenha maior habilidade para o desenvolvimento de aplicações integradas de negócios, englobando diferentes áreas funcionais. Além de uma utilização simplificada de redes de comunicação totalmente integradas, prevê-se maior diversidade de *hardware* e *software* compatíveis, de diversos fornecedores, e a redução dos custos operacionais.

### **6.2.2 - Principais Características.**

#### **A - Constituição**

A norma IEC-61850 define o modelo de dados e todas as características do protocolo. Ela tem como premissas básicas, conforme já tratado, a interoperabilidade, para permitir a troca de informações entre equipamentos de fabricantes distintos, a possibilidade de configurações de funções com as necessidades dos usuários, a flexibilidade entre as variedades de equipamentos e configurações da rede, que não se tornem obsoletas no futuro, possibilitando a utilização dos progressos tecnológicos, e que seja de fácil configuração e manutenção, possibilitando a sua utilização em larga escala.

A norma está dividida em 10 partes, conforme representado na Figura 6.1, sendo que cada uma das partes consiste em um documento que define as características que uma determinada implementação deve ter para estar em conformidade com a norma.

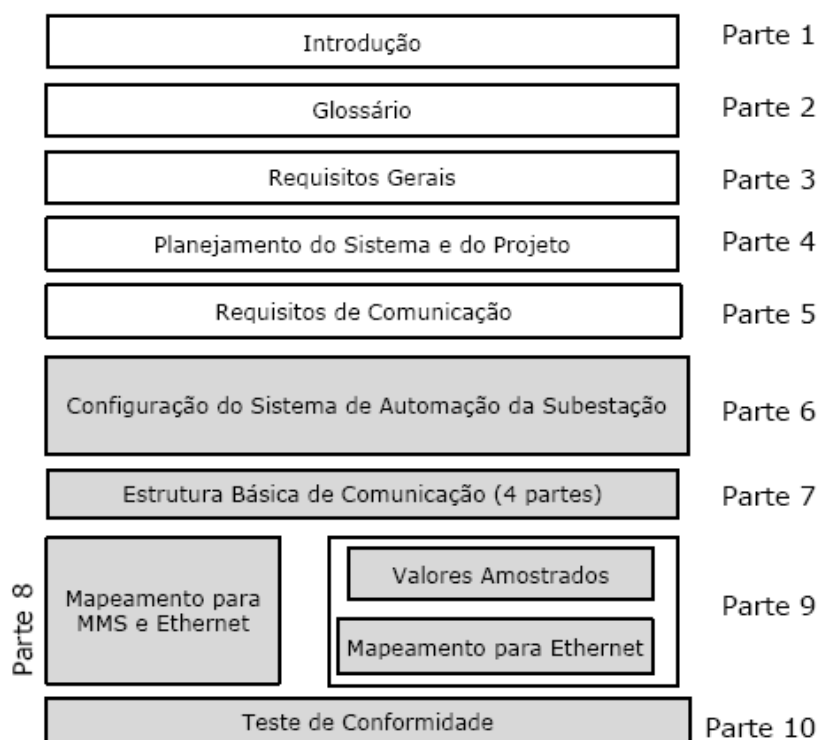


Figura 6.1 – Partes da Norma IEC-61850.  
Fonte: [Gurjão,2006]

## **B – Modelo de Dados**

A norma IEC 61850 define e padroniza o modelo de dados que representam os atributos e funções dos dispositivos físicos de uma subestação ou usina do sistema elétrico. O modelo de dados é orientado a objetos e os dados são trocados entre os dispositivos através de funções e subfunções. O IED é formado por um *hardware* e por um conjunto de funções residentes que caracterizam o seu comportamento. Sendo assim, a função desempenhada por cada IED é definida pelo seu fabricante e não pela norma IEC 61850, a qual visa apenas a interoperabilidade entre os IEDs de fabricantes diferentes, que é a possibilidade de fazê-los comunicar uns com os outros, e não a intercambiabilidade, que é a possibilidade de substituir um IED de um fabricante por um IED de outro.

Os dados são trocados entre funções e sub-funções residentes nos dispositivos. A menor parte da função que troca informações é chamada de nó lógico (LN - *logical nodes*). Esses nós lógicos são agrupamentos de dados e aplicações relacionadas dentro de uma função lógica do sistema de automação. Os nós lógicos contêm uma lista de dados baseada em sua funcionalidade com os respectivos atributos. Os dados têm uma semântica bem definida dentro do contexto de sistema de automatização de subestação. O LN é um objeto que contém, de forma compacta, os dados, atributos e todas as extensões de acordo com as regras do IEC, conforme ilustrado na figura 6.2.

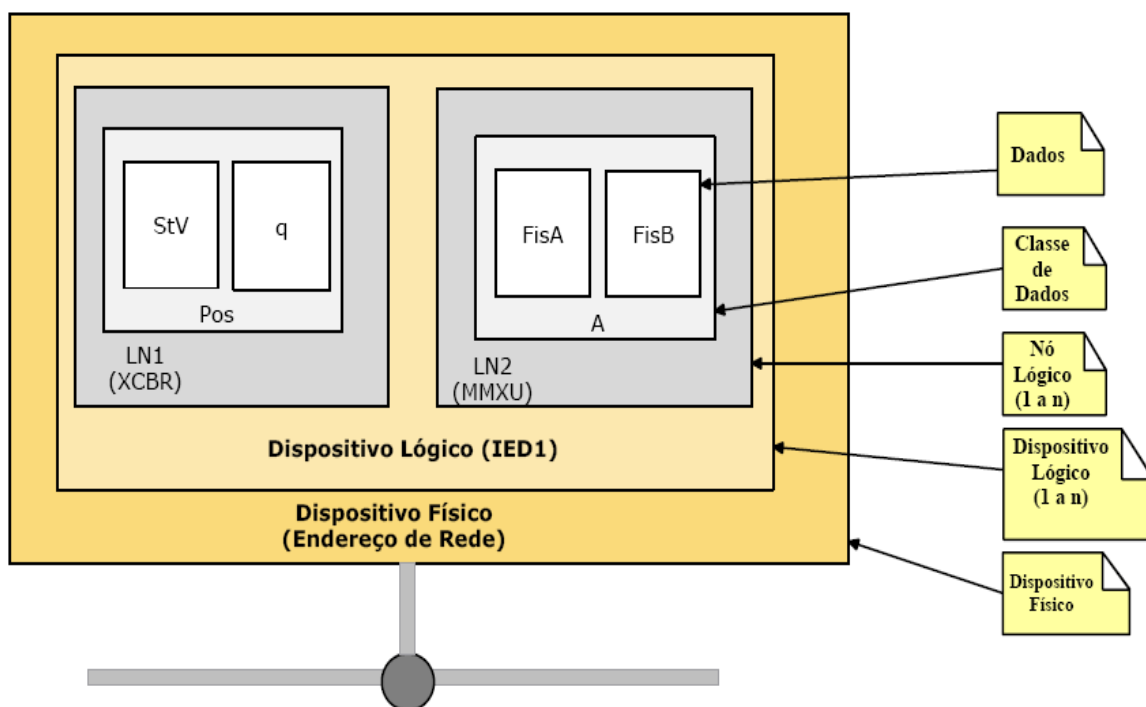


Figura 6.2 – Estrutura do Nó Lógico.  
 Fonte:[Gurjão,2006].

A norma IEC-61850 padronizou um conjunto de treze grupos de nós lógicos que têm como finalidade agrupar funções afins do tipo proteção, controle e automação de subestações e usinas. Em cada grupo de LN existem classes de nós lógicos associadas.

A IEC 61850 é desenvolvida tendo como base padrões abertos, mas somente pode ser amplamente utilizada quando os usuários começarem a fazer especificações de equipamentos aderentes a ela. A norma define métodos, serviços e modelos genéricos de comunicação por meio da arquitetura *Common Application Service Model - CASM*, o que permite o mapeamento de diferentes protocolos de comunicação.

A norma define modelos de objetos chamados GOMSFE, que representam modelos de equipamentos físicos reais. Logo, não é possível aplicá-la a um setor diferente do setor de energia. Dentro do próprio setor está se ampliando

o conceito com novas extensões do IEC 61850 para *Power Quality*, monitoramento de equipamentos e para geração distribuída de energia elétrica.

### 6.2.3 - Linguagem de Configuração.

Um ponto importante da norma IEC 61850 é a sua configuração feita através da linguagem *Substation Configuration Language (SCL)*. Essa linguagem é baseada em *eXtensible Markup Language (XML)*. XML é um conjunto de regras para projetar formatos de texto que o permitam estruturar seus dados.

O objetivo da SCL é padronizar os atributos de configuração para permitir configurações de IED's com maior segurança e confiabilidade. A linguagem de configuração descreve os seguintes modelos:

- Estrutura do sistema de potência, a qual descreve como os equipamentos estão conectados e quais funções serão utilizadas.
- Sistema de comunicações, ou seja, como os IEDs serão conectados nas redes e nas sub-redes e quais os pontos de acesso de comunicação.
- Como os dados serão agrupados para serem enviados e como os IEDs disparam o envio dos dados.
- A configuração de cada dispositivo lógico e os nós lógicos com as suas classes.
- As definições de tipo para cada instância de nó lógico.
- O relacionamento entre cada instância de nó lógico com o IED hospedeiro.

A linguagem é composta pelos quatro arquivos de configuração abaixo:

- *SSD – System Specification Description:*

Descrição XML dos dados do sistema onde são especificados o diagrama e a funcionalidade da automação da subestação associados aos nós lógicos;

- *SCD – Substation Configuration Description:*



Descrição XML de uma subestação, ou seja, a configuração completa da subestação incluindo a rede de comunicação e informações sobre o fluxo de dados de comunicação;

- ICD – *IED Capability Description*:

Descrição XML dos itens aplicados a um IED, ou seja, as capacidades e pré-configurações dos IEDs;

- CID – *Configured IED Description*:

Descrição XML da configuração de um IED específico.

Na Figura 6.3 mostra a relação entre esses arquivos de configuração.

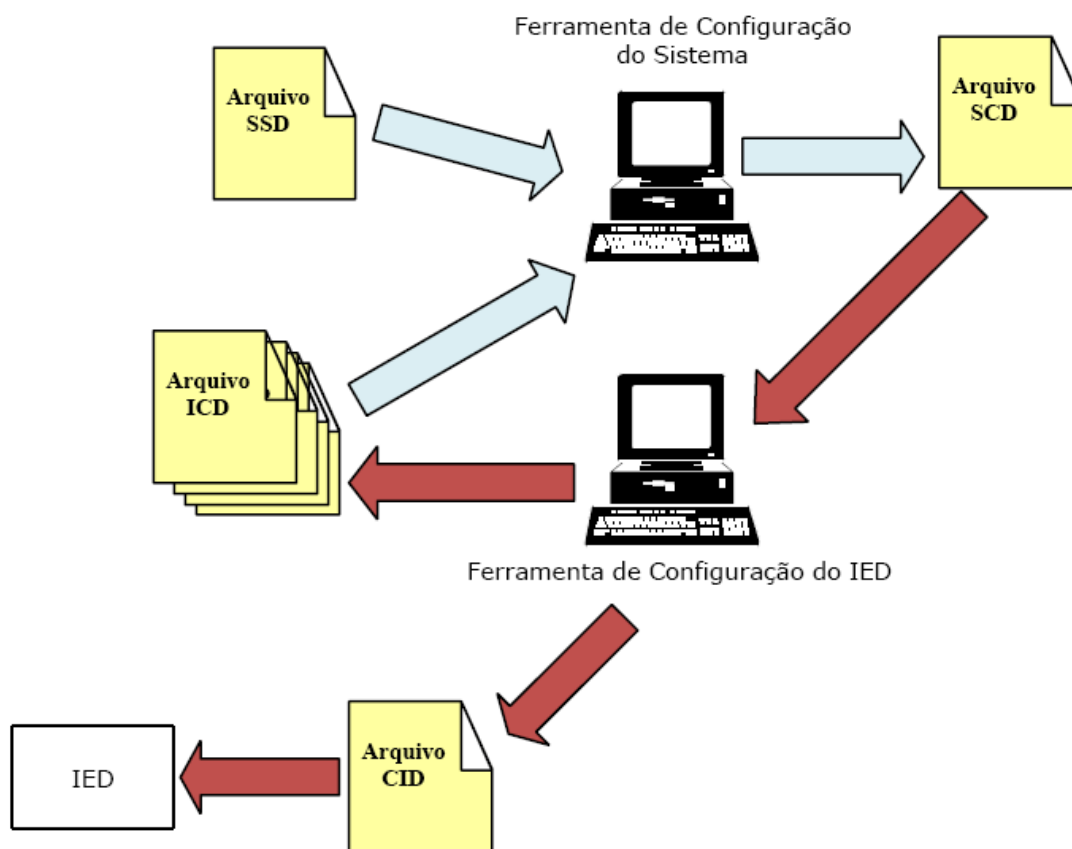


Figura 6.3 – Estrutura da Linguagem de Configuração de Subestação.  
Fonte: [Paulino,2006].

Os arquivos SSD e ICD são utilizados pela ferramenta de configuração do sistema e geram o arquivo SCD que serve de base para a ferramenta de configuração do IED. O arquivo SCD realimenta, ainda, informações para o ICD. Conforme [Miranda,2005] os principais benefícios do SCL são:

- Disponibilizar ferramentas de desenvolvimento *off-line* para efetuar a configuração automática dos IEDS à partir da geração dos arquivos necessários;
- Possibilitar que os arquivos de configuração sejam padronizados e utilizados por vários usuários;
- Permitir que as configurações sejam feitas *off-line* sem a necessidade do IED estar conectado à rede.

#### 6.2.4 – Barramento de Processo e Modelo da Subestação IEC.

A figura 6.4 mostra o conceito básico do Barramento de Processos. Os sinais Provenientes das fontes de tensão e corrente são conduzidas para a unidade de interface MU (*Merging Unit*). Esta unidade faz a amostragem dos sinais mediante uma taxa de amostragem pré-determinada. As unidades de interface disponibilizam os dados para outros IEDs.

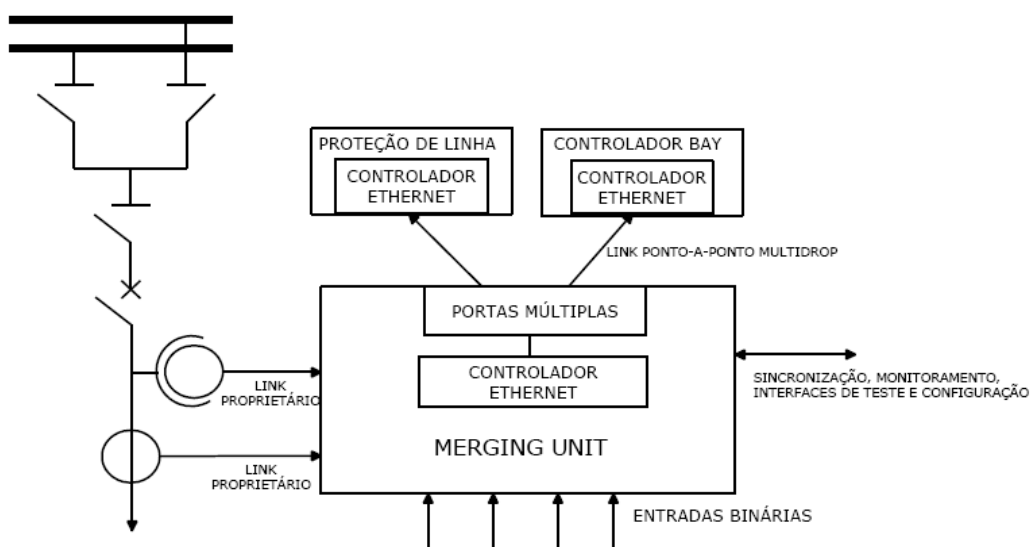


Figura 6.4 – Centro de Medição de Valores Amostrados.  
Fonte: [Miranda,2005].

No nível do processo, os dados dos sensores ópticos/eletrônicos de corrente e tensão e informações de estado são coletados e digitalizados pelas unidades de interface (MU), conforme pode ser visualizado na figura 6.5. As

MUs podem ser instaladas no campo ou na casa de controle. Esses equipamentos são conectados em rede *Ethernet* redundantes de 100 ou 1000 MB. Os pontos de coleta são conectados a *switches* com barramento interno de 1 GB. Os *switches* possuem *Ethernet Priority* e *Ethernet virtual LAN* (VLAN). A VLAN permite que o *switch Ethernet* envie dados para somente determinadas portas/IEDs que foram designados para receber aqueles dados. O sistema conta ainda com redundância de *clock* de forma a garantir a sincronização de amostragem dos dados.

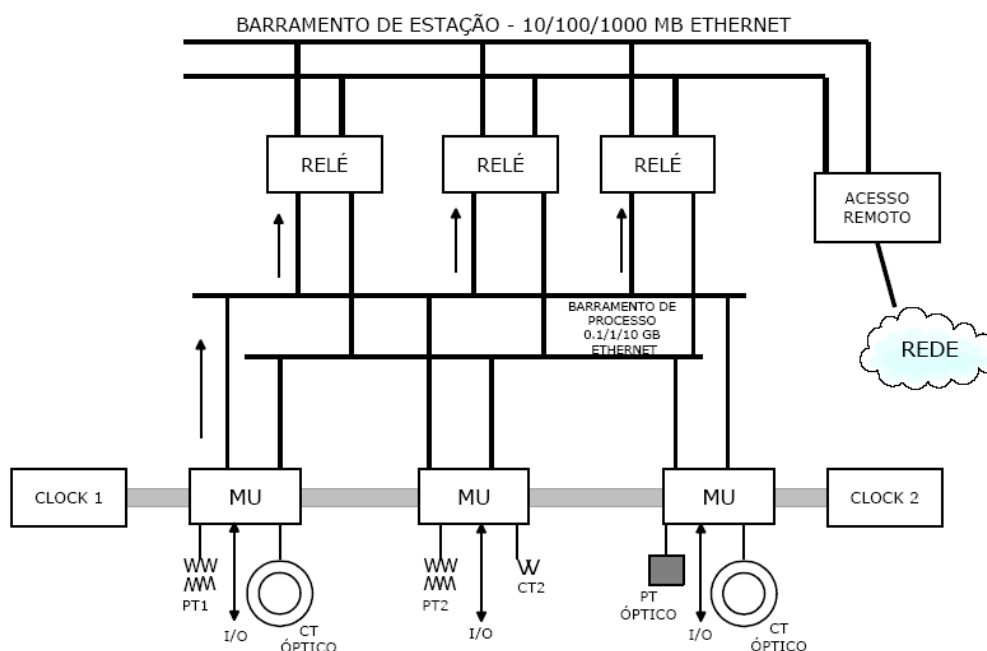


Figura 6.5 – Modelo IEC61850 da Subestação.

Fonte: [Miranda,2005].

### 6.2.5 – Considerações Finais Sobre a IEC 61850

A assimilação e a prática das adaptações exigidas pela nova norma devem acontecer lentamente pelo setor nos próximos anos. É preciso considerar ainda que o setor de energia é muito conservador e que as subestações

contam com equipamentos que apresentam um extenso ciclo de vida - em torno de 40 anos para equipamentos primários (transformadores), 15 anos para secundário (TP e TC) e cada vez mais reduzidos para *hardware* e *software*.

O grande número de protocolos de comunicação em subestações ainda representa um grande desafio para fabricantes e usuários. O custo de engenharia envolvido na integração de diversos IEDs, com protocolos diferentes, através do uso de *gateways* é elevado e, em alguns casos, esta integração é até mesmo tecnicamente inviável.

Vários projetos realizados com o uso da norma IEC61850 indicam que esta norma pode oferecer soluções para a questão da comunicação de dados entre IEDs em subestações, promovendo a interoperabilidade dos sistemas de controle e proteção, com simplificação da engenharia e redução de custos. Atualmente, já se pode afirmar que a citada norma representa uma nova era para as comunicações entre IEDs em subestações.

É esta a visão que tem sido apresentada nos fóruns de discussão da área, focando exclusivamente a questão da comunicação entre IEDs e entre IEDs e os sistemas SCADA. Porém, a norma IEC61850 não se restringe à definição de um protocolo de comunicação. Ela aborda, também, como a arquitetura de uma subestação pode ser no futuro. Vale lembrar que esta norma já possui a definição de como deve ser o barramento de processo, no qual TCs e TPs de campo se comunicarão via fibra óptica com IEDs e não mais via sinais elétricos de 5 amperes ou 66 volts para representar a condição nominal de funcionamento de uma linha ou equipamento.

Esta visão do futuro é abordada em [Hossenlopp,2006], que levanta questões relativas ao uso de valores amostrados enviados do campo diretamente para relés de proteção, possibilitando uma separação entre aquisição e funções de proteção. Em um futuro próximo, deve-se estar preparado para entrar em

uma subestação que não mais tenha chaves de testes e relés com entradas analógicas, e sim por barramentos de processo, que trazem o sinal do campo por redes *ethernet*, usando fibra óptica.

O próprio conceito de relés de proteção, atualmente fazendo a proteção de um único *bay*, talvez seja alterada, pois um computador industrial pode facilmente receber os dados dos barramentos de processo, processar as funções de proteção e, eventualmente, comandar a abertura de um disjuntor, tudo a partir de um único IED para toda uma subestação. Uma leitura atenta da norma IEC 61850, mostra que tudo isto é possível. A própria necessidade de transformadores de medição para proteção e medição de energia para fins de faturamento independentes tende a desaparecer com o uso de transformadores ópticos mais precisos e com uma grande capacidade de excursão de sinal. Esta tecnologia, aliás, está sendo favorecida pela redução de custo causada pelo uso direto de um canal *ethernet* para a transmissão dos valores lidos ao invés da geração de sinais elétricos de potência.

Neste ambiente, provavelmente seja factível prover um computador com um sistema operacional e vários programas realizando as funções que hoje tem-se em IEDs independentes como relés de proteção, medidores de faturamento, oscilógrafos e unidades terminais remotas.

### **6.3- Sistema de Medição Fasorial (SMF).**

#### **6.3.1 - Aspectos Gerais.**

Atualmente, a supervisão dos Sistemas Elétricos de Energia é realizada utilizando um conjunto de grandezas telemedidas redundantes, digitais e analógicas, que compõe o sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* - SCADA. Conforme já mencionado, em capítulos anteriores, estes dados obtidos em intervalos regulares de tempo, são recebidos e processados

através do Configurador de Rede e Estimador de Estados, para que se conheça a topologia do sistema e o perfil das tensões complexas nas barras.

Uma das limitações inerentes a este monitoramento está associada ao fato destas medidas não serem tratadas de imediato, fazendo com que o processo não seja capaz de fornecer o estado atual do sistema, mas sim uma estimativa baseada nas redundâncias das medidas do estado do sistema em um instante próximo, porém anterior ao tempo real. Tal limitação vem sendo solucionada com a recente utilização de equipamentos denominados *Phasor Measurement Units* - PMUs, que possibilitam a aquisição das medidas no mesmo instante de tempo, a partir da fonte de sincronização fornecida por um sinal de GPS (*Global Positioning System*). Desta forma, este sistema realiza medidas de magnitude e ângulo das tensões nas barras, permitindo o conhecimento atual do estado do sistema elétrico.

A referência [Phadke,2002] aborda aspectos conceituais e apresenta um breve histórico da teoria dos PMUs.

### **6.3.2 – Constituição do SMF.**

O elemento principal que constitui um sistema de medição fasorial é a unidade de medição fasorial, chamada PMU. A estrutura deste sistema depende de outros equipamentos, como as estações de recepção de sinal GPS, o concentrador de dados e os *links* de comunicação de dados entre as PMUs e o concentrador. A figura 6.6 ilustra uma visão geral de um sistema de medição fasorial.

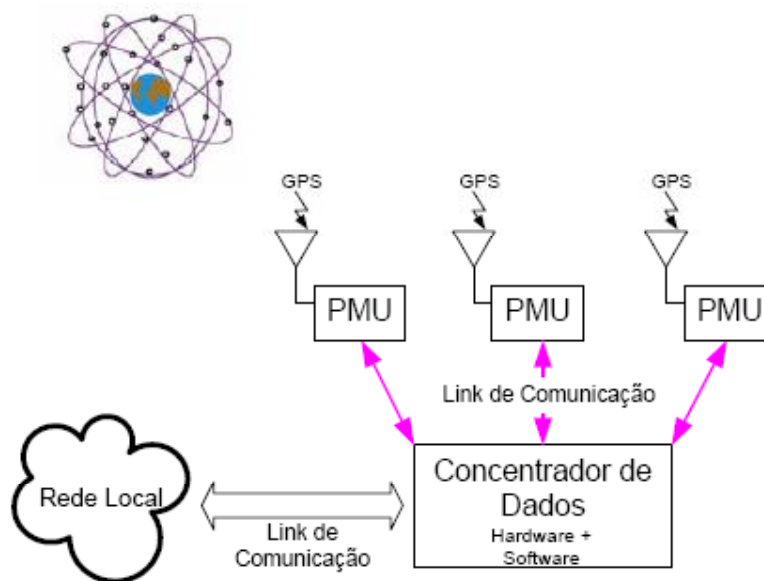


Figura 6.6 – Visão Geral de um Sistema de Medição Fasorial.  
 Fonte: [Ehrensperger,2004].

A recepção do sinal de um pulso por segundo, emitido pelo sistema GPS, fornece às PMUs o instante exato em que deve ser feita a aquisição dos dados de forma sincronizada. A partir dos dados amostrados, as tensões e correntes complexas de seqüência positiva são calculadas com base no mesmo instante de tempo utilizando-se a Transformada Discreta de Fourier [Phadke,1993]. Segundo o formato determinado pelo padrão IEEE 1344, os fasores calculados pela PMUs são enviados, através de canais adequados de comunicação, ao concentrador de dados. Este equipamento, por sua vez, reunindo as medidas de magnitude e ângulo das tensões nas barras, obtém um retrato em tempo real do estado do sistema.

A figura 6.7, retirada da referência [Ehrensperger,2004], mostra de forma simplificada a estrutura da PMU. Como pode ser visto, a PMU é composta por um sistema de aquisição formada pelos filtros *anti-aliasing*, módulo de conversão analógica/digital, e por um microprocessador que realiza o tratamento matemático dos sinais amostrados. Cada PMU está acoplada a um equipamento receptor de GPS. Esta estrutura proposta em [Phadke,1994]

tem se mantido ao longo dos anos, tendo sido utilizada em desenvolvimentos recentes da tecnologia de medição fasorial [Decker,2004].

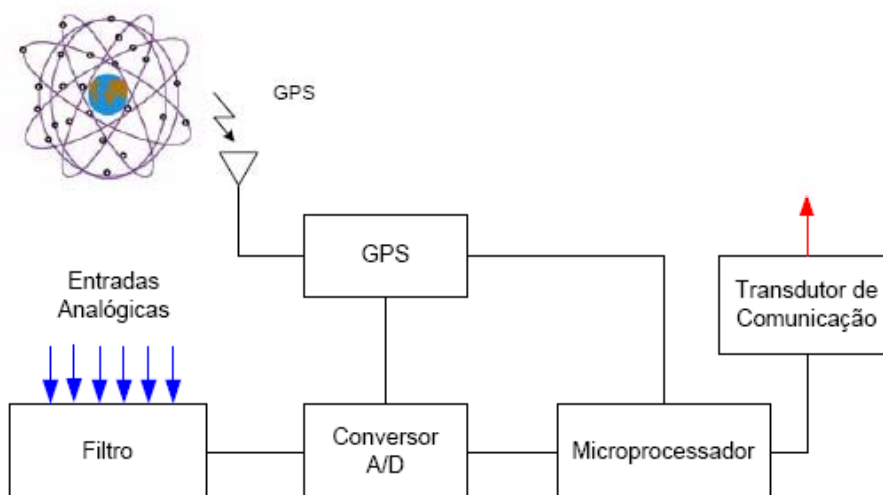


Figura 6.7 - Estrutura de uma PMU.  
Fonte:[Ehrensperger,2004].

Como já comentado, o concentrador (*Phasor Data Concentrator* – PDC) recebe e reúne de forma coerente as medidas fasoriais enviadas pelas PMUs, disponibilizando-as para o uso em aplicações. Este componente é constituído por uma Unidade de Processamento Central (CPU), com capacidade suficiente para realizar o tratamento dos dados em tempo real, contendo disco rígido de memória para a gravação de perturbações, entradas seriais para a recepção das medidas fasoriais e terminais de saída para envio de dados para outros processadores.

A figura 6.8 apresenta uma idéia mais clara de como o concentrador de dados está inserido no sistema de medição fasorial e de que forma ocorre a interface com os demais componentes do sistema.



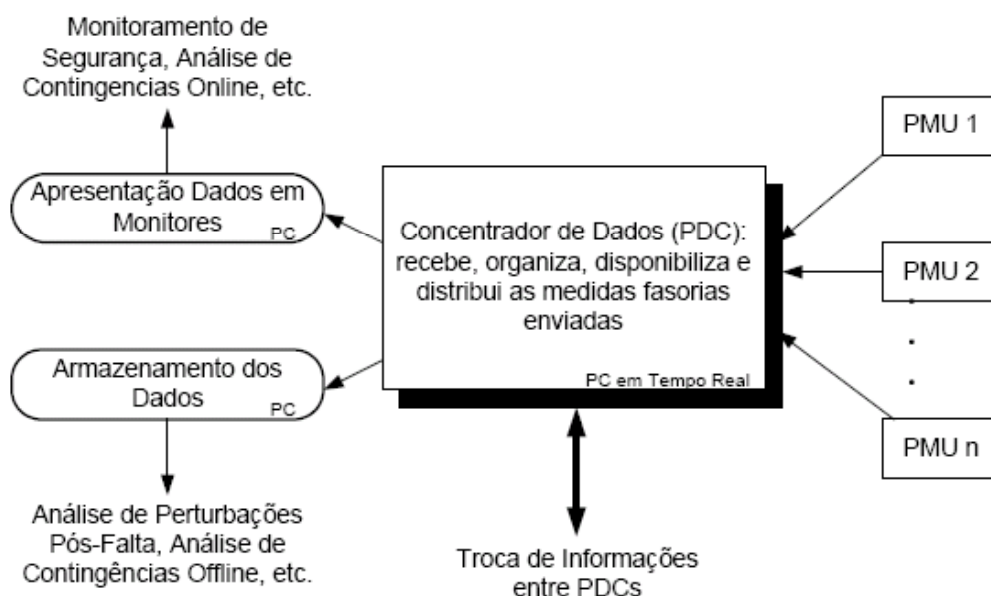


Figura 6.8 – Concentrador de Dados.  
 Fonte:[Ehrensperger,2004].

Os canais de comunicação possibilitam a transferência de dados entre PMUs e o PDC, assim como permitem a troca de informações entre PDCs de diferentes áreas. Os tipos de comunicação compreendem canais de microondas, linhas telefônicas privadas, fibra óptica, etc. Outra possibilidade é a utilização de redes privadas, corporativas ou *internet*. Os requisitos dos meios de comunicação são: segurança, eficiência e desempenho.

### 6.3.3 – Aplicações.

São inúmeras as aplicações que podem ser desenvolvidas com a utilização dos dados armazenados no PDC. A monitoração do estado da rede é uma que já pode suprir, através da periodicidade de aquisição, “retratos” do sistema próximo dos valores ditos como atuais, ou seja, passa-se a enxergar situações ou estados operativos que antes não eram monitorados. Essa amostragem de dados do sistema permite acompanhar a dinâmica do sistema elétrico de potência.

As aplicações de monitoramento podem ser divididas em quatro etapas: monitoramento dos ângulos das tensões, magnitude das tensões, distúrbios e de oscilações.

A primeira através da monitoração da abertura angular entre barras, ou entre áreas específicas do SEE, emite alarmes para valores pré-definidos, além de auxiliar no fechamento de anéis durante o processo de restabelecimento do SEE. A monitoração dos fluxos de potência ativa em LTs permite monitorar temperatura de LTs, intercâmbios de potência em tempo real auxiliando na operação mais eficiente do sistema de transmissão. Por outro lado, a monitoração da frequência do SEE em diversos pontos permite a identificação de modos de oscilação do sistema, em tempo real.

A monitoração de temperatura de LTs é de grande importância para a determinação dos limites de transferência de potência, uma vez que os limites térmicos são usualmente muito conservativos considerando altas temperaturas e ausência de ventos. A instalação de PMUs nas extremidades da linha auxilia na obtenção dos parâmetros da mesma. Estudos buscam estimar a resistência e as perdas que, juntamente com as características da linha, podem ser usadas para estimar a temperatura da mesma e seu limite de carregamento.

A segunda, monitoração das magnitudes das tensões, permite o acompanhamento do perfil de tensão em todo o SEE. A monitoração em tempo real dos fluxos de potência reativa em linhas de transmissão e unidades geradoras permite a identificação de situações de potencial de instabilidade de tensão.

A terceira, monitoração de distúrbios, em função das altas taxas de aquisição de grandezas, permite traçar com precisão a evolução de um determinado distúrbio ocorrido no sistema.

A última etapa da monitoração, das oscilações, permite identificar oscilações de baixa frequência alertando ao operador caso o amortecimento destes modos fiquem abaixo de uma determinada faixa (3% a 5%).

Outra aplicação de grande relevância é o uso dos dados adquiridos pelas PMUs, com maior precisão e taxa de medição mais elevada, para serem utilizados pela função de Estimção de Estado. Esses dados permitem a obtenção de retratos do sistema mais próximos dos valores atuais sem nenhuma defasagem significativa, uma vez que existe um processo de sincronização dos referidos dados pelo GPS. Com resultados mais confiáveis estimados obtém-se uma melhoria considerável na base de dados gerada para todas as funções aplicativos integradas nos sistemas de supervisão e controle.

Destaca-se a utilização de PMUs no cálculo da margem de estabilidade de tensão do sistema elétrico, que permite a adoção de medidas preventivas, evitando-se a propagação desses problemas. A estimativa de instabilidade de tensão serve como sinalizador para a aplicação das medidas a serem desenvolvidas tais como os Esquemas de Controle de Emergência.

#### **6.3.4 - Considerações Finais Sobre PMU.**

Do exposto no capítulo, a implantação, da medição fasorial sincronizada, possibilita a incorporação da supervisão da dinâmica dos sistemas elétricos com um aumento considerável de todo o processo de monitoramento do SEE. Pode-se, ainda, desenvolver e implantar diversas novas funções no sistema de automação das empresas do setor, agregando uma inteligência nova em todo o processo de supervisão, monitoração, medição e controle.

O tema tem se revelado de grande interesse por parte de grupos de pesquisas, operadores independentes do sistema elétrico e empresas que desenvolvem atividades afins. Contudo, até o presente momento, poucos são

os registros científicos no Brasil acerca deste assunto. Trata-se, portanto, de um campo aberto a investigações.

#### 6.4 - Outras Tendências Tecnológicas.

Atualmente, observa-se uma gama de novas tecnologias, aplicáveis aos processos de automação da manutenção e operação de sistemas elétricos, que podem agregar muitas funcionalidades até então não viabilizadas, ou por questões de custo ou mesmo em decorrência de alguma restrição tecnológica.

No campo das telecomunicações, destaca-se o uso intensivo de redes de fibras ópticas, digitalização dos sistemas de comunicação com a adoção da Hierarquia Digital Síncrona - SDH e o uso do *Powerline Communication* - PLC. As redes de fibras ópticas permitem a transmissão de dados a altas velocidades, além de apresentarem imunidade a interferências eletromagnéticas tão comuns no SEE. As taxas atuais são de 2,4 Gb/s, podendo ser aumentadas com o uso de técnicas de multiplexação por divisão em comprimento de onda WDM para valores de 2 TB/s. Conforme ilustrado na figura 6.9.



Figura 6.9 – Multiplexação por Divisão em Comprimento de Onda (WDM).

Uma das possibilidades de uso de redes ópticas consiste na transmissão de imagens para o SSC, para verificar visualmente se o telecomando de uma chave seccionadora foi satisfatório. Essa aplicação permite o isolamento remoto de equipamentos, dispensando a necessidade de operadores na instalação.

A SDH é uma rede síncrona de transporte de sinais digitais, formada por um conjunto hierárquico de estruturas de transporte padronizadas objetivando a transformação de informações sobre redes digitais, oferecendo maior flexibilidade e economia.

Em termos simples, a tecnologia PLC ou Comunicação por Linhas Elétricas é uma tecnologia capaz de transmitir dados e voz pela rede convencional de energia, usando sinais de alta frequência (1,7 MHz a 30 MHz). O PLC pode ser utilizado nos sistemas de supervisão e controle das empresas de energia elétrica, tendo aplicação prática nas telemedições, corte e religamento à distância, detecção e localização de faltas na rede elétrica, monitoração de equipamentos e vigilância patrimonial através de câmeras.

A evolução dos sistemas de telecomunicações, com o avanço de técnicas de compactação de imagens possibilita o vídeo-monitoramento de equipamentos e melhora sensivelmente os sistemas de vigilância eletrônica das instalações. Essa tecnologia é de extrema importância para as subestações não assistidas. O recurso de visualização de imagens de áreas (ou equipamentos) de interesse da subestação também pode representar uma fonte importante de informações para o operador. Outra vantagem da câmera é a posição estratégica na instalação: enquanto um ser humano deve manter distâncias seguras dos equipamentos de alta tensão e seu ângulo de visão pode ser prejudicado na inspeção de equipamento vivo, a câmera pode ser instalada próxima do equipamento e, em alguns tipos ainda permitem movimentos de *pan* (horizontal), *tilt* (vertical) e *zoom*, que são recursos que podem se também utilizados remotamente [Fischer,04].

Outra tecnologia que merece destaque trata-se dos transformadores de potencial (TP) e corrente (TC) ópticos. Estes sensores não são exatamente novidades. Pelo contrário, eles possuem princípios de funcionamento conhecidos de longa data. Porém, somente nos dias atuais começam a se tornar requisitados. Isto se deve principalmente ao fato da existência e da instalação em massa dos relés e dos medidores microprocessados, que necessitam apenas dos sinais de tensão e/ou corrente e quase nenhuma potência secundária. Um maior detalhamento do funcionamento desses equipamentos é abordado na referência [Silveira,197].

Dentre as vantagens do uso do transdutor óptico de tensão pode-se citar: são galvânicamente desacoplados, não há perdas por efeito Joule e o efeito de capacitâncias parasitas é desprezível. Por outro lado, os inconvenientes são alto custo associado à sua produção, tecnologia complexa e rotação de 90 graus na fase do sinal de saída.

O uso de TCs ópticos significa o fim do problema de saturação de TC. O uso desses equipamentos assegura maior qualidade para o sistema de medição. Ressalta-se, ainda, uma melhoria significativa nos erros de relação desses equipamentos com respeito aos TPs e TCs convencionais.

Outro vetor tecnológico importante é o uso crescente da robótica na automação dos processos de manutenção do SEE. A utilização de robôs para instalação de esferas de sinalização em linhas de transmissão energizadas é muito comum, em substituição dos métodos tradicionais que representam elevados riscos de acidentes e custos. A figura 6.10 apresenta uma foto de um robô desenvolvido pela CEMIG em parceria com a UFMG, para instalação de esferas de sinalização em LTs de extra alta tensão .



Figura 6.10 – Uso de Robôs para Instalação de Esferas de Sinalização.

Outras aplicações, na área de manutenção, promissoras para uso da robótica são inspeção de subestações e linhas de transmissão e substituição de cabos em LTs.

Além das tecnologias citadas, pode-se acrescentar o uso da tecnologia de *datamining*. Conceitua-se *datamining* como um processo não trivial de analisar dados de um banco de dados e obter deles, de forma automática, algum conhecimento, utilizando técnicas de aprendizagem por computador. Busca-se com esse processo, a descoberta de novos relacionamentos que possam existir dentro do banco de dados, tendo-se como objetivo a extração de tendências e padrões em dados.

Esta tecnologia vem sendo utilizada com muita ênfase em diversos ramos do conhecimento humano. Embora ainda de forma incipiente, ela tem sido aplicada na solução de problemas ligados à operação de sistemas elétricos de potência. Pelas aplicações encontradas na literatura, observa-se que ela tem um grande potencial e que, num futuro breve, deve ser utilizada nas empresas de energia elétrica na solução de diversos problemas [Toledo,2005].

Outros fatores que merecem destaque são a evolução no desenvolvimento de equipamentos de automação promovendo uma integração plena das funções de proteção, controle e medição e a instalação de equipamentos para avaliar a qualidade da energia fornecida (qualímetros).

Além de todas as tecnologias citadas, deve-se desenvolver uma política de segurança da informação para os Sistemas Digitais de Automação, uma vez que estão sendo registrados inúmeros casos de invasão eletrônica. Essa tecnologia deve ser pesquisada de forma a incorporar mecanismos de defesa apropriados, na arquitetura utilizada pelos sistemas de automação. Maiores detalhes relativos à política de automação de sistemas elétricos pode ser obtida na referência [Camargo,2005].



# 7

## PROPOSTA DE MODELO FUNCIONAL INTEGRADO PARA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

### 7.1 - Considerações Iniciais.

Neste capítulo é apresentada uma proposta para integração da automação dos processos de operação e manutenção do SEE. Tal integração parte de propostas de *arquiteturas*, uma *estrutura funcional*, relacionando as principais aplicações a serem desenvolvidas para implantação dos sistemas de automação, de *arquiteturas para integração dos diversos sistemas de automação de operação e manutenção*, para os sistemas de *supervisão instalados nas subestações*, e de *sistemas de aquisição de dados locais*.

### 7.2- Estrutura Funcional.

A modelagem aqui proposta para o Sistema de Automação de SEE parte da identificação das funções que devem ser desenvolvidas para atender aos requisitos definidos para a automação do sistema. Esta visão funcional é balizadora para toda a definição dos subsistemas vinculados aos Sistemas de Automação. Observa-se que esse preceito básico nem sempre tem sido atendido em grande parte dos projetos de automação do setor elétrico.

Essa etapa deve considerar todas as necessidades dos processos de operação e manutenção. Atualmente, conforme visto no capítulo 3, existe um conjunto de funções bem significativo para atender às necessidades operativas, contudo observa-se que as funções associadas ao processo de manutenção são relativamente recentes e têm sido desenvolvidas com um fraco acoplamento com o processo de operação.

Nos projetos de automação da manutenção, quando elaborados de forma independente do de operação, verifica-se:

- a existência de duplicidade de aquisição de dados com os sistemas existentes;
- pouca troca de resultados provenientes das funções aplicativos desenvolvidas para o Centro de Operação e pela Central de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas de Equipamentos.

Os resultados das observações acima levam à elevação de custos e falta de sinergia entre os processos de operação e manutenção. Desta forma, a proposta para a implantação de Sistemas de Automação deve prever a necessidade de se efetuar uma revisão criteriosa de todos os dados que são obtidos do processo, bem como procurar identificar que tipo de informação, produzida pelas aplicações, pode ser trocada entre o Centro de Operação, os Sistemas de Automação da Instalação, a Central de Manutenção e a Rede de Oscilografia.

A tabela 7.1 apresenta a relação das funções aplicativos de operação e manutenção, agrupadas funcionalmente, e sua alocação pelos diversos sistemas de supervisão, controle e monitoramento, implantados para permitir a operação e manutenção do SEE: Centro de Operação, Central de Monitoração, Rede de Oscilografia e equipamentos de supervisão e controle instalados no nível da estação. Pode-se observar que existem funções que são alocadas em mais de um sistema, denotando que elas são hierarquizadas. Pode-se identificar, como exemplo, a função de Controle de

Tensão. Os automatismos que são realizados utilizando apenas os dados da subestação e com efeito só local devem ser implantados nos equipamentos de supervisão e controle instalados na própria estação. Por outro lado, as ações de controle que possuem impactos em nível sistêmico devem ser implantadas nos computadores do Centro de Operação do Sistema.

Grande parte dos grupos funcionais já é tradicionalmente implantada nos sistemas de automação, tais como as funções de supervisão e controle automático. Destacam-se as funções de análise de redes que caracterizam o sistema de supervisão e controle como um *Energy Management System* (EMS). Apesar de serem funções já estudadas há algum tempo, observa-se que poucos Sistemas de Supervisão e Controle possuem efetivamente essas aplicações.

Observa-se, pela análise da tabela 7.1, a proposição de novos grupos funcionais, além dos tradicionais como, por exemplo, a inclusão das funções de monitoração da dinâmica do SEE e do conjunto de funções de monitoramento e diagnóstico de falhas associadas ao processo de manutenção. Esses agrupamentos funcionais estão em fase de desenvolvimento e implantação em empresas do setor elétrico.

A inclusão das funções de *monitoração da dinâmica do SEE*, através da instalação de PMUs em subestações, representa uma evolução muito significativa para a supervisão do processo. Essa implantação possibilita enxergar o comportamento do sistema evitando riscos vinculados à estabilidade dinâmica. Esses “retratos” obtidos do SEE, através de oscilografias de longa duração, são de extrema importância para agregar mais segurança aos processos de operação e manutenção do sistema.

Capítulo 7 – Proposta de Modelo Funcional Integrado para Automação de Sistemas

GRUPOS FUNCIONAIS	FUNÇÕES	CENTRO DE OPERAÇÃO	REDE DE OSCILOGRAFIA	CENTRAL DE MONITORAÇÃO	ESTAÇÃO
AQUISIÇÃO DE DADOS	Analogicas	X	X	X	X
	Digitais	X	X	X	X
	Ambientais	X		X	X
COMANDOS	Equipamentos	X			X
CONTROLE AUTOMÁTICO	Geração	X			
	Tensão/Reativo	X			X
	Alimentadores	X			
	Proteção por falha de disjuntor				X
	Sequência Automática de Chaveamento				X
FUNÇÕES DE ANÁLISE DE REDES	Configurador da Rede	X			
	Estimação de Estado	X			
	Análise de Contingências	X			
	Fluxo de Potência Ótimo	X			
	Curto Circuito	X			
FUNÇÕES DE SUPERVISÃO	Monitoração de Tensão	X			X
	Monitoração de Carregamento	X			X
	Monitoração da Reserva Operativa	X			
	Processamento de Alarmes	X			X
	Monitoração de Blecaute	X			X
	Previsão de Carga	X			
FUNÇÕES DE PROTEÇÃO E CONTROLE	Alívio de Geração	X			X
	Gerenciamento de Carga	X			X
	Controle de Religamento	X			X
FUNÇÕES DO CONTROLE RESTAURATIVO	Preparação Automática de Subestações	X			X
	Sistema de Apoio ao Restabelecimento	X			X
REGISTRO E ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES]	Registro de Dados	X	X	X	X
	Diagnóstico de Falhas		X		X
	Localização de Falhas		X		X
	Sequência de Eventos	X			X
	Oscilografia		X		X
PROGRAMAÇÃO ENERGÉTICA	Programa de Geração	X			
	Programa de Intercâmbio	X			
MONITORAÇÃO DA DINÂMICA	Monitoração da Abertura Angular entre Barras	X			
	Monitoração do Colapso de Tensão	X			
	Monitoração de Distúrbios	X			
	Monitoração das Oscilações	X			
MONITORAÇÃO E DIAGNÓSTICO DE FALTAS DE EQUIPAMENTOS	Monitoração e Diagnóstico de Falhas em Transformadores			X	X
	Monitoração e Diagnóstico de Falhas em Disjuntores			X	X
	Monitoração e Diagnóstico de Falhas em Reatores			X	X
	Monitoração e Diagnóstico de Falhas em Linhas de Transmissão			X	X
MONITORAÇÃO DE IMAGENS	Videomonitoramento de Equipamentos	X			X
	Vigilância Eletrônica	X			X

Tabela 7.1 – Alocação das Funções de Engenharia.

A implantação de uma Central de Monitoramento e Diagnóstico de Falhas de Equipamentos possibilita mudar um paradigma muito importante do processo de manutenção, ou seja, a modificação dos atuais conceitos de manutenção corretiva e preventiva, para um processo de manutenção estritamente preditiva. Essa mudança de filosofia implica um aumento significativo da disponibilidade dos equipamentos do SEE, tão cobrada pelo novo modelo de regulamentação do setor elétrico. A Central de Monitoramento será um suporte importante, tanto ao processo de manutenção como ao processo de operação, uma vez que o *staff* da operação passará a agregar uma informação do estado interno do equipamento à sua visão sistêmica do SEE. O operador passa, assim, a ter informações da “saúde dos equipamentos”, fato que permite uma melhoria sensível na qualidade das decisões operativas adotadas.

A Rede de Oscilografia, já existente na maioria das empresas do setor elétrico, completa a visão da ocorrência dos fenômenos transitórios desencadeados pelas faltas sistêmicas. Os resultados da localização de faltas e do diagnóstico do tipo de falta devem ser disponibilizados para os operadores do sistema e pessoal envolvido da área de manutenção.

Em relação ao Centro de Operação, destacam-se as funções de otimização e de monitoramento de imagens. A inclusão de imagens do processo, na sala de controle, representa uma grande evolução para melhoria no processo de tomada de decisão da operação. A visualização através de um processo de monitoramento, por exemplo, permite verificar se uma ação de telecontrole enviada para uma chave seccionadora foi satisfatória, possibilitando efetuar com segurança o isolamento remoto de equipamentos. Esse recurso viabiliza o processo de desassistência das subestações. A supervisão do futuro não ficará restrita a dados e, indubitavelmente, a imagem será uma informação aliada ao processo de tomada de decisão do operador. Outro ponto que deve ser mais explorado é a inclusão de técnicas de inteligência computacional, conforme abordagem feita no capítulo 5.

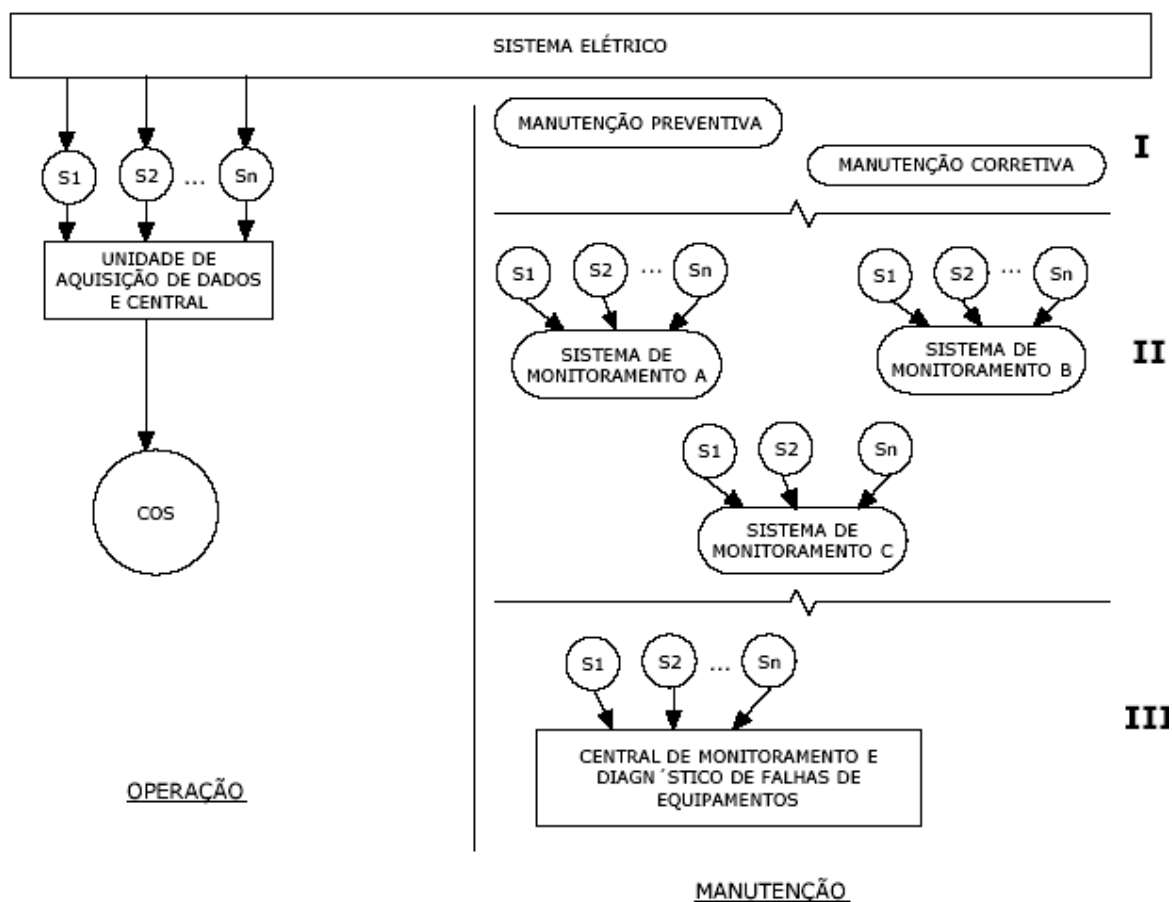
### **7.3- Arquiteturas dos Sistemas de Automação da Operação e Manutenção.**

A figura 7.1 apresenta os modelos atualmente utilizados pelas empresas do setor elétrico, nos processos de automação. Em todos eles, sistemas de automação são considerados vinculados ao processo de operação.

No primeiro modelo (I), a execução da manutenção é feita em bases bem tradicionais nas formas corretiva e preventiva, sem quase nenhum grau de automação. Não existe nenhum acoplamento mais forte entre os processos. As informações são trocadas pelas pessoas envolvidas com a operação e manutenção do SEE.

No segundo modelo (II), já se verifica a preocupação de se implantar sistemas de monitoramento de equipamentos do SEE, porém esses sistemas são isolados, sem nenhum nível de integração. O isolamento dos sistemas de monitoramento dificulta sobremaneira o processo de acompanhamento de falhas. A vantagem desta arquitetura, sobre a anterior, é a introdução do conceito de manutenção preditiva, buscando a redução, ao máximo, da indisponibilidade dos equipamentos.

No terceiro modelo (III), é apresentada outra arquitetura que consiste na integração das funções de monitoramento de falhas de equipamentos em uma única plataforma, ou seja, os diversos sistemas isolados de monitoramento seriam substituídos por um único. Este teria a responsabilidade de efetuar o monitoramento e diagnóstico de falhas de equipamentos. A vantagem dessa arquitetura, sobre as anteriores, é permitir um acompanhamento do processo de manutenção preditiva mais integrado. Atualmente, muitas empresas estão trabalhando para a implantação da referida arquitetura.



*Si- Sensor*

Figura 7.1 – Modelos Atuais dos Processos de Automação da Operação e Manutenção.

#### 7.4- Arquitetura Proposta de Integração dos Processos de Automação da Operação e Manutenção.

Definida a estrutura funcional e, por meio da análise das arquiteturas atualmente existentes dos sistemas de automação, deve-se estabelecer uma arquitetura que possa viabilizar e explorar, em toda a sua plenitude, a integração de dados e resultados obtidos pelas funções de engenharia implantadas em diferentes ambientes computacionais de supervisão e monitoramento.

Propõe-se neste trabalho uma integração plena dos sistemas de automação vinculados aos processos de operação e manutenção. A integração poderia ser implementada por meio de duas propostas:

- Compartilhamento de uma base de dados única que contenha todas as grandezas elétricas adquiridas do SEE.
- Elo (*link*) de comunicação entre os sistemas de automação, que permita a troca de dados obtidos e resultados produzidos pelas funções de engenharia, implantadas no Centro de Operação, na Central de Monitoramento e na Rede de Oscilografia.

A figura 7.2 apresenta uma visão da primeira proposta. Os sistemas de supervisão e monitoramento compartilham uma única base de dados possibilitando o acesso de todos os demais sistemas aos dados adquiridos do SEE, bem como, aos resultados das aplicações implantadas nestes sistemas.

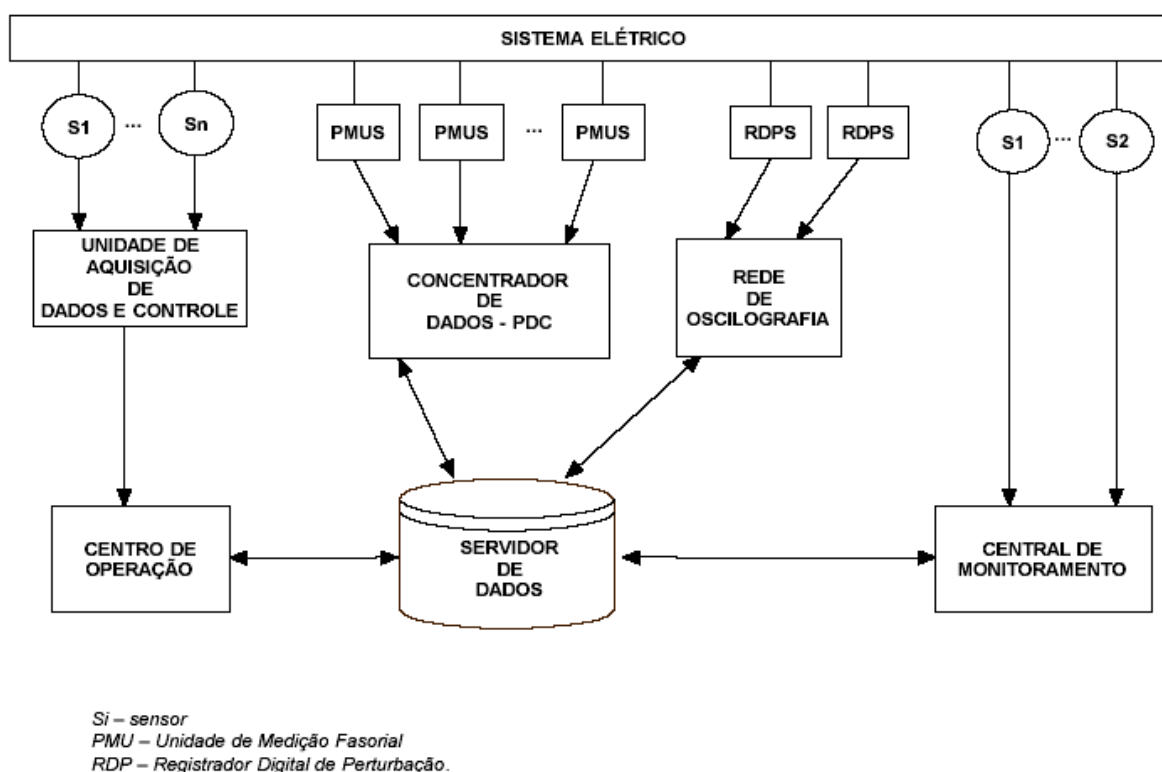


Figura 7.2 – Arquitetura de Sistemas de Automação com Compartilhamento de uma Base de Dados.



A figura 7.3 apresenta a segunda proposta, na qual a troca de dados se processa através da comunicação computador a computador via rede de dados dedicada aos processos de operação e manutenção.

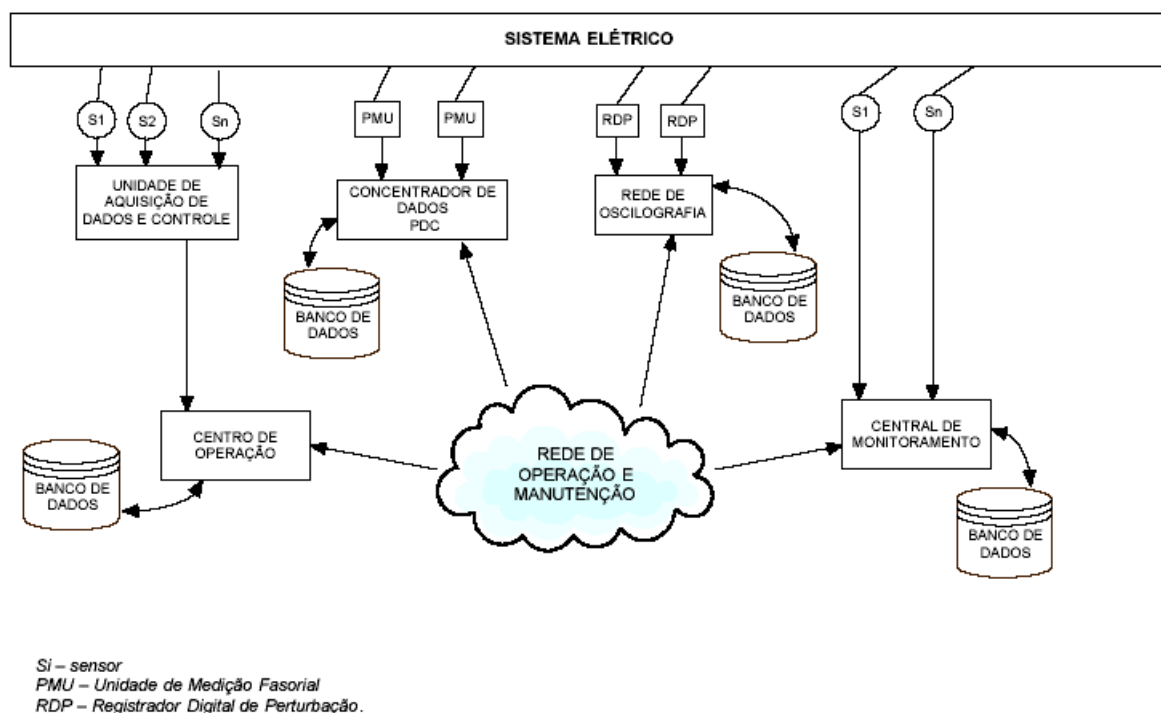


Figura 7.3 – Arquitetura com Integração Via Rede Local.

### 7.5- Arquitetura para os Sistemas de Aquisição de Dados.

Com relação às estações, observa-se que há uma grande diversidade de equipamentos responsáveis pelo processo de aquisição de dados, tais como: remotas, controladores lógicos programáveis - CLP's, registradores digitais de perturbação, qualímetros, medidores e PMUs. Essa diversidade implica grandes custos de treinamento e manutenção desses equipamentos.

Propõe-se integrar essas funcionalidades em IEDs com nível de processamento adequado com os sensores diretamente ligados ao SEE.

A figura 7.4 apresenta uma visão da situação atual e a figura 7.5 ilustra a proposta de integração dos equipamentos de aquisição de dados.

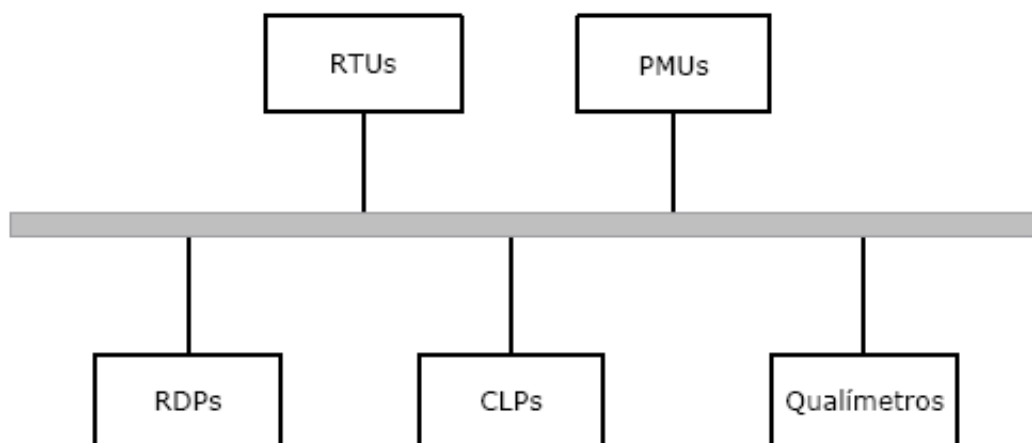


Figura 7.4 – Situação Atual do Processo de Aquisição de Dados.

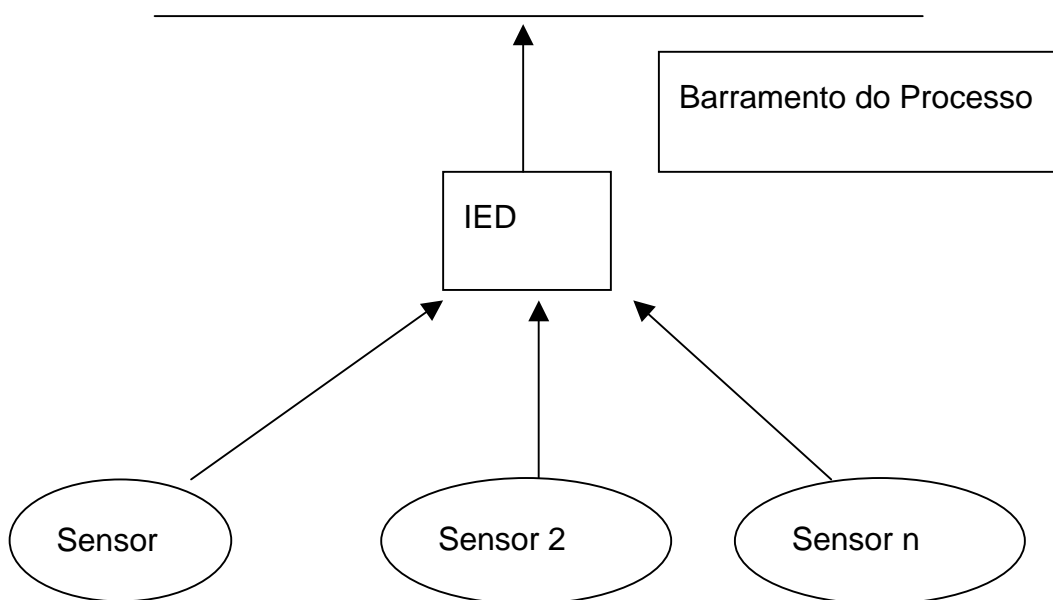


Figura 7.5 – Situação Proposta para Aquisição de Dados.

## **7.6 -Arquitetura para os Sistemas de Supervisão da Subestação**

A proposta de integração considera a aplicação das tendências tecnológicas, no Sistema de Automação, tais como:

- Equipamentos primários com dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) incorporados.
- Interface com o processo feita com uso de TPs e TCs ópticos. Dispositivos de interface digital/óptica para instalação em pátios de subestações.
- Equipamentos de supervisão e controle de vão com interface gráfica digitalizada.
- Dispositivos eletrônicos inteligentes com funções de supervisão, controle, medição e registro incorporados.
- Barramentos digitais de processo.
- Telecomunicações: redes que permitem comunicação inter-subestações (*peer-to-peer*).

Considerando tais aspectos, a figura 7.6 apresenta uma arquitetura proposta para ser utilizada no sistema de automação da subestação.

Outro fator de fundamental impacto é a Norma 61850 que deve, sem sombra de dúvidas, ser incluída nas especificações das novas subestações. Essa medida possibilita implementar a tão sonhada interoperabilidade. Outro ganho advindo dessa tecnologia é a possibilidade da comunicação entre as funções de proteção e controle implementadas no nível dos *bays* das subestações, com uma significativa agregação de funcionalidades. Esse tipo de implementação permite uma maior distribuição das funcionalidades, com alocação mais próxima do processo, atendendo aos requisitos de tempo das funções de proteção e controle.

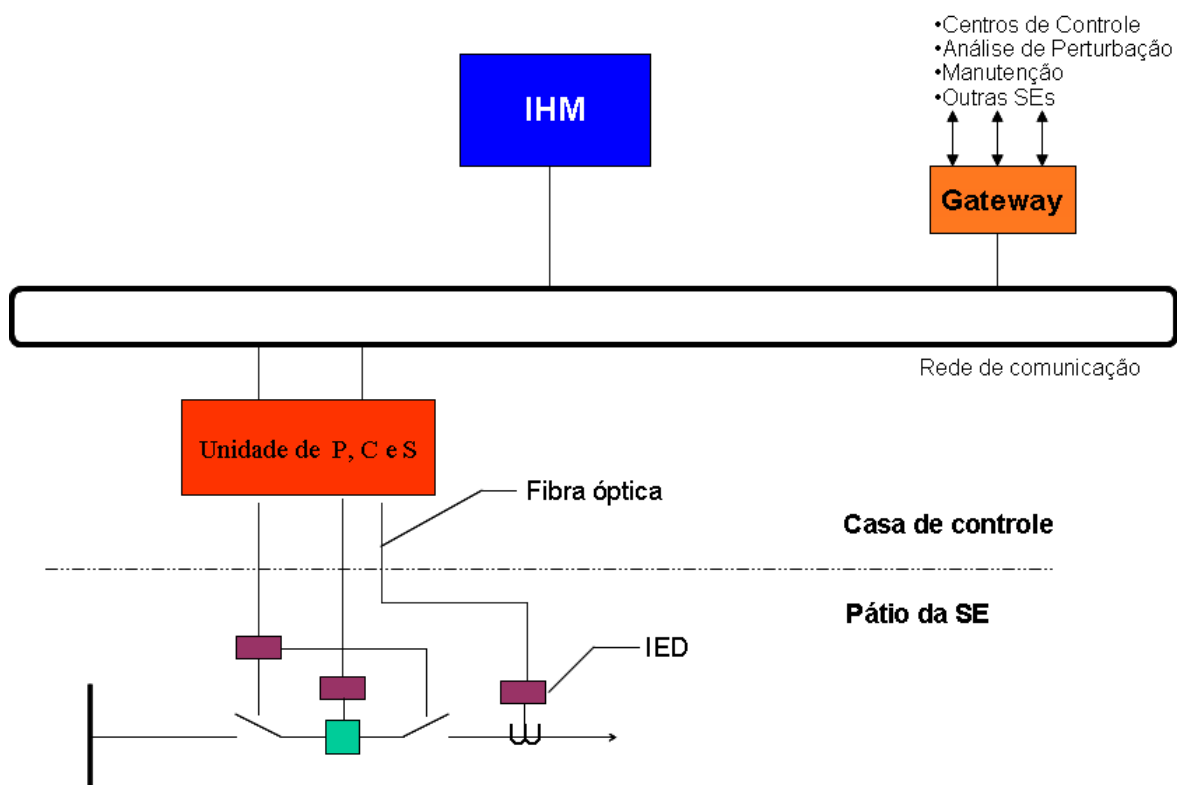


Figura 7.6 – Arquitetura do Sistema de Supervisão e Controle Local.

### 7.7- Proposta Final

Considerando todas as propostas feitas nos itens anteriores deste capítulo, apresenta-se, na figura 7.7, a arquitetura geral envolvendo desde a aquisição de dados até os sistemas de supervisão, controle e monitoração, vinculados aos processos de operação e manutenção.

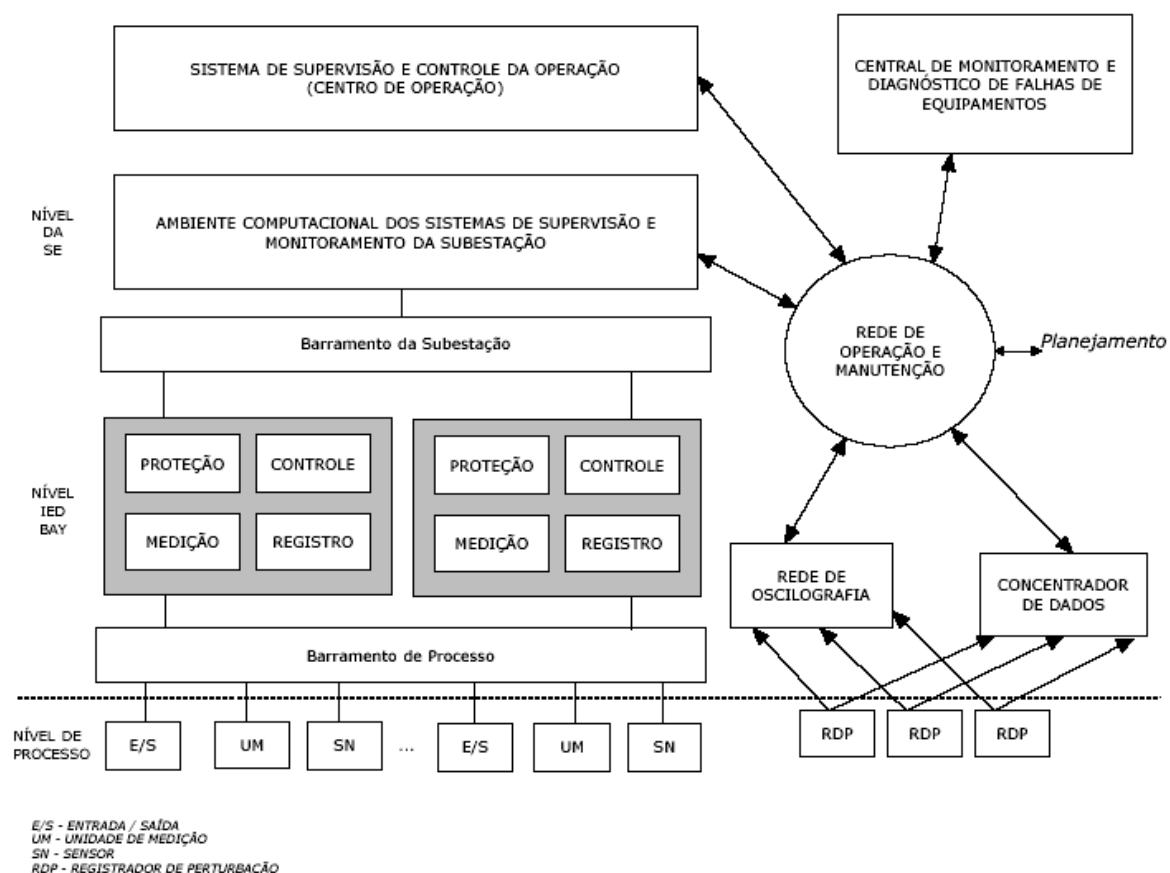


Figura 7.7 – Arquitetura Geral Proposta.

Relaciona-se abaixo uma especificação com os principais requisitos e recomendações desta proposta:

- 1) No nível local, a automação deve ser dividida em três níveis (processo, bay e subestação) com comunicação entre as diversas funções integradas.
- 2) O registrador digital de perturbação fica responsável pela aquisição de dados de oscilografia de curta e longa duração. Nesta proposta, as funções da PMU devem ser implementadas nos RDPs.
- 3) Os IEDs instalados nas subestações devem integrar as funções de proteção, controle, medição e registro.

- 4) O ambiente computacional da subestação deve integrar todo o sistema de supervisão e monitoramento local das instalações, envolvendo os processos de operação e manutenção. Essa integração modifica substancialmente a função dos operadores da subestação que passam a incorporar funções específicas de manutenção. No nível local da instalação, propõe-se um ambiente único com integração plena das funções de operação e manutenção.
- 5) As arquiteturas computacionais do Sistema de Supervisão e Controle e dos Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico devem ser preferencialmente distribuídas.
- 6) A norma IEC61850 deve ser utilizada entre os IEDs e o barramento de processo da subestação.
- 7) As funções da automação da operação devem contemplar as funcionalidades relacionadas na tabela 7.1, alocadas de forma distribuída no Centro de Operação e no Sistema de Supervisão e Controle local das instalações. Ressalta-se a incorporação do grupo funcional da monitoração dinâmica, pois representa um enorme salto tecnológico, já que elas possibilitam a supervisão de eventos relacionados à dinâmica do sistema elétrico. Dentre as funções destaca-se a responsável pela indicação da proximidade do colapso de tensão.
- 8) As funções da automação da manutenção devem considerar todos os monitoramentos e diagnósticos relacionados na tabela 7.1.
- 9) Deve ser disponibilizado, no sistema de automação da operação e manutenção, o videomonitoramento de equipamentos. Na função de operação, esta função é importante para possibilitar o isolamento remoto de equipamentos, de forma especial viabilizar o comando remoto de chaves seccionadoras. No caso da manutenção, permite a inspeção remota de equipamentos para detecção de falhas.

- 10) As câmeras utilizadas para o videomonitoramento de equipamentos devem possuir o recurso de análise termográfica, que possibilita a identificação de pontos quentes nos equipamentos de subestações.
- 11) Deve ser provida uma rede WAN específica de operação e manutenção para a integração plena dos dados e informações inerentes a estes sistemas. Essa rede deve ser concebida atendendo aos requisitos de alta confiabilidade e velocidade.
- 12) As funções de controle de tensão, recomposição de sistemas elétricos e tratamento de alarmes devem ser preferencialmente desenvolvidos com a utilização de inteligência computacional. Essa recomendação se aplica, ainda, às funções de engenharia para monitoramento e diagnóstico de faltas em equipamentos.
- 13) As técnicas de *datamining* devem ser utilizadas para a obtenção de conhecimento, a partir da base de dados dos sistemas de automação, que possam ser aplicadas no processo de tomada de decisão.
- 14) A comunicação entre os sistemas de supervisão e controle local e o Centro de Operação pode ser feita utilizando os protocolos DNP3.0 ou IEC870.
- 15) A fibra óptica deve ser utilizada como meio de comunicação para garantir a velocidade compatível com as funcionalidades previstas.

Algumas recomendações podem ser incorporadas aos requisitos detalhados acima, para obtenção de melhores resultados da automação de todo o processo. São elas:

- Os sistemas de automação devem possuir facilidades que permitam sua integração numa estrutura hierarquizada de sistema de supervisão e controle.
- Todas as funções de automação devem ser implementadas no nível mais próximo do processo.

- A disponibilidade, tempo de resposta e desempenho dos sistemas de automação devem estar condizentes com os requisitos estabelecidos pelos órgãos regulatórios.
- Os sistemas de automação existentes e a serem implantados devem ser evolutivos.
- Os equipamentos utilizados nos sistemas de automação devem ser preferencialmente padronizados e necessariamente integráveis no futuro.

Os ganhos advindos da proposta, integrando dados e resultados das funções de operação e manutenção, são inúmeros. Pode-se citar, como exemplo, o estabelecimento de limites operativos dos equipamentos de acordo com as medições de grandezas obtidas pelos sistemas de monitoramento. Esse acompanhamento permite adotar uma filosofia de monitoramento de carregamento com melhor exploração da capacidade de transmissão de potência dos equipamentos do SEE. O operador, com as informações disponibilizadas pelos sistemas de monitoramento e diagnóstico de faltas, passa a conhecer a real condição operativa dos equipamentos do SEE. Esse ganho é importante para a condição atual de operação dos sistemas interligados, em que se verifica a operação dos equipamentos do sistema elétrico muito próximo de seus limites. A ampliação dos limites operativos de linhas de transmissão e transformadores representa uma otimização de grande importância para o sistema interligado.

Outra função da operação que pode aproveitar ganhos da integração é a Análise de Contingências. A lista de contingências pode ser modificada em função da condição dos equipamentos diagnosticada pelos sistemas de monitoramento. Ou seja, se for identificado pelo Sistema de Monitoramento que um transformador apresenta falhas incipientes, automaticamente seria atualizada a lista de contingências, com a incorporação do referido equipamento, refletindo a situação operativa do SEE.



Por outro lado, identifica-se a existência de inúmeros dados que são adquiridos pelos sistemas de supervisão da operação, que podem ser utilizados pelos sistemas de monitoramento e diagnóstico. Como exemplo pode-se citar a temperatura de enrolamento e óleo de transformadores, posição de *tap* de transformadores, corrente, potência ativa e reativa de equipamentos e estado de disjuntores e chaves seccionadoras. Além desses dados obtidos do processo pode-se calcular outras variáveis no sistema de supervisão da operação, que podem ser utilizadas pelos sistemas de monitoramento e diagnóstico. O número de operação de disjuntores e comutações de posição de *tap* são exemplos de cálculos possíveis.

Outra integração importante consiste na disponibilização dos dados adquiridos e resultados das funções da rede de oscilografia. Os sistemas de monitoramento e diagnóstico de equipamentos podem utilizar as informações de corrente e tensão, obtidas pelos registradores digitais de perturbação.

### **7.8- Considerações Finais**

A proposta apresenta um modelo integrado que promove um intenso compartilhamento de dados e resultados dos diversos sistemas de supervisão e monitoramento, atualmente disponíveis para os processos de operação e manutenção. A idéia principal consiste na minimização ou eliminação das diversas ilhas de dados existentes, tornando a qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica compatíveis com o grau de exigência estabelecida pelo novo modelo do setor elétrico.

# 8

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

O ambiente competitivo e as altas exigências estabelecidas pelas agências reguladoras, órgãos de operação de sistemas interligados e sociedade têm exigido mudanças das empresas de forma a buscar maior disponibilidade de seus ativos, bem como menores níveis de interrupção. A automação de processos vem em encontro a esta exigência.

A proposta de automação, apresentada nessa dissertação, pretende contribuir para a evolução dos processos de operação e manutenção das empresas de energia elétrica por meio de uma proposta integradora.

A adoção dessa proposta possibilita a obtenção de inúmeros ganhos para as empresas de transmissão de energia elétrica. Dentre eles, podem ser citados:

- Menores custos de operação e manutenção.
- Melhoria significativa no processo de tomada de decisão decorrente da troca de informações entre os sistemas de automação.
- Redução de fiação com maior compactação das instalações.
- Sinergia entre os dados e resultados das aplicações dos sistemas de automação com redução de custos na aquisição de equipamentos vinculados ao processo de aquisição de dados.

Isto se traduz, para a sociedade, por meio de melhor qualidade da energia suprida a menores custos.

Como continuidade deste trabalho, pretende-se evoluir para a elaboração de uma especificação técnica de uma Central de Monitoramento, com possibilidades de implantação em empresas do setor elétrico.

Outras possibilidades de continuidade são listadas abaixo:

- Simulação de um modelo para representar a comunicação entre IEDs, de diferentes fabricantes, com uso da Norma 61850.
- Utilização de vídeomonitoramento de equipamentos de forma a permitir a execução remota de telecontroles em equipamentos, onde a confiabilidade da supervisão não é adequada (chaves seccionadoras).
- Pesquisa de técnicas de *datamining* na base de dados de operação e manutenção, que possam obter novos conhecimentos para aprimorar o processo de tomada de decisão do pessoal envolvido com a operação e manutenção dos sistemas elétricos.
- Desenvolvimento das funções associadas à monitoração da dinâmica do sistema elétrico. Cada função associada a esta monitoração constitui um objeto de pesquisa independente. Ressalta-se a necessidade de se aprofundar no desenvolvimento da função, para identificação do índice de proximidade do colapso de tensão.
- Pesquisa de técnicas de compactação de imagens e sua disponibilização em SSC.
- Identificação de um Modelo Funcional para ser instalado nas subestações, que integre as funções de operação e manutenção em um único ambiente. Trata-se de um novo sistema de automação que explora a integração plena das funções de controle e monitoramento da instalação.

Por fim, espera-se que este trabalho cumpra seu objetivo de se tornar referência para aqueles que atuam na área, tanto acadêmica quanto empresarial, envolvidos com as atividades de planejamento, projeto, operação e manutenção de sistemas elétricos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [Altwegg,2003] ALTWEGG, J.A. e outros, Implementação de Novas Ferramentas de Monitoração e Otimização da manutenção através do uso de tecnologia baseada na Rede Internacional de Computadores – Internet, XVII SNPTEE, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, Outubro de 2003, pp.7.
- [Azevedo,2001] AZEVEDO, G.P., SILVA, V.N.A. e outros, Aplicações de Técnicas de Inteligência Artificial à Operação em Tempo Real de Sistemas de Potência, IASP, 2001, pp.11.
- [Bertsch,2005] BERTSCH, J., SOARES, M., CAVIOLA, M., FABIANO L., Customer Benefits for Wide Area Monitoring & Control, VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle, 28 de Junho a 1 de Julho de 2005, pp.4.
- [Brand,2003] BRAND, K.P., LOHMANN V., WIMMER, W., Substation Automation Handbook, Printed in Germany, Zurich, edição 2003, pp.397.
- [Camargo,2005] CAMARGO, J.R., MACHADO, R.B., Ciber Ataque: Você está seguro?, VI SMPASE, São Paulo, Brasil, Agosto de 2005, pp.8.
- [CEMIG,2006] Relatório Técnico Análise de Desempenho dos Sistemas de Monitoramento de Equipamentos nas Subestações da Transmissão. 02.111.TRMN232, Maio de 2006, pp.30.
- [Costa,99] COSTA, S.F.S., Controle de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência: Estudo de Estratégias Globais, Dissertação de Mestrado, LRC/UFMG, Julho de 1999, pp.89.
- [Chown,97] CHOWN, G.A. , HARTMAN, R.C., Design and Experience with a Fuzzy Logic Controller for AGC, IEEE International Conference on Power Industry Computer Applications, 1997, pp.7 (352-357).
- [Christie,97] CHRISTIE, R.D., G.W., ROSENWALD, G.W., LIU, C., AI Application Areas in Power Systems, IEEE, Janeiro de 1997, pp.9 (58-66).
- [Decker,2004] DECHER, I.D., EHRENSPERGER, J.G., AGOSTINI, M.N. e outros, Synchronized Phasor Measure System: Development and Applications, VII Conferência Internacional de Aplicações Industriais – INDUSCON, Recife, Pernambuco, Brasil, Abril de 2006, pp.4.
- [Ehrenperger,2004] EHRENSPERGER, J.G., Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica, Florianópolis, Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil, Maio de 2004, pp.78.
- [Ekel,99] EKEL, P.A., TERRA, L.D.B., An Approach to Constructing Sensitivity Índices And Fuzzy Control os System Voltage and Reactive Power, IEEE Transmission and Distribution Conference,Vol.2,1999, pp.6 (759/764) .
- [Ferreira,94a] FERREIRA, D.G, FONSECA, H.G., NOVAES, H.S., FARIA, M.A R.,

- Utilização de Esquemas de Controle e a Operação Remota de Subestações de EAT pelo COS – Experiência da CEMIG, IV EDAO, São Paulo, Brasil, 1994, pp.15.
- [Ferreira,94b] FERREIRA, D.G e outros, Sistema Automático de Preparação de Subestações de EAT para o Restabelecimento Sistemico Inteligente – Experiência de Desenvolvimento e Implantação na CEMIG, IV EDAO, São Paulo, Brasil, 1994, pp.10.
- [Ferreira,94c] FERREIRA, D.G., ARAÚJO, E.O., QUEIROZ, J.C.B., Processador Inteligente de Alarmes em Centros de Controle, Sociedade Brasileira de Automática, Vol. 4, Junho de 1994, pp.6.
- [Ferreira,2005] FERREIRA, D.G., TOLEDO, L.H.S., NOVAIS, H.S., Experiência da CEMIG na revisão do Plano Diretor de Automação da Transmissão, VI SMPASE, São Paulo, São Paulo, Brasil, Agosto de 2005, pp.7.
- [Fischer,2004] Fischer, D., YABIKU, C.S., KIYOHARA, H.K., MAGRINI, L.C., e outros, Sistema de Vídeo-Monitoramento e Controle e Subestações com Transmissão via TCP/IP , IEEE, São Paulo , Brasil, 2004, pp.5.
- [Gerber,97] GERBER, W.J., GONZALEZ, A.J., GEORGIPOULOS M., ROGERS, S.K., Parameter Analysis of Parameters for Electrical Load Forecasting using Artificial Neural Networks Applications and Science of Artificial Neural Network III, Orlando, Florida,1997, pp.12 (72-83).
- [Grandi,2000] GRANDI, G., Metodologia para especificação de telecontrole em subestações de Energia Elétrica, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, Dezembro 2000, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, pp.169.
- [Gurjão,2006] GURJÃO, E.C., CARMO, U.A., SOUZA, B.A, Aspectos de Comunicação da Norma IEC 61850, Seminário de Sistemas Elétricos, Campina Grande, 2006, pp.5.
- [Haykin,98] HAYKIN, S., Neural Networks – A comprehensive Foundation, editora Prentice Hall, 2<sup>nd</sup> edition, EUA, 1998, pp.842.
- [Hell,2002] HELL, M.B., Sistemas de Diagnóstico de Falhas em Transformadores de Potência utilizando Análise de Gases Dissolvidos e Técnicas de Inteligência Computacional, Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil , 2002, pp.97.
- [Hirama,95] HIRAMA, T. e outros, Coordinated Fuzzy Logic Control for Series Capacitor Modules and PSS to Enhance Stability of Power System, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 10, Abril 1995, pp.6 (1098-1104).
- [Hohlbaum,2004] HOHLBAUM, F., HOSSENLOPP, WONG, G., Concept and First Implementation of IEC61850, Bienal da CIGRÉ, Paris, França, 2004.
- [Hossenlopp,2006] HOSSENLOPP, L., GUIMOND,E., IEC61850: Impact on Substation

- Automation Products and Architectures, Bienal da CIGRÉ, Paris, França, 2006, pp.8.
- [IEC 354] Loading Guide for oil immersed Power Transformers, 1991.
- [Isermann,85] ISERMANN, R., Process Fault Detection Based on Modelling and Estimation Methods, Automática, Vol.20, pp.17 ( 387-404).
- [Jardini,96] JARDINI, J.A., Sistemas Digitais para Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, São Paulo, Brasil, edição 1996, pp.320.
- [Kanashiro,99] KANASHIRO, A.G., NETO, G.L.C., MALAGODI, C.V.S., Sistema de Monitoramento de Equipamentos de Subestações: Desenvolvimento e Implantação, XV SNTPEE, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, Outubro 1999, pp.6.
- [Kardec,99] KARDEC. A, NASCIF, J., Manutenção Função Estratégica, Editora Qualitymark, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, edição 1999, pp.287.
- [Kermanshahi,93] KERMANSHAH, Artificial Network for Forecasting Daily Loads of a Canadian Electric Utility, Neural Networks to Power Systems,1993, Proceedings of the Second International Forum on Applications, pp.6 (302-307).
- [Lai,1996] LAI, L.L. e outros, Power Flow Control with UPFC using Genetic Algorithms, Proceedings do ISAP,1996, pp.5 (373-377).
- [Lameiras,1996] LAMEIRAS, M.S., FERREIRA, D.G., FONSECA, H.G., PONTELO, G.L., Controle Automático de Tensão – Implantação de um software para controle sistêmico de barramentos de EAT no Sistema de Supervisão e Controle Distribuído do COS da CEMIG, III SIMPASE, Rio de Janeiro, Brasil, 1996, pp.16.
- [Lefévre,1996] LEFÉVRE, M.A.P, Sistemas Inteligentes e sua Aplicação na Operação de Itaipu Binacional, Revista Eletroevolução, 1996.
- [Malik,1996] MALIK, OP., HARIRI, A.,Fuzzy Logic Controller as Power System Stabilizer with learning ability, Energy Conversion, IEEE Transactions On, Dezembro de 1996, pp.6 (721-727).
- [Martins,2003] MARTINS, A.J.A.L. e outros, Monitoramento e Controle “On-Line” de Equipamentos e subestações, XVII SNTPEE, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, Outubro de 2003, pp.6.
- [Mazzuco,1999] MAZZUCO, J.J., Uma abordagem híbrida do problema da programação da produção através dos algoritmos simulated annealing e genético, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, UFSC,1999.
- [McDonald,1997] McDONALD, J.R., BURT G.M, ZIELINSKI, S., McARTHUR S.D.I,

- Intelligent Knowledge Based Systems in Electric Power Engineering, editora Springer, pp. 240.
- [Miranda,2005] MIRANDA, L.R., Norma Global de Comunicação em Subestações – IEC61850, XVII SNPTEE, Outubro de 2005, Curitiba, Paraná, pp. 7.
- [Monticelli,1983] MONTICELLI, A., Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Editora Edgard Blucher, São Paulo, São Paulo, Brasil, edição 1983, pp.162.
- [Neis,2005] NEIS, P., DELGADO, M.R.B.S., FRISH A.C., KRAUSS C.C., Processamento de Alarmes em SEP utilizando Algoritmos Genéticos, VI SIMPASE, São Paulo, Brasil, Agosto de 2005, pp.9.
- [NORMAS,2004] Norma Regulamentadora NR10 – “Instalações e Serviços em Eletricidade” (110.000-9), Dezembro de 2004.
- [ONS,2002] Procedimentos de Rede elaborado pelo ONS e agentes com aprovação da ANEEL.
- [Paulino,2006] PAULINO, M.E. de C., Teste de IEDs baseados na IEC61850, Seminário de Sistemas Elétricos, Campina Grande, 2006, pp. 6.
- [Pereira,1998] PEREIRA, A E A, Controle de Sistemas Elétricos de Potência: Uma introdução à Automação, CPDEE/UFMG, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil,1998, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, pp.90.
- [Phadke,1993] PHADKE, A G., Synchronized Phasor Measurement in Power Systems, IEEE Computer Applications on Power Systems, New York, Vol.6, N.2 (Apr), 1993, pp.6 (10-15).
- [Phadke,1994] PHADKE, A.G., PICKETT, B., ADAMIAM, M. e outros, Synchronized Sampling and Phasor Measurements for Relaying and Control, IEEE Transactions on Power Delivery, New York, Vol.9, Janeiro de 1994, pp.10 (442-452).
- [Phadke,2002] PHADKE, A.G., Synchronized Phasor Measurements a Historical Overview, IEEE Transactions on Power Delivery , 2002, pp.4.
- [Pinheiro,1998] PINHEIRO, F.A., Aplicação de um Algoritmo Genético no Estudo de Perdas e do Controle de Tensão em Sistemas Elétricos, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 1998, pp.78.
- [Piras,1996] PIRAS, A. , GERMOND, A, BUCHENEL, B., IRMHOF, K., JACCARD, Y. Heterogeneous Artificial Neural Network for Short Term Electrical Load, IEEE Transactions, Vol 11, Fevereiro de 1996, pp.6(397-402).
- [Ramesh,1997] RAMESH, V.C., LIX, X., A Fuzzy Multiobjective Approach to Contingency Constrained OPF, IEEE transactions on Power Systems, Vol.12, Agosto de 1997, pp.6 (1348-1354).
- [Richi,1988] RICH, E., KNOGHY, K., Inteligência Artificial, Editora McGraw-Hill, São Paulo, Brasil, edição 1988, pp.503.

## Referências Bibliográficas

---

- [Santos,2003] SANTOS, L.F., Esquemas de Proteção Sistêmica Baseados em Novos Princípios, Monografia apresentada à Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Minas Gerais, Brasil, Outubro de 2003, pp.107.
- [Shi,1995] SHI, J., Development of a Fuzzy Controller as Power System Stabilizer using Hierarchical Structure, 1995.
- [Silveira,1997] SILVEIRA, P.M., GUIMARÃES, C.A. M., Novos Transdutores de Corrente e de Potencial em Alta Tensão:Estado da Arte, Tendências e Aplicações, publicado na Revista Eletricidade Moderna, São Paulo, 1999, pp.4 (99-102).
- [Souza,1996] SOUZA, J.C.S., SILVA, A.P.A., Aplicação de Redes Neurais para a Depuração de Dados na Supervisão em Tempo Real de Sistemas de Potência, Revista Eletrevolução, 1996, pp.7.
- [Toledo,2005] TOLEDO, L.H.S., FARIA, V.R., GUIMARÃES, H.G., ANDRADE, W.A., A utilização de Datamining no apoio à operação de sistemas elétricos de potência, VI SIMPASE, São Paulo, Brasil, Agosto de 2005, pp.8.
- [Torres,1994] TORRES, G.L., SILVA, A. P. A., Aplicação de Sistemas Inteligentes em Engenharia de Potência, Revista SBA, 1994.
- [Vale,1986] VALE, M.H.M., Centros Modernos de Supervisão e Controle de Sistemas de Energia Elétrica, Dissertação de mestrado, COPPE – UFRJ, 1986, pp.334.
- [Vale,1999a] VALE, M.I.M., LAMEIRAS, M.S., VALE, M.H.M., M.S.,LOBATO , CAT Controle Automático de Tensão no Sistema de Supervisão e Controle Distribuído da CEMIG, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Outubro de 1999, pp.6.
- [Vale,1999b] VALE, M.H.M., VALE, M.I.M., LAMEIRAS, M.S.LOBATO, M.V.de C. Lobato, Sistema de Restabelecimento Integrado ao Sistema de Supervisão e Controle Distribuído da CEMIG, XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu ,Paraná , Brasil, Outubro de 1999, pp.5.