



*Ministério da Educação*  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
*Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de Abril de 2002*

Pró-Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Programa de Pós-Graduação em Automação e Sistemas Elétricos  
Industriais

***INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE SUPERVISÃO, PROTEÇÃO E  
AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA***

**ADRIÁN ENRIQUE RAMÓN OSORIO PAREDES, Eng.**

Dissertação Submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Automação e Sistemas Elétricos Industriais

**Orientador: Prof. EDSON DA COSTA BORTONI, DSc.**  
**Coorientador: Prof. LUIZ EDIVAL DE SOUZA, DSc.**

Itajubá, Novembro de 2002

## PENSAMENTO

*"A missão do conhecimento não é iluminar uma alma que é escura por si, nem voltar a visão a um cego. Sua missão não é desvendar os olhos do homem, senão guiá-lo, governá-lo e conduzir seus passos a condição de que tenha pernas e pés para andar"*

Montaigne

## HOMENAGENS

*"A la gran familia OSORIO PAREDES, en las personas de mis padres el Sr. Adrián Osorio Giménez y Sra. Dora Paredes de Osorio, que nunca me abandonaron y me dieron siempre su apoyo a pesar del tiempo y la distancia, y no menos a mis hermanos Carlos y Miryam , mi cuñado Alberto y mis sobrinos Melissa y Bruno por el incondicional cariño y fuerza recibidos siempre"*

*"À minha esposa Janaína Christina pelo incentivo, apoio, compreensão, carinho e muito amor brindado durante esse tempo todo, não apenas nos bons momentos senão nos lapsos de dificuldades que enfrentei, e também a toda grande família Freitas pela confiança depositada"*

## AGRADECIMENTOS

Antes de mais nada agradeço a Deus por ter me iluminado nas horas mais difíceis e por ter encontrado nele a paz e a força necessárias para impulsionar as minhas ações e decisões.

Ao Eng. Luiz C. Benante, coordenador do Departamento de Engenharia de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) da Alstom Power (Taubaté) pela compreensão espontânea recebida e o apoio, assim como aos meus caros colegas de trabalho: Claudemir Correia, Tobias Pinheiro, Mário Silva, Carlos Eduardo Santos e Everton Carravieri.

Aos engenheiros Sálvio F. Coura e Eduardo C. Pereira, do Departamento de Engenharia de Pequenas Centrais Hidroelétricas da Alstom Power (Taubaté) pelas suas orientações e recomendações efetuadas e aplicadas neste trabalho.

Ao Eng. Maurício Passaro, pelas dicas dadas a respeito de programação e simulações, e pela amizade cultivada no curto período em que trabalhamos na Alstom.

Aos professores Luiz Edival de Souza e Edson Da Costa Bortoni pela constante boa vontade para orientarem o meu trabalho, apoio e amizade semeadas durante esses anos.

Aos meus amigos do Departamento de Engenharia de Sistemas (Alstom Power): Abaeté Correia Filho, Adauto Hanaoka, José Marins, Fábio Firmino, Marcelo Muñoz, Mara Fabbri e Gerardo Molina (Water Business) pelo incentivo e apoio desde o início da nossa amizade, assim como a todos aqueles que colaboraram direta ou indiretamente na conclusão deste trabalho.

A todos funcionários da BIM - Biblioteca Mauá que indiretamente me ajudaram com sua paciência nas horas pesquisadas.

A todos meus amigos que, de forma direta ou indireta e com o bem humorado apoio, souberam colaborar para a conclusão deste trabalho.

# ÍNDICE

PENSAMENTO.....	2
HOMENAGENS.....	3
AGRADECIMENTOS.....	4
ÍNDICE.....	5
RESUMO.....	8
ABSTRACT.....	9
1 INTRODUÇÃO INFORMATIVA.....	10
1.1 Descritivo Geral.....	10
1.2 Primeira Geração de Centros de Controle Informatizada: Tradicional.....	11
1.3 Segunda Geração de Centros de Controle Informatizada: Processamento descentralizado.....	11
1.3.1 <i>Similaridades entre a primeira e segunda gerações dos Centros de Controle.....</i>	<i>11</i>
1.4 Terceira Geração de Centros de Controle no início do Milênio.....	12
1.4.1 <i>Sistemas Elétricos Automatizados - Análise Objetiva e Principais Vantagens.....</i>	<i>12</i>
1.5 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA (SEP) - IMPORTÂNCIA NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	13
1.6 MODOS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	14
1.7 AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA.....	14
1.8 MODELO DE CAPACIDADE E CARGA.....	15
1.9 EQUIPAMENTOS TÍPICOS INSTALADOS EM UMA SUBESTAÇÃO.....	16
1.10 ARRANJOS TÍPICOS DE SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS EM UM SEP.....	17
1.10.1 <i>Barramento Simples.....</i>	<i>17</i>
1.10.2 <i>Barra Principal e de Transferência ou Barramento Auxiliar.....</i>	<i>18</i>
1.10.3 <i>Barramento Em Anel.....</i>	<i>19</i>
1.10.4 <i>Barramento Duplo com Transferência.....</i>	<i>19</i>
1.11 TÉCNICAS EMPREGADAS EM AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS.....	19
1.12 RELÉS DE PROTEÇÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	21
1.12.1 <i>Características Primordiais.....</i>	<i>21</i>
1.12.2 <i>Formas Construtivas.....</i>	<i>21</i>
1.12.3 <i>Causas Prováveis de Falhas de Sobrecorrente.....</i>	<i>21</i>
1.12.4 <i>Principais Características das unidades instaladas.....</i>	<i>22</i>
1.12.5 <i>Temporização para efeitos de Coordenação da Proteção e prováveis causas.....</i>	<i>22</i>
1.13 RELÉ DE PROTEÇÃO CONTRA VARIAÇÕES DE TENSÃO.....	23
1.13.1 <i>Tipos de unidades e funções características aplicáveis.....</i>	<i>24</i>
1.14 SUBESTAÇÃO ELÉTRICA PROTÓTIPO: POWERNET I – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS.....	24
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	27
2.1. INTRODUÇÃO.....	27
2.2.1 <i>Evolução dos centros de controle de energia elétrica.....</i>	<i>27</i>
2.2.2 <i>A terceira geração de centros de controle de energia elétrica neste início de milênio.....</i>	<i>30</i>
2.2.3 <i>Análise da Segurança e Arquiteturas Típicas em Sistemas Elétricos de Potência.....</i>	<i>31</i>
2.3 BREVE RESENHA HISTÓRICA DOS INÍCIOS DA INTERNET.....	33
2.4 PROTOCOLOS E LINGUAGENS DE PROGRAMAÇÃO.....	34
2.4.1 <i>Arquitetura ISO/OSI.....</i>	<i>35</i>
2.4.2 <i>EDI - Intercâmbio Eletrônico de Dados.....</i>	<i>35</i>
2.4.3 <i>Por que utilizar o EDI?.....</i>	<i>35</i>
2.4.4 <i>O Link de Comunicação.....</i>	<i>36</i>
2.4.5 <i>Padrões de Mensagem EDI.....</i>	<i>38</i>
2.4.6 <i>Software EDI.....</i>	<i>39</i>
2.4.7 <i>Tecnologias da Internet.....</i>	<i>39</i>
2.4.8 <i>Como a Internet trabalha?.....</i>	<i>40</i>
2.4.9 <i>Atuais e emergentes recursos utilizados pela Internet.....</i>	<i>42</i>
2.4.10 <i>Intranets mais complexas.....</i>	<i>42</i>
2.4.11 <i>Extranets – Comunicação entre as redes.....</i>	<i>43</i>
2.4.12 <i>Combinando as tecnologias.....</i>	<i>43</i>
2.5 TRABALHOS PRINCIPAIS REALIZADOS NO SETOR DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS.....	46
2.6 TRABALHOS PIONEIROS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	47
2.7 PRODUTOS CARACTERÍSTICOS OFERTADOS POR EMPRESAS ESPECIALIZADAS NO SETOR.....	48
2.7.1 <i>General Electric GESA - Características da Rede de Subestação.....</i>	<i>48</i>
2.7.2 <i>Siemens Energia &amp; Automação.....</i>	<i>51</i>
2.7.3 <i>Asea Brown Boveri - ABB Automação.....</i>	<i>52</i>

3	FILOSOFIA DE AUTOMAÇÃO, SUPERVISÃO E PROTEÇÃO DE SUBESTAÇÕES.....	55
3.1	INTRODUÇÃO AOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	55
3.2	SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA (SEP).....	55
3.2.1	<i>Estados de Operação de Sistemas de Potência – Características Individuais</i> .....	57
3.2.2	<i>Segurança do Sistema</i> .....	58
3.2.3	<i>Modelo de Capacidade e Carga</i> .....	61
3.3	SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS. CONCEITO GERAL.....	62
3.3.1	<i>Subestações. Funções dentro do Sistema Elétrico</i> .....	62
3.3.2	<i>Equipamentos Utilizados nas Subestações</i> .....	63
3.4	ARRANJOS TÍPICOS DE SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS.....	76
3.4.1	<i>Barramento Singelo ou Simples</i> .....	76
3.4.2	<i>Barra Principal e de Transferência ou Barramento Auxiliar</i> .....	79
3.4.3	<i>Barramento Principal Duplo com Transferência</i> .....	80
3.4.4	<i>Barra Dupla</i> .....	81
3.4.5	<i>Barra Dupla com Disjuntor Duplo</i> .....	83
3.4.6	<i>Barra Disjuntor e Meio</i> .....	83
3.4.7	<i>Barra Disjuntor 1 1/3</i> .....	84
3.4.8	<i>Barramento em Anel</i> .....	84
3.4.9	<i>Barramento Triplo</i> .....	85
3.4.10	<i>Sistemas com Disjuntor Extraível</i> .....	86
3.4.11	<i>Sistemas com Chave Seccionadora By-Pass</i> .....	87
3.5	BENEFÍCIOS DA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	88
3.5.1	<i>Confiabilidade dos Sistemas</i> .....	88
3.5.2	<i>Relação Custo/Benefício dos sistemas</i> .....	89
3.6	TÉCNICAS UTILIZADAS NA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS.....	91
3.6.1	<i>Diagramas Elétricos</i> .....	91
3.6.2	<i>Diagramas Funcionais</i> .....	92
3.6.3	<i>Algumas Técnicas empregadas na automação de sistemas elétricos</i> .....	93
3.7	FILOSOFIA ADOTADA PARA O PRESENTE TRABALHO.....	99
3.7.1	<i>Topologia do Protótipo</i> .....	100
3.7.2	<i>Operação do sistema</i> .....	101
3.7.3	<i>Intertravamento implementado para as chaves da subestação</i> .....	101
3.7.4	<i>Visão Geral do sistema para Monitoramento Remoto</i> .....	108
3.8	SISTEMA DE PROTEÇÃO ELÉTRICA - RELÉS DE PROTEÇÃO.....	109
3.8.1	<i>Formas construtivas</i> .....	110
3.8.2	<i>Desempenho dos dispositivos</i> .....	110
3.8.3	<i>Grandezas elétricas envolvidas</i> .....	111
3.8.4	<i>Temporização dos relés</i> .....	112
3.8.5	<i>Formas de acionamento</i> .....	112
3.9	RELÉS DE PROTEÇÃO UTILIZADOS NO SISTEMA SUPERVISÓRIO POWER NET I.....	113
3.9.1	<i>Relé de Proteção de Sobrecorrente - Função ANSI 50/51</i> .....	113
3.9.2	<i>Relé de Proteção contra Variações de Subtensão e Sobretensão - Função ANSI 27/59</i> .....	115
3.9.3	<i>Relé Diferencial de Sobrecorrente - Função ANSI 87</i> .....	117
3.9.4	<i>Relé Térmico - Função ANSI 49</i> .....	118
3.10	CONCLUSÕES.....	120
4	IMPLEMENTAÇÃO E SIMULAÇÕES NA SUBESTAÇÃO PROTÓTIPO.....	121
4.1	INTRODUÇÃO.....	121
4.2	OBJETIVOS DO TRABALHO A SER IMPLEMENTADO.....	121
4.3	CARACTERÍSTICAS GERAIS DO PROTÓTIPO E ELEMENTOS COMPONENTES.....	122
4.3.1	<i>Controlador Lógico Programável (CLP)</i> .....	123
4.4	DESCRIÇÃO BREVE DO FUNCIONAMENTO DA SUBESTAÇÃO PROTÓTIPO.....	125
4.5	PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO E LÓGICAS IMPLEMENTADAS.....	127
4.5.1	<i>Bay do Transformador</i> .....	127
4.5.2	<i>Bay dos Barramentos</i> .....	128
4.5.3	<i>Bay das Cargas</i> .....	128
4.6	EMULADORES PARA IMPLEMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO ELÉTRICA DO SISTEMA.....	129
4.7	ALGORITMO PARA A SIMULAÇÃO DE CORRENTES E TENSÕES DO SISTEMA.....	129
4.8	ALGORITMOS PARA AS SIMULAÇÕES DE FALTAS ELÉTRICAS NO PROTÓTIPO.....	129
4.8.1	<i>Parâmetros necessários para identificar Falta de (Sub) ou Sobretensão em um bay genérico</i> .....	130
4.8.2	<i>Lógica de Supervisão da proteção contra os tipos de falta especificados para um bay genérico</i> .....	131
4.9	ALGORITMOS DOS RESPECTIVOS RELÉS PARA A PROTEÇÃO ELÉTRICA VIA SISTEMA SUPERVISÓRIO.....	132

4.9.1	<i>Parametrização do Relé R27_59 - Sub e Sobretensão Temporizado e Instantâneo</i> .....	132
4.9.2	<i>Rotina de Proteção Elétrica de Subtensão e Sobretensão 27_59 do relativo bay</i> .....	133
4.9.3	<i>Processo de Atuação da Proteção por causas de Subtensão ou Sobretensão</i> .....	134
4.9.4	<i>Parametrização do Relé R50_51 - Sobrecorrente Instantânea e Temporizada</i> .....	140
4.9.5	<i>Rotina de Proteção Elétrica de Sobrecorrente 50_51 do relativo bay</i> .....	141
4.9.6	<i>Processo de atuação do relé 50_51 por causas de Sobrecorrente</i> .....	143
4.9.7	<i>Parametrização do Relé R 87 - Proteção Diferencial por Restrição (Transformador)</i> .....	148
4.9.8	<i>Rotina de Proteção Elétrica do Relé Diferencial 87 do relativo bay</i> .....	150
4.9.9	<i>Processo de atuação do Relé Diferencial 87 por razões de Sobrecorrente no Transformador</i> .....	151
4.10	SIMULAÇÕES RELATIVAS AOS BAY E AMOSTRAS DE ATUAÇÃO DAS PROTEÇÕES IMPLEMENTADAS .....	155
4.10.1	<i>Introdução ao ambiente PowerNet I – Subestação protótipo</i> .....	155
4.10.2	<i>Apresentação dos dados de Controle e Simulação para o bay L1</i> .....	159
4.10.3	<i>Simulação da proteção Contra Variações de Tensão</i> .....	159
4.10.4	<i>Simulação da Proteção contra Sobrecorrentes função ANSI 5051</i> .....	162
4.10.5	<i>Simulação da Proteção Diferencial contra Sobrecorrentes ou função ANSI 87 no TF-01</i> .....	165
4.11	CONCLUSÕES .....	168
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA O SISTEMA PROTÓTIPO .....	169
5.1	CONCLUSÕES E SUGESTÕES .....	169
5.2	IMPLEMENTAÇÕES PARA SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO .....	172
5.3	SIMULAÇÕES PARA O SISTEMA DE PROTEÇÃO ELÉTRICA .....	172
5.4	APLICAÇÕES PARA BANCOS DE DADOS .....	173
5.5	OUTRAS IMPLEMENTAÇÕES MAIS COMPLEXAS .....	173
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	174
	ANEXO I.....	178
	ANEXO II.....	185
	ANEXO III.....	204

## RESUMO

Na sociedade moderna a energia elétrica tem se tornado um elemento preponderante e fundamental no dia-a-dia das pessoas, das indústrias, enfim, da economia de um país, sem mencionar do mundo como um todo em termos de globalização. Tem-se a real consciência que a falta da mesma pode causar muitos prejuízos.

Atualmente, os processos de manobras de sistemas que são encarregados de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica utilizam-se da Automação para realizar algumas destas tarefas que possam facilitar a vida profissional do operador das áreas de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica. Estes processos às vezes independem do modo em que a energia é obtida, estas podem ser obtidas a partir de sistemas com turbinas a vapor, a gás, eólicas, hidráulicas, entre outras. Em alguns casos algumas concessionárias executam projetos de subestações denominadas de desassistidas, isto quer dizer que não existem operadores dentro da mesma, o que implica que a Automação possui um grau elevado neste tipo de projetos.

Um sistema automatizado deve possuir as seguintes características:

- Avaliar uma ocorrência e submeter os procedimentos adotados normalmente por um operador.
- Para aparições de contingências defeituosas utiliza-se de sistemas de proteção para isolar a área afetada, garantindo a integridade dos demais equipamentos.
- Identificar os componentes envolvidos e comunicar qual deles encontra-se afetado.
- Efetuar relatórios que registrem as faltas com o objetivo de possuir históricos que poderão ajudar a evitá-los em futuros projetos.
- Efetuar os devidos intertravamentos para evitar manobras indevidas e possíveis danos físicos ou perdas de vidas humanas.

Este trabalho de dissertação tem por objetivo a aplicação da Automação de Subestações para o Monitoramento da Supervisão e Implementação de proteções elétricas via software, que permitam a visualização de manobras, praticadas normalmente em subestações de energia elétrica, assim como a parametrização destes equipamentos para o ensino de aulas práticas nos cursos de Engenharia Elétrica e Automação aplicados na UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá.

Utilizando-se de um protótipo instalado no Laboratório de Sistemas de Automação, pertencente ao Grupo de Automação e Informática Industrial, juntamente com um Controlador Lógico Programável CLP da GE-Fanuc 90-70, um sistema de supervisão Citect, efetuou-se a elaboração das respectivas telas de supervisão, aplicação das manobras, intertravamentos e programação dos relés de proteção, cujos resultados serão aqui expostos.

## ABSTRACT

In a modern society, it is well known that the electrical energy turns in a preponderant factor and of fundamental importance for the people, industries and for the national economy of a country at all, and moreover for the world with the crescent globalization. It is well known, also, that the loss of this input can result in great prejudices.

Nowadays, the processes and switching of the systems responsible to generate, transmit and distribute the electrical energy, makes use of automation to accomplish some of this tasks, in order to facilitate the work of operators in these areas. This process, sometimes, are independent of the way as the energy is obtained as steam turbines, gas, wind, hydraulics and others. In some cases, some facilities have been designing station completely unmanned, i.e., without operators inside it, what means that there is a high level of automation in these projects.

An automated system must have the following characteristics:

- Evaluate an occurrence and submit the adopted proceedings normally adopted by an operator.
- Apply protection systems to isolate the affected area In case of fault contingencies, providing the integrity of the remainder equipment.
- Identify the involved components and communicate the affected ones.
- Make reports to register the faults aiming at compose an historical to help avoid these problems in future projects.
- Verify the logical to avoid undesirable switching and possible material damages or loss of human life.

This work aims at the application of automation in substations for monitoring the supervision and implementation of software electrical protections, allowing the switching visualization, normally practiced in electrical energy substations, as so as the parameterization of these equipment for teaching practice in electrical engineering and automation courses at UNIFEI – Federal University at Itajubá.

This is done using a prototype installed in the Automation Systems Laboratory, of the Industrial Automation and Computing Group, with a Programmable Logic Controller (PCL) GE-FANUC 90-70 and the Citect supervision system. Supervision, application, switching and protections screens were done. The results are here explained.



## 1 INTRODUÇÃO INFORMATIVA

### *Visão Macroscópica*

*Esta Introdução Informativa refere-se a uma explanação macroscópica do trabalho que será desenvolvido ao longo dos seguintes capítulos.*

*A compreensão dos capítulos vindouros será facilitada pela descrição da evolução dos centros de controle, fazendo-se um relato sobre como se desenvolveram os mesmos até a atualidade e com uma previsão de como poderão ser em um futuro próximo.*

*Abordar-se-á também aspectos característicos das subestações elétricas e seus principais componentes, incluindo a automação destas e seus benefícios.*

*Finalmente, apresentar-se-á o desenvolvimento do trabalho que consiste na implementação da automação de uma subestação protótipo e características de funcionamento, assim como as correspondentes propostas para trabalhos futuros.*

### 1.1 Descritivo Geral

Sabe-se que ao longo do tempo o homem tem buscado formas de energia para satisfazer suas necessidades básicas como proteção, abrigo, alimentação, entre outras. Fazendo uma analogia com esta necessidade de satisfazer os mencionados, desde a época das cavernas com a aparição do fogo dando um impulso à evolução humana, passando pela criação da roda até o invento da lâmpada elétrica e sua evolução nos dias de hoje. Dias tais em que o nome "Automação" traduz de uma certa forma a complexidade dos sistemas elétricos permitindo que certas manobras e comandos sejam feitos sem a intervenção do ser humano. Assim, a automação de Sistemas Elétricos de Potência tem hoje em dia um papel de importância preponderante dentro de todo o sistema elétrico. Estes sistemas automatizados ou semi-automatizados tiveram iniciada sua evolução assim como a relação custo/benefício tornou-se aceitável e também devido à necessidade do aumento da confiabilidade e da segurança do sistema, permitindo-se a possibilidade de operar mais próximo dos limites, viabilizando a redução da capacidade ociosa e a conseqüente otimização dos investimentos e aumento da lucratividade.

Os centros de controle de energia elétrica tradicionais, por serem monopolistas, praticamente autônomos, fechados à concorrência e pouco integrados a outras empresas ou com outras partes da mesma empresa, permaneceram imutáveis durante várias décadas ao redor do mundo inteiro, sendo contrastada com o advento das primeiras gerações de centros de controle informatizados que deram início aos existentes e que se perfilam para um mercado aberto não muito distante e promissor.

Paralelamente aos acontecimentos citados acima, as indústrias de hardware e software experimentavam uma evolução rápida, intensa e contínua, o que caracterizou a existência de duas gerações distintas de centros de controle informatizados, os tradicionais e os avançados (Azevedo G. P de & Feijó B. e Costa M.)

## 1.2 Primeira Geração de Centros de Controle Informatizada: Tradicional

Em torno da década de 70, a relação custo/benefício tornou-se aceitável, surgindo então a primeira geração de centros de controle informatizados, cuja arquitetura baseou-se nos recursos disponíveis na época. As principais características destes centros, do tipo "mainframe" (centralizados) eram o alto custo de aquisição e manutenção e capacidade de processamento muito pequeno, se comparado aos equipamentos atuais. Portanto, seu uso restringia-se aos centros estratégicos e principais.

Devido a esta última característica, tornava-se necessário a máxima otimização das características particulares de cada equipamento e do sistema operacional. Apesar de todas estas limitações conseguiu-se com sucesso uma profunda interligação entre todos esses componentes, o que permitiu avanços significativos e de qualidade, na área de supervisão e controle. Porém, com o passar dos anos, a rápida evolução da informática tornou obsoletos os equipamentos e softwares destes centros de controle, sendo que a própria dinâmica do mercado os eliminou, e junto a eles uma grande parte dos fornecedores. E somando-se o agravante da profunda interligação entre tais componentes impedia a evolução ou até mesmo sua substituição.

Dessa maneira as empresas possuíam centros de controle com equipamentos obsoletos, com dificuldades de obter peças de reposição, com baixo desempenho, de crescentes custos de manutenção, com baixa confiabilidade e incapazes de acompanhar a própria evolução dos requisitos operacionais do sistema.

## 1.3 Segunda Geração de Centros de Controle Informatizada: Processamento descentralizado

Na década de 80 a indústria informática sofreu grandes transformações que consequentemente permitiram a fabricação de equipamentos computacionais de baixo custo e bom desempenho facilitando, de uma certa maneira, a evolução das redes incidindo na diminuição de custos do processamento distribuído. Desse modo, define-se o fim da era da primeira geração dos centros de controle com estrutura "mainframes" para serem substituídos por redes de microprocessadores e pelas primeiras estações de trabalho.

Neste novo conceito descentralizado de processamento, as empresas se preocuparam em ganhar frentes e padronizá-las devido à interligação dos equipamentos que era essencial. Conceito que conduziu à adoção generalizada de padrões de mercado.

Posteriormente, nos anos 90, e com todas as transformações no setor da informática, surge a denominada *Segunda Geração de Centros de Controle*, que é atualmente consolidada no mercado. As principais características desta geração são o processamento descentralizado e a obediência estrita aos padrões. Elimina-se dessa forma o problema apontado na primeira geração, pois os equipamentos obsoletos podem ser substituídos por outros com maior poder de processamento. Estes, por sua vez, podem ser expansíveis, acompanhando as necessidades da empresa e a evolução do sistema com impactos positivos no sistema de operação. Este fato possibilitou a informatização de centros de controle de níveis diferentes, não sendo mais restrito apenas aos principais.

### 1.3.1 Similaridades entre a primeira e segunda gerações dos Centros de Controle

Apesar das duas gerações de centros de controle informatizados diferirem na arquitetura computacional, elas são similares observando-as desde o ponto de vista funcional, pois ambas ainda

continuam sendo autônomas. A troca de informações com outras empresas limita-se apenas ao necessário, mantendo o controle absoluto sobre este fluxo.

Embora a tendência dos centros de controle de segunda geração se encaminhe para sistemas abertos, esta característica restringe-se aos equipamentos que a mesma utiliza e não a uma abertura do mercado. Esta restrição é a principal característica do setor elétrico, vindo-os desde o conceito de sistemas abertos de mercado. Portanto, estes atuais centros de fim de milênio precisarão modificar tal estrutura para poder acompanhar as mudanças em andamento nesse âmbito (Azevedo G. P de & Feijó B. e Costa M.).

#### 1.4 Terceira Geração de Centros de Controle no início do Milênio

Esta será definida pelas próprias transformações do setor elétrico. Isto não significa que as transformações ou evolução do setor da informática não terão influência, apenas que outros elementos, além destes, serão pré-requisitos para as novas mudanças.

A forma e a intensidade em que as mudanças estão ocorrendo variam de acordo com cada país, porém, o objetivo comum busca a abertura de mercado e livre competição, o que implicará a inclusão de novos participantes tais como: agências reguladoras, operadores, mercados de energia, produtores independentes de energia, entre outros. Devido ao objetivo encontrar-se traçado, os centros de controle, cuja participação nas anteriores gerações considerava-se ainda um tanto fraca, estes novos horizontes deverão fortalecer laços comerciais e integração com outros centros de controle.

O principal impacto desta abertura e integração com outros centros de controle concentra-se nos novos limites dos centros, hoje claramente definidos passarão a ser difusos. Isto porque os mesmos deixarão de ser entidades autônomas e auto-suficientes. A conexão com outros tipos de centros de controle como os de prestação de serviços para uma manutenção de emergência, previsão de tempo, suporte de telecomunicações e atendimento a clientes por exemplo, talvez torne-se necessária.

Estes novos centros possuirão um elemento quase inexistente na arquitetura atual dos centros de controle: *a incerteza*. Nesta terceira geração, estes centros não poderão controlar os seus parceiros, sendo que em um princípio talvez estes últimos possuam graus de liberdades restritos, mas com o passar do tempo evoluirão em número e importância, de maneira que possam entrar e sair da rede de informações de acordo com os próprios interesses ou até recusar a algumas solicitações. Um fator preponderante nas ações será o da confiabilidade das informações recebidas, sem descartar a possibilidade de manipulação de informações perniciosas.

Essa visão futurista contrasta plenamente com o modelo atual, pois os centros de controle possuem um controle quase total sobre a produção e acesso às informações. O que se espera é que estes centros se capacitem e evoluam de maneira suficiente para agir com eficácia e qualidade dentro deste novo e complexo cenário (Azevedo G. P de & Feijó B. e Costa M.).

##### 1.4.1 Sistemas Elétricos Automatizados - Análise Objetiva e Principais Vantagens

A automação de sistemas elétricos possui algumas características que facilitam certas operações dentro do sistema, dentre estas se destacam:

- *Aumento no desempenho de dispositivos. Sistemas automatizados “conversam” entre eles permitindo um aumento de comunicação entre os dispositivos instalados.*

- *Manutenção e substituição simples.* A maioria dos dispositivos atuais são do tipo definido como "plug&play", isto incide diretamente na diminuição do tempo de manutenção ou possíveis paradas de determinados setores que podem ser considerados essenciais para o sistema.
- *Capacidade de Integração.* Esta integração é representada através da flexibilidade de comunicação entre os próprios dispositivos e o sistema de controle que pode ser centralizado ou não de acordo com cada projeto (Lorito F. & Mariani M. & Viaro F., 1.996)

Demais está dizer que estas características trazem consigo uma série de vantagens quando implantadas em um sistema, tal como o elétrico, podendo ser então citadas as seguintes:

- *Tomada rápida de decisões (automática ou não).* Dependendo de cada caso, algumas decisões que não precisem do operador tais como impressão de relatórios, acionamentos de travas eletrônicas e anunciadores de alarmes otimizaria a operação colocando o operador para funções mais específicas.
- *Diminuição de espaços.* Os espaços que eram utilizados em sistemas convencionais devido ao uso de equipamentos de proporções aumentadas, se comparados aos dispositivos eletrônicos atuais que possuem alta capacidade de armazenamento e dimensões reduzidas.
- *Relação Custo/Benefício aceitável.* Devido ao crescente uso de equipamentos que tendam a melhorar o sistema em questão, o custo está acessível e as tecnologias envolvidas cada vez mais crescentes, o que torna esta relação bastante atrativa.

Portanto, a utilização de redes Intranets, dispositivos inteligentes e outros recursos como inteligência artificial e redes neurais para controlar sistemas elétricos constitui-se em uma forte tendência de controle neste início de milênio. O aumento da utilização de redes Intranets e da Internet no nosso dia-a-dia faz com que sejam facilitadas ainda mais as vantagens de observação de um sistema seja remota ou localmente (Bortoni E. & Edival L. & Osorio A., 2002).

### 1.5 Sistemas Elétricos de Potência (SEP) - Importância no fornecimento de energia elétrica

O objetivo primordial de um SEP é propiciar o fornecimento de energia elétrica, devendo estar adequado, confiável, sem interrupções e com uma forma determinada de qualidade. Para atingir esse objetivo, a operação dos sistemas de potência envolve muitos estudos interrelacionados, que incluem:

- Estudos de fluxo de carga ("Load Flow") ;
- Estudos de estabilidade;
- Análise de faltas;
- Despacho econômico;
- Escolha adequada das máquinas a serem colocadas em serviços;
- Planejamento de manutenção;
- Requisitos de segurança e reserva flutuante;
- Controle de carga e frequência ;
- Previsão de cargas.

Basicamente, um sistema de potência consiste em um número de nós ou *barramentos*, os quais estão interligados por *linhas*. Por um lado, encontram-se conectadas a estes barramentos as unidades geradoras, enquanto que por outro lado e em outros barramentos estão as *cargas*

(transformadores, consumidores de carga ativa, motores, entre outros). Podem ser encontrados igualmente em alguns barramentos outro tipo de cargas como condensadores, banco de capacitores, reatores e geradores síncronos.

A potência é transferida de um barramento para outros através de linhas de conexão alimentando as citadas cargas. Este fluxo de potência rege-se pelas equações do sistema elétrico e o modelo padrão de fluxo depende principalmente da carga, da distribuição da geração e da configuração da rede. A quantidade de potência gerada por cada unidade é condicionada pela sua capacidade e a quantidade de potência que cada linha pode transferir é limitada pelas suas características, o mesmo acontece com cada transformador e os equipamentos que compõem esta rede de energia elétrica (Curi M.A. & Negrisoli M.M., 1.990).

## 1.6 Modos de operação do Sistema Elétrico de Potência

Como foi observado, um Sistema Elétrico de Potência é um conglomerado de equipamentos que têm por objetivo alimentar uma determinada carga com um grau de qualidade e dentro da capacidade estabelecida por cada um destes dispositivos. Porém, nem sempre estes equipamentos podem oferecer total garantia de funcionamento, obrigando-os às vezes a efetuar uma manutenção (Manutenção Preventiva) ou quando menos se espera os mesmos param de funcionar ocasionado uma sobrecarga nos outros equipamentos mais próximos. Portanto, definem-se os seguintes modos de operação: Normal, Emergência e Restaurativo.

Um SEP opera na maior parte do tempo no estado que denomina-se de *Normal* (região segura). Algumas contingências simples podem levá-lo para uma região insegura, entretanto controles preventivos adequados podem conseguir reverter esta situação e colocar o sistema numa região segura. Dessa forma, são raras as ocorrências que levam o sistema ao estado de *Emergência*, geralmente causadas por contingências múltiplas graves. Porém, quando isto acontece, o sistema sofre um colapso que pode afetar uma grande parte, o que requer a existência de controles de emergência e de recuperação para recompor o sistema e retorná-lo à denominada região segura.

Sendo assim, um destes controles preventivos estão constituídos pelo que denomina-se de Segurança do Sistema, onde são monitoradas as condições em que o sistema está funcionando e mediante indicadores pode ser feita uma avaliação que será descrita (Sato F., 2.002).

## 1.7 Avaliação de Segurança

Sendo o objetivo principal atender satisfatoriamente a todos os consumidores, é essencial para o sistema de potência permanecer numa região segura em todas as circunstâncias. As condições do meio ambiente, como as condições atmosféricas, e a demanda de carga variam constantemente, conseqüentemente, o estado do sistema de potência nunca é estático. Por isso, algum tipo de avaliação de segurança ou análise deve ser feito para verificar se o sistema está em uma região segura ou não.

Poderão ser feitos então dois tipos de avaliações: uma direta que poderá revelar aos operadores a necessidade ou não de controles mais estritos, de forma a garantir o funcionamento do sistema no estado seguro de operação; e outra indireta de segurança que poderá auxiliar em muitas rotinas de operação e planejamento, os quais podem ser de vital importância à segurança do sistema.

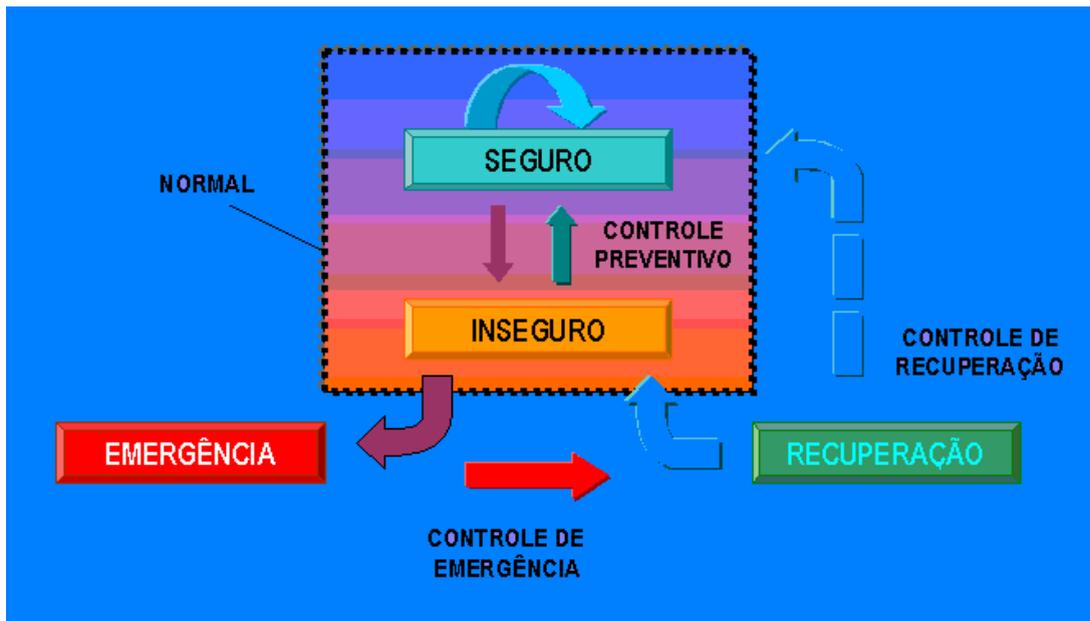


Figura 1.1 – Exemplificação das áreas de operação definidas como: Normal, Emergência e Recuperação

Pelos motivos descritos acima, qualquer esquema de avaliação de segurança deve possuir certas características que podem ser listadas como seguem: Preciso, Consistente, Rápido, Fácil implantação, Adaptável a mudanças do sistema, Custo razoável, Capaz de fornecer resultados, que possam ser facilmente interpretados.

De modo a obter uma avaliação de segurança de sistemas de potência, preciso e consistente, as medidas das diversas variáveis obtidas devem ser exatas. Em geral, estas medições não são muito precisas, elas possuem um grau variável de imprecisão. Entretanto, estes desvios podem ser reduzidos pelo uso de variáveis de compensação ou estimativa de estados.

É desejável que se tenha um indicador para cada tipo de segurança. O indicador pode ser representado por um ou mais critérios de decisão, os quais podem ser representados por funções matemáticas, denominadas de *Funções de Segurança* ou *Indicadores de Segurança*.

Outro fator preponderante, que colabora para que o sistema permaneça o maior tempo possível na região denominada de segura, consiste da especificação correta dos equipamentos que serão inseridos dentro do sistema, cujas razões serão descritas a seguir.

## 1.8 Modelo de Capacidade e Carga

Conforme visto, todos os raciocínios nos levam a considerar que um componente, componentes ou sistemas podem ser analisados pela sua capacidade de absorver uma determinada solicitação de carga.

Portanto, o modelo é simples e pode ser resumido em um gráfico, onde indica-se capacidade (C) e a carga (L) de um componente ou sistema, conforme mostrado a seguir:

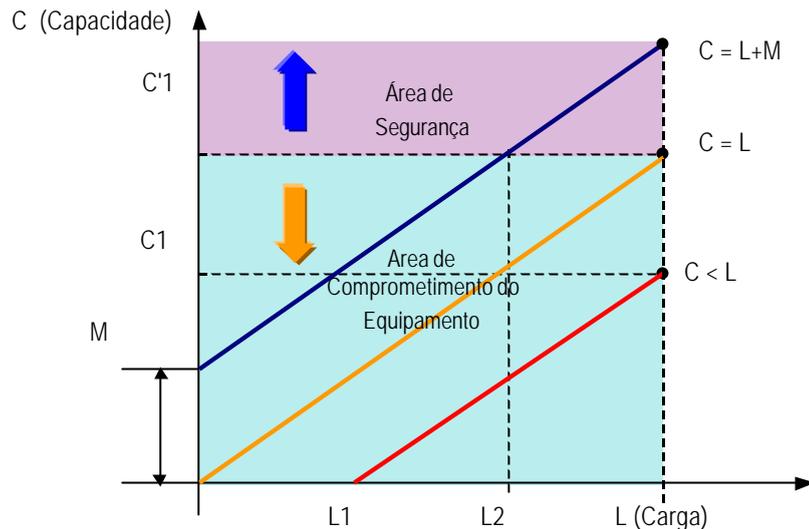


Figura 1.2 – Modelo de Capacidade de Carga

Os limites dos modelos são claramente identificáveis no gráfico da figura acima. Pode-se dizer que a capacidade é igual a carga onde as coordenadas situam-se na região de transição entre a área de segurança (onde a capacidade é maior que a carga) e a área de risco (onde a capacidade é menor que a carga).

Assim, seguindo este raciocínio, podemos afirmar que é muito menos provável que qualquer componente operando com uma solicitação menor que a sua capacidade, seja obrigado a sair de serviço ou se avarie, do que aquela operando na área de risco ou sobrecarregada. Esta é a estratégia básica da escolha dos componentes (Curi, M.A. e Negrisoni, M.M.)

### 1.9 Equipamentos Típicos instalados em uma Subestação

As subestações elétricas constituem um ponto do sistema elétrico de potência (SEP) onde a energia é transformada, controlada e distribuída. Dessa forma, por serem pontos de operação do SEP, devem possuir ações e comandos coordenados a partir de programas e filosofias de operação, de conformidade com informações coletadas a partir dos sistemas de medição e proteção. Além destes, existem equipamentos de manobra, transmissão de dados e controle.

Os equipamentos mais utilizados em subestações serão brevemente descritos a seguir, devido aos mesmos serem mais aprofundados no Capítulo 3:

- **Pára-raios.** Equipamentos dedicados para proteção contra descargas atmosféricas. Estes se posicionam nos pórticos de entrada e saída de uma subestação de energia elétrica. São eficientes para evitar que estas descargas sejam transferidas.
- **Disjuntores.** Estes são dispositivos de manobra e proteção dentro dos sistemas elétricos, pois são os elementos que podem abrir ou fechar circuitos sob carga, diferentemente das seccionadoras, que isolam um circuito sem carga, exceto as seccionadoras específicas para aberturas sob carga que são mais robustas e conseqüentemente mais onerosas.
- **Transformadores de Medição e Proteção.** A medição de várias grandezas e a proteção são imprescindíveis em um sistema elétrico, mas como este envolve tensões, correntes e potências relativamente altas, torna-se necessária a redução destas grandezas a fim de medir e observar as medidas para fins de faturamento e proteção quando do comportamento anormal perante contingências. Neste aspecto, os TC's (Transformadores de Corrente) e os TP's (Transformadores

de Potencial) cumprem satisfatoriamente estes objetivos permitindo que estas funções sejam atingidas.

- **Seccionadoras.** As seccionadoras, como o próprio nome indica, seccionam determinados trechos do circuito elétrico, fazendo com que sejam mantidas as distâncias de isolamento para o qual foram projetados. Estes dispositivos podem possuir acionamentos mecânicos motorizados ou manuais através de válvulas solenóides. Além disso, a maioria das seccionadoras são projetadas para acionamentos sem carga, função definida para os disjuntores.
- **Transformadores de Força.** Nem sempre é possível gerar uma tensão que seja possível atingir todos os níveis elétricos para alimentar as cargas em um sistema interligado. Portanto, às vezes é necessário fazer uma elevação da tensão para fins de transmissão e sub-transmissão, assim como também é necessário reduzir o nível de tensão para efeito de distribuição e conseguir atingir as cargas menores. Este papel é exercido pelo transformador de força, que além de isolar eletricamente um determinado circuito possui a função de elevar ou reduzir a tensão, nestes casos o transformador adota vários nomes de acordo com a função exercida: Transformador Elevador, Transformador Abaixador, Transformador de Distribuição, etc.

Todos estes equipamentos localizam-se em vários pontos de uma rede interligada, e quando cumprem uma função determinada como dividir a rede, efetuar uma sub-transmissão ou uma distribuição, este ponto específico trata-se de uma subestação elétrica (Filho Mamede J., 1.994, D'Ajuz, A., 1.985 & Cavalcanti, C.A., 1.995 & Caminha, A.C., 1.977).

### 1.10 Arranjos Típicos de Subestações Elétricas em um SEP

Como descrito acima, a função de subestações elétricas é a de efetuar pontos de ligação com centros de consumo ou distribuição de energia elétrica. Para tanto, as configurações que cada um possuirá, dependerá da importância do ponto a ser interligado ou alimentado.

Uma descrição mais ampla destes arranjos será um dos itens abordados no Capítulo 3. Portanto, a seguir será feita uma descrição sucinta de alguns dos típicos arranjos encontrados em uma rede interligada, desde o mais simples como o Barramento Simples ou Singelo, até algum dos mais complexos como o Barramento Duplo com Barra de Transferência entre outros.

#### 1.10.1 Barramento Simples

Assim como o próprio nome diz, é o mais simples de todos os barramentos existentes em um sistema elétrico. É composto de um bay de entrada, um bay de saída e de um bay de transformação.

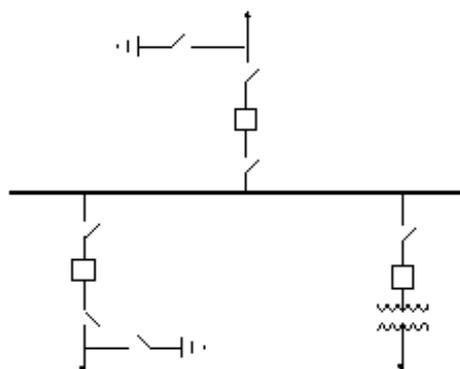


Figura 1.3 – Diagrama Unifilar de um típico arranjo de barramento simples

Este arranjo é utilizado onde se requer um grande número de subestações de uma única tensão e frequência ou em pontos não relevantes do sistema.

As características mais ressaltantes deste Barramento Simples ou Singelo são citadas a seguir:

- Boa visibilidade de instalação.
- Reduzida flexibilidade operacional.
- Baixo custo de investimento.
- Possibilidades adicionais de operação.

A sua maior desvantagem é a manutenção do disjuntor, pois toda a subestação fica desligada. Por esse motivo este é utilizado em subestações de pequena importância, subestações de média tensão, subestações industriais onde a carga é alimentada por circuitos independentes. Entre outras utilizações pode-se citar:

- Subestações transformadoras e de distribuição.
- Em pontos da rede onde não haja necessidade de fornecimento contínuo.

Uma típica combinação do barramento singelo é com seccionamento ao longo do mesmo, podendo ser executado por um disjuntor com seccionadora longitudinal, denominado de *barramento singelo com disjuntor de acoplamento longitudinal*, o que amplia a flexibilidade de operação (Curi, M.A. e Negrisoli, M.M., 1.990 & Jardini J. A., 1.996).

#### 1.10.2 Barra Principal e de Transferência ou Barramento Auxiliar

Quando o requisito é o de fornecimento contínuo de energia elétrica de determinados consumidores, por exemplo durante a manutenção do disjuntor, pode-se optar pelo arranjo de uma combinação de barra principal com uma de transferência.

Este arranjo permite a possibilidade de continuar alimentando uma determinada carga enquanto é feita a manutenção de um disjuntor sem prejuízo no fornecimento. Logicamente que este arranjo por permitir essa possibilidade inclui mais equipamentos, estruturas e outros controles que estão embutidos no seu custo, mas que satisfaz a principal condição exigida por este tipo de consumidor.

A conexão normal dos barramentos auxiliares ao barramento principal é feita por intermédio de um disjuntor, e oferece as seguintes vantagens adicionais,

- Livre possibilidade de manobra.
- Conexão de derivações sem disjuntor e sem a utilização dos barramentos principais.
- Aumento de custos relativamente reduzido .

As aplicações deste tipo de barramentos é mais comum nos seguintes casos:

- Pontos de rede que exijam alta segurança de alimentação.
- Conexões com barramentos múltiplos.

Conectados a barramentos duplos, os barramentos auxiliares oferecem uma grande segurança contra interrupções de fornecimento. Dessa maneira, quase todas as partes da instalação podem ser,

consequentemente, comutadas sem interrupção no fornecimento. Por outro lado, em conexão com um barramento singelo, esta solução é freqüente e tecnicamente mais vantajosa do que uma barra dupla.

Estas vantagens citadas acima, refletem-se principalmente na disposição dos equipamentos na subestação, apresentando facilidades de manobra e boa visibilidade da instalação.

### 1.10.3 Barramento Em Anel

No caso de um disjuntor sair de serviço, sem prejudicar o funcionamento normal da instalação, são necessários  $n$  disjuntores para  $n$  circuitos. No caso de um barramento em anel, os disjuntores devem ser dimensionados para uma maior corrente de anel (aproximadamente o dobro do valor da corrente derivada).

O sistema apresentado é impróprio para grandes subestações, porque caso dois disjuntores sejam desligados partes completas da instalação podem deixar de operar.

A principal desvantagem é de pouca visibilidade e de fluxo de corrente, com o conseqüente inconveniente para manobras e possíveis erros.

Este tipo de barramento é aplicável em regiões onde existe predominância de técnica norte americana, para instalações de médio porte e de no máximo 6 derivações.

Uma outra desvantagem deste tipo de configuração é a da não possibilidade de divisão da rede, fato possível de se obter em arranjos de barramentos múltiplos com derivações.

### 1.10.4 Barramento Duplo com Transferência

Um arranjo de barramento duplo com barra de transferência é aquele constituído por duas barras principais e uma barra auxiliar denominada transferência, que possui quase o mesmo porte das principais.

Todas as vantagens citadas para o barramento principal com transferência também podem ser obtidas neste tipo de configuração, assim como a ampla possibilidade de manobras que esta configuração permite, mantendo o fornecimento contínuo de energia.

As principais desvantagens deste arranjo são os custos envolvidos e a visibilidade da instalação reduzida pelo grande número de equipamentos instalados.

Uma grande aliada na diminuição de alguns problemas existentes em subestações é a utilização da Automação de Sistemas Elétricos, tal como será abordado no próximo item (Curi, M.A. e Negrisoli, M.M., 1.990 & Jardini J. A., 1.996).

## 1.11 Técnicas empregadas em Automação de Sistemas Elétricos

Para automatizar sistemas, sejam estes industriais, mecânicos, hidráulicos ou de potência, exige-se o uso de técnicas comprovadas de supervisão e controle. Existem vários tipos, porém classificam-se em dois grandes grupos: centralizado e distribuído.

A complexidade de um sistema digital a ser implementado em uma subestação elétrica depende do tamanho e das funções que esta deva exercer. Com o advento de novas tecnologias como

transformadores de corrente/tensão ópticos, sensores e transdutores inteligentes, a concepção destes sistemas terá uma certa variação.

Um sistema que pode ser considerado como completo e aplicável a grandes sistemas e, por consequência, a importantes subestações de grande porte é apresentado a seguir:

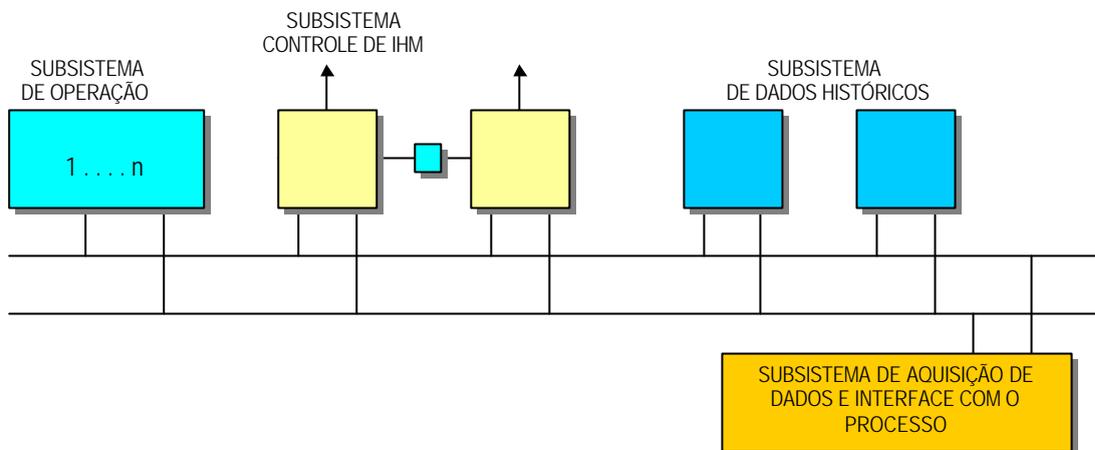


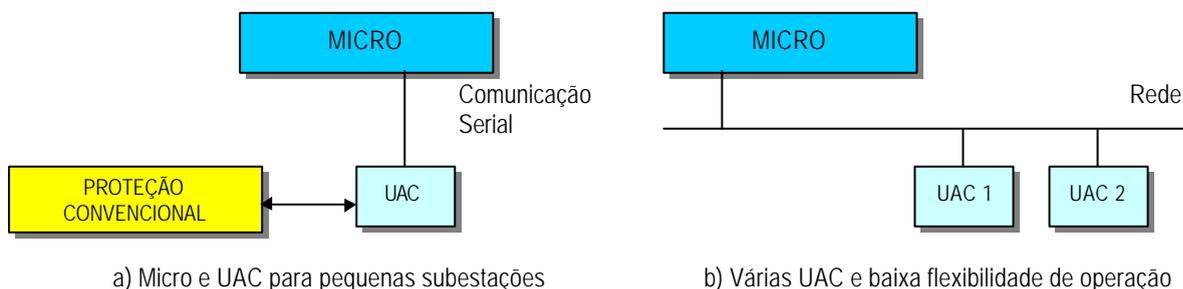
Figura 1.4 – Sistema digital modelo para uma subestação de grande porte

Este tipo de sistema compõe-se de 4 subsistemas que são os seguintes a saber:

- Operação;
- Controle de IHM (Interface Homem Máquina);
- Base de Dados Históricas;
- Sistema de Aquisição de Dados e interface com o processo.

Para sistemas operacionais não é obrigatória a utilização do UNIX. Outros sistemas como: OS-2, Windows NT, ou eventualmente o DOS podem ser usados, dependendo a sua escolha do tamanho do sistema.

Sendo ultimamente muito aplicadas às PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas), as dimensões das subestações associadas a estas também são relativamente pequenas, podendo possuir as seguintes configurações:



a) Micro e UAC para pequenas subestações

b) Várias UAC e baixa flexibilidade de operação

Figura 1.5 – Configurações possíveis de serem aplicadas a subestações de pequeno porte

De uma maneira preferencial, e sempre que possível, adota-se a execução das funções o mais próximo ao nível do processo. Por exemplo, a localização dos intertravamentos deve estar nas UAC's.

A disposição física dos equipamentos em uma subestação convencional difere de uma digital, principalmente no que se refere à localização física dos mesmos, tal como será mostrado posteriormente (Jardini J. A., 1.996).

## 1.12 Relés de proteção de um Sistema Elétrico de Potência

Além de todos os requisitos de prevenção e monitoramento descritos acima, o SEP precisa de um sistema que exerça uma função de proteger e evitar que uma falta se expanda pela rede elétrica interligada. Este sistema de proteção é constituído por vários tipos de dispositivos, entre eles encontram-se os fusíveis, relés elétricos e eletromecânicos, relés térmicos, entre outros.

Por serem os mais evoluídos e, por fazerem parte do trabalho que será desenvolvido nos seguintes capítulos, será feita uma visão macroscópica dos principais traços destes elementos de proteção elétrica.

### 1.12.1 Características Primordiais

Atualmente estes dispositivos possuem várias características que foram crescendo na medida em que a eletrônica aprimorou-se e embutiu-se aos poucos dentro das funções de proteção estabelecidas por outros tipos de mecanismos de acionamento.

- **Sensibilidade.** De forma a atuar dentro de sua faixa de operação e evitando operações indevidas do mecanismo de atuação em tempos não desejados;
- **Rapidez.** Principalmente para evitar maiores danos ao sistema elétrico ou ao equipamento que está querendo-se proteger, condicionando-o ao menor tempo possível na condição de defeito;
- **Confiabilidade.** Neste aspecto, os relés devem ser extremamente confiáveis, já que é de responsabilidade dos mesmos atuar em todas as condições que o sistema elétrico possa apresentar.

### 1.12.2 Formas Construtivas

São várias as formas construtivas que estes equipamentos foram tomando ao longo do tempo e da evolução da tecnologia que lhes foi atribuída até os dias atuais. Dentre eles destacam-se as seguintes formas: Fluidodinâmicos, Eletromecânicos, De indução, Térmicos, Eletrônicos, entre outros.

Maiores detalhes sobre os aspectos construtivos e de acionamentos destes dispositivos de proteção serão desenvolvidos em capítulos posteriores.

### 1.12.3 Causas Prováveis de Falhas de Sobrecorrente

Algumas das causas que propiciam sobrecorrentes em um sistema elétrico podem ser caracterizadas como:

- Corrente de magnetização elevada do transformador durante a sua energização (eventualmente poderá ser utilizado um Relé Diferencial);
- Saturação dos transformadores de corrente em diferentes níveis, provocando correntes circulantes no circuito diferencial;

#### 1.12.4 Principais Características das unidades instaladas

- Correntes Nominais de uso dos relés. Faixas de correntes nominais devem estar disponíveis para que possam ser ajustadas de acordo com cada sistema, já que estes não são idênticos.
- Faixas de ajustes da Unidade Temporizadas. A temporização das unidades ocorre, principalmente, para dar lugar à hierarquização ou coordenação da proteção.
- Faixas de ajustes da Unidades Instantânea. Embora as unidades instantâneas não sejam completamente instantâneas, às vezes torna-se necessária sua temporização para efeitos de retardo com o fim de evitar desligamentos intempestivos (Filho Mamede J., 1.994, Caminha, A.C., 1.977).

#### 1.12.5 Temporização para efeitos de Coordenação da Proteção e prováveis causas

Os relés temporizados ou não, obedecem a curvas padronizadas denominadas de Curvas Características (IEC, IEEE, etc.) com o propósito de atender a uma melhor coordenação dos tempos de atuação dos relés.

Estas curvas características são denominadas de tempo inverso devido a que a variável localizada no eixo das ordenadas responde a uma faixa de tempo que varia de décimos de segundos até centenas de segundos, e no eixo das abcissas o valor correspondente ao múltiplo da sobrecorrente existente no circuito a ser protegido.

Quando um destes relés é programado para que atue perante um determinado valor do múltiplo de corrente e tempo, este atua enviando um comando de abertura do disjuntor mais próximo do local da falta.

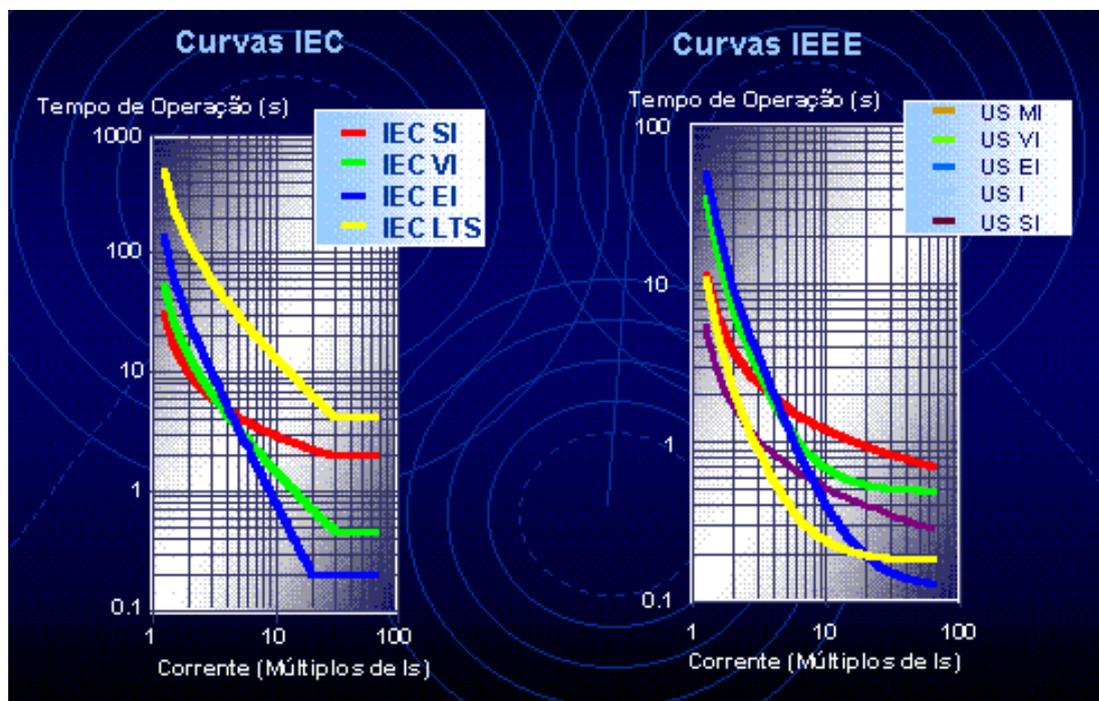


Figura 1.6 – Curvas de característica “Tempo Inverso” padronizadas pelas normas internacionais IEC e IEEE

Assim como foram apresentados os traços característicos dos relés de Tempo Inverso, existem outros tipos como o Relé de Proteção Diferencial cujo esquema é apresentado no circuito abaixo.

Basicamente a proteção do equipamento (transformadores, máquinas síncronas, outros elementos), perante uma sobrecorrente dentro da área de proteção, é dada através do constante monitoramento dos valores de corrente a jusante e à montante do dispositivo. Desta forma, quando houver uma falha fora desta área, o relé de proteção não “enxerga” anomalias dentro do circuito por ele protegido; isto não implica que outros dispositivos de proteção não possam agir e desligar os disjuntores em volta. Por outro lado, se uma falta acontecer dentro da área de proteção, o relé de função 87 imediatamente ordenará a abertura dos respectivos disjuntores e isolará o dispositivo que está protegendo (Bortoni E. & Edival L. & Osorio A, 2.002).

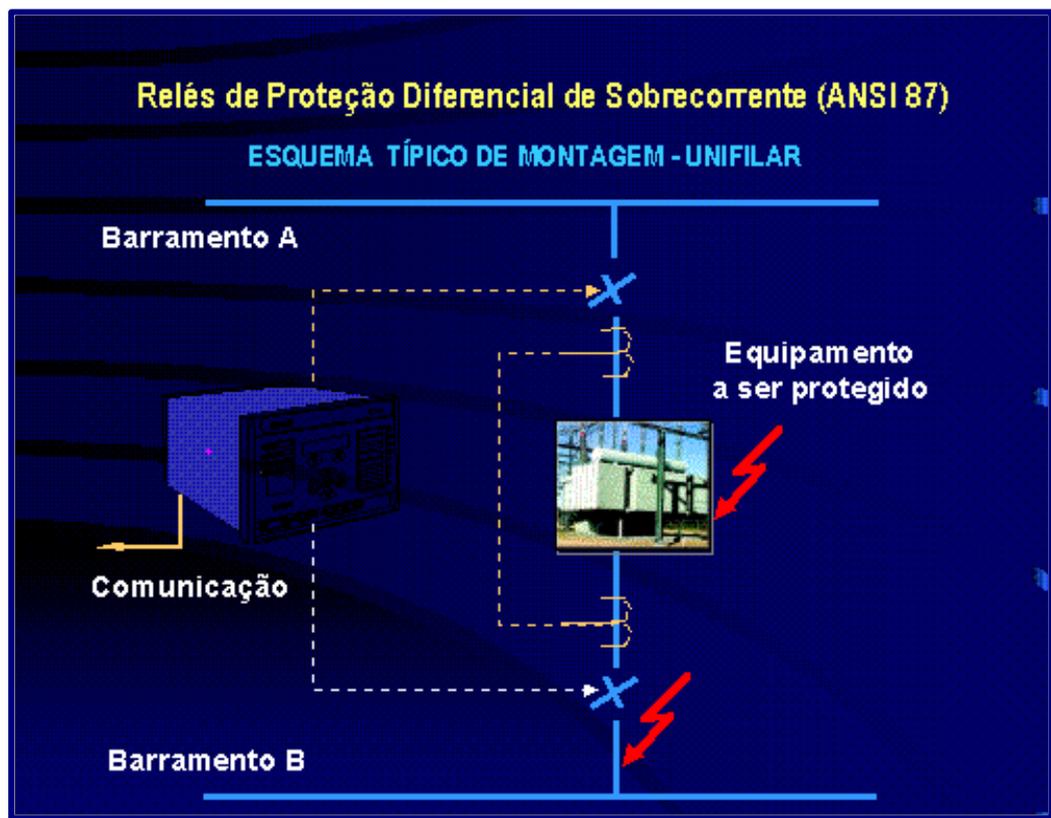


Figura 1.7 – Esquema de proteção diferencial utilizando um relé digital

Existem, logicamente, outros equipamentos de dedicação exclusiva para proteção em sistemas elétricos, porém como seria muito abrangente e fora do escopo aqui estabelecido, poderá se observar outro dos tipos implementados.

### 1.13 Relé de Proteção contra Variações de Tensão

Como tinha-se mencionado anteriormente, duas das principais grandezas elétricas são a tensão e a corrente, portanto, como existem proteções contra sobrecorrentes existem também proteções contra variações de tensão.

Algumas das razões que causam estas variações de tensão dentro de um sistema elétrico podem ser advindas de: problemas de regulação de tensão, variações bruscas de cargas (rejeições), condições de falta, manobras indevidas, entre outras.

Com o objetivo de obter uma proteção contra estas variações, existem alguns requisitos que dependem da aplicação que estas proteções precisam para agirem da melhor maneira possível e estas

podem ser citadas como: medições da tensão de linha ou de fase, operação para todas ou quaisquer fases, tempos de retardo ajustáveis (permitir coordenação da proteção com outros dispositivos de proteção), alarmes e dispositivos de bloqueios.

#### 1.13.1 Tipos de unidades e funções características aplicáveis

Existem dois tipos de unidades principais em um relé do tipo proteção contra variações de tensão e estas são as denominadas unidades: temporizada e instantânea respectivamente.

A unidade temporizada tem por objetivo a “vigilância” constante do comportamento da tensão em função de uma temporização estipulada pelo usuário e analisada previamente pelo pessoal de planejamento de uma empresa do setor de energia elétrica. Enquanto que uma unidade instantânea se encarrega de observar a ultrapassagem de valores de tensão limites. Ambos devem agir quando os valores parametrizados são superados e servem para reconhecimentos de limites superiores como inferiores.

As funções características, além dos tipos de unidades mencionadas são caracterizadas como seguem:

- 27 Subtensão Temporizada e Instantânea;
- 59 Sobretensão Temporizada e Instantânea;

Embora seja possível obter todas as características e funções citadas acima, nem todos os sistemas as utilizam, dessa forma, uma determinada função anula a atuação da outra e vice-versa, isto dependendo das necessidades que o próprio sistema elétrico exigir.

Seguidamente será feita uma análise geral dos conceitos desenvolvidos e onde foram aplicados para a realização do trabalho que será relatado nos capítulos vindouros (Bortoni E. & Edival L. & Osorio A., 2.002).

### 1.14 Subestação Elétrica Protótipo: PowerNet I – Principais Características

Juntamente com todos os elementos descritos acima, apresentar-se-á um protótipo de uma subestação elétrica com funções de automação feitas através de um CLP (Controlador Lógico Programável), e de um sistema de Supervisão e Controle de mercado denominado Citect com funções de proteção elétrica programadas para que os usuários possam parametrizar e efetuar algumas análises a partir da atuação das mesmas. Possui também a característica de mostrar dados remotamente utilizando uma rede Intranet para fins de monitoramentos e tomada de decisões de setores responsáveis como em uma subestação real.

Desenvolvido no Laboratório do G.A.I.I. - Grupo de Automação e Informática Industrial da UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá, com o intuito de servir no ensino do funcionamento das proteções elétricas, cadeira pertencente ao currículo da Engenharia Elétrica, este protótipo foi batizado de PowerNet I (Primeira Versão).

Os elementos componentes da subestação protótipo são constituídos de seccionadoras, disjuntores representados por contadores, e as cargas representadas por lâmpadas incandescentes. Um transformador será posteriormente colocado (trabalho proposto) e analisado seu comportamento real perante uma falta do tipo diferencial, enquanto isso comprova-se apenas o funcionamento do programa implementado para esta função.

As funções implementadas são as seguintes: 27 (Subtensão), 59 (Sobretensão), 50 (Sobrecorrente Instantânea), 51 (Sobrecorrente Temporizada) e 87 (Sobrecorrente Diferencial).

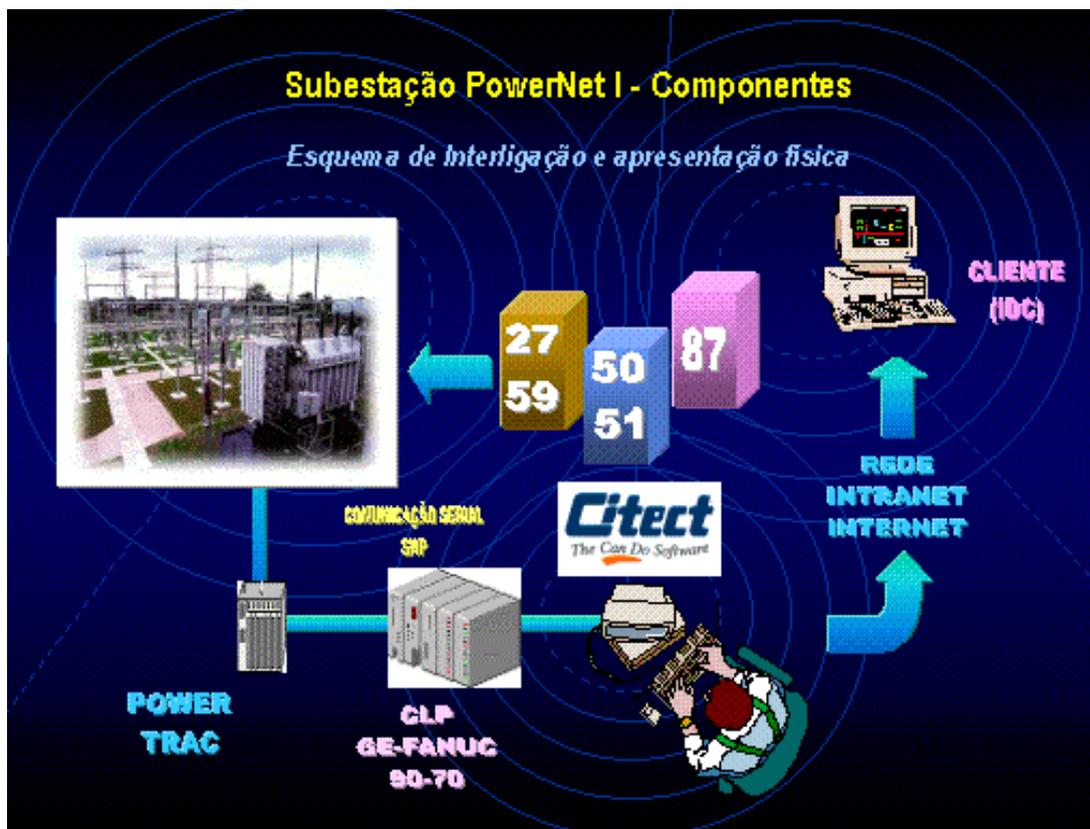


Figura 1.8 – Configuração dos dispositivos e características da subestação protótipo

O princípio de funcionamento do protótipo consiste de vários intertravamentos prévios à específica energização da subestação. Estes intertravamentos consistem em acesso às telas de supervisão via senha particular, parametrização prévia das proteções implementadas, entre outras.

O Diagrama Unifilar da subestação consiste em um arranjo de barramento duplo com barra de transferência, escolhido devido a sua boa capacidade de manobras que no caso de um protótipo monofásico resultaria em um custo relativamente baixo.

A automação de manobras da subestação, tais como: energização e desenergização da subestação, desligamentos de disjuntores para efeitos de manutenção e respectiva transferência de carga teve sua implementação feita através de programação via CLP e sua representação via Sistema Supervisório Citect .

A parametrização dos relés é feita através de janelas de comunicação em que o usuário poderá definir um determinado tipo de proteção e simular posteriormente sua falta a fim de saber se a proteção conseguiu (ou não) efetuar a proteção com a abertura do correspondente disjuntor ou disjuntores segundo cada caso.

Tal como feito para a proteção contra as variações de tensão, implementou-se para as proteções contra sobrecorrentes e para a proteção contra sobrecorrente diferencial do transformador de força.

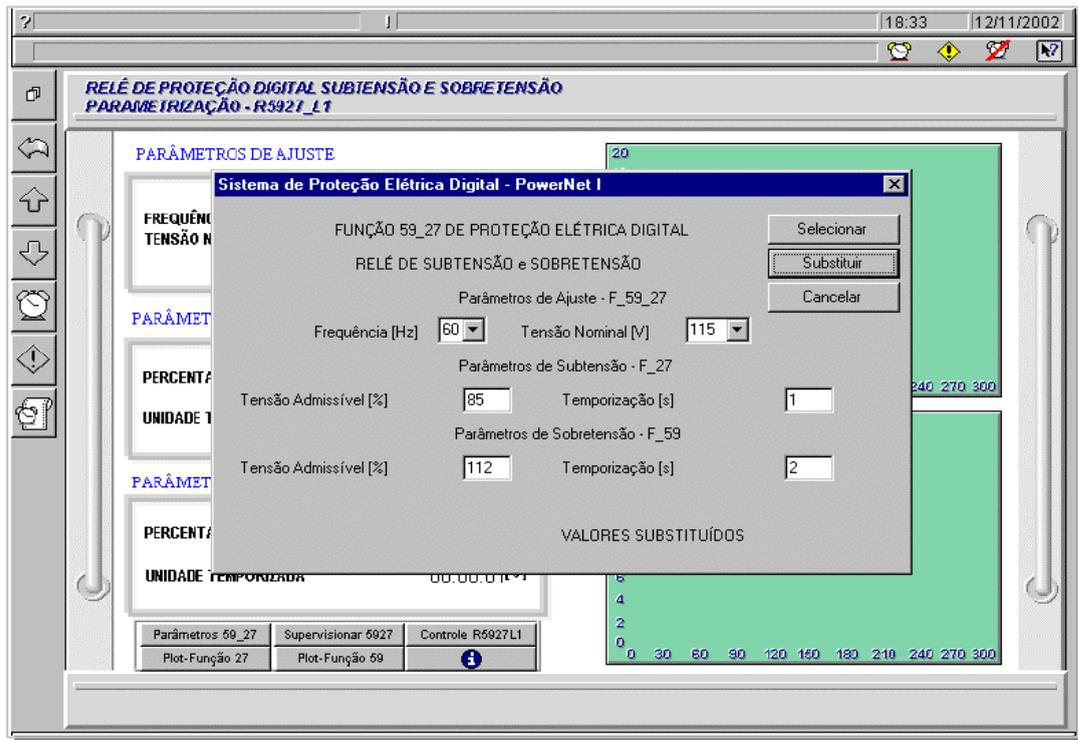


Figura 1.9 Tela de parametrização do relé de proteção contra Variações de Tensão

Posteriormente todos os movimentos e dados de manobra poderão ser monitorados remotamente graças à configuração do sistema de supervisão Citect e também à aquisição de uma chave eletrônica para permitir o processo em tempo real.

Detalhes mais aprimorados serão desenvolvidos nos capítulos seguintes, onde se terá a oportunidade de observar com maior variedade de detalhamentos o descrito acima (Bortoni E. & Edival L. & Osorio A., 2.002).



## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### *O estado da arte*

*A Revisão Bibliográfica, o estado da arte, trata essencialmente de dar uma visão do trabalho feito nesse setor e a implementação que se deseja efetuar no decorrer deste trabalho.*

*Tem-se uma macrovisão da transformação do setor elétrico devido à evolução tecnológica da informática e sua influência sobre as estruturas de controle, história da Internet, trabalhos realizados no mundo e no Brasil a respeito da automação de subestações e controle remoto dessas estações via Internet, assim como os produtos e soluções prontas para o sistema de potência de algumas firmas reconhecidas no ambiente industrial nacional e internacional, tais como: ABB, Siemens, General Electric e Hewlett Packard*

### 2.1. Introdução

A Automação de Sistemas Elétricos de Potência tem hoje em dia um papel de importância preponderante dentro do todo o sistema elétrico. Estes sistemas automatizados ou semi-automatizados tiveram iniciada sua evolução assim como a relação custo/benefício tornou-se aceitável e, também, devido à necessidade do aumento da confiabilidade e da segurança do sistema, permitindo-se a possibilidade de operar mais próximo dos limites, viabilizou-se a redução da capacidade ociosa e a conseqüente otimização dos investimentos e aumento da lucratividade.

Os centros de controle vêm evoluindo graças à transformação do cenário do setor elétrico, ao mercado da informática, ao processamento distribuído e à abertura de determinados mercados como o do setor elétrico, onde podem ser observadas duas gerações, semelhantes desde o ponto de vista funcional, mas que diferem na sua arquitetura computacional. Uma nova terceira geração, atualmente em fase inicial, levará pelo menos alguns anos para se consolidar, pois este cenário ainda encontra-se em processo de câmbios e adaptações que deverão ser ajustadas para que este fato seja concretizado.

#### 2.2.1 Evolução dos centros de controle de energia elétrica

Os centros de controle de energia elétrica tradicionais, caracterizados por serem monopolistas, praticamente autônomos, fechados à concorrência e pouco integrados a outras empresas ou com outras partes da mesma empresa, permaneceram imutáveis durante várias décadas ao redor do mundo inteiro, mas foram contrastados com o advento das aqui denominadas de primeiras gerações de centros de controle informatizados.

Paralelamente a este fato, as indústrias de hardware e software experimentavam uma evolução rápida intensa e contínua, o que caracterizou a existência de duas gerações distintas de centros de controle informatizados, os tradicionais e os avançados (Azevedo G. P de & Feijó B. e Costa M.).

### 2.2.2.1 Primeira Geração Informatizada: Tradicional

Em torno da década de 70, a relação custo/benefício de equipamentos tornou-se aceitável, surgindo então a primeira geração de centros de controle informatizados, cuja arquitetura baseava-se nos recursos disponíveis na época. As principais características destes centros, do tipo *mainframe* (Fig. 2.1) eram o alto custo de aquisição e manutenção e capacidade de processamento muito pequeno, se comparado aos equipamentos atuais, portanto, seu uso restringia-se aos centros estratégicos e principais.

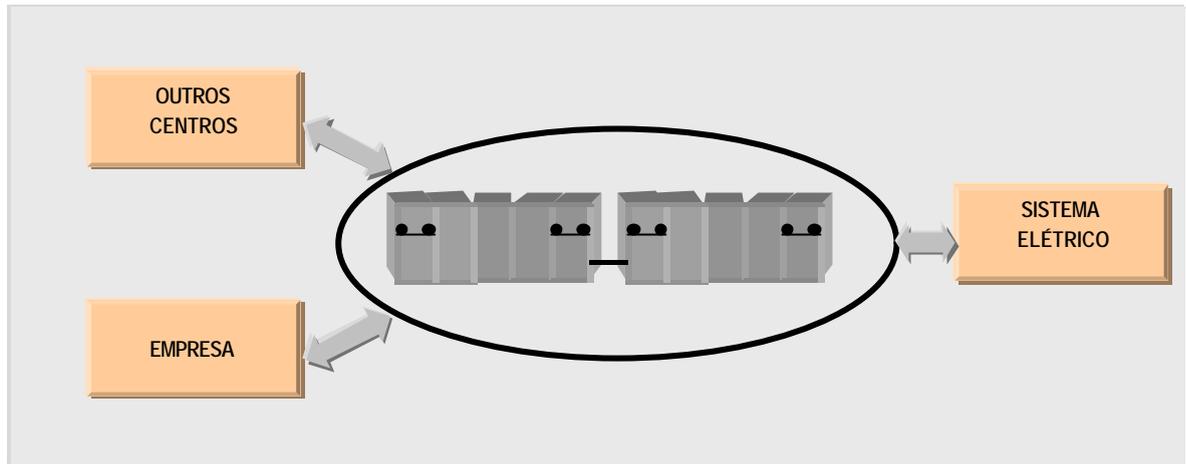


Figura 2.1 – Centro de controle de primeira geração baseado em “mainframe” com integração fraca e autônomo

Devido a esta última característica, tornava-se necessária a máxima otimização das características particulares de cada equipamento e sistema operacional. Compreendendo operações como bases de dados, interfaces gráficas e programas aplicativos avançados, o código utilizado devia ser otimizado ao máximo para sua execução em computadores de aproximados 64 Kbytes ou mais de memória, por exemplo. Apesar de todas estas limitações conseguiu-se com sucesso uma profunda interligação entre todos esses componentes, o que permitiu avanços significativos, e de qualidade, na área de supervisão e controle.

Com o passar dos anos, a rápida evolução da informática tornou os equipamentos e software destes primeiros centros de controle obsoletos, sendo que a própria dinâmica do mercado os eliminou, e junto a eles uma grande parte dos fornecedores. Com o agravante de que a profunda interligação entre tais componentes impedia sua evolução ou substituição.

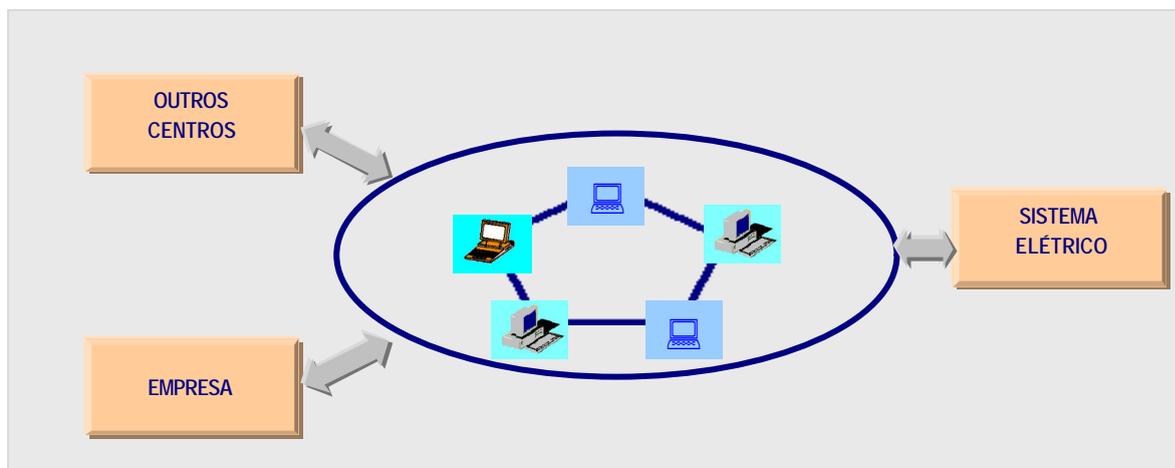
Dessa maneira as empresas de energia elétrica encontravam-se com centros de controle que possuíam equipamentos obsoletos, com dificuldades de obter peças de reposição, de baixo desempenho, com crescentes custos de manutenção, de confiabilidade decrescente e incapazes de acompanhar a própria evolução dos requisitos operacionais (Azevedo G. P de & Feijó B. e Costa M.).

### 2.2.2.2 Segunda Geração Informatizada: Processamento descentralizado

A partir dos anos 80, a indústria informática sofreu grandes transformações. O conseqüente surgimento de equipamentos computacionais de baixo custo e bom desempenho e a evolução das redes, incidiu na diminuição de custos do processamento distribuído. Dessa maneira, acaba a era da primeira geração de mainframes para serem substituídos por redes de microprocessadores e estações de trabalho.

Com o novo conceito de descentralização do processamento, as empresas se preocuparam em ganhar frentes e padronizá-las, pois a interligação dos equipamentos era essencial. Isto conduziu à adoção de padrões de mercado, tais como a linguagem C, sistema operacional UNIX, sistema gráfico X-Window e vários protocolos, dentre eles o TCP/IP (*Transmission Control Protocol/Internet Protocol*).

No início dos anos 90, e com todas essas transformações surge a segunda geração de centros de controle informatizados e é a que atualmente está consolidada no mercado, sendo suas principais características a do processamento descentralizado (Fig. 2.2) e a obediência estrita aos padrões, cujo objetivo é a de atingir padrões abertos, de maneira tal que equipamentos de diferentes fornecedores possam trabalhar em conjunto e com possibilidades de crescimento incremental. Elimina-se, dessa forma, o problema existente na primeira geração pois os equipamentos obsoletos podem ser substituídos por outros com maior poder de processamento. Estes, por sua vez, podem ser expansíveis, acompanhando as necessidades da empresa e acompanhando a evolução do sistema, com impactos positivos sobre os custos e qualidade de operação.



**Figura 2.2 – Centro de controle de segunda geração baseado em processamento distribuído, porém ainda com integração fraca e autônomo**

Isto possibilitaria ainda mais a informatização de outros centros de controle de outros níveis e/ou portes, não sendo mais restrito apenas àqueles mais importantes, tal era o caso da primeira geração.

### 2.2.2.3 Similaridades entre ambas gerações

Apesar de ambas gerações de centros de controle informatizados diferirem na arquitetura computacional, são similares observando-as desde o ponto de vista funcional, pois ambas ainda continuam sendo autônomas. A troca de informações com outras empresas externas limita-se apenas ao necessário ou a ligação a outras partes da empresa é restrita apenas às informações do centro de controle para a rede corporativa.

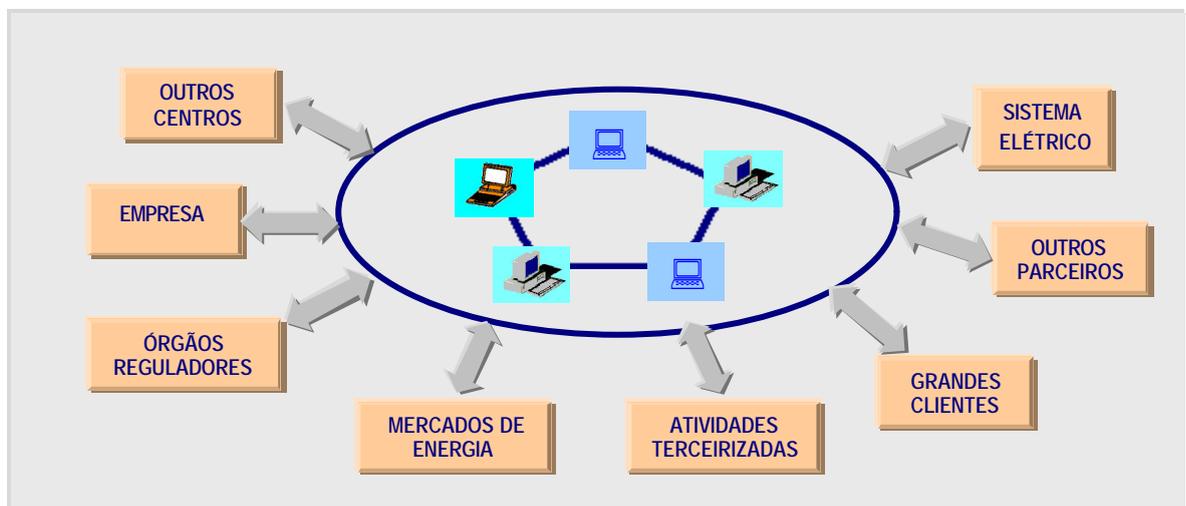
Em realidade os "sistemas abertos" (de mercado) aplicados à segunda geração, não são totalmente abertos porém fechados, principal característica do setor elétrico, vindo-os desde o conceito de sistemas abertos. Este precisará modificar tal estrutura para poder acompanhar as mudanças em andamento nesse mercado.

## 2.2.2 A terceira geração de centros de controle de energia elétrica neste início de milênio

Esta será definida pelas próprias transformações do setor elétrico. Isto não significa que algumas transformações ou evolução do setor da informática não teria influência, apenas que alguns fatos previsíveis como redes de telecomunicações mais seguras, processamento distribuído mais evoluído e sua associação com a inteligência artificial, entre outras, poderão ser pré-requisitos para as novas mudanças.

A forma e a intensidade com que as mudanças estão ocorrendo, variam de acordo com cada país, porém, o objetivo comum busca a abertura e competição, que implicará a inclusão de novos participantes, tais como: agências reguladoras, operadores, mercados de energia (atualmente, no Brasil, encontra-se em estudo o mercado atacadista de energia), produtores independentes de energia, prestadores de serviço e grandes consumidores. Como o caminho encontra-se traçado, os centros de controle, cuja participação nas anteriores gerações considerava-se ainda um tanto fraca, com estes novos horizontes deverão fortalecer laços comerciais e integração com outros centros de controle, pois a operação do sistema elétrico destes futuros centros de controle não estará mais isolada dos demais interesses da empresa.

O principal impacto desta abertura e integração com outros centros de controle concentra-se nos novos limites dos centros, claramente definidos na atualidade, e que passarão a ser difusos. Isto porque os mesmos deixarão de ser entidades autônomas e auto-suficientes (Fig. 2.3). A geração de informações referentes ao sistema elétrico para a operação, uma das principais funções dos centros, perderá importância relativa para a negociação das informações produzidas externamente, podendo-se prever uma terceirização das atividades como contratação on-line de estudos, ou aluguel temporário da capacidade de processamento, entre outras. Isto é, a conexão com outros tipos de centros de controle como os de prestação de serviços para manutenção de emergência, previsão de tempo, suporte de telecomunicações e atendimento a clientes por exemplo, talvez torne-se necessária.



**Figura 2.3 – Perspectiva do centro de controle de terceira geração com maior integração e auto-suficiente, baseado em processamento distribuído**

Estes novos centros possuirão um elemento atualmente quase inexistente na arquitetura dos centros de controle: a incerteza. Nesta terceira geração, estes centros não poderão controlar os seus parceiros, sendo que no começo, embora, estes últimos possuam graus de liberdades restritos, com o passar do tempo evoluirão em número e importância, de maneira tal que possam entrar e sair da rede de informações de acordo com os próprios interesses ou até recusar algumas solicitações. Um fator

preponderante nas ações será o da confiabilidade das informações recebidas, sem descartar a possibilidade de manipulação de informações perniciosas.

Essa visão futurista contrasta plenamente com o modelo atual, pois os centros de controle possuem um controle total sobre a produção e acesso às informações. O que se espera é que estes atuais centros se capacitem e evoluam de maneira suficiente para agir com eficácia e qualidade dentro deste novo e complexo cenário (Azevedo G. P de & Feijó B. e Costa M.).

### 2.2.3 Análise da Segurança e Arquiteturas Típicas em Sistemas Elétricos de Potência

A Segurança de Sistemas de Potência não deve ser omitida, esta deve instalar equipamentos que permitam operações do pessoal para monitorar e operar o sistema de maneira segura. Os Sistemas de Segurança podem ser classificados em três funções que portam informações para um centro de controle de operações, como:

1. Monitoramento do Sistema.
2. Análise de Contingência.
3. Segurança Restrita ao fluxo ótimo de potência.

O Monitoramento de Sistemas providencia aos operadores de sistemas de potência pertinentes informações do levantamento de dados dentro das condições do sistema de potência. Geralmente, o mesmo é de maior importância, dentre as três citadas acima. Desde o tempo em que utilidades estavam além de sistemas de uma unidade suprindo um grupo de cargas, operações efetivas do sistema requerido que críticas quantidades sejam medidas e que quantidades críticas e os valores das medições sejam transmitidas para uma operação central. Tais sistemas de medição e transmissão de dados denominados de sistemas de telemetria, têm evoluído para esquemas que podem monitorar tensões, correntes, fluxos de potências, o estado dos disjuntores, e chaves em toda subestação em uma rede de transmissão de sistemas de potência. Em suma, outras informações críticas como frequência, saídas de unidades geradoras e posições do tap do transformador podem também ser medidos por telemetria. Como muitas informações são medidas simultaneamente, com um operador humano não é possível pensar em checar tudo em uma faixa razoável de tempo. Por esta razão, computadores digitais são usualmente instalados em centros de controle de operação para processar os dados e localizá-los em uma base de dados, desde a qual os operadores possam dispor dos mesmos a partir dos seus monitores. O mais importante de tudo é que o computador pode checar as informações recentes e novamente pré-armazenar limites e avisar aos operadores num eventual caso de sobrecarga ou fora dos limites de sobretensão.

Tais sistemas são normalmente combinados com sistemas de controle supervisorio que permitem ao operador controlar disjuntores e desconectar chaves e taps de transformadores remotamente. Às vezes estes sistemas são referidos para sistemas como o SCADA, esperando por controle supervisorio e sistema de aquisição de dados. O sistema SCADA permite poucos operadores a monitorar a geração e sistemas de transmissão de alta tensão e tomar ações corretivas referentes a sobrecargas e sobretensões, porém, existem outros mais avançados (Wollenbberg F.& Wood A.J., 1.983).

O sistema digital de automação de subestações visa os meios para operação e manutenção destas. Caracteriza-se por dois níveis hierárquicos: o nível de interface com o processo e aquisição de dados; e o nível de comando e supervisão também denominado de Sistema Central, tendo este último alterado suas características nos últimos anos.

No nível de interface com o processo encontram-se as unidades de aquisição de dados (UAC) e os outros equipamentos dedicados, como os relés de proteção (digital ou não), os equipamentos de oscilografia, as unidades para intertravamento, e os controladores de equipamentos (por exemplo: controlador estático, controlador lógico programável, etc.)

No Sistema Central desenvolvem-se várias funções, tais como: Medições, Alarmes, Seqüências de Eventos, Supervisão do estado (status) dos equipamentos, Controle de Tensão, intertravamentos, Monitoração das Proteções, Seqüência Automática de Operação, Corte Seletivo de Carga (Load Shedding), Oscilografia, Sincronização de Linhas, Interface Homem-Máquina (para a operação), Gerenciamento da Manutenção, Comunicação de Dados para outros centros (por exemplo Centro de Operação do Sistema COS, e Centro de Operação Regional COR), Auto Diagnose, Elaboração de Relatórios.

Este Sistema Central é normalmente composto por vários microcomputadores ou estações de trabalho ("workstation") ligados em rede de área local LAN (Local Area Network). Os equipamentos digitais, do nível de interface com o processo, ligam-se ao Sistema Central diretamente na rede local ou através de processadores de comunicação encarregados de receber as informações e transmiti-las para a rede.

Existem várias filosofias de comunicação, de divisão do sistema em módulos, e mesmo de quais funções ficam no Sistema Central ou próximos do processo. O uso de relés digitais exerce grande impacto na definição da filosofia destes sistemas (Jardini J. A., 1.996).

Uma típica estrutura centralizada do monitoramento de sistemas elétricos é apresentado na figura a seguir:

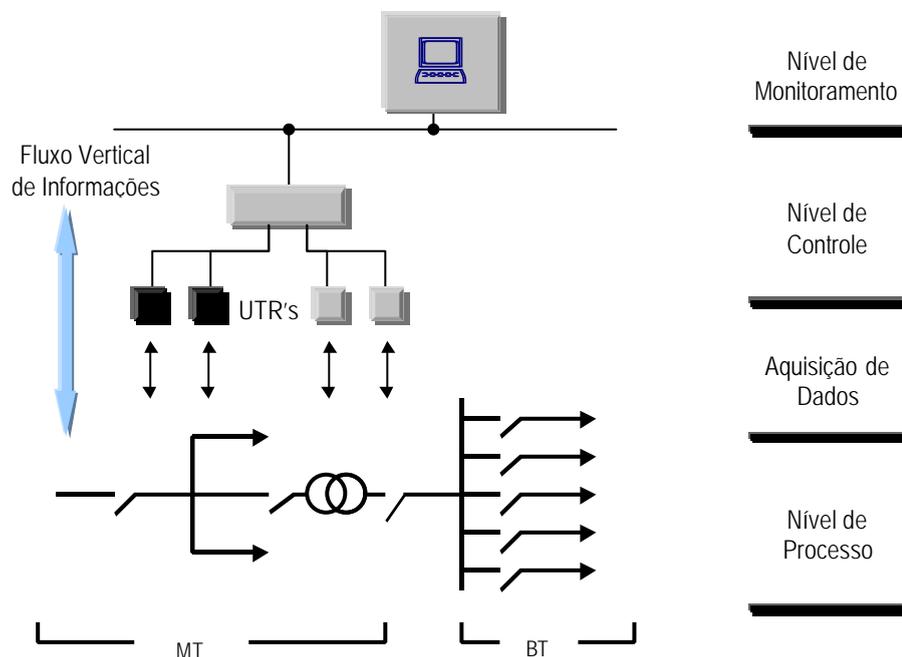


Figura 2.4 – Arquitetura típica de um Sistema de Supervisão e Controle tradicional com controle centralizado

Com o surgimento de novas tecnologias o conceito de controle centralizado ganhou algumas mudanças. O objetivo principal da arquitetura deste sistema inovador é oferecer suporte para a automação descentralizada, em que os algoritmos que controlam o processo são executados pelos dispositivos. Nenhum outro componente (por exemplo, um controlador central), além dos próprios

dispositivos, participa do controle do processo. Porém, o usuário pode interagir com o sistema através do controle e monitoramento a distância.

Cabe mencionar que o fluxo que este novo sistema utiliza é de dois tipos de comunicação (ambas bidirecionais):

- ❑ Horizontal. Possibilitando a comunicação entre os dispositivos “inteligentes” e o sistema central, ou apenas entre eles, permitindo dessa forma efetivar a descentralização desejada;
- ❑ Vertical. Utilizada para controle e monitoramento a distância (Redação da Revista Eletricidade Moderna, Dezembro de 1.998).

A arquitetura de sensores inteligentes tem obtido um avanço significativo, junto com o desenvolvimento de sensores microprocessados, o que possibilita aos transdutores físicos serem integrados com controle e processamento de sinais eletrônicos em um simples e compacto pacote. Este tipo de sensor “inteligente” poderia revolucionar o *design* de sistemas de sensores. Dessa forma, tornariam mais fáceis, baratos e rápidos os projetos de sistemas de sensores, e o sistema resultante seria mais seguro, mais escalonado e poderia prover uma maior performance que a de sistemas tradicionais.

Estes benefícios são obtidos por recursos de gravuras computacionais dentro do próprio sensor. O processamento de dados é pré - formado dentro de cada sensor individualmente, ao invés de um sistema central controlador como em sistemas tradicionais. Enquanto um sensor tradicional sai com os dados sem refinamento, um sensor inteligente oferece somente informação necessariamente a ser utilizada. Portanto, sensores podem ser programados dinamicamente assim como o usuário o requerer. Esta possibilidade permite a diminuição da necessidade de aplicações de sensores específicos ( geralmente custosos, devido a possuir uma função muito específica )e sua substituição por outros de menor custo, porém, programáveis e que possam executar a mesma função. A proposta dos sensores inteligentes é a de se adequarem pelo menos para maioria das aplicações encontradas na indústria.

Este trabalho, de um modo geral, utiliza um protótipo de subestação elétrica com um sistema representando chaves seccionadoras, disjuntores e cargas através de contatores e lâmpadas, que são monitorados, controlados e protegidos pelo conjunto PLC e sistema de supervisão. Este monitoramento constante inclui vários bays da subestação com o objetivo de utilizar os dados adquiridos para a proteção elétrica dos mesmos, e com a parametrização feita pelo usuário da subestação poderão ser enviados dados específicos para uma rede Intranet ou a rede Internet. Utilizando-se de linguagens de programação e configuração do sistema supervisorio, pode ser efetuada a proteção e as informações específicas da subestação monitoradas remotamente para Centros de Operações Regionais ou Centros de Operações Centrais (COR e COS), dentre outros benefícios.

### **2.3 Breve Resenha Histórica dos Inícios da Internet**

A história da Internet pode ser traçada retrospectivamente para a ARPANET - a qual foi iniciada pelo Departamento de Defesa dos Estados Unidos para recursos dentro de algumas redes em 1.969.

Muitas pessoas queriam colocar suas idéias dentro de padrões para comunicações entre os computadores que compunham esta rede, apenas um sistema foi concebido para colocar idéias avançadas. Basicamente escreviam suas idéias em um local denominado de 'Pedido para Comentários' (o simplesmente RFC pelas suas siglas em inglês - *Request for Comments*), e tomar de

cada pessoa além de lê-lo. As pessoas observaram e melhoraram suas idéias em novos RFC's. O primeiro RFC (RFC0001) foi escrito em 7 Abril de 1.969 - que é provavelmente o objeto mais fechado para um 'dado inicial' para a Internet. Existem agora referências sobre 2000 RFC's, descrevendo aspectos de como a Internet funciona (White S., 1.999).

A ARPANET foi aberta para usuários não militares mais tarde na década de 1.970, e os primeiros foram as grandes universidades - apesar de que a este estágio não se assemelhava em nada com a Internet que conhecemos atualmente. Conexões internacionais (por exemplo, fora dos Estados Unidos) foram iniciadas em 1.972, mas a Internet era ainda apenas um modo para computadores para falar com outro e para pesquisar dentro da rede, não existia o *World Wide Web* e não havia e-mail como se conhece na atualidade.

O mesmo não era, até próximo dos meados dos anos 80, o serviço que usamos mais agora iniciado dentro da Internet. O conceito de 'domínios de nomes', pensa-se como 'www.microsoft.com' (Servidor Web da Microsoft), não foi totalmente introduzido até 1.984 - antes todos os computadores eram apenas endereçados pelos seus endereços IP (números). Mais protocolos para e-mail e outros serviços apareceram depois.

As partes da Internet mais populares estão provavelmente mais familiarizadas com a World Wide Web. Esta é uma coleção de páginas interrelacionadas e distribuídas sobre a Internet via um protocolo de rede denominado HTTP (pelas suas siglas em inglês *hyper text transfer protocol*). Este foi inventado por Tim Berners Lee, um físico que trabalhando no CERN, o Laboratório de Partícula Física da Europa, queria um modo para cientistas compartilharem informações sobre suas pesquisas, o World Wide Web foi sua solução. Assim como a Web foi iniciada, apenas que desta vez somente para texto. Os gráficos vieram mais tarde com um browser denominado NCSA Mosaic. Ambos, a Internet Explorer e o Netscape da Microsoft foram baseados no NCSA Mosaic.

A interface gráfica foi aberta na Internet para usuários novatos e em 1.993 seu uso explodiu e assim as pessoas eram permitidas de fazer um '*dial-up*' para a Internet usando seus computadores em casa e um modem para discar um ISP '*Internet Service Provider*' para conseguir sua conexão para esta (agora imensa) rede. Antes disso, os únicos computadores conectados eram as Universidades, e outras grandes organizações que podiam bancar os custos de comprar cabos e colocá-los entre outros para transferir dados, mas agora qualquer um pode usar a Internet e se envolver dentro da 'Super Estrada de Informações' que conhecemos atualmente (White S., 1.999).

## 2.4 Protocolos e Linguagens de Programação

Protocolos, ou padrões de operação, têm emergido sobre as últimas décadas em um ou dois modos. Estes padrões simplesmente acontecem como o resultado de uma grande descoberta tecnológica por uma companhia individual, sendo um exemplo clássico o da IBM PC e a *Intermeccs* Código 39. Seguidamente, estão os padrões jurídicos ('por lei'). Estes padrões estão estabelecidos por uma organização de padrões., por exemplo a Organização Internacional de Padrões (ISO). Usualmente no caso de uma tecnologia emergente, na realidade padrões são inovados por companhias individuais para habilitar as tecnologias a serem usadas. Após um tempo, e se apropriado, uma organização de padrões constrói um protocolo baseado dentro do mais popular, na verdade, padrões. Ele é extremamente importante para construir padrões tão logicamente quanto possível, e para alinhá-los fechadamente com todos os padrões sendo desenvolvidos ao mesmo tempo. Em geral, qualquer tecnologia que requeira interação com outra tecnologia cessará para funcionar se os protocolos não forem compatíveis. Esta segurança de protocolos compatíveis é criticamente importante com equipamentos eletrônicos de comunicação. O padrão mais fundamental e de longo alcance para evoluir

neste domínio em recentes anos é o modelo de sete camadas ISO/OSI (Davis M. & O'Sullivan D., 1.998).

#### 2.4.1 Arquitetura ISO/OSI

Para tratar com a heterogeneidade de equipamentos em comunicações de computadores, a Organização Internacional de Padrões desenvolveu a arquitetura Interconexão de Sistemas Abertos, referidos como a arquitetura de 7 camadas ISO/OSI. Esta arquitetura especifica sete camadas de interfaces e protocolos para intercâmbio de dados entre dois locais de comunicação numa rede de computadores. Este é o mais fundamental protocolo de comunicação possível e é um ponto inicial crítico para qualquer discussão de tecnologias vinculadas. O modelo ISO/OSI descreve comunicação computacional serviços e protocolos, sem assumir as linguagens de programação concernentes, sistemas de operação, aplicação e de interfaces de usuário. O modelo é simplesmente um modo de organização do conhecimento e providenciar a base comum para discussão e definição. O modelo ISO/OSI é um modelo hierarquicamente encamado - com cada camada providenciando certamente serviços e chamadas sobre os serviços de outras camadas imediatamente acima ou abaixo dela. Poderia ser notada que a arquitetura ISO/OSI é muito usada quando do projeto em sistemas de informação integrada, mas é insuficiente quando da realização em sistemas de informação distribuídos. Vários padrões de comunicação industrial têm sido baseados dentro do ISO/OSI, incluindo os protocolos MAP (*Manufacturing Automation Protocol*) e o MMS (*Manufacturing Messaging Services*). Ele é dividido em duas áreas: EDI (*Electronic Data Interchange*) e a Internet (Davis M. & O'Sullivan D., 1.998).

#### 2.4.2 EDI - Intercâmbio Eletrônico de Dados

O Intercâmbio Eletrônico de Dados (EDI) exporta transações de negócios eletronicamente. Ele é comumente definido como a transferência de documentos de negócios aplicação - para - aplicação entre diferentes computadores de companhias. Muitas empresas escolhem o EDI como um rápido e seguro método de envio de ordens de pagamento, notícias de navegação, e outros documentos de negócios freqüentemente usados. Tradicionalmente, o EDI tem estado associado com o intercâmbio de informações de comércio e portanto seu primeiro uso com o nome de TDI - *Trade Data Interchange*. Isto é freqüentemente utilizado como uma substituição eletrônica para tradicionais documentos comerciais, por exemplo ordem de pagamento, entre outros. Como sempre, desde que aplicações EDI sejam desenvolvidas nas áreas financeiras, administrativas, de saúde, etc. um guia visor precisa ser tomado para que constitua relações comerciais e documentos comerciais. Em essência, o EDI é considerado para o intercâmbio de mais estruturas de dados entre os emissores e o receptores das informações entre companhias. Na verdade, um número de pessoas visionam que o termo Electronic Data Interchange é muito restrito para abranger todos os comércios eletrônicos, e então utilizar o nome *Electronic Commerce* está ganhando grande aceitação. Este alto nível de estudo do EDI examinará a razão de sua existência e detalhará os requisitos para um sistema clássico EDI.

#### 2.4.3 Por que utilizar o EDI?

A Fig. 2.5 dá um exemplo de uma simples ordem de transação transportadas entre duas companhias. As quatro mensagens principais em uma ordem de transação são ordem de pagamento, reconhecimento, desligamento, e nota de despacho. Cada *loop* nesta transação (por exemplo, ordem e reconhecimento de ordem) envolve o tipo de papel de trabalho ilustrado. O tradicional ciclo de ordem baseado no papel oferece plenamente a oportunidade de acontecerem erros e atrasos no processo de transação. Os principais benefícios são encontrados na eliminação destes erros e atrasos.

---

As vantagens geralmente aceitas e que o EDI pode fornecer para duas companhias são:

- Registros mais precisos
- Menores custos de entrada de dados
- Inventário reduzido
- Custos de envios reduzidos
- Maior rapidez nos inventários
- Melhor satisfação do cliente
- Oportunidades de negócios incrementados

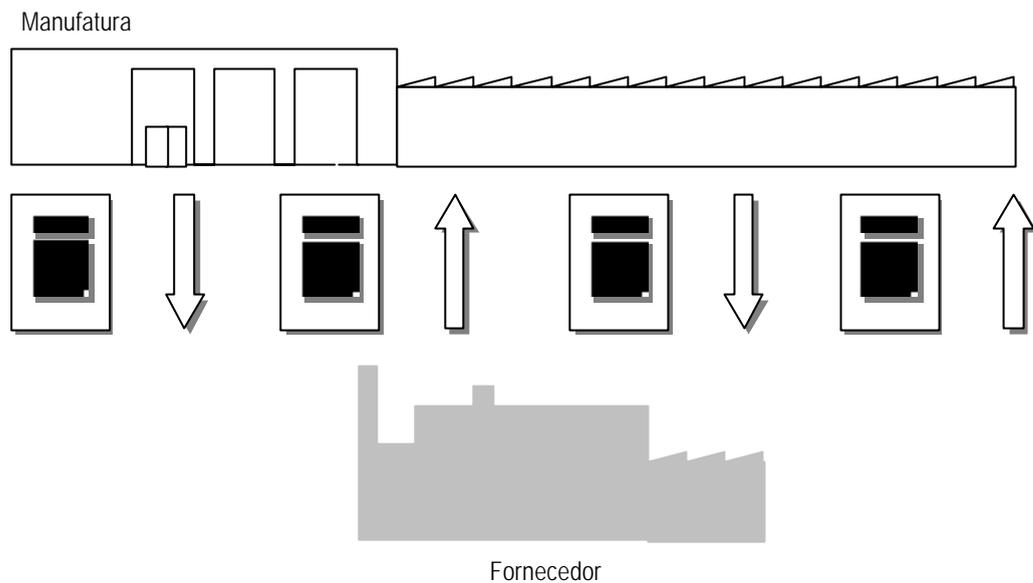


Figura 2.5 – Fluxo de documentos em intercâmbio em um típico processo de transação entre duas empresas

Comunicações eletrônicas automatizadas entre companhias é em essência um simples processo se cada companhia utiliza o mesmo hardware e software de comunicação. Em realidade, este não é o caso, e o EDI foi desenvolvido como um significado de providenciar protocolos de comunicação que as empresas poderiam seguir para assegurar que seus computadores se comunicassem. A funcionalidade do EDI consiste de três partes componentes, os quais são necessários para algum sistema de comunicações da cadeia de supridores:

- O link de comunicações que permitem mensagens serem transmitidas
- Protocolos padrões para transportar esta comunicação
- Software para converter desde sistemas proprietários para os protocolos padrões.

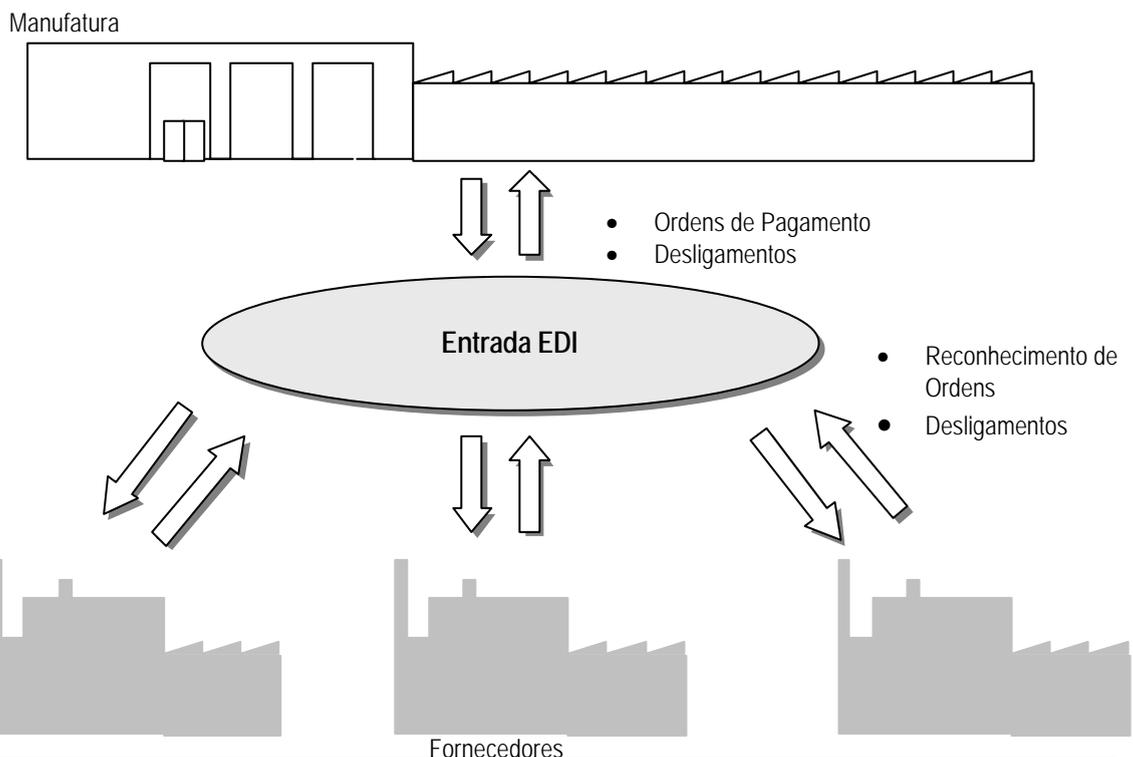
Cada um destes três elementos é fundamental para a descrição do EDI.

#### 2.4.4 O Link de Comunicação

As opções de enlace de comunicações para a implementação de um sistema EDI pode ser resumido como segue:

- **Meio físico.** Os dados podem ser salvos em um disco e colocados para seu destino. Isto eliminaria alguns dos erros da entrada de dados mas poucos para auxiliar a condução dos problemas de tempo.

- **Redes Públicas de Telefones Chaveados.** Uma rede telefônica pública pode ser usada para enviar os dados via link modem fax/voz.
- **Linhas Dedicadas.** Esta é mais cara, mas um link de comunicação altamente seguro. Isto também permite uma comunicação mais rápida e segura, com as restrições de comprimento de banda sob o controle dos parceiros EDI.
- **Correio X.400.** Este é um sistema de envio alternativo para o familiar e-mail da Internet. O mesmo foi designado como um protocolo mais seguro para o SMTP (*Simple Mail Transfer Protocol*) da Internet. Ele é um padrão exaustivo, e assim o formato do seu endereço e-mail é muito mais complexo que o da Internet facilmente entendível *alguém@qualquerlugar*, sendo que um típico endereço seria: *surname/admd=telemail/c=us/o=hp/prmd=hp/surname/g=firstname*.
- **Correio X.25.** Este é o protocolo padrão do CCITT (Consultative Committee on Telegraphy and Telephony) usado no nível de transporte de camadas OSI. O mesmo providencia uma interface entre componentes da rede de comunicação. A partir do X-25 é utilizada uma rede de pacotes chaveados; ele deve organizar os dados dentro de pacotes. O interface padrão do X-25 é um padrão altamente aceito universalmente. A comunicação do EDI através do X-25 para ajustar uma ampla rede LAN ou WAN, com um serviço de mensagens proprietário designado em torno desta infra-estrutura.
- **A Internet.** Esta não é amplamente usada atualmente pelo EDI, mas é parte da motivação sob este recurso. O TCP/IP é o protocolo utilizado para a transmissão de dados e existem correntemente vários serviços os quais podem ser usados para assistir na implementação do EDI. Alguns deles serão explorados mais tarde.
- **VAN Privado.** Este é o mais amplo e comum método correntemente utilizado para a implementação de EDI. O VAN significa *Value-Added Network*, e é usualmente provido por um serviço provedor. O provedor VAN usualmente manuseia todos os resultados numa transação para EDI. O mesmo providencia ambas infra-estruturas de informações e a inteligência requerida para se relacionar com sistemas para o mundo EDI. A Fig. 2.6 ilustra como um típico provedor VAN é utilizado em típico processo de ordens EDI entre duas companhias (Davis M. & O'Sullivan D., 1.998).



**Figura 2.6 – Um típico relacionamento EDI e o ciclo de ordem**

O provedor VAN conecta ambas companhias e providencia um software de protocolo de comunicação. Em retorno, cargas para as companhias conectadas podem ser quase alta .

O sistema VAN possui as seguintes vantagens :

- Fácil conectividade
- Menos recursos de gerenciamento
- Flexibilidade para expansão
- Transição para EDI's menos complexos
- Protocolos de comunicação correspondendo perfeitamente

Estas vantagens podem ser pesadas novamente a partir das seguintes desvantagens:

- Custos relativamente altos
- Fator limitador dentro da comunidade
- Ponte limitada entre redes

Os custos do EDI baseado no VAN são, às vezes, muito grandes para pequenas e médias empresas, o que define a maioria dos fornecedores em uma rede de cadeia fornecedora. Ambos, os altos custos e a natureza da localização da VAN dificultam o estabelecimento de uma comunidade EDI. Isso é difícil, por exemplo, para uma fonte exaustiva de fornecedores EDI ou um sistema adverso a ser estabelecido. Finalmente, apesar da possibilidade para conectar a outras redes, tais conexões possuem altos custos associados. Em suma, pode ser difícil manter certos serviços, por exemplo Correio X-400, através de uma rede de transmissão que não os suporta. Pode ser enfatizado, entretanto, que até mesmo se os VAN's podem ser substituídos pela Internet, uma parte ampla dos provedores dos serviços VAN bastante utilizados tornam-se provedores que ajudam as companhias a migrar para o EDI em primeiro lugar. Independentemente do desenvolvimento ou evolução da Internet, antecipa-se que estes provedores manterão uma regra preferencial na implantação EDI.

#### 2.4.5 Padrões de Mensagem EDI

Quando se utilizam comunicações eletrônicas, não é necessário que parceiros comerciais utilizem idênticos sistemas de processamentos de documentos. Este é o caso do EDI. Quando um parceiro comercial envia um documento, o software tradutor EDI converte o formato proprietário dentro de um acordo sobre o padrão. Quando o segundo parceiro recebe o documento, o software tradutor EDI automaticamente muda o formato padrão dentro do formato proprietário do seu próprio software de processamento de documento.

Mas, como são definidos estes padrões sobre um acordo? Correntemente, os dois maiores padrões EDI globais são: ANSI X.12 e o UN/EDIFACT. O ANSI X.12 é um padrão americano ainda amplamente utilizado nos EUA. O Comércio e as Transações estão definidas na ISO9733, com escritas cobertas sobre 172 tipos de mensagens diferentes.

Estes tipos de mensagens cobrem pelo menos todas as estruturas concebíveis de transações. Basicamente, uma mensagem EDIFACT tem sido construída para todo documento de negócios os quais podem ser impressos. Usualmente, o X.400 é utilizado como um transportador para a mensagem, enquanto o EDIFACT é utilizado para estruturar a mensagem. Conceitualmente, o X.400 pode ser pensado como o envelope enquanto o EDIFACT como o conteúdo dentro da carta. Outro ponto importante para notar sobre o VAN EDI é que é legalmente obrigatório em muitos países. Isto é

possível devido aos altos níveis de padronização e segurança associadas com o sistema VAN EDI. Uma transação EDI, por exemplo, é às vezes muito mais seguro que uma assinatura pessoal.

#### 2.4.6 Software EDI

O software EDI deve executar um número de funções básicas. A Fig. 2.7 ilustra como um sistema de software EDI poderia ser estruturado. Como pode ser visto, um sistema de software EDI compreende um núcleo conversor, comunicações internas para a aplicação, enlaces para a rede, uma função de gerenciamento e recursos de entrada e saída. Mais sistemas de software EDI estão desenvolvidos pelos provedores VAN e proporcionam funções de conversão padronizadas dentro de limites do usuário proprietário.

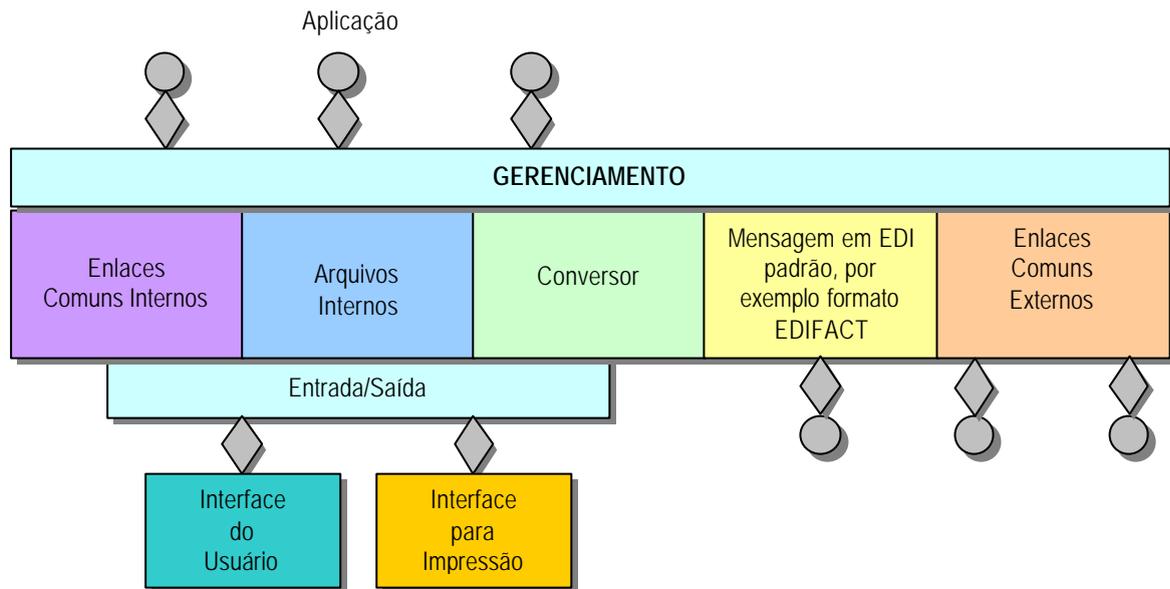


Figura 2.7 – Distribuição funcional de um sistema de software EDI

#### 2.4.7 Tecnologias da Internet

Na década de 60, pesquisadores experimentaram relacionar computadores para outros através de telefones de transmissões em cadeia, usando fundos da Agência de Projetos de Recursos Avançados do Departamento de Defesa dos Estados Unidos (ARPA). A ARPA buscou ver se computadores em diferentes localizações podiam ser relacionados usando uma nova tecnologia conhecida como pacote chaveado. Esta tecnologia, no qual significantes dados para outras localizações eram divididos em pequenas peças, cada uma com seus próprios endereços avançados, tiveram a promessa da tomada de vários usuários compartilhados apenas através de uma linha de comunicação. Apenas como importante, desde o ponto de vista da ARPA foi que isto permitiu a criação de redes que podiam automaticamente rotear dados em torno de circuitos compartilhados ou computadores em uma complexa rede de comunicação. O objetivo de ARPA não foi a criação da atual comunidade internacional do computador, mas o desenvolvimento de uma rede de dados que sobreviveria a um ataque nuclear.

Este sistema permitiu computadores a compartilhar dados e os pesquisadores a intercambiar correios eletrônicos, ou e-mail. Por si próprio, o e-mail foi algo mais do que uma revolução, oferecendo a habilidade para enviar cartas detalhadas à velocidade de uma ligação telefônica. Este sistema conhecido como ARPAnet cresceu, e alguns estudantes empreendedores desenvolveram um modo de usá-lo para conduzir conferências on-line. Mas, posteriormente foi desviada para outro campo virtual : o

da comunicação, devido à sua habilidade e facilidade de poder comunicar centos, ou até mesmo milhares de pessoas ao redor do mundo, ainda que de maneira restrita.

Nos anos 70, ARPA serviu como suporte para o desenvolvimento de regras, ou protocolos, para transferir dados através de diferentes tipos de redes de computadores. Estes protocolos da 'Internet' fizeram possível desenvolver a rede mundial que possui atualmente todos aqueles enlaces de todo tipos de computadores além de algumas fronteiras. Para o final dos anos 70, enlaces têm sido desenvolvidos entre a ARPAnet e contrapartes em outros países. O mundo é agora essencialmente vinculado junto a uma rede de computadores. A massiva taxa de crescimento da Internet é um dos fenômenos deste século e a mesma é esta enorme expansão que tem forçado organizações para considerar seu uso para aplicações comerciais e mais especificamente a criação de estruturas de informação para empresas estendidas.

#### 2.4.8 Como a Internet trabalha?

A Internet não é uma "simples coisa" ou entidade. Um tanto difícil, ela é uma "amalgama" de vários conjuntos de protocolos e tecnologias. O modelo de 4 camadas de Lankes/Eisenberg (1.996), providencia uma boa faixa de trabalho através de como pode ser visualizada a Internet (Tabela 2.1). Em ordem, para efetivamente utilizar a Internet, deve-se entender algumas regras básicas como, por si própria, a Internet trabalha, por exemplo, buscar informação de um ponto para outro. Construindo um modelo das transações da Internet, as ferramentas a serem discutidas mais tarde não aparecerão em aplicações discretas a serem aprendidas e utilizadas, mas de como vários serviços conectados que podem ser usados em conjunto para encontrar uma necessidade de informação da companhia. Inicia-se pela divisão da Internet dentro de oito níveis hierárquicos construídos uns sobre os outros. Muitos comentaristas misturam estes níveis, os quais podem ser conduzidos para a confusão. Começar-se-á cobrindo a examinação do nível de engenharia da Internet, e os fundamentos dos níveis de aplicação, para posteriormente concentrar-se por níveis de específicas aplicações (Davis M. & O'Sullivan D., 1.998, e Comer D.E., 1.995).

NIVEL	DESCRIÇÃO	EXEMPLO
Engenharia	O hardware e protocolos usados para mover bits desde um lugar para outro dentro da Internet	Conexões SLIP e PPP
Aplicação	O software que permite o intercâmbio de informações	Mosaic, Netscape Navigator, etc.
Recurso	Informação de Recursos construídos com aplicações	AskERIC
Níveis de Uso	Resultados, impactos e métodos em empregos de recursos	Currículo

Tabela 2.1 – Modelo de Lankes / Eisenberg de quatro camadas ( 1.996 )

##### 2.4.8.1 O nível de Engenharia

As regras e métodos usados pela Internet para buscar informações de um lugar para outro são denominados de TCP/IP (*Transmission Control Protocol / Internet Protocol*). O protocolo TCP/IP é meramente uma estenografia para protocolos muitos menores que comunicam informações, por exemplo o e-mail, informação de conexão, informação de gerenciamento, entre outros. Para aceder a todos os recursos dentro da Internet, por exemplo gráficos e sons, um computador terá de se comunicar com outro através do TCP/IP. Se um computador não possuir o TCP/IP (qualquer modo de conexão direta ou software especial, por exemplo Linha Serial IP ou PPP, protocolo de ponto a ponto), o mesmo pode ainda aceder a muitos dos recursos da Internet por conexão a um protocolo TCP/IP

(por exemplo, um computador ligado diretamente a Internet que utilize o TCP/IP) através de uma conexão terminal.

#### 2.4.8.2 O nível de Aplicação

O poder real da Internet se encontra em como computadores compartilham informações com outros. A comum linguagem que é utilizada durante o intercâmbio de informações entre um computador cliente e um computador servidor é denominado de protocolo servidor/cliente.

- **O cliente.** Nos primeiros dias da computação, todas as informações e programas eram contidos em uma estrutura principal centralizada, com terminais silenciosos conectados ao mesmo. Com o advento do PC, surgiu a necessidade de utilizar o poder dos terminais mais completamente. O software da rede rodando nestes terminais mais inteligentes foram denominados de clientes. Os clientes estão mais capacitados a muito mais do que apenas intercambiar dados com a estrutura principal. Eles são auto contidos quanto possível, somente usando a rede e máquinas remotas quando o cliente não puder por ele próprio executar uma tarefa. Em uma rede de computadores pessoais, este transforma para uma situação onde o cliente precisa de informação. No contexto da Internet, um cliente pode ser um browser, por exemplo, o Netscape. Se o cliente precisa de informação, o mesmo faz um requerimento via o protocolo HTTP (*Hyper Text Transfer Protocol*) para o servidor. O servidor replica, e se o cliente necessitar de mais informação, o mesmo deve fazer um requerimento separado.
- **O Servidor.** Nos dias da estrutura principal, a função do servidor era muito maior que nas aplicações atuais, por exemplo, com *Gopher* e a *World Wide Web*. No antigo modelo, todas as funções do usuário eram manuseadas pelo servidor. No modelo novo, a função do servidor é limitada apenas para funções vitais. Por exemplo, o servidor deve constantemente ficar esperando por pedidos desde clientes. Uma vez que o requerimento seja recebido, o servidor fará apenas o necessário para completar o pedido. Normalmente este requer encontrar um dado arquivo, transferindo-o para dentro de uma linguagem comum, e então enviá-la para o cliente via nível de engenharia da Internet. Às vezes o servidor executa ações mais sofisticadas, por exemplo, questionamentos da base de dados ou rodando um programa determinado.
- **O Protocolo.** O protocolo atua como um campo comum entre o cliente e o servidor. O protocolo é um acordo de linguagem padrão de plataforma independente utilizado para transferir informações para o cliente desde o servidor. Isto é normalmente uma linha altamente estruturada de texto que situa dentro do topo do TCP/IP. Por exemplo, quando um cliente *gopher* fala para um servidor *gopher*, o mesmo utiliza um protocolo muito simples que consiste de um texto dividido por etiquetas de identificação. O primeiro conjunto de texto é um número que indica o tipo de documento sendo transferido ou requerido, logo um caracter de identificação, logo um nome da coisa sendo requerida, entre outros. Outros protocolos incluem o HTTP, o FTP (*File Transfer Protocol*), CGI (*Common Gateway Interface*), e outros protocolos serão descritos mais adiante.

#### 2.4.8.3 O nível de Recurso

Este é também denominado de nível de fonte de informação. Adiciona a informação para as aplicações e providencia o conteúdo para a rede. Também envolve os métodos e procedimentos utilizados para organizar aquele dado - exemplo disso inclui sítios na *World Wide Web*, ou mais conhecida como Internet.

#### 2.4.8.4 O nível de Uso

O nível de uso é a camada que determina como utilizar os dados por completo onde estão e para onde os mesmos estão sendo colocados para usar. É a camada de nível do topo no qual o mesmo determina como as camadas abaixo delas podem ser configuradas. Como são as pessoas para encontrar informação e por quê elas estão olhando para esta informação? Cada segmento de informação deve ser um contexto específico e engrenado através da tarefa em mãos. Desde uma perspectiva de empresa estendida, permanece então muito trabalho a ser feito dentro do recurso e níveis de uso da Internet, particularmente na área de padrões de prática.

#### 2.4.9 Atuais e emergentes recursos utilizados pela Internet

Mais e mais protocolos e recursos da Internet estão emergindo, cada um novo adicionando-se para a flexibilidade e potência do meio de comunicação. Quando um novo protocolo é desenvolvido, o mesmo é incorporado dentro de um novo grupo de *browsers* qualquer como uma aplicação nativa ou como um *plug-in* o qual pode ser facilmente adicionado para o *browser*. Alguns dos protocolos que têm sido amplamente aceitos estão se expandindo o tempo todo e estão sujeitos a novas versões a cada poucos meses (Davis M. & O'Sullivan D., 1.998)

Eis aqui um resumo dos recursos mais significativos utilizados para comunicação da rede Internet:

HTTP	VRML
POP/SMTP/MIME	JAVASCRIPT
FTP	JAVA
HTML	ACTIVEX
CGI	CORBA

Tabela 2.2 – Principais protocolos utilizados por redes de comunicação sobre a Internet

#### 2.4.10 Intranets mais complexas

As Intranets são mais utilizadas quando são sistemas de dois modos. Existe um novo nível de tecnologia recentemente avaliado que pode realçar as características da Intranet grandemente. As características tecnologicamente avançadas da Intranet incluem:

- **Password e checagens de segurança de cada usuário** - O sistema mantém um registro de onde o usuário tem estado e quanto tempo tem gasto. Este pode ser bem sucedido usando várias técnicas diferentes. Alguns softwares avançados dão esta opção. Alternativamente, um programa CGI pode ser escrito, o qual registra o usuário atual, data e tempo e o armazena dentro de um registro no servidor ao tempo em que eles se conectam à página.
- **A capacidade para executar perguntas para bases de dados dentro de um servidor principal** - Isto pode ser feito usando uma Conexão de Base de Dados Java, ou CGI (usualmente usando PERL) ou um separado ODBC servidor condescendente da Internet, por exemplo o Assistente de Base de Dados Intranet.
- **A capacidade para adicionar para uma base de dados desde uma página web** - Isto pode também ser bem sucedido em vários modos, pensar talvez o melhor seja usar Java para manusear as conexões da base de dados, isto **toma** sem pressão para o servidor. A habilidade para escrever para uma base de dados permite aplicações, por exemplo caixa de sugestões, projeto de foros, ordenação de produtos internos, submissão de lâminas de tempo, aplicações para serviços internos, etc. Este nível de interação faz a Intranet muito mais interessante e mais utilizada para o usuário.

- **A capacidade de adicionar para a Intranet tendo um conjunto de páginas web que se tenha direito a mudar** - A nova faixa de browsers (por exemplo *Netscape Navigator Gold 3.0*) tem embutido ferramentas autorizadas, somente que pode ser editado e escrito qualquer página da web em um formato WYSIWYG. Se possuir os direitos, por exemplo se estiver envolvido em um certo projeto em alto nível, poderá ter acesso a mudar o conteúdo daquele projeto da página web a partir do seu browser.
- **A facilidade de novos grupos** - Todos os browsers tem novos pacotes embutidos.
- **Discussão de grupos dentro de vários resultados e problemas são um método provado de efetivos recursos, e acertando o problema em mão** - Um servidor de conversação ao vivo IRC para a realização de encontros eletronicamente. Áudio e vídeo ao vivo é uma facilidade luxuosa que poderia provar completa utilização para aquelas organizações que possuem o benefício de um comprimento de banda maior.
- **Aplicações distribuídas, implementadas usando Java** - Existem expectativas para revolucionar produtos desenvolvidos. Por exemplo, um visor STEP tem sido desenvolvido pela *Step Tools Inc.*, habilitando arquivos STEP CAD para ser vistos e rotacionados remotamente.

#### 2.4.11 Extranets – Comunicação entre as redes

Extranets, e Internet e Intranets são todos os termos utilizados para descrever Intranets que operam entre diferentes organizações de uma empresa estendida. Estes sistemas possuem muito dos mesmos requerimentos tecnológicos como uma Intranet. Os requerimentos técnicos de tais sistemas incluem:

- I. Acesso à Internet/rede compartilhada.
- II. Sistemas de *Firewall* para tornar a Internet separada a partir da Extranet.
- III. Segurança, habilitando à privada Intranet da companhia a ser tomada separada a partir da Extranet.
- IV. As mesmas tecnologias de protocolos (HTML, HTTP, Java, CGI, ActiveX) como na Intranet e Internet, por exemplo: Netscape ou Internet Explorer.

Estes resultados tecnológicos com a Extranet são primeiramente concernentes à segurança. O software *firewall* deve ser sofisticado o suficiente para manusear todos os níveis de segurança.

#### 2.4.12 Combinando as tecnologias

Quando decidida qual tecnologia empregar, não é usualmente o caso de selecionar uma das tecnologias sobre outra. De outra forma, a mira é encontrar a ótima mistura de tecnologias para uma situação particular.

Às vezes, a ideal combinação tecnológica é relacionada ao tipo de indústria que uma companhia opera. Os quatro tipos principais de produtos têm sido identificados como mercadorias de Moda, de Capital, Duradouros e de Comércio, os quais podem ser mostrados dentro de uma grade de Incerteza/Complexidade. A Tabela 2.3 dá uma indicação geral de como estes produtos poderiam ser mantidos em uma Empresa Estendida desde uma perspectiva IT.

Em mais destas situações, uma combinação das tecnologias descritas formarão a melhor solução. O problema de como melhor combinar a Internet, EDI e Intranets é um no qual pode ser contornado incrementalmente por gerentes IS sobre os próximos 10 anos.

2.4.12.1. Combinando a Internet e o EDI

Na indústria de mercadorias/varejos (comércio), o EDI convencional com gerenciamento de estoque em código de barras é um bem provado, com efetiva solução IT. Neste tipo de ambiente, o produto é usualmente quase que simples e os níveis de informações, os quais devem ser transparentes para toda empresa, são limitados. O mesmo pode não ser prático para implementar uma Intranet para combinar os enlaces na cadeia de varejo quando o EDI trabalha bem. Uma coisa que pode ser mudada é a infra-estrutura através da qual o EDI toma lugar. Não existem razões pelas quais a Web não possa ser usada como uma opção mais barata para o transporte da camada EDI.

Incerteza

<p><b>Mercadorias de Moda</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Chave de Fatores de Sucesso são possíveis e de escolha.</li> <li>• Sistemas devem ser enfocados dentro de respostas rápidas.</li> <li>• Sistemas EDI usando qualquer VAN ou Internet para movimentar ordens através de fornecedores.</li> <li>• Ordenação de clientes através de páginas web, permitindo a seleção própria de projetos e combinações.</li> <li>• Através do sistema de projeto da empresa usando Intranet.</li> <li>• Sistemas de Manufatura Flexível controlado por computador os quais são capazes de adaptação para produzir projetos amplamente diferentes em grandes quantidades a curto prazo.</li> </ul>	<p><b>Mercadorias de Capital</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Chave de Fatores de Sucesso é a Aptidão para proposta.</li> <li>• Os sistemas devem focar dentro de projetos efetivos.</li> <li>• Enlaces fechados com clientes são vitais assegurando requerimentos bem entendidos.</li> <li>• Deve trabalhar com uma ampla faixa de fornecedores.</li> <li>• Uso da Extranet para fonte, trabalhando com fornecedores.</li> <li>• Extensivo uso da Intranet para tomar nota de vários sub-projetos.</li> <li>• Ordenação discreta não precisa de EDI.</li> <li>• Uso da Extranet para envolver clientes no ciclo de projetos e permitir ordenar a trajetória.</li> </ul>
<p><b>Comércio</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Chave de fator de sucesso é o preço.</li> <li>• Os sistemas devem focar em custos de liderança.</li> <li>• Poucos fornecedores, produtos simples.</li> <li>• O EDI poderia ser usado para manter o estoque no mínimo.</li> <li>• A Internet é uma plataforma EDI mais barata, se usada apropriadamente, poderia providenciar uma vantagem de custo.</li> <li>• Não são necessárias a Intranet, Extranet.</li> </ul>	<p><b>Duráveis</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Chave de fator de sucesso é uma escolha de efetivo custo.</li> <li>• O estilo é modular com poucos produtos e uma faixa do conjunto de opções na montagem final.</li> <li>• O EDI poderia ser usado para manter baixos estoques e reduzir custos.</li> <li>• Extranets/Intranets poderiam ser utilizados para permitir ao cliente selecionar a combinação que o satisfaça e traçar o progresso de sua ordem.</li> <li>• Enlaces com fornecedores deve ser justo e pode ser auxiliado usando Extranets.</li> <li>• As Extranets podem também ser usadas como plataformas EDI e como uma ferramenta de co-projeto.</li> </ul>

Complexidade

Tabela 2.3 - Seleção das tecnologias de comunicação por topologias de indústria

O EDIFACT é correntemente o aceite padrão EDI de escolha. Ele é necessário para um sistema EDI baseado na Internet para manter o EDIFACT, desde que os computadores não devam apenas estar aptos para ler os dados. Por exemplo, a chegada de uma ordem eletrônica poderia gatilhar uma variedade de processos: contas, produção, dívidas e inventários. Automatizando o fluxo do processo, as companhias buscam diminuir ou eliminar custos de trabalhos e erros de chaveamentos.

A Internet possui muitas vantagens sobre as altamente custosas VAN da atualidade - a Internet é barata, global e aberta. Uma mensagem EDI pode ser enviada através da Internet usando qualquer MIME ou FTP. Um dos principais interesses das pessoas possui sobre a Internet baseada em EDI é segurança. Ainda assim mensagens perdidas podem ser procuradas dentro da Internet. Como sempre, a Internet é ainda um meio amplamente mais seguro que o serviço postal, por exemplo. Um método através do qual o EDI e a Internet poderiam ser combinados tem sido proposto por Smith (1.996) e que se mostra na Fig. 2.8 (Davis M. & O'Sullivan D., 1.998).

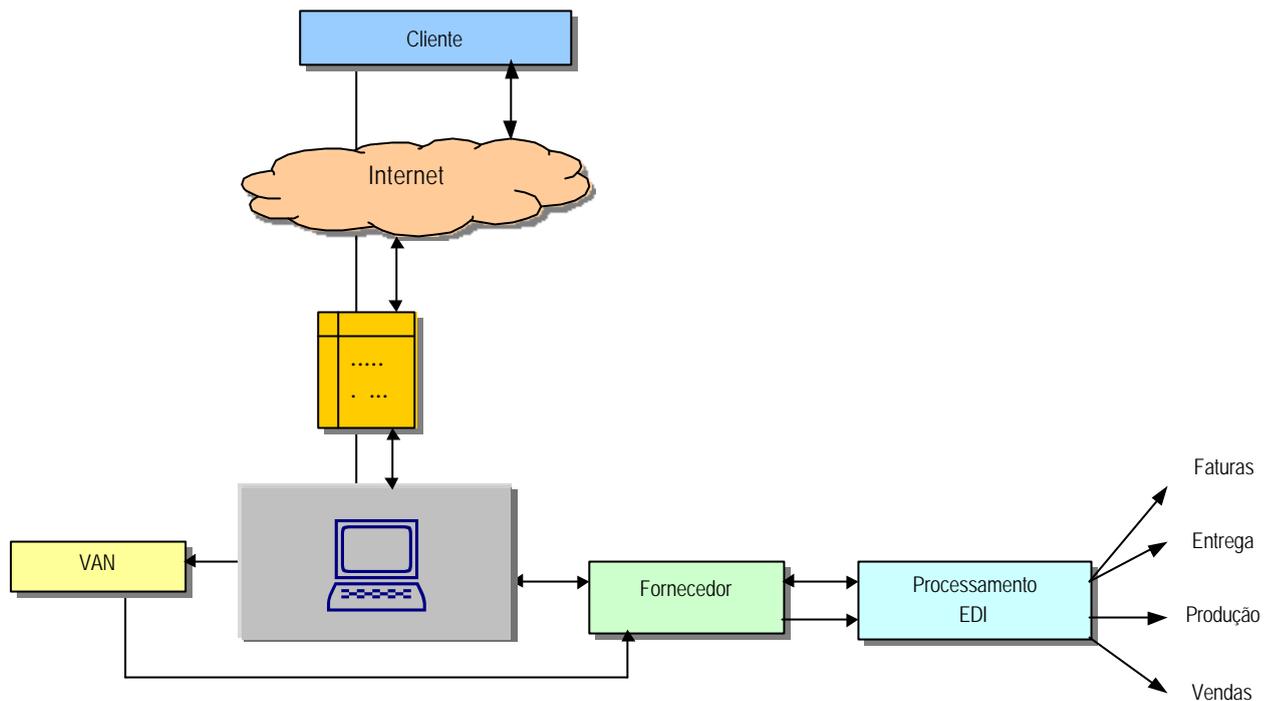


Figura 2.8 – O Sistema CAB - EDI , combinando Internet e EDI

Vários vendedores estão trabalhando dentro de produtos, os quais permitem o EDI e a Web para serem combinados. Com o EDI - TIE's Cyber - *Assisted Business* (CAB - EDI), usuários podem escolher entre um VAN e EDI, dependendo de como são os processos de negócios críticos. Utilizando a Internet, clientes podem ser beneficiados a partir de fácil transferência de dados. E podem armazenar e restabelecer facilmente grandes quantidades de informação de produtos estruturados graficamente. Por exemplo, o CAB-EDI pode rodar atrás de um servidor web corporativo para converter formas de ordem preenchidas externamente dentro de mensagens EDIFACT. Então, pode-se possuir a opção de gatilho da cadeia de processos EDI sobre a Internet ou através de um VAN, oferecendo maior segurança, recepções documentadas e respostas mais rápidas.

A maioria destes problemas com sistemas baseados em Intranet são com padrões, e estes talvez serão resolvidos nos anos vindouros. Durante este lapso de tempo, a solução ideal para muitas companhias é uma que combina os poderes de ambos (Fig. 2.9), por exemplo, entre o Notes (correio eletrônico comercial) como ferramenta de aplicações e a Web (Davis M. & O'Sullivan D., 1.998).

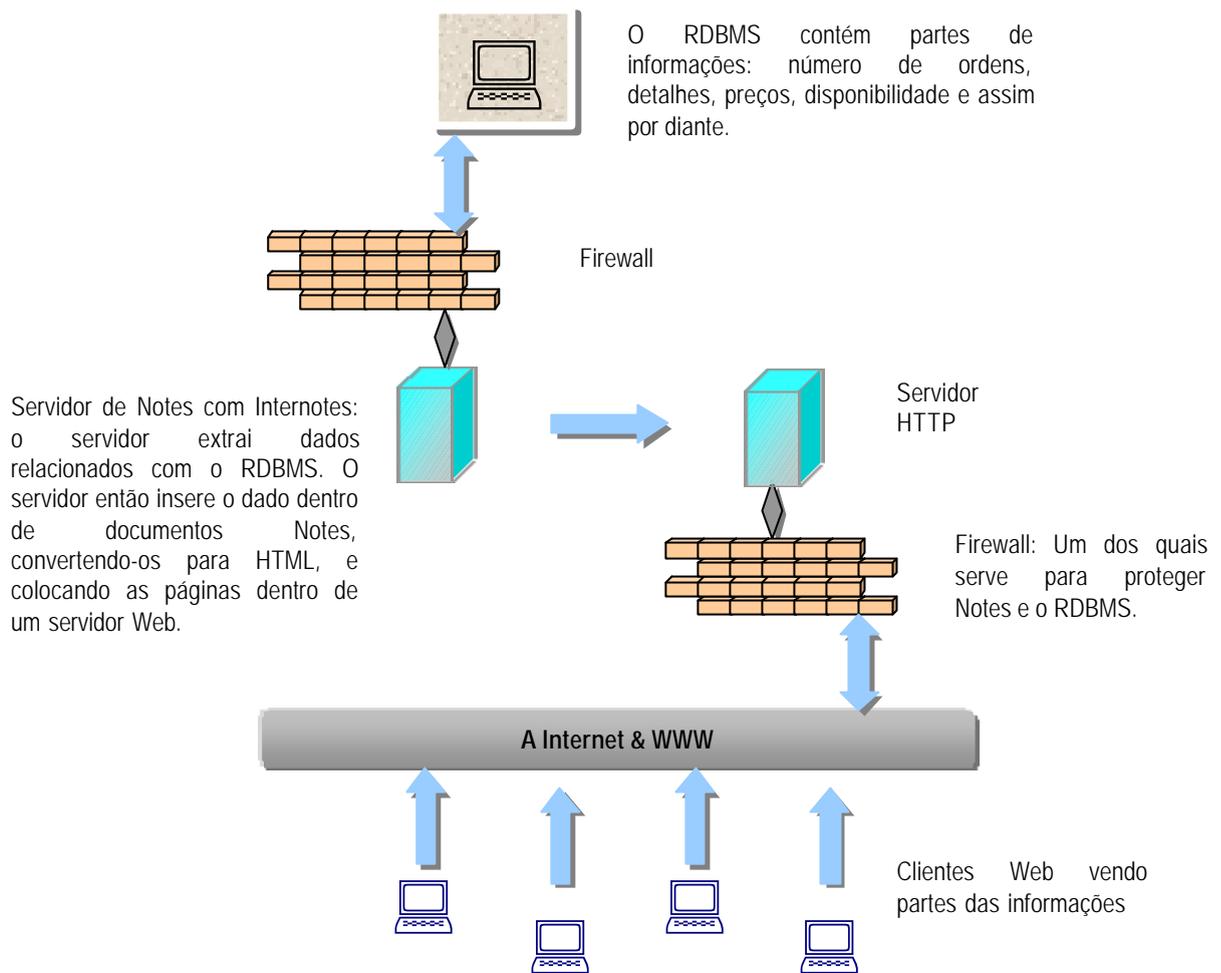


Figura 2.9 – Incorporando a web dentro de sistemas de baseado em um Lotus Notes

## 2.5 Trabalhos Principais realizados no setor de Controle e Automação de Sistemas Elétricos

Apresentado na Exposição & Conferência T&D da IEEE (*Institute of Electronic and Electrical Engineering*), e condensado em um artigo no IEEE Transactions on Power Systems em Fevereiro deste ano, o trabalho feito por: W.L. Chan, A.T.P. So e L.L. Lai trata do *Monitoramento de uma Subestação de Transmissão Baseado na Internet* (Chang W.L., So A.T.P., Lai L.L., 1.999).

Os autores desenvolveram um sistema de monitoramento de informação distribuída on-line das condições de equipamentos de alta tensão em uma subestação de transmissão, assim como os estados de cada circuito dos disjuntores de SF<sub>6</sub> (hexafluoreto de enxofre) junto com outros parâmetros operacionais, temperatura de transformadores, correntes desbalanceadas de bancos de capacitores e serviços auxiliares como bombas, baterias e compressores. Cada bay é monitorado por um microcontrolador onde a informação pode ser intercambiada entre eles dentro de uma rede de área local (LAN).

Uma subestação para o novo Aeroporto Internacional de Hong Kong foi construída revelando as falhas do sistema existente porque a subestação estava longe dos centros de manutenção. Os engenheiros a cargo da transmissão precisavam conhecer não apenas o estado dos equipamentos em tempo real mas também a segurança e serviço contra incêndio da subestação. Portanto, as organizações envolvidas na operação do aeroporto precisam ganhar acesso para as informações.

Dessa maneira, o sistema de informações original tem sido acentuado e estendido, dando início a uma velha idéia de utilizar modem baseado na comunicação ponto a ponto e substituindo-o pela Internet baseado no conceito cliente/servidor. A idéia de visão remota para monitorar a subestação também é empregada para integração com o sistema baseado na Internet (Chang W.L., So A.T.P., Lai L.L., 1.999)

## 2.6 Trabalhos Pioneiros no Setor Elétrico Brasileiro

Alguns dos trabalhos pioneiros feitos no Brasil são realizados para concessionárias de energia elétrica. O principal deles trata do monitoramento de equipamentos das subestações de alta tensão brasileiras, enquanto que outro trata de técnicas de monitoração de subestações isoladas à gás SF<sub>6</sub>. Entre outras, pode-se mencionar também os estudos realizados referentes aos aspectos técnicos e econômicos da digitalização de subestações, automação de subestações e de sistemas de distribuição industriais, assim como a integração da supervisão, controle e proteção em usinas e subestações (Redação da Revista Eletricidade Moderna, Julho de 1.998).

O monitoramento de equipamentos das subestações de alta tensão brasileiras trata do diagnóstico em tempo real do estado físico do equipamento, antecipando-se aos colapsos no fornecimento de energia elétrica. As vantagens que ressaltam são: redução dos custos de manutenção, aumento da confiabilidade e prolongamento da vida útil dos equipamentos monitorados, tais como transformadores e disjuntores das subestações.

O trabalho de monitoramento de subestações foi desenvolvido pela junção de grandes concessionárias paulistas (CESP, Eletropaulo e CPFL), fornecedores e o IEE/USP - Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo - e em conjunto também com a EPUSP - Escola Politécnica de São Paulo - que desenvolveram o projeto de monitoramento dos equipamentos de uma subestação. Numa primeira fase, o sistema está sendo instalado em algumas subestações das concessionárias citadas, visando controlar e levantar as características de operação dos transformadores e disjuntores por serem os de maior custo da instalação. Por exemplo, quando um transformador quebra por colapso, chega a custar, em média, 50% do valor de um novo (Redação da Revista Eletricidade Moderna, Julho de 1.998).

Com relação às técnicas de monitoração de uma SIG (Subestação Isolada a Gás), pode-se dizer que algumas falhas internas neste tipo de subestações estão normalmente associadas à presença de descargas parciais que, se identificadas com antecedência, permitem evitar falhas no sistema elétrico. Neste sentido, diversas técnicas de monitoração podem ser empregadas e seus resultados usados para orientar os programas de manutenção preventiva, aumentando dessa maneira a confiabilidade das subestações.

A monitoração é uma técnica que permite avaliar uma determinada característica do equipamento, por um certo período. Dessa forma, se adicionarmos um sistema de aquisição de dados ao termômetro de óleo de um transformador, e fizermos a análise desses dados em tempo real ou a uma frequência estabelecida, estaremos monitorando a temperatura do transformador. Mas não basta apenas ter as medidas ou o banco de dados; é preciso ter um sistema de análise de dados, automático ou não.

Assim, no caso de uma SIG, a monitoração compreende o acompanhamento de descargas parciais no equipamento e sua evolução ao longo do tempo (Silva J.M.M. e & Júnior J.A.T., 1.998)

Nos dias do mundo globalizado e em termos de economia, não se pode desvirtuar uma realidade como é a situação financeira, quer seja de uma pequena, média ou grande empresa. Nesse

sentido, a digitalização de sistemas de controle e proteção para subestações possuem vantagens bastante interessantes sobre os sistemas convencionais, que vão ao encontro dos interesses técnicos e econômicos das empresas usuárias, como as concessionárias de energia elétrica.

Com o aumento da complexidade do sistema elétrico a ser controlado e protegido, os sistemas digitais apresentam custos cada vez menores em comparação com os convencionais, o que torna seu uso incontestável (Marchetti, N.B. & Wöchler W.S., 1.996)

## 2.7 Produtos característicos ofertados por empresas especializadas no setor

### 2.7.1 General Electric GESA - Características da Rede de Subestação

Constituído de muitos sistemas dentro do sistema, a GESA oferece uma linha inteligente de software amigável para o usuário. Em termos de operador de software, ambos PMCS (*Power Management Control System*) e GE-NESIS (*GE Network Substation Integration System*) são possíveis de compor um único equipamento.

Dentro dos sistemas GESA, diferentes soluções podem ser aplicadas para diferentes requerimentos e aplicações de subestações. Deste modo, uma perfeita comparação na funcionalidade de comunicação e sistema, expansibilidade, interface com o usuário e custos podem ser obtidos para toda aplicação e/ou necessidades do cliente. Ambos sistemas PMCS e GENESIS podem providenciar uma completa integração do sistema, mas existem diferenças significantes na arquitetura e funcionalidade entre estes sistemas.

Desde o ponto de vista da arquitetura do sistema, sistemas PMCS são mais focalizados dentro do nível de controle da subestação, enquanto que sistemas GENESIS, através do controle requerido da subestação, são mais focalizados dentro do controle distribuído ao nível de bay.

#### 2.7.1.1 Software

O GUI (do inglês - *Graphical User Interface*) fornece uma interface interativa dentro do controle e operação da subestação (Fig. 2.10). A exibição pode incluir: Diagramas Unifilares, Placas de Identificação, Anunciador Configurável, Registrador de Evento, Monitoramento da performance do Sistema, Oscilografia, Visualização do Componente Standard (*Wizards*), Diagrama da Arquitetura do Sistema.

#### 2.7.1.2 Operações de Supervisão e Controle

O PMCS providencia chaves de controle manual, circuitos de disjuntores e outros equipamentos. O mesmo pode coordenar controle supervísório de abertura e fechamento de disjuntores, LTC subida e queda, bloqueio/desbloqueio pausa no refechamento e chaveamento de banco de capacitores. Se for conveniente, uma comunicação WAN é possível, o controle supervísório pode ser estendido para refechadores de subcorrente, chaves de linha, e bancos de capacitores. O controle de PC pode ser implementado através de software.

Manualmente coordena-se o controle supervísório de várias funções dos disjuntores para um controle mais completo do sistema.

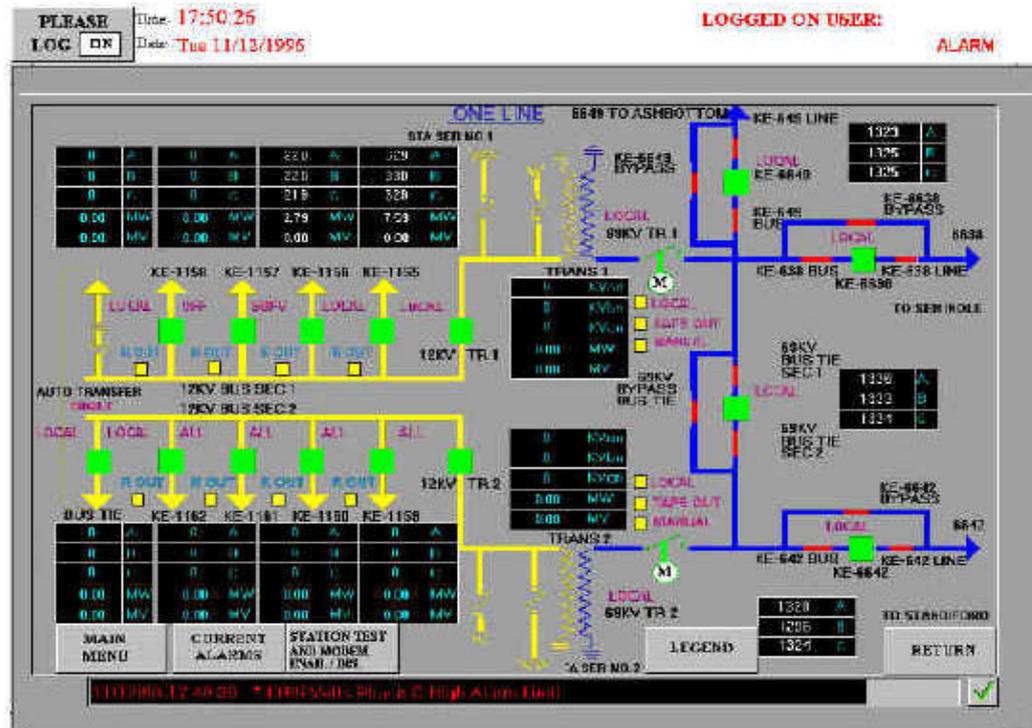


Figura 2.10 – Apresentação do GUI (Graphical User Interface) para um sistema elétrico típico

### 2.7.1.3 Tipos de Alarmes

Ambos padrões e alarmes definidos pelo usuário são registrados em uma base de dados e podem também ser programados para ajustar um sinal visível ou audível para o operador. Estes alarmes podem também estar disponíveis em um painel anunciador com capacidade de reconhecimento. Pode tornar registros de todos os componentes para alarmes desde uma localização central.

### 2.7.1.4 Medição / Status IED

O status do equipamento e valores presentes podem ser obtidos a partir de um diagrama unifilar que reflete a configuração de uma particular subestação. Valores selecionados são continuamente polidos desde os IED's, e carregados para dentro de um computador principal de forma a disponibilizá-los na tela.

Wizards para cada IED gravam horas de programação, eliminam erros que permitem a redução de tempos no comissionamento elétrico (observar esquema na figura 2.11)

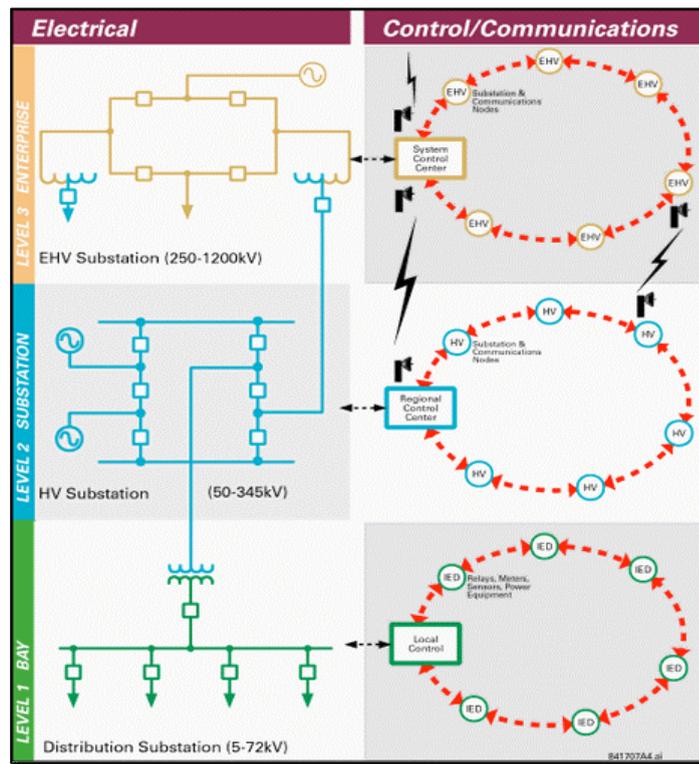


Figura 2.11 – Representação da Tela Wizard

#### 2.7.1.5 Acesso Multinível de Segurança

Passwords podem ser ajustados a múltiplos níveis para permitir o acesso do operador a funções tais como visão na tela, controle de ajuste e administração.

As seguintes funções opcionais para controle da operação da subestação estão também disponíveis: Placas de Identificação, Intertravamentos programáveis, Cortes de Carga e Restabelecimento, PC SCADA para interface com SCADA e Sistemas de *backup*.

#### 2.7.1.6 Status e Diagnósticos

O PMCS mantém uma base de dados do estado (status) em tempo real de cada equipamento conectado ao IED tal como auto diagnose de falhas, contatos de saída, manutenção e controle local. Eventualmente, relés, reportes de faltas e integridade do disjuntor, se necessários, são possíveis de serem capturados no IED e mostrados na tela.

#### 2.7.1.7 Armazenamento Histórico de Dados

O PCMS cria e arquiva múltiplos dados históricos baseados em seleções de vários valores presentes. O usuário pode selecionar as variáveis, tempos de captura e intervalos de arquivo.

Este equipamento possui uma seleção de ferramentas de aplicação para análise, incluindo um visor de oscilografia para arquivos, lógica de seqüências de eventos entre outras ferramentas.

Os dados históricos podem ser vistos no formato gráfico, assim como a seleção de variáveis e intervalos para efeitos de coordenação (GESA - General Electric, 1.996)

## 2.7.2 Siemens Energia & Automação

O Sistema de Controle de Energia (PSC – Power System Control) possui as seguintes características: Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS), Sistema de Gerenciamento de Distribuição (DMS), Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA), Aplicações de Sistemas Abertos, Operações de Dados, entre outros.

### 2.7.2.1 Soluções de Controle

A família de produtos de controle para concessionárias elétricas oferece capacidades de automação providenciando informações que auxiliam nas tomadas de decisões. Baseada na tecnologia de sistemas abertos e arquitetura de sistemas distribuídos, a abordagem PSC pode ser aplicada principalmente a concessionárias de energia elétrica de vários portes. Por causa da tecnologia de sistemas abertos, existe a possibilidade de incorporar avanços tecnológicos. Além disso, a partir do EMS, DMS e SCADA, podem ser incluídos sistemas de migração e serviços de operação, ferramentas de comunicação, sistemas de exibição de tela.

### 2.7.2.2 Produtos para sistemas abertos

- Um controle PSC consiste de um conjunto de produtos objetivados ao mercado de sistemas abertos (Fig. 2.12), estes são projetados como blocos construídos; de configuração simples dentro de sistemas que fornecem ferramentas para diferentes entidades (companhias de geração, companhias de carga, operadores de sistemas independentes, corretores, etc.) necessárias para sobreviver e prosperar neste novo ambiente de acesso aberto. Estes produtos incluem: Sistema de Acesso Aberto a Informações de mesmo período (*OASIS - Open Access Same-time Information System*), SINAUT Spectrum Trans\$MART™, Capacidade Disponível de Transmissão (*ATC - Available Transmission Capability*), Custo de Energia (*EP - Energy Pricing ou Locational Marginal Pricing*) (Siemens, 1.999).

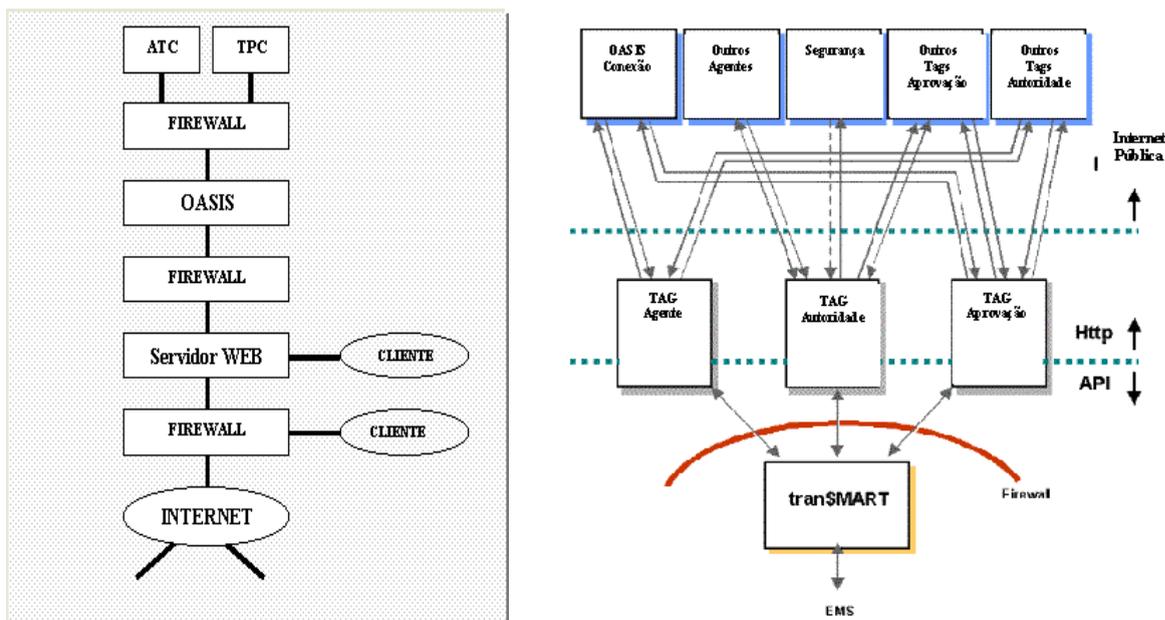


Figura 2.12 - Configurações típicas da utilização do ATC com a Internet e do SINAUT tranSMART

### 2.7.3 Asea Brown Boveri - ABB Automação

A área de concentração da ABB Automação abrange principalmente: subestações de transmissão e distribuição, concessionárias de energia elétrica e indústrias, subestações e disjuntores isolados a ar e gás isolante.

Uma típica solução de automação de subestação para alta ou média tensão inclui controle de estação, sistemas de comunicação, barramento inter-bay e proteção digital. Uma solução mais completa consiste de um sistema servindo de proteção, controle, monitoramento e funções de comunicação local e remota, incluindo também estações de trabalho operadores independentes e *gateways* de controle remoto.

Principais áreas de aplicações, produtos e sistemas:

- **Geração.** Proteção.
- **Transmissão.** Automação de Subestações, Proteção e Controle de produtos e sistemas, Unidades Terminais Remotas (RTU).
- **Distribuição.** Automação de Subestações, Proteção e Controle de produtos para fornecedores, Unidades de anel principal, disjuntores e religadores.

A Automação de Subestações inclui controle, monitoramento e proteção para usinas elétricas, sistemas de transmissão e aplicações de distribuição. Algumas soluções consistem de simples funções de proteção até unidades de controle para sistemas integrados.

Dentre os sistemas conhecidos, a ABB possui os seguintes itens a saber: Plataforma comum para controle, monitoramento e proteção, Arquitetura distribuída, Hardware modular, software e controle coordenado, monitoramento e funcionalidade da proteção, Controle Local e Remoto, Interação com outros sistemas de acordo com padrões internacionais, Comunicação com funções distribuídas.

#### 2.7.3.1 Níveis do Sistema Automatizado

- Nível de Estação. IHM (Interface Homem Máquina) para apresentação, monitoramento e controle locais; Vários IHM e opções de *gateway*, *Gateway* para centros de controle de rede, funções automáticas de estação.
- Nível de Bay. Controle, monitoramento e proteção do relativo bay.
- Processo de Interface. Unidades de I/O nas unidades de bay; Unidades remotas de I/O fechadas para o disjuntor; Sensores avançados e atuadores integrados no disjuntor.
- Comunicação. Comunicação bay a bay; comunicação independente do nível de estação; Controle independente de comunicação remota; Processo de comunicação de barra; Diagnósticos remotos.

#### 2.7.3.2 Alguns produtos oferecidos pela ABB - Automação

Existem produtos relativamente a cada área de interesse, dentre estes destacam-se as seguintes funções: Monitoramento, Registro de Distúrbios e Análise, Comunicação, Controle e Proteção, Engenharia e Ferramentas, Relés de Proteção, Transformadores, Geradores e Relés de Proteção do Motor, Relés de Multifinalidade e Aplicações especiais de Proteção, Equipamentos de Controle e Monitoramento, Equipamentos Anunciadores (ABB Automation, 1.999). Estas áreas e funções podem ser aplicadas através dos seguintes equipamentos:

- DR-COM - Módulo Software
- REPORT - Módulo Software
- SMS 010 - Sistema de Monitoramento de Subestação
- SMS-BASE - Programa Plataforma do SMS 010

### 2.7.3.3 GE Harris - General Electric Harris Automação.

A seguir apresentam-se Itens que fazem referência aos produtos GE Harris:

### 2.7.3.4 iSCS - Integrated Substation Control System

O sistema iSCS ou Sistema de Controle Integrado para Controle de Subestação possui uma boa característica de confiabilidade com controle, executa uma colheita de dados remota a partir de IED's através de um sistema integrado e funções automatizadas de chaveamento da subestação. O iSCS possui interface direta para sistemas SCADA e incorpora interface gráfica de subestação para controle local e remoto, aplicações no gerenciamento de desenvolvimento de base de dados e conectividades com outras empresas.

O GE Harris iSCS oferece uma rede Ethernet de alta velocidade para comunicação LAN. Funcionalmente, a subestação de rede de área local utiliza interfaces de rede padronizadas e oferece um protocolo aberto.

A Subestação LAN utiliza o protocolo DNP 3.0 para proporcionar facilidades SCADA, permitindo distribuir dados colhidos em programas de automação em tempo crítico, possui uma direta interação com qualquer componente usando uma configuração par a par ou cliente/servidor dentro da rede LAN.

Este sistema apresenta uma especialidade em relação à Interface Gráfica de Usuário (*GUI – Graphical User Interface*) de Subestação denominada de Power Link, este funciona dentro de plataformas de computador baseados em processadores Intel usando Windows NT. Possui gráficos avançados, gráficos de tendências, alarmes e manuseio de eventos, é possível adicionar várias interfaces de base de dados permitindo ao usuário integrar informação histórica da subestação. Utilizando-se um software *WebClient* (propriedade GE), o usuário pode ter acesso remoto à subestação através de redes Internet ou Intranet.

### 2.7.3.5 Família de Produtos oferecidos pela GE

- Produtos da classe D20

Possui como características mais relevantes as seguintes: Arquitetura distribuída aberta, Plataforma de Automação de Subestação distribuída para a indústria concessionária elétrica, Gerenciamento e Controle de dados entre componentes de campo local/remoto, Monitoramento, controle, automação e comunicações de subestações de distribuição de pequeno porte e até plantas de geração.

D20 S	D20 C	Painel Monitor de Dados
D20 A	D20 M	Harris D10
D20 K	D20 AC	Harris D200

Tabela 2.4 – Produtos da GE Harris classificados como D20

### 2.7.3.6 Produtos D25 - IED Multifunção

Denominado de "Super IED" (*IED - Intelligent Electronic Device*). Este componente (Fig. 2.14) pode efetuar várias funções, dentre elas encontram-se as funções de: controlador lógico programável, subestação LAN, gateway IED, controlador de nível de bay, monitor de qualidade de energia e registrador (formas de onda) de evento/falta de acordo com a necessidade de utilização. Pode também atuar como um equipamento monitorando um dispositivo ou esperar exclusivamente uma unidade terminal remota (UTR).

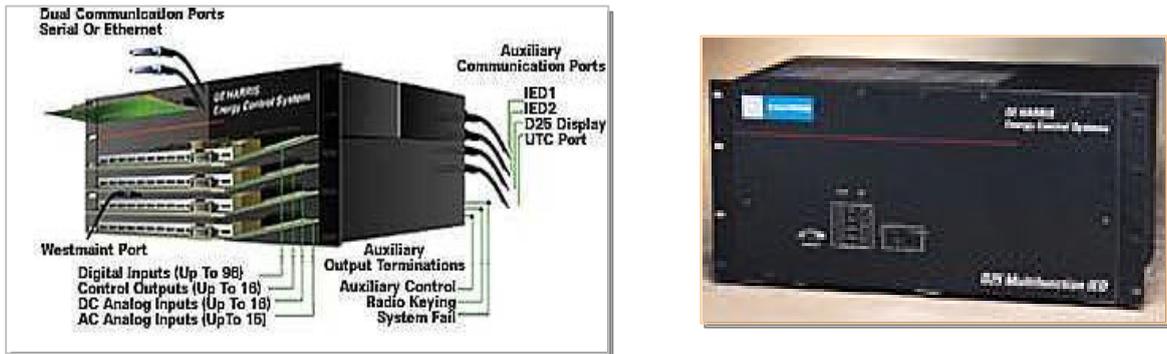


Figura 2.13 – Características e aspecto de um D25 IED Multifunção da GE Harris

Pode acomodar entradas discretas tal como entrada digital de estado, SOE, acumuladores, entradas analógicas AC ou DC, saídas de controle digitais. Possui uma boa flexibilidade de comunicação providenciando portas de comunicação serial (RS-232), comunicações Ethernet LAN, e duas portas seriais PLUS para interfacear com IED's com função de relés.

Algumas das suas principais áreas de atuação são: Controle Supervisório, Aquisição de Dados, Medições, Medição de Demanda, Qualidade de Energia, Controlador de Nível de Bay, Concentrador IED, Perfil de Carga, Registrador Digital de Faltas, Controlador Lógico Programável (PLC).

### 2.7.3.7 Principais aplicações em Automação de Subestações

A GE Harris oferece abrange uma variedade considerável de aplicações em automação de subestações. Esta variedade pode satisfazer os requerimentos necessários para a automação de subestações, tais como: Acumulador Frio, Seleção de Frequência Automática, Controle de Tensão Automático, Controlador de Banco de Capacitores, Sistema de Reporte de Carga, Corte Seletivo de Cargas, PID Controle de Loop Fechado, Controlador ProLogic (*Soft Programmable Logic Controller*), Detecção de Balanceamento Trifásico, entre outros.

★★★★★



### 3 FILOSOFIA DE AUTOMAÇÃO, SUPERVISÃO E PROTEÇÃO DE SUBESTAÇÕES

*Os arranjos típicos de subestações elétricas será o objetivo deste capítulo, adicionalmente configurações de barras, equipamentos de manobra, sistemas de medição e algumas operações necessárias à operação e proteção do sistema.*

*Algumas subestações convencionais possuem algumas funções automatizadas como: comando de disjuntores, comandos de abertura/fechamento de chaves seccionadoras, e intertravamentos na operação de equipamentos, funções estas via relés.*

*Com os sistemas digitais estas funções e outras realizam-se através de equipamentos como microprocessadores e lógica estabelecida em softwares, não trazendo novas funções mas sim modificando a maneira de fazê-las.*

#### 3.1 Introdução aos Sistemas Elétricos de Potência

Uma ferramenta muito útil no planejamento, projeto e operação de sistemas elétricos é o estabelecimento de um modelo de capacidade e carga, aplicável a todos os componentes para todas as características básicas. Definindo o objetivo do sistema elétrico, poderemos perfeitamente estabelecer relações entre a *capacidade* dos componentes em desempenhar suas funções pré - estabelecidas e os *limites* suportáveis de *carga*, que deverão ser obedecidos. Desta forma, saberemos quais serão os *riscos* estabelecidos para atender aos objetivos propostos. Esses conceitos, aparentemente filosóficos, podem ser expressos matematicamente através de equações simples, que auxiliam enormemente a escolha adequada dos componentes. O modelo de *capacidade* (de uma forma geral, capacidade significa a *robustez* do componente) e de carga (em seu sentido mais amplo, isto é, a *solicitação* que se impõe ao componente) é aplicável a qualquer tipo de componente ou sistema, elétrico ou não. É claro que nossa análise se restringe aos componentes de sistemas elétricos.

#### 3.2 Sistemas Elétricos de Potência (SEP)

O objetivo primordial de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é propiciar o fornecimento de energia elétrica, fornecimento este que deve ser adequado, confiável, sem interrupções e de uma forma determinada de qualidade. Para atingir esse objetivo, a operação dos sistemas de potência envolve muitos estudos interrelacionados. Esses estudos incluem:

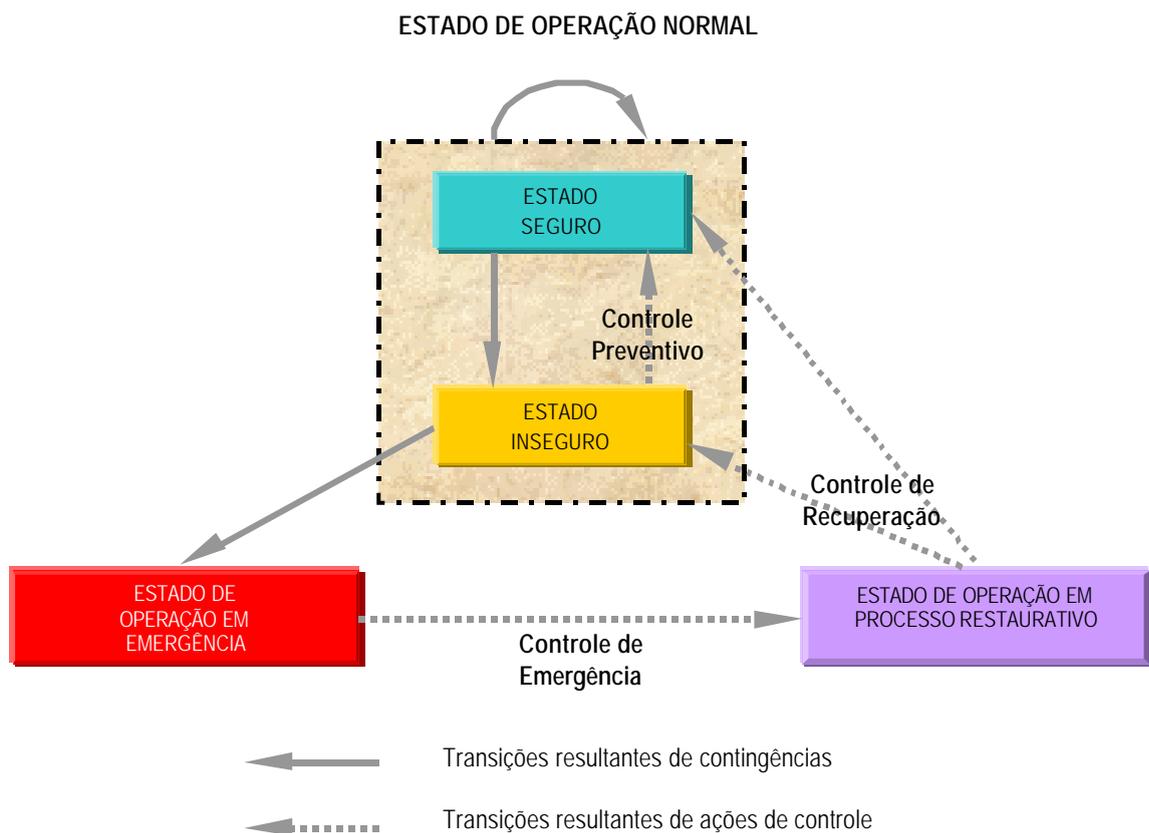
- Estudos de fluxo de carga ("*Load Flow*") ;
- Estudos de estabilidade;
- Análise de Contingências;
- Despacho econômico;
- *Escolha adequada das máquinas a serem colocadas em serviços;*
- Planejamento de manutenção;
- Requisitos de segurança e reserva flutuante;
- Controle de carga e frequência ;
- Previsão de cargas;
- Sensibilidades;

Um sistema de potência consiste em um número de nós ou *barramentos*, os quais estão interligados por *linhas*. Conectadas a alguns barramentos estão as unidades geradoras, enquanto que em outros estão as *cargas componentes*, tais como transformadores e condensadores que podem ser encontrados, igualmente, em alguns barramentos. *Potência* é transferida de nó para nó, através de linhas de conexão (Curi M.A. & Negrisoli M.M., 1.990).

O *fluxo de potência* é estritamente governado pelas equações do sistema elétrico. O modelo padrão de fluxo depende principalmente da carga, da distribuição da geração e da configuração da rede. A *quantidade de potência gerada*, por cada unidade, é condicionada pela sua capacidade. A quantidade de potência que cada linha pode transferir é limitada pelas suas características, o mesmo acontecendo com cada transformador.

Com o objetivo de estudar a *segurança* do sistema, condições podem ser impostas, por exemplo, no *ângulo de tensão de barramento* através das linhas. *Níveis de tensão* deverão estar dentro de uma faixa de variação aceitável. Quase todas as condições acima poderiam ser expressas por equações matemáticas, mas como este assunto foge do escopo deste trabalho, as mesmas não serão detalhadas.

Existem basicamente os seguintes estados operativos de um sistema elétrico de potência que são exemplificados na seguinte figura:



**Figura 3.1 – Relações entre Estados de Operação de Sistemas de Potência**

A Fig. 3.1 mostra como os denominados estados de operação interagem dentro de um sistema elétrico, onde normalmente opera no seu estado normal - seguro. Algumas contingências simples podem levar o sistema em uma região insegura, entretanto controles preventivos adequados podem

trazer novamente à região segura com certa tranquilidade. São relativamente raras as ocorrências que levam o sistema ao estado de emergência, geralmente causadas por contingências múltiplas graves (os denominados *blackouts*). Neste estado, o sistema sofre um colapso que pode afetar uma grande parte do sistema interligado, necessitando de controles de emergência e de recuperação pelas ações integradas dos Centros de Controle das empresas afetadas, para recompor o sistema (Sato F., 2.002).

### 3.2.1 Estados de Operação de Sistemas de Potência – Características Individuais

#### 3.2.1.1 Estado de operação : Normal

Quando todas as condições de igualdade e desigualdade são satisfeitas, dizemos que o sistema de potência está em *estado de operação normal* ou operando normalmente. Sob essa condição, todas as demandas são atendidas, nas tensões e frequência especificadas e todos os componentes do sistema estão carregados dentro de limites aceitáveis.

Por razões econômicas, o custo de operação nesse estado é minimizado. Economia de combustível e armazenamento de energia são obtidos pelo despacho econômico e escolha adequada dos geradores disponíveis.

O objetivo dos operadores é manter o sistema no estado de operação normal, sob circunstâncias perfeitamente previstas. Todos os controles escolhidos pelo operador, para alcançar esse objetivo, são preventivos pela sua própria natureza. Tais controles são denominados *controles preventivos*.

#### 3.2.1.2 Estado de operação : Emergência

Quando todas as condições de igualdade são satisfeitas e um subconjunto de condições de desigualdades é violado, dizemos que o sistema de potência está em estado de operação de emergência. Isso poderia acontecer quando alguns componentes são sobrecarregados ou quando a qualidade de fornecimento especificada não pode ser mantida. É também possível que o sistema esteja em processo de perda de sincronismo.

Nessas circunstâncias, o sistema continuará a deteriorar-se, caso não sejam tomadas medidas de controle. Por exemplo, o fornecimento a alguns consumidores poderá ser reduzido como medida para salvar o sistema de sair completamente de serviço. Portanto, é necessário o *controle* para trazer o sistema para o estado, em que todo o conjunto de condições de desigualdades é satisfeito. Ao mesmo tempo, a demanda máxima deverá ser atingida, de modo a causar a mínima inconveniência aos consumidores. Todas as medidas corretivas tais como fechamento de seccionadoras, religamento de disjuntores, recolocação em sincronismo de geradores, entre outros, constituem o *controle de emergência*.

#### 3.2.1.3 Estado de operação : Restaurativo

Quando um subconjunto das condições de desigualdade é violado e todas as outras condições são satisfeitas, dizemos que o sistema está em *Estado de Operação Restaurativo*.

Este estado ocorre após um estado de emergência sendo uma das principais conseqüências a redução do fornecimento de energia elétrica a alguns consumidores ou, em seu pior caso, a uma percentagem elevada de consumidores (Curi M.A. & Negrisoni M.M., 1.990).

Agora, o objetivo do controle é restaurar todo o fornecimento e retornar o sistema ao estado de operação normal, no mínimo espaço de tempo. Todos os controles projetados para alcançar os objetivos propostos são denominados de *controles restaurativos*.

### 3.2.2 Segurança do Sistema

Na prática, não é suficiente só manter o sistema em estado de operação normal. Sob certas condições, a ocorrência de alguns distúrbios pode causar a transferência do sistema para o estado de emergência. Por exemplo, a sobrecarga das linhas e a violação dos limites de tensão.

Um conjunto de distúrbios que poderiam levar à transferência de um estado para outro, por exemplo, de um estado normal para um de emergência, pode ser constituído de:

- Saída de serviço de uma linha.
- Saída de serviço de um gerador.
- Saída repentina de carga.
- Mudança repentina de fluxo de carga em uma interconexão.
- Falta trifásica no sistema.

Suponhamos que um sistema de potência, no estado de operação normal, seja submetido a um conjunto de distúrbios, um de cada vez. Se para qualquer distúrbio isolado, o sistema permanece no estado de operação normal, então o sistema é qualificado como seguro. De modo contrário, é inseguro.

Aparentemente, quanto maior for o conjunto de distúrbios, mais severo será o padrão de segurança. Os componentes dos conjuntos de contingência dependerão do sistema envolvido e da segurança requerida. Podemos chamar de estado de operação normal de *estado preferido* e ao estado de operação inseguro de *estado de alerta*. Um sistema de potência deverá, portanto, ser mantido no estado preferido, a maior parte possível do tempo. Caso o sistema seja levado para o sistema de alerta dever-se-á procurar todas as medidas corretivas (tais como: transferência de geração, comutação dos taps do transformador, etc.) para fazer com que o sistema retorne ao estado preferido. Tais ações controladoras constituem os *controladores de segurança*.

A segurança de sistemas de potência pode ser dividida em três tipos:

- a) *Segurança em Regime Permanente ("Steady State")*. Trata com a condição de regime permanente de um sistema.
- b) *Segurança Transitória*. Refere-se à estabilidade transitória de um sistema quando está submetido a um distúrbio.
- c) *Segurança Dinâmica*. Pertinente às respostas do sistema na ordem de alguns minutos.

#### 3.2.2.1 Avaliação da Segurança

Como o objetivo principal é o de atender satisfatoriamente a todos os consumidores, é essencial para o sistema de potência ser seguro em todas as circunstâncias. As condições do meio ambiente, como as condições atmosféricas, e a demanda de carga variam constantemente, conseqüentemente, o estado do sistema de potência nunca é estático. Por isso, algum tipo de avaliação de segurança ou análise deve ser feito periodicamente, para verificar se o sistema está em segurança ou não (Curi M.A. & Negrisoli M.M., 1.990).

Uma avaliação direta ("on line") revelará aos operadores a necessidade ou não de controles, para assegurar o funcionamento do sistema no estado seguro de operação.

Para propósitos "off line", a avaliação de segurança poderia auxiliar em muitas rotinas de operação e planejamento, as quais podem ser de vital importância à segurança do sistema. Esses objetivos incluem a escolha adequada de unidades geradoras, manutenção dos componentes, despacho econômico e edição de novos componentes ou qualquer expansão do sistema.

Qualquer informação incorreta pode acarretar ações errôneas, as quais podem ocasionar a saída de serviço de componentes e interrupção de fornecimento aos consumidores. Muitos fenômenos acontecem tão rapidamente que tanto as decisões como as ações restaurativas devem ser levadas a efeito no mínimo tempo possível. Logicamente, fatores econômicos estão sempre presentes em quaisquer decisões.

Até que todos os sistemas de potência possam ser completamente automatizados, operadores humanos estarão envolvidos na manutenção da segurança do sistema. Devido a saídas de serviço, forçadas ou previstas, de componentes e do contínuo aumento da demanda, o sistema está sujeito a frequentes mudanças.

Por esses motivos, qualquer esquema de avaliação de segurança deve possuir certas características. O esquema, de uma forma geral, deve ser: Preciso, Consistente, Rápido, De fácil implantação, Adaptável a mudanças do sistema, Possuir custo razoável, Capaz de fornecer resultados, que possam ser facilmente interpretados.

Para que se possa ter uma avaliação de segurança de sistemas de potência, preciso e consistente, as medidas das diversas variáveis obtidas devem ser precisas. Em geral, estas medições não são muito precisas e possuem uma determinada imprecisão. Estas imprecisões podem ser devidas à presença de ruídos nos aparelhos de medição e canais de comunicação. Entretanto, os efeitos dos ruídos podem ser reduzidos e a precisão das medidas determinada pode ser melhorada pelo uso de variáveis de compensação ou estimativa de estados.

De fato, já existem programas em operação em diversas companhias concessionárias americanas e européias. Assim sendo, é razoável admitir que medições precisas de variáveis estejam disponíveis para a avaliação de segurança e outros aspectos de operação do sistema de potência.

Posto isso, é desejável que se tenha um indicador para cada tipo de segurança. O indicador pode ser representado por um ou mais critérios de decisão, os quais podem ser representados por funções matemáticas, denominadas de *Funções de Segurança* (Curi M.A. & Negrisoli M.M., 1.990).

Estas Funções de Segurança podem ser determinadas para cada tipo de distúrbio. Com isso, poder-se-á destacar se algum dos distúrbios considerados acarretaria insegurança.

Funções de Segurança mostrando o tipo de insegurança, tais como violação dos limites de tensão e sobrecarga de componentes, podem ser usadas para auxiliar na decisão dos controles que deverão ser iniciados. Essa série de funções de segurança invariavelmente dará a necessária assistência aos operadores para manter o sistema de potência no estado preferido.

A seguir, serão citadas quatro aproximações para avaliação de segurança:

a) *Avaliação por Operadores.* Até há bem pouco tempo, dispunha-se somente de operadoras dos sistemas para poder avaliar a segurança dos mesmos. Muita responsabilidade para os operadores manterem o sistema o mais seguro possível. Normalmente, um operador aprende o comportamento do sistema pela experiência. Conseqüentemente, ele deverá conhecer muito bem o sistema. Para isso ele deve ter experiência necessária, o que implica muito tempo, sendo uma grande desvantagem para sistemas que mudam rapidamente. Posto este motivo, pode-se lançar mão de computadores para avaliar o sistema e aliviar o operador de muitos problemas complexos.

b) *Avaliação por Fatores de Distribuição.* Algumas companhias concessionárias estão utilizando o chamado método de fatores de distribuição para avaliar a segurança em regime permanente. Basicamente, o método consiste em fazer uma aproximação em corrente contínua (c.c.) superposta aos fluxos de carga medidos ou calculados. Fatores de distribuição para saída de serviço de uma linha ou geração podem ser facilmente computados dessa forma. Dados esse fatores, a carga individual das linhas como resultados de qualquer uma das saídas de serviços mencionadas, pode ser rapidamente determinada. Uma aproximação similar pode ser feita utilizando-se matrizes de impedâncias ( $Z_{bus}$ ), para avaliar o efeito de saída de serviço de uma linha, entre outros.

c) *Avaliação por simulação de computadores.* A simulação através do uso de computadores é uma poderosa ferramenta em estudo de sistemas de potência. Essencialmente, estudos de fluxo de carga e estabilidade transitória são realizados para cada um dos distúrbios do conjunto especificado. Isso envolve o uso de programas rápidos, repetitivos (iterativos), ou simuladores analógicos de alta velocidade que poderão ser executados para cada caso. Os resultados de tal simulação fornecem informações, tanto sobre a segurança do sistema como sobre a origem desta insegurança, caso o sistema se encontre neste estado. A indicação da fonte de insegurança é particularmente importante para a determinação de controles preventivos próprios.

d) *Avaliação por Reconhecimento de Modelos Prévios.* A técnica de reconhecimento de modelos prévios é realizada em dois estágios. O primeiro é a seleção de características e o segundo é a modulação do classificador ou vetor de ponderação. Assim, dado o estado de um sistema, o que interessa dele é saber se é seguro ou inseguro. Ambos os eventos são mutuamente exclusivos. Este fato é essencial ao reconhecimento de modelos.

Este último método, o do reconhecimento de modelos, possui características bem apropriadas para sua utilização na avaliação de segurança pois utiliza informações do atual estado do sistema para computar o valor da função, que se constitui em uma medida de segurança. Conforme denominada anteriormente, essa função é chamada de *Função de Segurança*.

O tempo de computação é muito pequeno comparativamente à análise feita por operadores, trazendo como benefício custos reduzidos. Além disso, os métodos computacionais são mais adequados para processos de avaliação da segurança em tempo real ou *on-line*.

Se as funções de segurança podem ser obtidas com uma porcentagem aceitável de classificação correta, então a avaliação de segurança através de auxílios computacionais preenche os requisitos para uma ampla gama de casos. Além do mais, tendo as funções de segurança como condições adicionais aos programas de despacho econômico e escolha adequada de unidades geradoras, o sistema de potência estará, conseqüentemente, restringido a operar no estado seguro, a maior parte do tempo. Pode-se concluir que o utilizando-se estes recursos para avaliar a segurança de operação de um sistema de potência, apresenta-se bastante promissor.

### 3.2.3 Modelo de Capacidade e Carga

Conforme visto, todos os raciocínios nos levam a considerar que um componente, componentes ou sistemas, podem ser analisados pela sua capacidade em atender uma determinada solicitação de carga.

O modelo, portanto é simples e pode ser resumido em um gráfico, onde indica-se capacidade (C) e a carga (L) de um componente ou sistema, conforme mostrado a seguir:

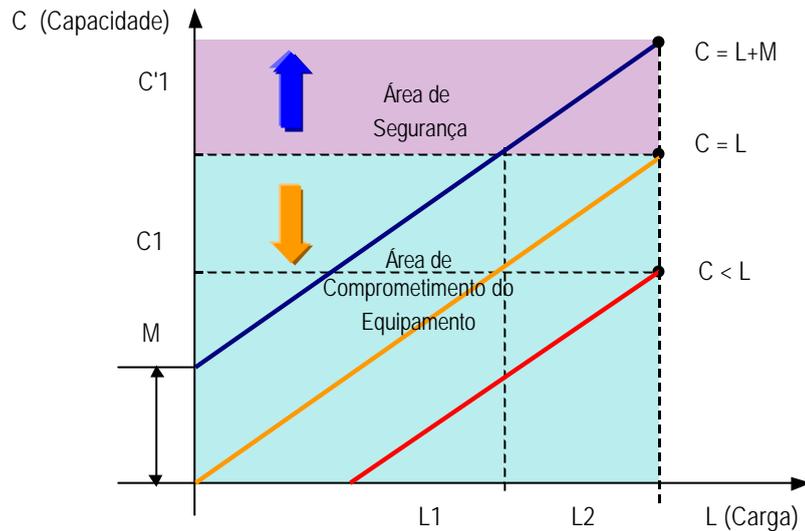


Figura 3.3 – Modelo de Capacidade de Carga

Os limites dos modelos são claramente identificáveis no gráfico da figura acima. Se a capacidade é igual à carga situa-se na região de transição entre a área de segurança (onde a capacidade é maior que a carga) e a área de risco (onde a capacidade é menor que a carga).

EXEMPLO	
CARGA	CAPACIDADE
L1	C1 (igual a L1) ou C'1 (C1 = C1 + M)
L2	C1 (C1 < L2) ou C'1 (C1 = L2)

Tabela 3.1 – Exemplo do modelo de capacidade de carga

Assim esse raciocínio nos leva a resultados muito interessantes, conforme exemplos abaixo:

- Gerador de 100 [MW] de capacidade, fornecendo 80 [MW] ( $C > L$ ) ou 130 [MW] ( $C < L$ ).
- Condutor isolado para 600 [V], operando em 380 [V] ( $C > L$ ) ou em 700 [V] ( $C < L$ ).
- Nível básico de isolamento (NBI) de um equipamento de 15 [kV] é submetido a uma carga de 5 [kV] ( $C > L$ ) ou 20 [kV] ( $C < L$ ).

Conclui-se que é muito menos provável que qualquer componente, operando com uma solicitação menor que a sua capacidade ( $C > L$ ), saia fora de serviço ou se avarie, do que aquela operando na área de risco ( $C < L$ ). Está é a estratégia básica da escolha dos componentes (Curi M.A. & Negrisoli M.M., 1.990).

### 3.3 Subestações Elétricas. Conceito Geral

O conjunto de componentes, responsável pela operação e manobra de todas as partes do sistema elétrico de uma forma confiável e segura, é a subestação. Sua função, portanto, é considerada a principal em todo o sistema elétrico de potência.

Conseqüentemente, tem-se que conhecer profundamente todos os requisitos necessários a seu bom planejamento, projeto, construção e operação das subestações.

As subestações elétricas (Fig. 3.4) constituem um ponto do sistema elétrico de potência (SEP) onde a energia é transformada, controlada e distribuída. Dessa forma, por serem pontos de operação do SEP, devem possuir ações e comandos coordenados a partir de programas e filosofias de operação, de conformidade com informações coletadas a partir dos sistemas de medição e proteção. Ademais destes, existem equipamentos de manobra, transmissão de dados e controle.



*Figura 3.4 – Subestações Elétricas e alguns dos seus componentes dentro do SEP*

Dentro das subestações elétricas, existem inúmeras maneiras de se promover as ligações entre vários componentes. Estas ligações definem o arranjo ou a topologia da subestação que, agregam a relação confiabilidade/custo, traços tais que delineiam a qualidade de fornecimento de energia elétrica em diversas condições de operação.

As características operativas de uma subestação são definidas pelos equipamentos de manobra e pelo seu arranjo de barra. Cada arranjo possui suas vantagens e desvantagens, mostrados ainda neste capítulo, sendo cada um deles adequado a cada tipo de implementação.

O condicionamento dos arranjos das subestações, para atender a premissa de maior confiabilidade do sistema elétrico, deve abranger também as características que permitam absorver os impactos das condições normais de operação.

#### 3.3.1 Subestações. Funções dentro do Sistema Elétrico.

A função ou tarefa mais importante das subestações é garantir a máxima segurança de operação e serviço a todas as partes componentes dos SEP. As partes defeituosas ou sob falta devem ser desligadas imediatamente e o abastecimento de energia deve ser restaurado por meio de

comutações ou manobras. Conseqüentemente, a escolha das ligações quando do planejamento da subestação assume um significado especial e deve ser realizada estritamente de acordo com o planejamento do sistema elétrico.

Em sistemas elétricos interligados, como é o caso do setor elétrico brasileiro, que possuem uma rede de distribuição secundária, a falta de uma subestação de distribuição não resulta em uma falta de alimentação. Para tais subestações não é necessário despende muito na sua construção. Por outro lado, em redes radiais puras, todos os consumidores ficariam simultaneamente sem energia, quando a subestação de alimentação principal sair de serviço.

Deve-se considerar ainda o fato da rede possuir circuitos singelos, duplos ou até triplos, como se mostrará no item 3.4 nas configurações de subestações com maiores detalhes. No caso de circuitos singelos, a segurança das subestações alimentadoras deve ser particularmente considerada com a possível instalação de um barramento auxiliar.

Outros fatores que influenciam a escolha de diagrama de ligações são:

- A possibilidade de divisão da rede, por exemplo, para reduzir a potência de curto-circuito.
- A possibilidade de reação dos consumidores no caso de interrupção no fornecimento de energia elétrica.
- A influência mútua de consumidores em caso de flutuações de tensão (subestações acima de 30 [kV]).
- Número de várias altas tensões de alimentação reguladas e não reguladas, assim como consumidores distantes (subestações acima de 30 [kV]).

Deve-se lembrar que nem sempre os aspectos técnicos são satisfeitos na sua totalidade, isto deve-se principalmente a restrições econômicas impostas na escolha do tipo de subestação, já que ambas estão intimamente ligadas. Isto é, todos os requisitos técnicos exigidos para uma subestação são proporcionais aos custos de investimentos (Curi M.A. & Negrisoli M.M., 1.990 e Marchetti N.B. & Wöchler W.S., 1.996)

### 3.3.2 Equipamentos Utilizados nas Subestações

Os elementos componentes em um pátio de manobras de uma subestação, basicamente são os seguintes: transformadores, disjuntores, chaves, equipamentos de medição, pára-raios, reatores, capacitores e compensadores.

Existem inúmeros detalhes, tais como: especificações técnicas, características nominais, ensaios, normas, espaçamentos elétricos, distâncias de segurança, buchas, isoladores, entre outros, que não serão detalhados aqui devido a fugirem do escopo do presente trabalho. Apenas se fará referência a alguns aspectos técnicos e funções desempenhadas dentro da subestação dos principais equipamentos.

#### 3.3.2.1 Transformadores de Potência

Dentro de sistemas de potência em corrente alternada, existem operações em cada uma das suas partes com a tensão mais conveniente, isto é, desde o ponto de vista técnico e econômico. Tem-se por exemplo:

TENSOES TÍPICAS NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	
SETOR COMPONENTE DO SISTEMA	TENSOES APROXIMADAS [ kV ]
Geração	13.8 - 25
Transmissão	138 - 765
Distribuição	13.8 - 34.5

Tabela 3.2 – Amostra das várias faixas de tensões utilizadas nos principais setores do SEP

Esta enorme flexibilidade é obtida graças a equipamentos tais como: transformadores e compensadores estáticos de alta eficiência e grande confiabilidade.

O princípio de funcionamento do transformador é dado a partir da Fig. 3.5, onde o circuito magnético, formado de chapas de aço - silício, enrolam-se duas bobinas com  $N_1$  e  $N_2$  espiras, respectivamente.

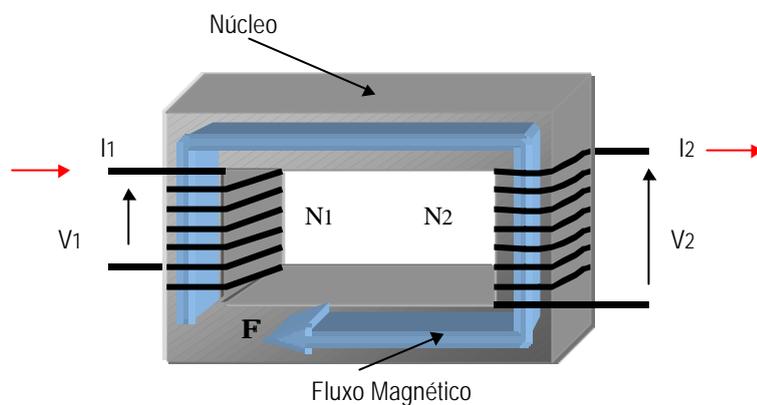


Figura 3.5 – Núcleo de um transformador de potência

Supondo que o fluxo  $\phi$  circule apenas no circuito magnético, e, desprezando-se as resistências, a tensão por espira será constante e igual a seguinte relação:  $V_1/V_2 = N_1/N_2$ .

Analogamente, desprezando-se a relutância magnética e as perdas do núcleo, os ampère-espiras dos dois enrolamentos serão iguais à relação:  $I_1/I_2 = N_2/N_1$ .

Estas simples relações, bastante próximas das encontradas na prática, mostram como é possível transformar tensões e correntes e, interligar, dessa forma, as várias partes de um sistema elétrico de transmissão.

Classificam-se os transformadores das subestações de alta tensão de acordo com as funções que os mesmos desempenham:

- Transformadores elevadores. Encarregam-se de elevar a tensão de geração para a tensão de transmissão.
- Transformadores de interligação. O próprio nome o diz, ocupam-se em interligar partes do sistema de transmissão.
- Transformadores abaixadores. Diminuem a tensão de transmissão para os níveis de tensão de sub-transmissão e/ou de distribuição.

Os tipos principais de transformadores de potência existentes são: transformadores trifásicos (Fig. 3.6), autotransformadores e transformadores com enrolamento terciário.



*Figura 3.6 – Aspecto físico de um transformador de potência trifásico tipo ONAN*

### 3.3.2.2 Reatores de Derivação

Reatores de derivação têm por objetivo controlar as tensões nos barramentos em um SEP em regime permanente, e assim também a de reduzir as sobretensões existentes durante as manobras em regime transitório. Com o fim de atender tais objetivos, a característica da curva de tensão deste equipamento deve ser linear até um determinado valor de tensão (por exemplo: em torno de 150% com relação ao valor nominal de tensão de operação), o qual é conseguido a partir de reatores com núcleo a ar ou com reatores de núcleo de ferro e entreferros (*gap*), sendo estes últimos os mais utilizados em sistemas de potência.

Os reatores de derivação, de acordo com a sua localização classificam-se em: reatores de linha, reatores de barra e reatores de terciários. Estes podem ser de ligação permanente ou manobráveis, através de disjuntores.

Estes reatores podem ser: monofásicos ou trifásicos, com núcleos de ar ou de ferro como mencionados anteriormente.

### 3.3.2.3 Transformadores de Corrente (TC)

Devido às altas tensões e correntes envolvidas em um SEP, torna-se necessária a redução dessas magnitudes com o fim de monitorar o sistema a partir de valores razoáveis e suportáveis por equipamentos tais como relés de proteção e medição do tipo corrente alternada. Estes são atuados por correntes e tensões supridas através de transformadores, respectivamente de corrente e de potencial (item 3.3.2.4), em quantidades proporcionais e que fornecem isolamento contra as altas tensões e correntes. Além disso, facilitam aos fabricantes, com essa redução de corrente e tensão, construir tais instrumentos relativamente pequenos, do ponto de vista do isolamento.

Os transformadores de corrente (TC's) têm seus enrolamentos primários ligados em série com o circuito de alta tensão. A impedância do TC, vista do lado do primário, é desprezível, comparada com a do sistema ou carga à qual estará ligado, independente da "carga" instalada no seu enrolamento secundário. Desta forma, a corrente que circulará no primário dos transformadores de corrente é ditada pelo circuito de potência, denominado de circuito primário.

As características nominais de um TC, segundo a ABNT são discriminadas a seguir:

- Corrente(s) Nominal(ais) e Relação(ções) Nominal(nais);
- Classe de Tensão de Isolamento Nominal;
- Classe de Exatidão Nominal;
- Carga Nominal;
- Número de Núcleos para Medição e Proteção;
- Frequência Nominal;
- Fator de Sobrecorrente Nominal;
- Fator Térmico Nominal;
- Corrente Dinâmica Nominal;
- Limites de Corrente de Curta Duração Nominal para Efeitos Térmico e Dinâmico.
- Uso Interno ou Externo;

Os TC's se classificam principalmente em dois tipos: transformadores de corrente para serviço de medição e transformadores de corrente para serviço de proteção. Este último, segundo a Norma Brasileira NBR - 6456, subdivide-se em duas classes:

- **Classe A.** Possui alta impedância interna, isto é, aquele cuja reatância de dispersão do enrolamento secundário possui valor apreciável (classe T, segundo a ANSI).
- **Classe B.** Este é oposto, possui baixa impedância interna, ou seja, aquele cuja reatância de dispersão do enrolamento secundário é desprezível. Entre estes pode-se mencionar os TC's de núcleo toroidal com enrolamento secundário uniformemente distribuído (classe C, segundo a ANSI C 57 – 1.992).

Alguns tipos classificam-se de acordo com seu tipo construtivo, e segundo a ABNT consideram-se os seguintes tipos:

- **Tipo Enrolado.** O TC cujo enrolamento primário, constituído de uma ou mais espiras, envolvendo mecanicamente o núcleo do transformador.
- **Tipo Barra.** O enrolamento deste TC constitui uma barra, montada permanentemente através do núcleo do transformador.
- **Tipo Janela.** Não possui primário próprio, construído com uma abertura através do núcleo por onde passa um condutor formando o circuito primário.
- **Tipo Bucha.** É um TC tipo janela projetado para ser instalado sobre uma bucha de um equipamento elétrico.
- **Tipo com Núcleo Dividido.** Neste, também tipo janela, parte do núcleo é separável ou basculante, facilita o enlaçamento do condutor primário.
- **Tipo de Vários Enrolamentos Primários.** Possui vários enrolamentos primários distintos e isolados separadamente.
- **Tipo de Vários Núcleos.** Este TC tem vários enrolamentos secundários isolados separadamente e montados cada um em seu próprio núcleo, formando um conjunto com um único enrolamento primário, cujas espiras enlaçam magneticamente todos os secundários.

Os transformadores de corrente garantem satisfatoriamente essas funções, mencionadas acima, perfeitamente desde que se tomem certos cuidados, pois possuem problemas de saturação resultantes das componentes contínua e alternada da corrente de defeito, e, principalmente, no que se refere ao seu enrolamento secundário. É o caso de abertura e sobrecorrente no secundário de um TC.

este equipamento **não pode permanecer aberto** quando a corrente estiver fluindo no circuito primário, portanto, neste caso, deverá ser curto-circuitado.

Quando isto acontece, quer dizer, quando o circuito secundário está aberto, não há força magnetomotriz (f.m.m.) secundária em oposição à f.m.m. devido à corrente primária. Dessa forma, toda a força magnetomotriz primária atua na magnetização do núcleo. Se a corrente primária tem um valor apreciável, o núcleo do transformador de corrente satura a cada meio ciclo e a alta taxa de variação do fluxo, enquanto a corrente primária passa por zero, induz uma elevada força eletromotriz (f.e.m.) no enrolamento secundário.

Com a corrente nominal fluindo, esta força eletromotriz poderá atingir algumas centenas de volts para um pequeno transformador de corrente e muitos kV para o caso em que se tenha um TC para serviço de proteção com alta relação. Com a corrente de falta fluindo, a tensão no secundário poderá crescer em proporção quase que direta com o valor da corrente.

Tais tensões são perigosas não apenas para o isolamento dos transformadores de corrente e equipamentos conectados aos seus secundários (relés, medidores, fiação, etc.) mas, principalmente, para as pessoas que, eventualmente, estiverem trabalhando com o transformador de corrente e com seus circuitos associados. Dessa forma, deve ser entendida que esta situação deve ser evitada. Se o circuito precisa ser aberto, com corrente fluindo no primário, é essencial que sejam curto-circuitados os terminais secundários do TC. Esse condutor necessita ser conectado de forma segura e ter capacidade suficiente para suportar a corrente de secundário, inclusive em casos de falta.

O outro caso é o de sobretensão nos secundários de TC's. Apesar de que o valor das tensões induzidas nos secundários dos transformadores de corrente seja limitado pela saturação do núcleo, valores elevados de tensão poderão ocorrer. Estas tensões elevadas acontecem quando a carga secundária deste TC seja grande e a corrente primária seja muitas vezes o valor nominal da corrente primária deste equipamento.

As tensões elevadas acontecem quando a taxa de variação do fluxo no núcleo for máxima. Isto ocorre quando o fluxo no núcleo estiver passando por zero. A máxima densidade de fluxo que pode ser atingida não afeta a magnitude de tensão que se terá no secundário. A magnitude da tensão no secundário depende da relação de transformação nominal do TC.

Cabe lembrar que as tensões suportáveis pelos equipamentos ligados aos secundários dos transformadores de corrente (relés, medidores, cabos de controle, etc.), são normalmente os indicados na tabela, mas, o mais baixo destes não deverá ser ultrapassado.

VALORES MÁXIMOS SUPORTÁVEIS PELOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO	
VALOR MÁXIMO EM VOLTS rms	VALOR MÁXIMO EM VOLTS (PICO)
1500	2121
2475	3500

*Tabela 3.3 – Características máximas admissíveis para equipamentos de medição e proteção*

### 3.3.2.4 Transformadores de Potencial (TP)

Para sistemas acima de 600 [V], as medições são feitas, analogamente aos TC's, a partir de equipamentos redutores de tensão, denominados de transformadores de potencial (TP's) e não mais diretamente da rede primária. Estes TP's possuem por finalidade os seguintes itens:

- Isolar o circuito de baixa tensão (secundário) do circuito de alta tensão (primário);

- Reproduzir efeitos transitórios e regime permanente dado no circuito primário de alta tensão o mais fielmente possível no circuito secundário de baixa tensão.

Referente aos tipos de transformadores de potencial, estes podem ser: Transformadores de Potencial Indutivos (TPI), Transformadores de Potencial Capacitivos (TPC), Divisores Capacitivos, Divisores Resistivos e Divisores Mistos (capacitivo/resistivo).

Os divisores capacitivos, resistivos e mistos, geralmente não são utilizados em sistemas de potência, sendo sua principal aplicação em laboratórios de ensaios e pesquisa elétrica.

O uso de transformadores de potencial indutivos (TPI) é dominante em SEP que variam entre 600 [V] a 69 [kV]. Para tensões acima de 69 [kV] e até 138 [kV] não há preferência na utilização, dado que em sistemas onde se utiliza PLC (neste caso: "*Power Line Carrier*") torna-se necessária o uso de TPC. No caso de tensões superiores a 138 [kV] a utilização de TPC's é dominante.

Os pontos que caracterizam um TP são mencionados a seguir:

- Tensão Máxima do Equipamento e Níveis de Isolamento;
- Tensão Primária e Relação de Transformação Nominal;
- Freqüência Nominal;
- Carga nominal;
- Classe de Exatidão;
- Classe de Tensão e Isolamento Nominal;
- Número de Enrolamentos Secundários;
- Relação de Transformação Nominal;
- Conexão dos Enrolamentos Secundários;
- Desvios de Tensão nominal Permitidos para os Enrolamentos Secundários mantendo a Classe de Exatidão;
- Carregamento Máximo dos Enrolamentos Secundários;
- Potência Térmica Nominal de cada Enrolamento;
- Capacitância Mínima (somente para TPC's);
- Faixa de Freqüência para "Carrier" (somente para TPC's);
- Variação de Freqüência Nominal (somente para TPC's);
- Uso Interno ou Externo.

### 3.3.2.5 Pára-Raios

Os pára-raios são equipamentos que contribuem enormemente para a confiabilidade, economia e continuidade de operação de sistemas elétricos de potência, devido a que são responsáveis por funções de grande importância. Uma delas é a de aliviar sobretensões advindas de surtos ou descargas atmosféricas no sistema ou na subestação. Estes atuam como limitadores de tensão, impedindo dessa forma que valores acima de um valor pré-determinado de tensão possam atingir aos equipamentos que estão sendo protegidos.

Comparados, em termos econômicos e tamanho, aos equipamentos que protegem, os pára-raios (Fig. 3.7) possuem um custo reduzido e pequenas dimensões. A correta especificação e seleção acarreta como conseqüência uma redução de custos para os demais equipamentos, isto deve-se a que o isolamento constitui-se em uma parcela importante no custo de qualquer equipamento elétrico.



Figura 3.7 – Pára-raios para vários níveis de tensão fabricados com isoladores de polímeros

Um pára-raios é um equipamento simples desde um ponto de vista construtivo. Constitui-se de um elemento resistivo não-linear associado ou não a um centelhador em série. O pára-raios opera da seguinte maneira: em operação normal atua como se fosse um circuito aberto. Quando da ocorrência de uma sobretensão, o centelhador dispara e faz circular uma corrente através do resistor não-linear, impedindo dessa forma que ultrapasse o valor de tensão nos seus terminais. A eliminação do centelhador é possível, desde que o resistor não-linear possua a característica suficientemente adequada para tal finalidade.

Existem basicamente dois tipos de pára-raios: os de óxido de zinco (ZnO) e os de carboneto de silício (SiC), utilizados como componentes do elemento não-linear. Os primeiros são atualmente os mais fabricados para a área de transmissão de energia elétrica devido a sua característica não-linear ser mais acentuada que a do SiC.

A característica tensão x corrente é apresentada na Fig. 3.8 de um pára-raios ideal.

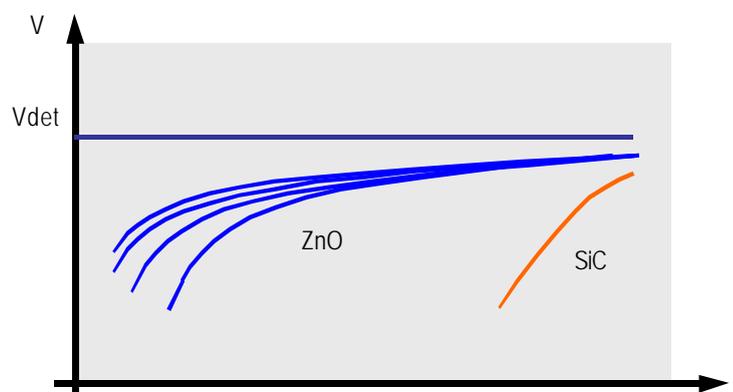


Figura 3.8 – Característica tensão x corrente de um pára-raios ideal

Como pode ser observado, a característica determina o processo de condução após a tensão ter alcançado um determinado valor de tensão ( $V_{det}$ ), o que manteria a tensão constante nos terminais, independente do valor da corrente. Em realidade não é isto o que acontece, pois a característica do material utilizado no pára-raios não é o suficientemente não-linear para se aproximar do ideal. Os "gaps" série podem ser desprezados e o pára-raios constituiria apenas um resistor não-linear. Na prática o ZnO apresenta uma maior característica não-linear que o SiC na região de correntes de intensidades mais baixas, como pode ser visto na figura acima, as curvas (sem escalas) do ZnO possuem maior aproximação da curva ideal para várias temperaturas, enquanto que a de SiC aproxima-se para intensidades de corrente superiores.

Os pára-raios de óxido de zinco podem ser construídos com "gaps" em série ou paralelo de acordo com a linha de projeto de cada fabricante ou dependendo do requerimento elétrico do sistema. A tendência na construção de pára-raios de ZnO é de estarem desprovidos de centelhadores. Como se tinha mencionado, a fabricação dos pára-raios é muito simples, constitui-se de pastilhas de elementos não-lineares montados dentro de um invólucro de porcelana. Apesar disto, existem muitos sistemas elétricos que possuem pára-raios à base de óxido de carboneto de silício, porém estes precisam de um "gap" série para um correto funcionamento.

### 3.3.2.6 Chaves

Para sistemas de alta tensão devem ser observadas as características destes com o objetivo de selecionar e aplicar as chaves a serem utilizadas e suas funções desempenhadas, isto para um adequado e criterioso uso das mesmas.

Dentre tais características do sistema, encontram-se na natureza térmica e elétrica (capacidade de condução de correntes nominal e de curto-circuito, suportabilidade às solicitações dielétricas, etc.), e na natureza mecânica (esforços devidos a correntes de curto-circuito, ventos, etc.), além de outros como tipo de instalação da localização da chave, se interno ou externo.

As chaves possuem várias finalidades, dentre elas pode-se destacar a de seccionamento de circuitos por razões operativas ou, pela necessidade de isolar componentes do resto do sistema (linhas ou equipamentos) para efeitos de manutenção. Neste caso, a(s) chave(s) aberta(s) deve(m) suportar o nível de isolamento dielétrico entre seus terminais, com o objetivo principal de dar adequada segurança ao pessoal a serviço da manutenção dos equipamentos de uma subestação.

Quando da manutenção de um equipamento da subestação, como é o caso de uma chave, podem ocorrer desligamentos indesejáveis que podem ocasionar o desligamento de um bay ou de toda a subestação. Tal caso acontece em sistemas elétricos configurados como barra principal/barra de transferência (item 3.4.2), quando é feita a manutenção das seccionadoras que estão conectadas à barra principal. Esta situação é possível de se evitar ou minimizar com a utilização de elos removíveis próximos a estas seccionadoras ou na barra principal.

Destacam-se os dois principais tipos de chaves mais utilizadas em sistemas elétricos de alta tensão: seccionadoras e chaves ou facas de terra.

As funções desempenhadas pelas chaves em redes elétricas classificam-se pelas suas funções nas subestações de alta tensão, dentre elas têm-se:

- a) Seccionadoras:

- Fazer o desvio elétrico "by-pass" de equipamentos tais como disjuntores e capacitores série com objetivos de manutenção ou por razões operativas;
- Isolar equipamentos como disjuntores, capacitores série, barramentos, transformadores, reatores, geradores ou linhas com fins de manutenção;
- Manobrar circuitos para transferir entre os barramentos de uma subestação.

Como observação cabe mencionar que as seccionadoras podem operar apenas quando houver uma variação de tensão insignificante entre seus terminais ou em casos de restabelecimento ou interrupção de correntes insignificantes.

b) Chaves de Terra

- Aterramento de componentes do sistema em manutenção tais como linhas de transmissão, barramentos ou banco de capacitores em derivação.

c) Chaves de Operação em Carga

- Abertura/Fechamento de determinados circuitos em carga como reatores, capacitores e geradores.

d) Chaves de Aterramento Rápido

- Aterramento de componentes energizados do sistema em caso de defeito de reatores não manobráveis, ligados a linhas de transmissão, sem esquemas de proteção com transferência de disparo ou em casos de linhas terminadas por transformadores sem disjuntores nos outros terminais de linha e para proteção de geradores contra sobretensões e auto-excitação.

Estas chaves necessitam de tempos de operação extremamente rápidos, exigindo, às vezes, o acionamento com o auxílio de explosivos, sendo pouco utilizado em redes elétricas e, por tal motivo, este não será aprofundado.

### 3.3.2.7 Disjuntores

Estes equipamentos têm por principal objetivo a interrupção de correntes de falta tão rapidamente quanto possível, de forma a limitar a um mínimo, os prováveis danos causados aos equipamentos pelos curtos-circuitos.

Além de interromper correntes de falta, os disjuntores (Fig. 3.9) devem interromper correntes nominais de carga, correntes de magnetização de transformadores e reatores e as correntes capacitivas de bancos de capacitores e linhas em vazio. Estes também devem ser capazes de operar em circuitos elétricos não só durante condições normais de operação de cargas quanto na presença de curto-circuito.



*Figura 3.9 – Aspecto visual de um disjuntor de alta tensão instalado em uma subestação*

Outras funções frequentemente desempenhadas pelos disjuntores são:

- Condução de correntes de carga, na posição fechada;
- Isolamento entre duas partes do circuito na posição aberta;

Os disjuntores são geralmente chamados a mudar de uma condição para outra ocasionalmente e a desempenhar a função de abrir faltas ou fechar circuitos sob falta raras vezes. Devem ser capazes de, mecanicamente, abrir em tempos tão curtos quanto 3 ciclos (aproximadamente 50 [ms]), após terem permanecido na posição fechada por vários meses. Esta exigência impõe cuidados especiais no projeto destes equipamentos, com o objetivo de reduzir a um mínimo as massas das partes móveis e de garantir a mobilidade das válvulas, ligações mecânicas, entre outras. Como estão destinados a manobrar e proteger circuitos elétricos de potência, e por serem dinâmicos, os disjuntores precisam de um certo estudo para sua especificação e posterior construção. Existem modelos padronizados, mas que nem sempre atendem todas as exigências do usuário.

Para a construção de um disjuntor que possua capacidade de cumprir com todas as suas funções nas redes elétricas, os fabricantes exigem a definição de uma série de itens, caso a necessidade obrigue ao usuário do equipamento a utilizar um diferente dos padrões oferecidos no mercado para uma dada aplicação ou aplicação especial.

O primeiro deles concentra-se na definição das características nominais em que o futuro disjuntor irá operar, sendo, dentre estas, a capacidade nominal de interrupção de correntes de curto-circuito. Geralmente estas características são escolhidas a partir de valores normalizados. Seguidamente, tem-se a definição do meio de extinção do arco, isto é, o meio isolante e tipo de mecanismo de operação para atender às características exigidas, que será descrito mais adiante.

Dentre as aplicações especiais em disjuntores, que requerem um certo estudo por parte do fabricante, são apresentadas as seguintes:

- Aplicação em manobras de banco de capacitores, como a abertura e fechamento de um único banco de capacitores, ou fechamento de um banco de capacitores em paralelo com outro já energizado;
- Manobra de motores, fornos elétricos e reatores.

Nestes casos especiais o fabricante pode modificar o projeto ligeiramente ou aumentar as exigências quanto à manutenção do disjuntor ou diminuir o número de operações entre cada manutenção.

Existem várias técnicas de interrupção dos disjuntores, podem ser mencionadas as seguintes, utilizadas na atualidade:

TÉCNICAS DE INTERRUPTÃO DOS DISJUNTORES – NBR 7118	
Ar livre	Pequeno volume de óleo (P.V.O.)
Sopro Magnético	Vácuo
Ar comprimido	Gás Hexafluoreto de Enxofre ou SF <sub>6</sub>
Grande volume de óleo (G.V.O.)	Semicondutores

Tabela 3.4 – Classificação de disjuntores de acordo com suas respectivas técnicas de interrupção

Os disjuntores a ar livre são os mais simples e, historicamente, os primeiros a serem utilizados. Devido ao crescimento dos sistemas, níveis de tensão, etc., e o conseqüente aumento das potências de interrupção, surgiram outros como os disjuntores a óleo mineral isolante.

Na década dos 30, os disjuntores a ar comprimido surgiram como a melhor técnica de extinção do arco elétrico em sistemas de alta tensão. Isto devido a que, na época, aconteceram vários acidentes provocados por explosão e incêndio envolvendo disjuntores a óleo. E os a ar comprimido foram utilizados proporcionando uma maior segurança. Em 1.953 os Estados Unidos construíram o primeiro protótipo de um disjuntor a gás SF<sub>6</sub> para aplicações em alta tensão.

A fabricação de disjuntores a vácuo foi nos inícios dos anos 70, com boa aceitação de utilização em níveis de média tensão. A tendência aponta as novas linhas de disjuntores como os semicondutores, desenvolvidos em laboratórios de pesquisas. O futuro destes é promissor devido a que são os que mais se aproximam do disjuntor ideal. A tabela a seguir mostra as técnicas de interrupção e as faixas de tensões de sua aplicação:

TIPO DE DISJUNTORES	TENSÕES EM [kV]								
	0	1	3	12	24	36	72.5	245	765
Sopro magnético									
Ar Comprimido									
À G.V.O.									
À P.V.O.									
Vácuo									
SF <sub>6</sub>									

Tabela 3.5 – Faixa das tensões de operação para cada tipo de disjuntor

### 3.3.2.8 Capacitores de Derivação

O Sistema Elétrico Brasileiro devido à diminuição de custos e otimização do sistema tem optado pela instalação de grandes blocos de compensação reativa capacitiva, feita efetivamente pelos capacitores em derivação.

O objetivo básico da compensação reativa capacitiva visa compensar o fator de potência das cargas, refletindo-se principalmente nos seguintes pontos descritos abaixo:

- Aumentar a tensão nos terminais da carga;
- Melhorar a regulação de tensão (desde que capacitores sejam manobrados adequadamente);
- Reduzir as perdas na transmissão;
- Reduzir custos no sistema, economizando na diminuição de linhas para transporte de reativos.

O fornecimento de reativos capacitivos para o melhoramento do sistema de transmissão pode ser feito pelos seguintes equipamentos: geradores, linhas de transmissão, compensadores síncronos, compensadores estáticos controlados por tiristores ou banco de capacitores. Dentre os elementos acabados de mencionar, os bancos de capacitores levam grande vantagem, isto é devido aos menores custos de instalação e grandes facilidades de manutenção.

### 3.3.2.9 Capacitores Série

Utilizados em sistemas de transmissão com o objetivo de diminuir as reatâncias série das linhas, os capacitores série têm por consequência a diminuição da distância elétrica entre barras terminais e, além disso, possuem as seguintes vantagens:

- Aumento da capacidade de transmissão de potência da linha;
- Aumento da estabilidade do sistema;
- Diminuição das necessidades da tensão, propiciando menor queda de tensão ao longo da linha;
- Melhor divisão de potência entre linhas, reduzindo as perdas globais do sistema;
- Economia nos custos, quando comparados com outras alternativas tecnicamente possíveis.

Têm sido aplicados em diversos sistemas elétricos de vários países (Estados Unidos, Canadá, Suécia, México, África do Sul, Argentina, etc.), sendo que no Brasil, há projetos para instalação no sistema de 750 [kV] de Itaipu e outros estudos para interligação CHESF - ELETRONORTE em 500 [kV] (Curi M.A. & Negrisoli M.M., 1.990).

Como equipamento elétrico, o capacitor série apresenta a peculiaridade de ser, na realidade, um sistema composto por diversos outros equipamentos que têm a função exclusiva de proteger as unidades capacitivas contra sobretensões. A necessidade dessa proteção é dada por razões de economia no projeto das unidades capacitivas e nos equipamentos do sistema elétrico em geral, uma vez que a reatância negativa do capacitor pode causar o aparecimento de correntes de curto-circuito muito elevadas, superiores aos padrões, em consequência, sobretensões através dos capacitores imporiam necessidades de isolamento inviáveis. Por se tratarem de equipamentos de aplicação restrita, não são obrigatórios no sistema, os bancos de capacitores série são produzidos por um número reduzido de fabricantes e apresentam leves diferenças em concepção de projeto.

Além disso, o sistema de proteção dos bancos pode ser projetado diferentemente em função das necessidades do sistema elétrico.

Em decorrência, não há um consenso quanto à padronização de bancos de capacitores, sendo as normas ANSI e IEC existentes, e a da ABNT, em elaboração, não abrangentes quanto à instalação completa dos bancos. A experiência brasileira, na especificação dos capacitores série é pequena, até o momento, somente FURNAS, ELETRONORTE e CHESF têm projetos definidos para sua utilização, não tendo ainda feito concorrência para o fornecimento dos bancos.

### 3.3.2.10 Compensadores Estáticos

Basicamente utilizados para controle de tensão em um sistema de potência, os compensadores estáticos ou de compensação reativa podem desempenhar outras importantes funções.

A aplicação de compensadores síncronos, reatores e capacitores a sistemas de potência é bastante conhecida e a experiência acumulada tem sido suficiente na sua utilização. Agora, os compensadores estáticos, são utilizados há mais de 10 anos em indústrias, principalmente no controle de oscilações (*flickers*), provenientes de grandes descargas como fornos a arco. Sua utilização é recente em sistemas elétricos de potência.

Os principais tipos de compensadores estáticos podem ser identificados como:

- Reator Saturado;
- Reator Controlado por Tiristor RCT;
- Capacitor Chaveado por Tiristor CCT;
- Combinação dos tipos acima.

Apresentam-se a seguir os diferentes equipamentos de compensação reativa e suas possíveis aplicações:

EQUIPAMENTOS	POSSÍVEIS FUNÇÕES
Capacitores em Derivação	- Controle de tensão em regime permanente
Reatores em Derivação	- Controle de tensão em regime permanente - Redução de surtos de manobra
Capacitor Série	- Transferência de potência - Estabilização
Compensador Síncrono Compensador Estático	- Controle de tensão em regime permanente - Controle de tensão em regime permanente - Transferência de potência estabilizado

**Tabela 3.6 – Associação dos compensadores estáticos e prováveis usos**

A capacidade de absorção de um compensador síncrono é, normalmente, da ordem de 60% da sua capacidade nominal de geração. Igualmente aos geradores, a sua capacidade de sobrecarga é bastante razoável.

Os compensadores estáticos tornaram-se grandes concorrentes dos compensadores síncronos, principalmente no que se refere a preço, estes são mais baratos. O compensador síncrono encontra ainda aplicações onde é importante elevar o nível de curto-circuito como é o caso de estações inversoras de HVDC.

As vantagens dos compensadores estáticos são caracterizadas pelos seguintes pontos discriminados:

- Menor custo;
- Menores Perdas;
- Menor Manutenção;
- Maior confiabilidade (acima de 96% de disponibilidade opostos aos 90% dos síncronos);
- Tempos de resposta mais rápidos;
- Controle trifásico ou monofásico;

- Ausência de inércia;
- Impossibilidade de se auto-excitar.

Outras características consideradas como desvantagens são:

- Capacidade máxima de geração de reativo proporcional ao quadrado da tensão, isto é, para baixas tensões a capacidade pode ser reduzida;
- Geração de harmônicos na maioria dos equipamentos estáticos.

Dependendo do caso, a não contribuição para a potência de curto-circuito pode ser considerada como vantajosa ou não (D'Ajuz, A. , 1.985 & Cavalcanti de C., C.A., 1.995 & Caminha, A.C., 1.977).

### 3.4 Arranjos Típicos de Subestações Elétricas

Existem vários tipos considerados básicos de configurações. Os denominados arranjos são devidos às formas de se conectarem entre si as linhas, transformadores e cargas em uma subestação. A seguir, apresentam-se esses modelos.

#### 3.4.1 Barramento Singelo ou Simples

Como o próprio nome diz, o barramento singelo é muito simples e de fácil entendimento. Compõe-se de um barramento, disjuntores e outros equipamentos de manobra (Jardini J. A., 1.996).

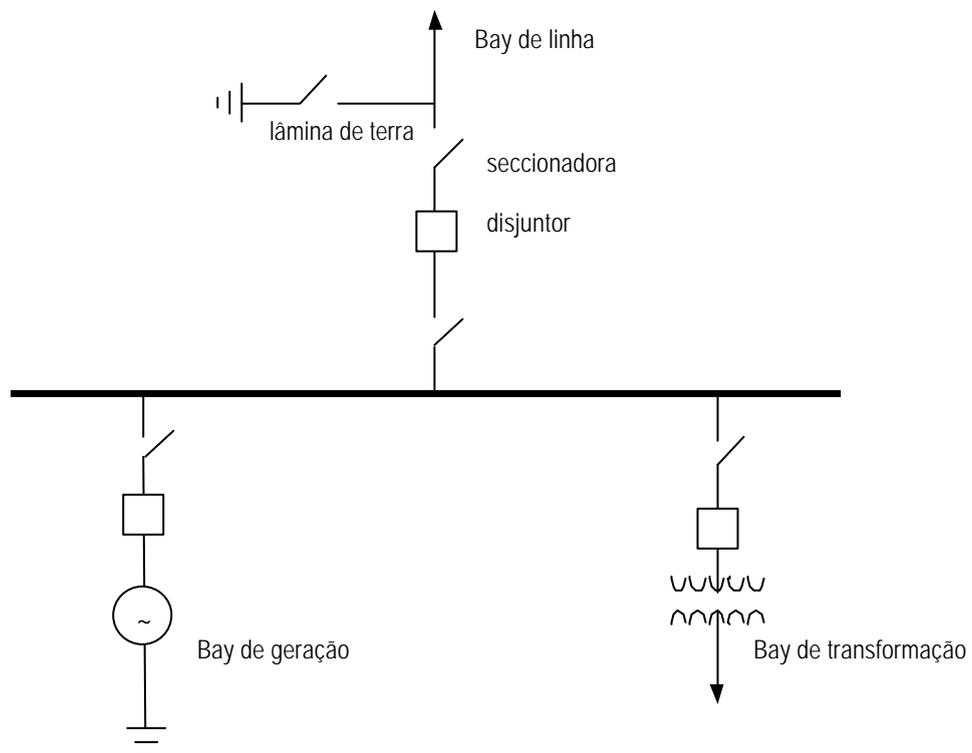


Figura 3.10.a – Barramento Singelo ou Barra Simples (Diagrama Unifilar)

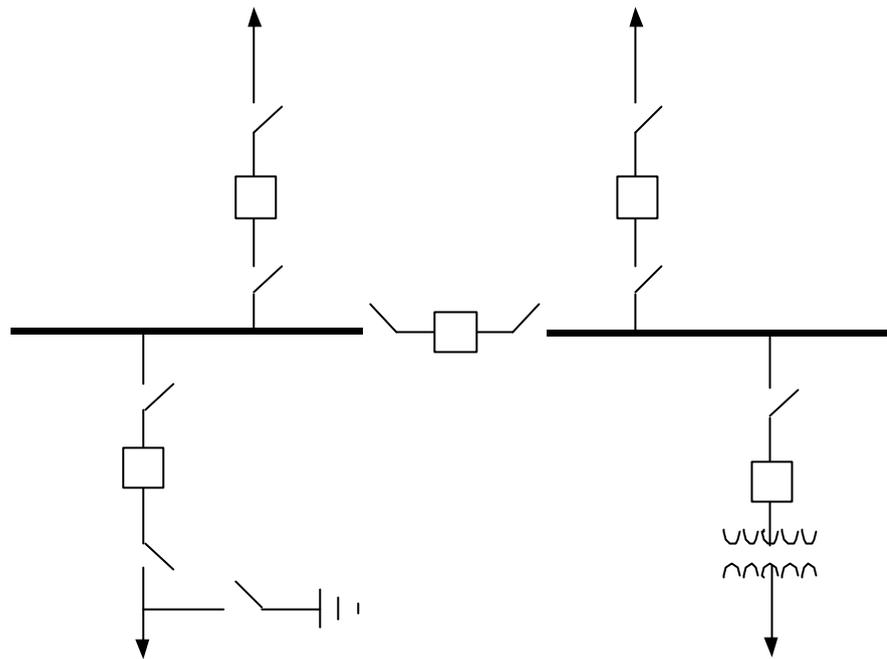


Figura 3.10.b – Barramento Singelo ou Barra Simples Seccionada (Diagrama Unifilar)

O disjuntor permite abrir ou fechar o circuito com carga. As seccionadoras não podem abrir sob carga, dessa maneira a sua abertura é feita após a abertura do disjuntor e são instaladas com o fim de isolar o disjuntor para efeitos de manutenção. A faca de terra é operada quando a linha estiver desenergizada, servindo desse modo como proteção contra ligações indesejadas do outro extremo da linha. Comparando-se as duas figuras acima, pode-se observar que na 3.10.a os circuitos se conectam à mesma barra, com o inconveniente de que quando acontecer um defeito na barra todos serão desligados, enquanto que na 3.10.b tem-se que perde-se apenas uma parte dos circuitos alimentados quando da ocorrência de um defeito na barra.

Este arranjo é utilizado onde se requer um grande número de subestações de uma única tensão e frequência. As características mais ressaltantes do barramento singelo são citadas a seguir:

- Boa visibilidade de instalação. Reduz-se dessa maneira o perigo de manobras errôneas por parte do operador.
- Reduzida flexibilidade operacional. Em casos de distúrbios ou trabalhos de revisão no barramento ou disjuntor é necessário desligar toda a subestação.
- Baixo custo de investimento. Aproximadamente representa 88% de uma instalação idêntica, em 138 [kV], com barramento duplo.
- Possibilidades adicionais de operação. Devido à instalação de um disjuntor longitudinal na barra, pode-se eventualmente operar em grupo, limitar distúrbios e dividir a rede. Além disso, os consumidores podem ser alimentados no mínimo de duas maneiras diferentes. Sendo possível também a operação com duas tensões e frequência.

A maior desvantagem deste tipo de arranjo provém quando da manutenção do disjuntor, pois toda a subestação fica desligada. Por esse motivo este é utilizado em subestações de pequena importância, subestações de média tensão, subestações industriais onde a carga é alimentada por circuitos independentes. Entre outras utilizações pode-se citar:

- Subestações transformadoras e de distribuição. Quando a segurança de alimentação dos consumidores pode ser obtida por intermédio de comutações (redes interligadas formando malhas).
- Em pontos da rede para as quais não há necessidade de fornecimento contínuo, isto é, sem interrupção

Uma típica combinação do barramento singelo é com seccionamento ao longo do mesmo, e pode ser executado utilizando-se um disjuntor com seccionador longitudinal, denominado de *barramento singelo com disjuntor de acoplamento longitudinal* (Fig. 3.11)

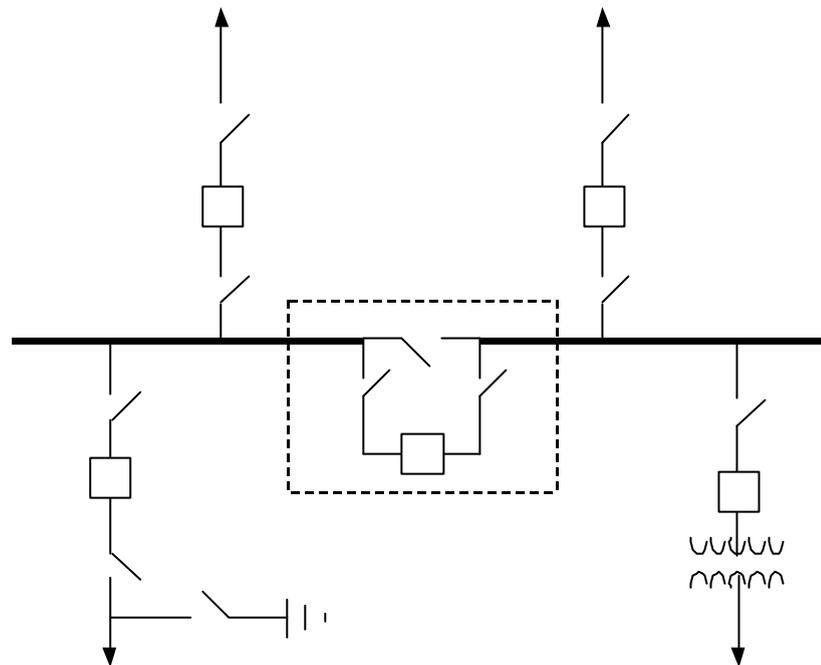


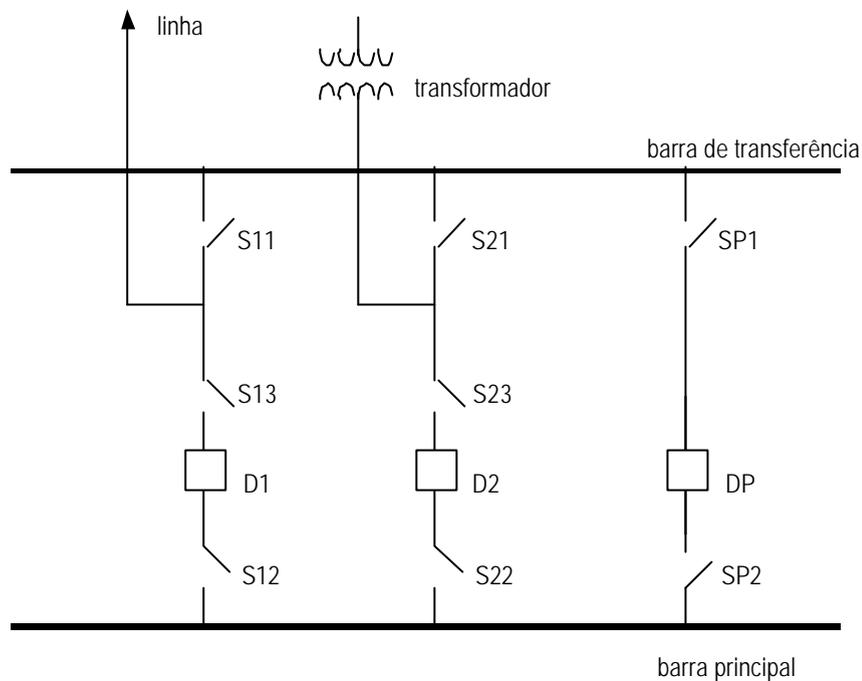
Figura 3.11 – Barramento Singelo com Disjuntor de Acoplamento Longitudinal (Diagrama Unifilar)

Esta combinação oferece, ao contrário daquela apenas com o seccionamento longitudinal, uma conexão mais simples, fácil e com possibilidades de separação das diversas partes, sem interrupção de serviço, semelhante em operação ao da Fig. 3.10.b. Oferece ainda a possibilidade de conexão de uma bobina limitadora de corrente juntamente com o disjuntor. Uma instalação deste tipo de conexão básica, determina portanto, uma maior liberdade no que se refere às diversas possibilidades de operação. Esta conexão encontra-se freqüentemente nas instalações de consumo próprio de usinas elétricas, e, normalmente, em instalações de média tensão, de grande porte, onde há necessidade imperiosa de se seccionar os barramentos por causa da presença de altas correntes de curto-circuito. Esta separação é perfeitamente possível quando se dispõe de um disjuntor de acoplamento transversal.

O uso de bobinas limitadoras de corrente é também bastante preferida em instalações existentes com projeto de ampliação. Normalmente esta ampliação ocasiona o aumento excessivo das correntes de curto-circuito, tornando-se desta maneira a sua limitação (Jardini J. A., 1.996).

### 3.4.2 Barra Principal e de Transferência ou Barramento Auxiliar

Sendo o requisito de não perder o fornecimento de energia elétrica, durante a manutenção do disjuntor, para determinados consumidores, pode-se optar pelo arranjo de uma combinação de barra principal com uma de transferência como é o caso da Fig. 3.12.



**Figura 3.12 – Barramento Principal com Transferência ou Barramento Auxiliar (Diagrama Unifilar)**

Na operação normal deste arranjo tem-se: D1, D2, S12, S22, S13, S23 ligados e S11, S21, SP1, SP2 e DP desligados. Para o caso de manutenção do D1 as seguintes providências são tomadas estritamente nessa exata ordem:

- Ligar S11, SP1, SP2 e por último DP.
- Desligar D1, S12, S13.

Agora a corrente da linha passa por S11, SP1, DP e SP2 chegando a barra principal. Como etapa final providencia-se a transferência da proteção da linha 1, de forma que possa atuar em DP e não mais em D1.

A conexão normal dos barramentos auxiliares ao barramento principal é feita por intermédio de um disjuntor e oferece as seguintes vantagens adicionais com relação ao anterior, tais como:

- Livre possibilidade de manobra. Qualquer disjuntor que precise de manutenção não desliga a derivação correspondente e por conseqüência o fornecimento aos consumidores é contínuo. Garante alta segurança de alimentação.
- Conexão de derivações sem disjuntor sem a utilização dos barramentos principais.
- Aumento de custos relativamente reduzido (aproximadamente 4% comparando-se com uma subestação de 138 [kV] - de barramento duplo).

As aplicações deste tipo de barramentos é mais comum nos seguintes casos:

- Pontos de rede que exijam alta segurança de alimentação (por exemplo, quando existe permanência de circuitos singelos).
- Conexões com barramentos múltiplos. Em localidades com alto nível de poluição de ar, onde a limpeza acarreta consigo desligamentos freqüentes.

Conectados a barramentos duplos, os barramentos auxiliares oferecem uma grande segurança contra interrupções de fornecimento. Dessa maneira, quase todas as partes da instalação podem ser, conseqüentemente, comutadas sem tensão e sem interrupção de fornecimento.

Em grandes estações transformadoras é comum a previsão de um grupo de transformadores de reserva. Neste caso, basta coordenar o barramento auxiliar com o circuito alimentador da linha. Entretanto, no caso em que todas as linhas de alimentação deixam o barramento em uma mesma direção, os custos são menores do que para um barramento adicional (barramento duplo). Em conexão com um barramento singelo, esta solução é freqüente e tecnicamente mais vantajosa do que uma barra dupla.

Principalmente, estas vantagens refletem-se na disposição dos equipamentos na subestação, apresentando facilidades de manobra e visibilidade da instalação (Jardini J. A., 1.996).

### 3.4.3 Barramento Principal Duplo com Transferência

Este tipo de arranjo possui o formato apresentado na Fig. 3.13. O circuito L1 poderá estar ligado em uma das barras P1 ou P2 e, para a manutenção de D1 deve ser transferido o circuito para a barra de transferência e disjuntor DP.

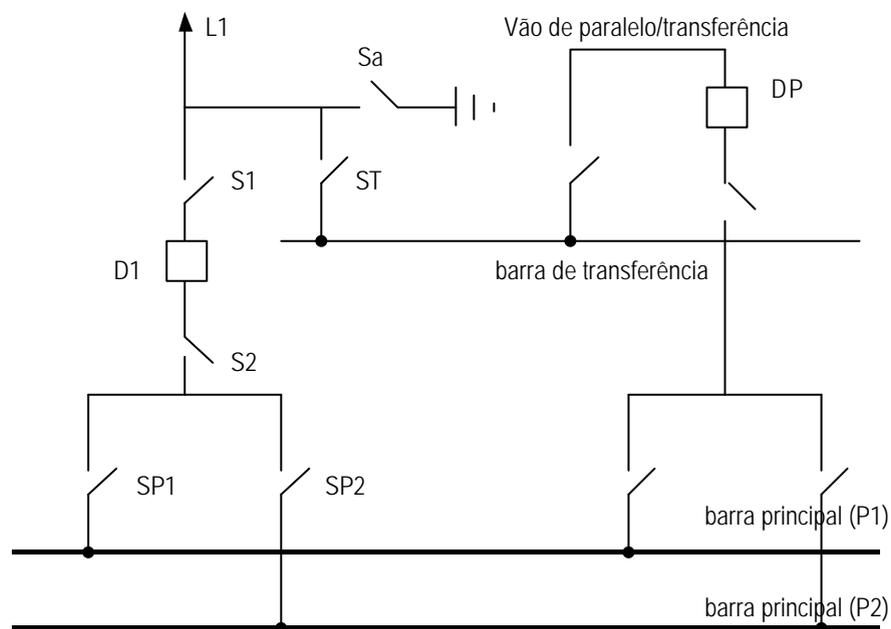
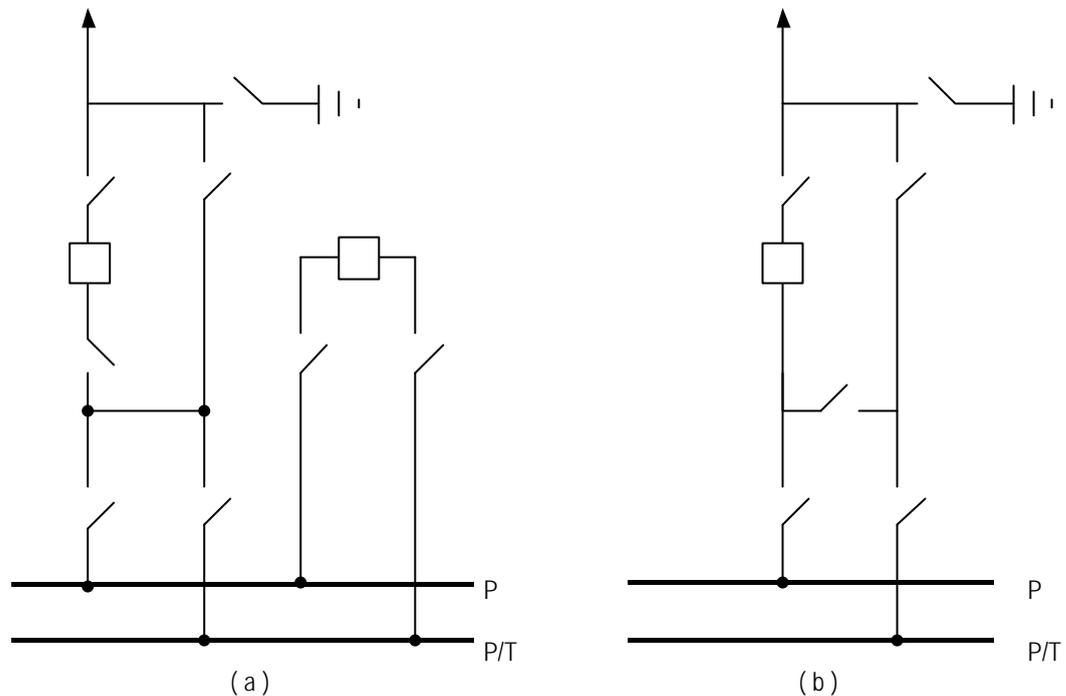


Figura 3.13 – Barramento Principal Duplo com barra de Transferência

Este arranjo é considerado complicado e normalmente é substituído pelo da Fig. 3.14, este oferece uma barra a menos e tem praticamente as mesmas funções e facilidades (Jardini J. A., 1.996).



**Figura 3.14 – Barramento Principal e Principal com Transferência**

Os arranjos indicados nesta figura possuem as mesmas funções, mas o esquema (b) utiliza uma chave a menos, sendo mais econômico, porém de operação mais complicada.

#### 3.4.4 Barra Dupla

Devido ao alto custo de um barramento duplo, o mesmo deve ser utilizado sob certas condições, tais como as descritas a seguir:

- Instalações de grande porte que trabalhem com tensões e frequências diferentes.
- Existência de vários consumidores em uma instalação, cujos valores nominais de consumo são reunidos em uma única alimentação.
- Necessidade de serviço isolado em vários pontos de alimentação por causa do valor das correntes de curto-circuito.
- Serviço de instalação contínuo, sem interrupções (como exemplo tem-se: durante a manutenção dos equipamentos de instalação).
- Onde não seja possível fixar previamente a disposição das diversas derivações (entradas e saídas).

De uma forma geral, chega-se sempre a uma solução empregando-se barramentos duplos, esta escolha depende da natureza da instalação (tipo acoplamento dos barramentos, etc.). Em alguns casos, chega-se à conclusão da necessidade do emprego de 4 ou até 6 barramentos; como exemplo tem-se: instalações para consumo próprio de usinas elétricas, pontos de união de redes, reunião de diversos consumidores com tarifas diferentes.

Detalham-se a seguir as principais características de barras duplas:

- Liberdade de escolha das conexões para manobras.
- Divisão racional dos circuitos em 2 grupos com o objetivo de limitar a corrente e dividir a rede.

- Fornecimento contínuo de energia elétrica aos consumidores quando da manutenção de um barramento, os que são transferidos para o outro barramento.
- Caso seja feita a manutenção dos aparelhos de um circuito, torna-se necessário o desligamento dessa alimentação. Se a construção for projetada, pode-se utilizar um disjuntor de acoplamento e o 2º barramento como disjuntor de reserva daquele circuito, dessa forma os aparelhos são *jumpeados* (curto-circuitados) com um cabo.

Cabe mencionar que, entre duas partes da rede com acoplamento livre, utiliza-se um disjuntor com características nominais reduzidas. Apenas o disjuntor de acoplamento (Fig. 3.15.b - barras duplas com acoplamentos transversais e longitudinais) dimensiona-se com capacidade para interromper totalmente a corrente de curto-circuito. Perante a ocorrência de uma falta, o disjuntor de acoplamento recebe uma ordem para abrir bem antes do disjuntor do alimentador operar.

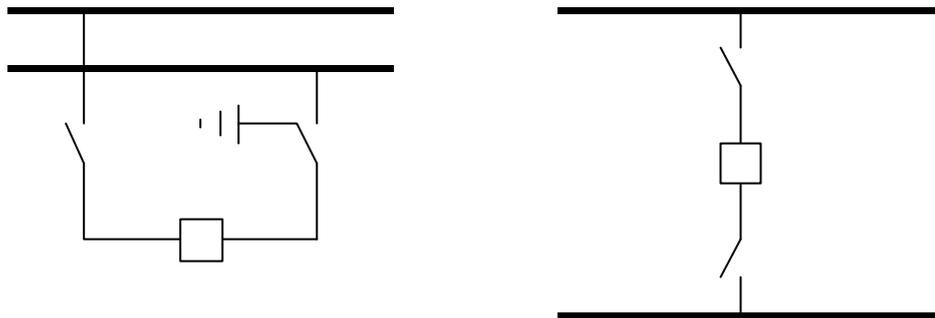


Figura 3.15.a – Acoplamento transversal ou disjuntor de transferência

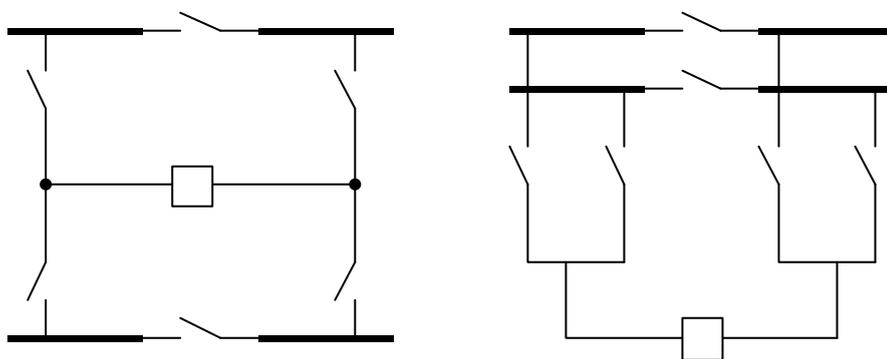


Figura 3.15.b – Acoplamento transversal e seccionamento longitudinal

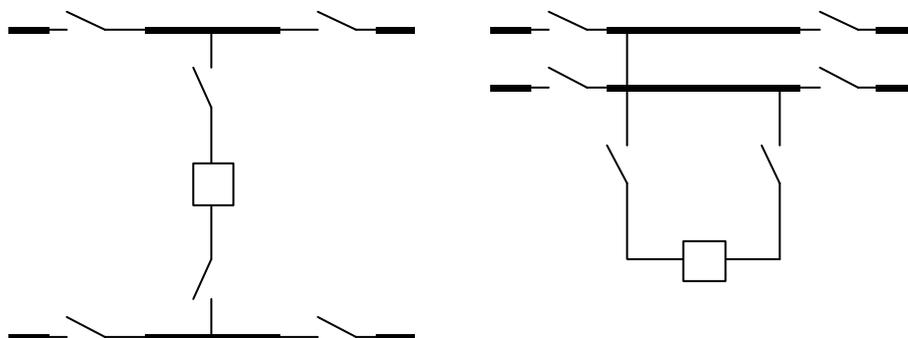


Figura 3.15.c – Acoplamento transversal e seccionamento longitudinal duplo

As principais aplicações dos barramentos duplos são citados a seguir:

- Pontos importantes de alimentação, cuja saída de serviço coloca um (ou vários) consumidor(es) em situação desfavorável.
- Interligações de dois sistemas importantes.

### 3.4.5 Barra Dupla com Disjuntor Duplo

Esta configuração é a que apresenta maior confiabilidade, porém, é a mais cara. No caso de defeito no circuito 1 (Fig. 3.16) deve-se abrir os disjuntores  $D_a$  e  $D_b$ . Na manutenção de um dos dois disjuntores ( $D_a$  ou  $D_b$ ) o circuito permanece ligado a barra através do outro disjuntor ( $D_b$  ou  $D_a$ ). Este tipo de arranjo é utilizado em subestações de UHV (Ultra Alta Tensão – siglas em inglês).

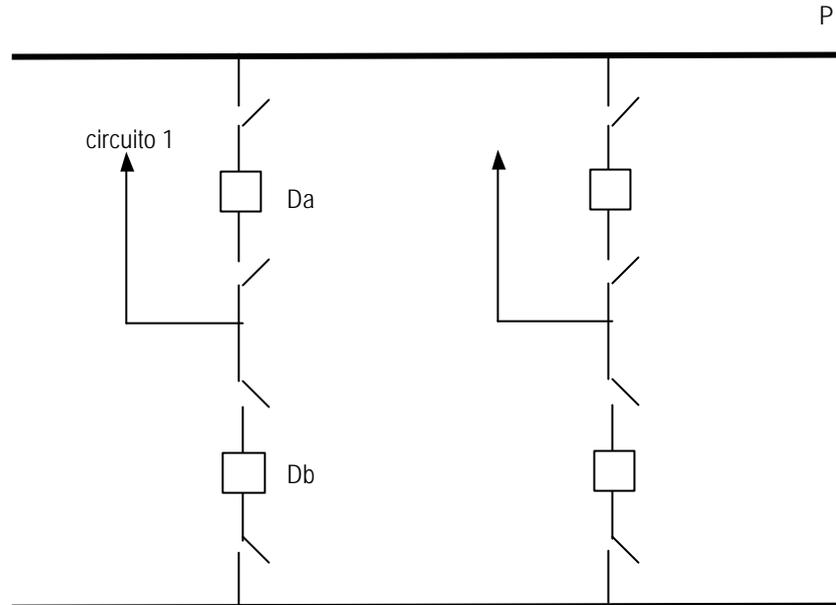


Figura 3.16 – Barramento Duplo com Disjuntor Duplo

### 3.4.6 Barra Disjuntor e Meio

Na figura abaixo pode-se observar a configuração denominada de disjuntor (1 1/2 disjuntor). Isto deve-se a que para cada dois circuitos utiliza-se 1,5 disjuntor por circuito.

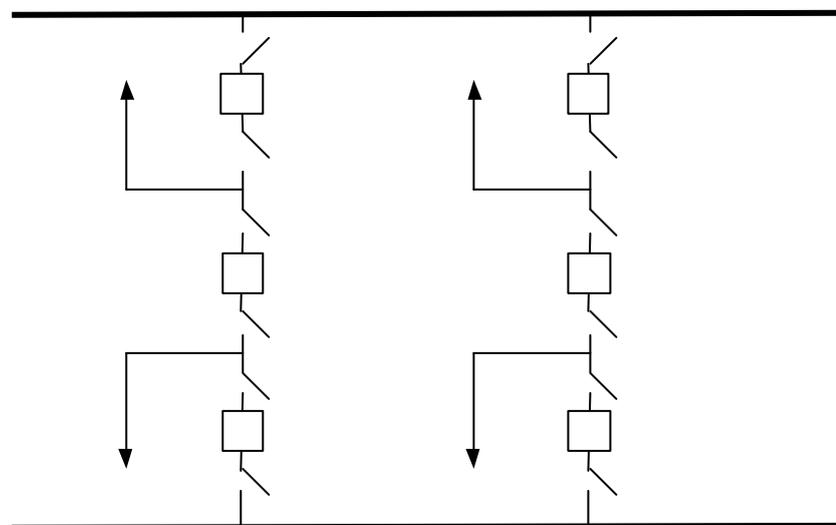


Figura 3.17 – Barramento Disjuntor e Meio

As características do sistema de barramento com 1 1/2 disjuntores são as seguintes:

- A cada dois circuitos existe um disjuntor de reserva, de maneira tal a garantir segurança de serviço.
- A especificação de disjuntores e seccionadoras deve ser própria para sustentar a corrente dupla do circuito derivado.
- Perigo de manobras errôneas devido à má visibilidade.
- Alto custo de construção.

Na América do Norte, aplica-se a pontos de redes com elevadas exigências no que se refere à segurança de serviço. No Brasil é utilizado em sistemas de 500 e 765 [kV] por ser mais econômico que a configuração de barramento duplo ou disjuntor duplo, além de possuir praticamente a mesma confiabilidade.

#### 3.4.7 Barra Disjuntor 1 1/3

Este arranjo pode ser concebido para múltiplos circuitos no mesmo vão (Fig. 3.18). Utiliza 3 circuitos no mesmo vão (omitem-se detalhes de chaves seccionadoras por razões de espaço)

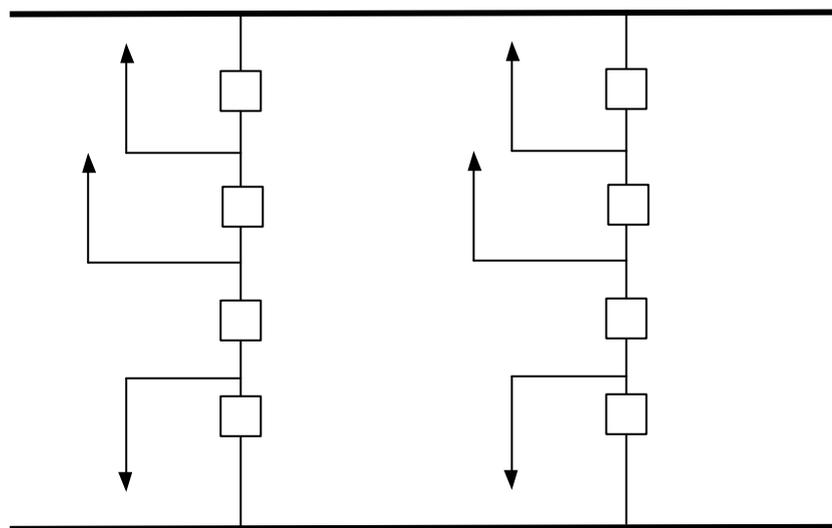


Figura 3.18 – Barramento Disjuntor 1 1/3

#### 3.4.8 Barramento em Anel

Caso um disjuntor sair de serviço sem prejudicar o funcionamento normal da instalação, são necessários  $n$  disjuntores para  $n$  circuitos. No caso de um barramento em anel (Fig. 3.19), os disjuntores devem ser dimensionados para uma maior corrente de anel (aproximadamente o dobro do valor da corrente derivada).

O sistema apresentado é impróprio para grandes subestações, porque caso dois disjuntores sejam desligados, partes completas da instalação podem deixar de operar.

A principal desvantagem é de pouca visibilidade e de fluxo de corrente, com o conseqüente inconveniente para manobras e possíveis erros.

Este tipo de barramento é aplicável em regiões onde existe predominância de técnica norte americana, para instalações de médio porte e de até 6 derivações.

Cabe mencionar que caso os transformadores de corrente (TC) estejam situados dentro do anel (disposição usual) quase toda a instalação fica coberta pela faixa de proteção das derivações. Apenas o trecho entre o TC e o disjuntor correspondente fica fora desta proteção. Caso sejam instalados transformadores de corrente em ambos lados do disjuntor, é possível ter uma proteção de maior alcance ou até de sobre alcance.

Uma outra desvantagem desta configuração é a da não possibilidade de divisão da rede, fato possível em arranjos de barramentos múltiplos com derivações.

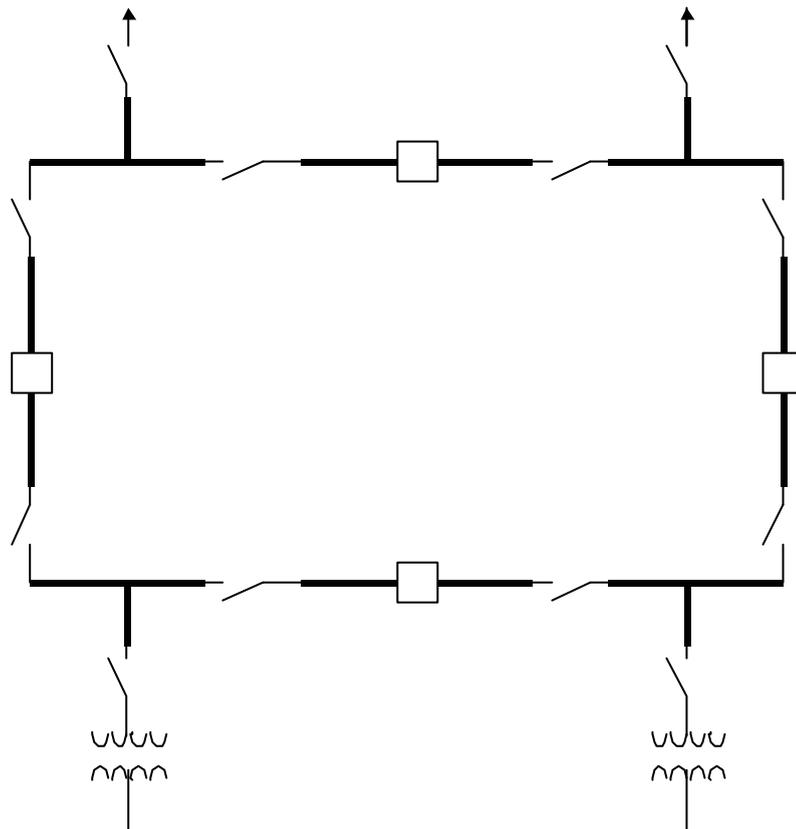


Figura 3.19 – Barramento em Anel

#### 3.4.9 Barramento Triplo

Este barramento é muito custoso e somente aplica-se a casos muito especiais. Suas principais características são:

- Grande facilidade de flexibilidade de manobras.
- Altos custos.
- Má visibilidade da instalação e adicionado de prováveis erros de manobras.

Aplica-se somente em casos excepcionais, tais como:

- Situações onde é exigida a operação contínua em grupo, com quaisquer disposições das alimentações.

- O terceiro barramento construído com objetivos de manutenção.
- Grande número de pontos de acoplamento.
- Instalações próprias de usinas elétricas.

A seguir mostra-se o esquema elétrico do barramento triplo nesta figura:

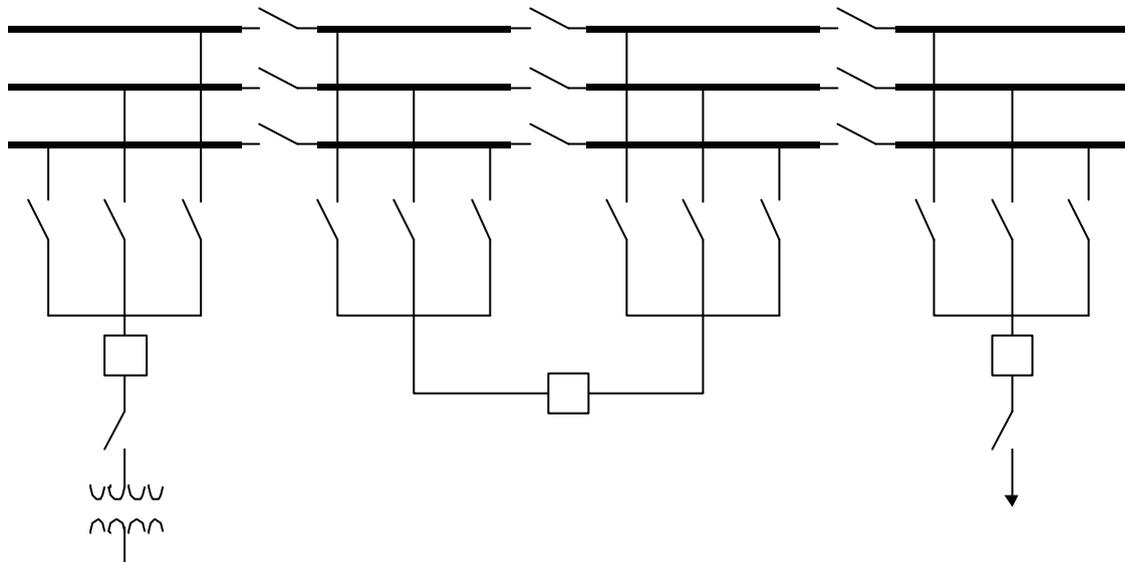


Figura 3.20 – Barramento Triplo

#### 3.4.10 Sistemas com Disjuntor Extraível

Onde exige-se economia de espaço, o sistema com disjuntor extraível (Fig. 3.21) é bem aplicável. Até a atualidade foi utilizado em subestações de até 110 (138) [kV]. Possui os seguintes traços

- Evita o uso de chave seccionadora. Com um simples intertravamento evita que o disjuntor se movimente.
- Próprio para locais de espaços ou instalações reduzidas.
- No caso de barramentos duplos, exige-se a utilização de dois disjuntores por circuito, por consequência é mais dispendioso.

As aplicações deste arranjo são para subestações de instalação abrigada (interiores), com barramento singelo para economia de espaço; subestações de instalação abrigada com barramento duplo, com dois disjuntores, exclusivamente para extrema segurança de serviço.

Esta técnica, apesar de custosa, está se difundindo bastante, principalmente em instalações de média tensão (6 a 34,5 [kV]). Não se aconselha a utilização de disjuntores e transformadores de corrente em um mesmo carrinho no caso de diversificações de corrente nos consumidores, porque seria necessário manter diversos disjuntores de reserva.

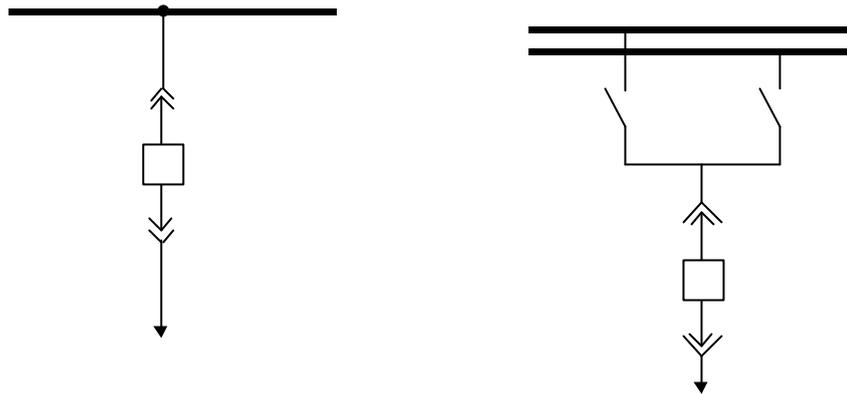


Figura 3.21 – Sistema de Disjuntores Extraíveis

### 3.4.11 Sistemas com Chave Seccionadora By-Pass

Os sistemas com chave seccionadora by-pass podem ser utilizados para manter o serviço de fornecimento de energia elétrica para o caso da manutenção de um disjuntor em derivação. Neste caso, a proteção é assumida por outro disjuntor.

Seccionadoras sob carga facilitam a comutação (liga/desliga) de linhas de transmissão e transformadores a vazio, ocupando o lugar de seccionadoras de passagem (by-pass).

Em conexão com barramentos duplos (Fig. 3.22), o disjuntor de acoplamento serve como reserva.

Aplicam-se a barramentos singelos para subestações de pequeno e médio portes (países de língua inglesa), (Curi, M.A. e Negrisoli, M.M., 1.990 & Jardini J. A., 1.996).

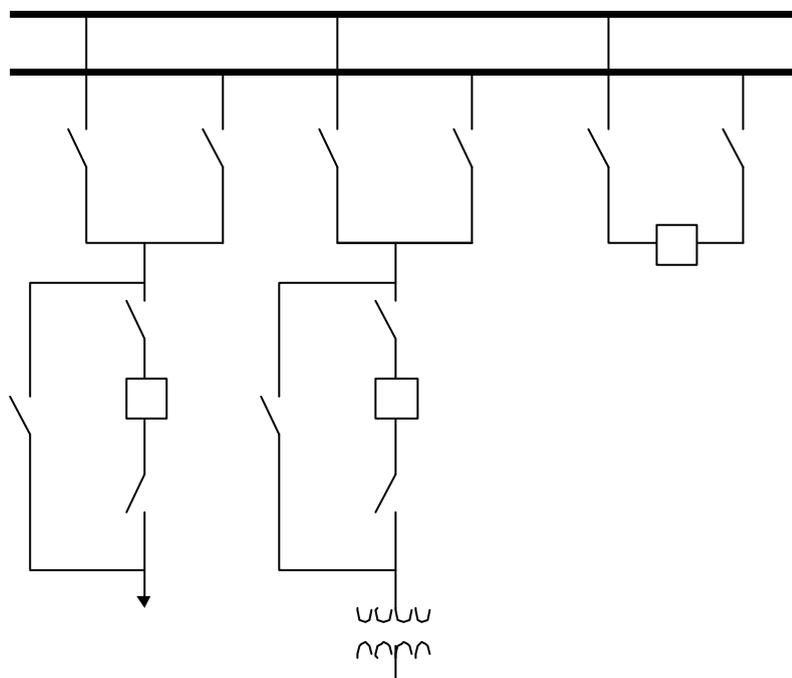


Figura 3.22 – Sistema de Barra Dupla com Acoplamento Transversal e By-Pass

### 3.5 Benefícios da Automação de Sistemas de Potência

Com o advento dos sistemas digitais e a alta tecnologia existente, a automação de sistemas, não só o elétrico como outros como o industrial, de segurança, de serviços, entre outros, tem ocupado um lugar de importante preponderância no desenvolvimento da economia e tecnologia de países do primeiro mundo como Estados Unidos e Europa, entre outros e que já vêm sendo utilizados há mais de dez anos. No Brasil, estes sistemas já estão sendo implantados, fazendo o *up grade* das usinas, subestações e sistemas de distribuição, de maneira sutil mas com grande sucesso.

Aproximadamente no ano 1.992, o mercado de energia elétrica brasileiro, até então fechado para importações, conseguiu adquirir equipamentos importados e novas tecnologias para as principais usuárias: usinas e concessionárias de energia elétrica. A principal delas são os sistemas de controle, comando e proteção para subestações que contemplam o processamento digital de informações a partir dos equipamentos primários das subestações, contendo, inclusive, supervisão de dispositivos contra incêndios e de segurança contra intrusos.

Como foi apresentado no Capítulo 1, os fabricantes iniciaram uma verdadeira revolução no que se refere às funções usuais de controle e proteção, através da inclusão de um sem-número de funções integradas aos sistemas digitais que antes eram realizadas separadamente por equipamentos convencionais, tal é o caso de oscilografia de faltas efetuada por relés digitais de proteção, que, na maioria dos casos, é on-line.

Com relação aos sistemas convencionais, os sistemas digitais apresentam aspectos bastante relevantes referentes à confiabilidade e à relação custo/benefício.

#### 3.5.1 Confiabilidade dos Sistemas

Com relação às funções de automonitoramento intrínsecas das unidades componentes de sistemas digitais, que realizam a supervisão das entradas analógicas e digitais, por meio de checagens de plausibilidade, supervisão dos conversores analógico/digitais, hardware, software e saídas digitais, em ciclos contínuos e intervalos curtos de tempo (em torno de 5 segundos), estes sistemas garantem a disponibilidade de suas unidades e canais de comunicação, com a apresentação de alarmes em caso de falhas, assim como sua identificação e localização.

Além da disponibilidade do sistema, bastante aumentado em sua confiabilidade frente a sistemas convencionais estes últimos somente permitem a certeza de estarem em correto funcionamento através de manutenções preventivas, outros pontos são significativos para comprovar a confiabilidade.

##### 3.5.1.1 MTBF (Mean Time Between Failure)

Apesar de recentes no Brasil, os sistemas de controle e proteção para subestações são utilizados a mais de 10 anos em nível mundial, o que garantiu a análise do MTBF (tempo médio entre falhas) sob os aspectos teórico e prático. Os valores de MTBF (Fig. 3.23) apresentados são de sistemas com processamento distribuído em funcionamento sob temperaturas de 35 [°C], e estão de acordo com a norma MIL 217E:

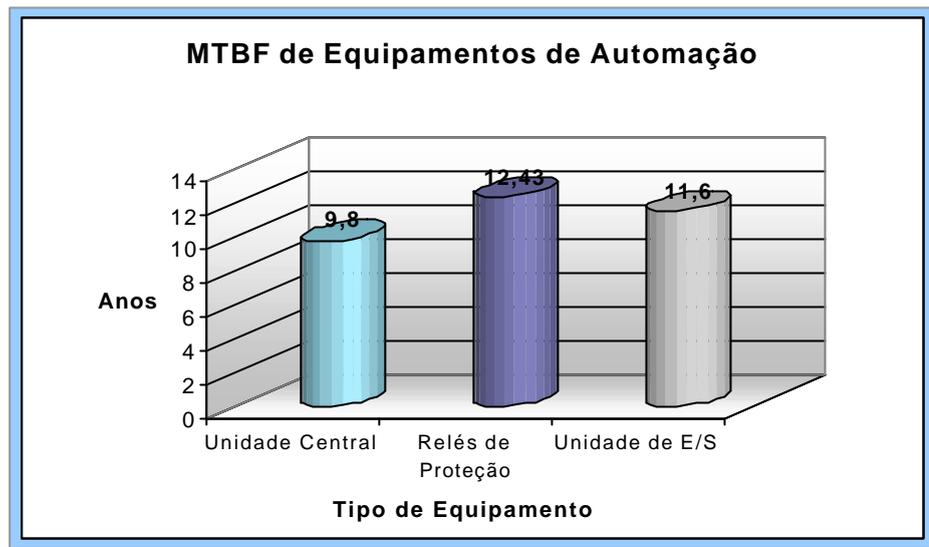


Figura 3.23 – Tempo médio entre falhas de equipamentos de sistema distribuído utilizado em automação de subestações

Para a obtenção de valores mais elevados de MTBF, os fabricantes utilizam componentes cada vez mais sofisticados, como placas *multilayers* e componentes SMD, com baixa dissipação térmica e por consequência menor degradação ao longo do tempo. Porém, com a miniaturização dos componentes, a susceptibilidade a campos magnéticos é maior, o que está levando os fabricantes a promover um número cada vez maior de proteções contra EMI, como fotoacopladores, caixas blindadas, filtros de software nas entradas analógicas e a utilização de fibras ópticas como meio de comunicação entre componentes.

### 3.5.1.2 MTTR (Mean Time to Repairs)

Os tempos para reparos e restabelecimento de sistemas digitais são curtos, uma vez que, por meio do automonitoramento, em média após 5 segundos, alarmes são acionados indicando uma falha, com sua localização e identificação. Desta forma, as equipes de manutenção são ativadas. Alguns fabricantes já possuem softwares analisadores de defeito, de forma a permitir a identificação da placa avariada.

Os módulos das unidades de E/S e central são extraíveis, a atividade a nível de campo é substituição de módulos e/ou núcleos avariados, realizada de maneira simples e rápida. A manutenção destes módulos e núcleos é feita em laboratórios com recursos de microeletrônica, sendo que alguns fabricantes possuem condições de assistência técnica de módulos no Brasil.

### 3.5.2 Relação Custo/Benefício dos sistemas

Na comparação dos custos e benefícios de sistemas de controle e proteção digitais para subestações e os de um sistema convencional, devem ser observados pontos como os indicados a seguir:

### 3.5.2.1 Variedade de Equipamentos e Cabos

Um dos grandes avanços da tecnologia digital é a possibilidade de integração de um grande número de funções de controle e proteção em poucas unidades. Através da utilização de funções via software tornou-se possível, por meio de um único relé de proteção, realizar toda a proteção de uma linha de extra alta tensão ou de uma unidade geradora de média potência. Assim, a demanda por equipamentos é bastante reduzida em sistemas digitais, principalmente ao se comparar com sistemas convencionais que requerem equipamentos dedicados para cada tipo de função. Com dados verificados, comprovou-se que sistemas digitais podem utilizar 60% menos equipamentos que outro do mesmo porte, porém, convencional.

Comparado com sistemas convencionais, os sistemas digitais reduzem em até um 90% o uso de cabos de comunicação, pois, utiliza basicamente comunicação serial de via única, enquanto que os convencionais via paralela, com a conseqüente quantidade inúmera de cabos.

Dadas todas essas características, o resultado de um sistema digital em termos de área ocupada é visivelmente menor que o de um convencional. Além disso, o número de painéis para a instalação de equipamentos de controle e proteção se reduz significativamente, redundando em uma diminuição substancial nos custos de chaparia.

### 3.5.2.2 Mão-de-obra do sistema

Dada a redução de equipamentos, cabos e painéis, os esforços do projeto, montagem, instalação e comissionamento de sistemas digitais são menores que os equivalentes ao do sistema convencional. Essa redução chega a ser até de 40%, principalmente com sistemas de arquitetura de processamento distribuído.

A função de auto-comissionamento é outro fator simplificador que alguns sistemas digitais podem apresentar reduzindo horas despendidas nos serviços de comissionamento e colocação em serviço.

### 3.5.2.3 Principais Benefícios

Como pode ter-se observado, com os custos bem inferiores em termos absolutos, os sistemas digitais apresentam benefícios, tanto para o sistema elétrico a ser protegido e controlado, tanto como para o analista, o operador, pontos estes sem par em sistemas convencionais. Resumindo então, apresentam-se os benefícios destes sistemas, tais como:

- Função de automonitoramento contínuo.
- Redução da estatística de falhas devido à pequena quantidade de cabos e equipamentos.
- Possibilidades de automatismos via software, sem a necessidade de adicionar hardware.
- Oscilografias de faltas a partir de relés digitais de proteção, as quais podem ser armazenadas em memória de massa ou enviadas via modem para seus locais de análise.
- Carga menor imposta a baterias de alimentação de corrente contínua.
- Personalização do sistema, possível através de parametrização ou reparametrização, entre outros.
- Visualização de todas as grandezas supervisionadas de uma maneira simples e consistente, através de diagramas unifilares dinâmicos coloridos, lista de eventos, alarmes, todos estes personalizáveis e apresentados na tela de um microcomputador (Marchetti, N.B. & Wöchler, W.S., 1.996).

### 3.6 Técnicas utilizadas na Automação de Sistemas

#### 3.6.1 Diagramas Elétricos

No proceder da execução de automatizar uma subestação, é válido lembrar certos aspectos e definições das representações destas e de seus componentes através de diagramas. Isto é feito com o objetivo de obter uma visão ampla e geral da instalação, localização no sistema elétrico, assim como suas funções e desempenhos. Com o advento da automação, estes diagramas podem ser representados facilmente na tela de um microcomputador de maneira tal a alcançar os objetivos mencionados.

A adequada escolha de um equipamento determina detalhes de comportamento e funções, cujas definições são feitas através destes diagramas elétricos. Os mesmos devem conter a maior quantidade possível de informações, com o objetivo de representar os equipamentos e suas funções específicas o mais fielmente possível. Vários são os diagramas elétricos que se tornaram usuais, cabe destacar entre eles os:

- Diagramas Unifilares;
- Diagramas Trifilares;
- Diagramas Funcionais;
- Diagramas Construtivos

Para o caso de automação, os diagramas mais importantes são os unifilares e os funcionais, dado que os outros são de usos exclusivos de projeto e construção de subestações.

Um diagrama unifilar é um diagrama onde o circuito elétrico representa-se por uma de suas fases. Nestes devem aparecer destacadamente as partes de força do sistema (aquelas que têm por finalidade principal a de conduzir a energia elétrica).

Equipamentos de manobra, tais como: seccionadoras de carga, de aterramento, sem carga ou de passagem ("by-pass"), disjuntores, sistemas de medição e proteção: transformadores de corrente e potencial, relés, pára-raios, fusíveis, etc., são representados sem muitos detalhes, apenas de uma maneira mais quantitativa do que qualificativa.

Definem-se as unidades funcionais ou "bays" como divisões da subestação e o conjunto de equipamentos que compõem cada uma delas. Estes podem ser: bay de linha, de transformador ou de transferência.

Os equipamentos de manobra que compõem uma unidade funcional, como o bay de linha (Fig. 3.24), por exemplo, são descritos a seguir:

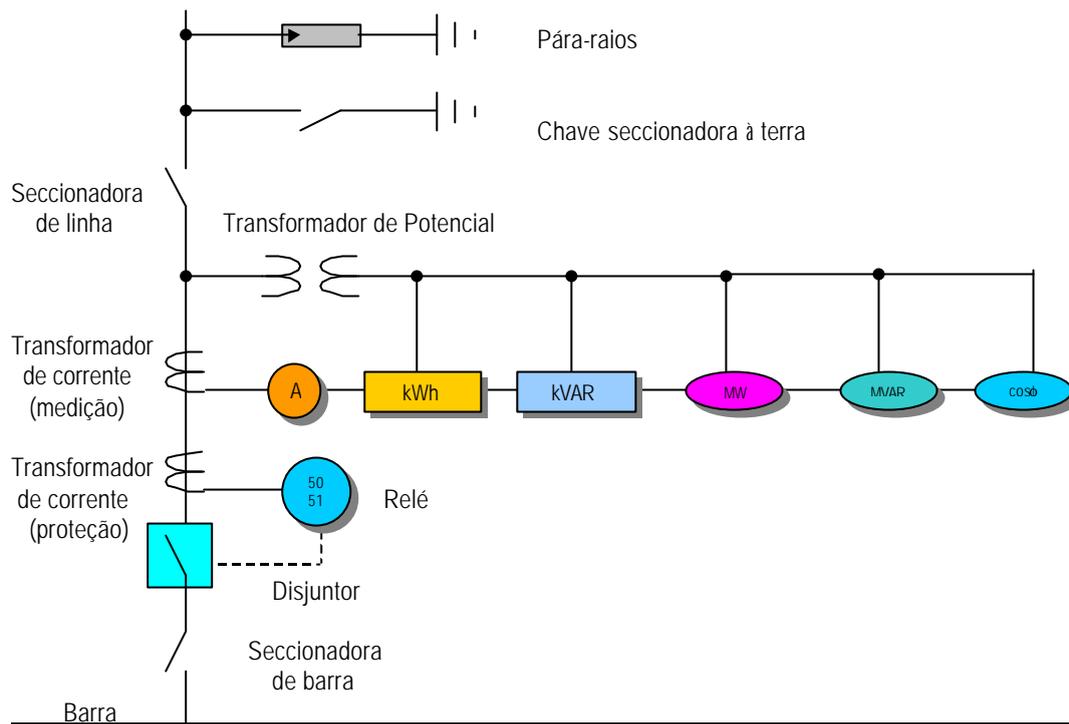


Figura 3.24 – Diagrama unifilar do bay de Linha de uma subestação convencional e equipamentos componentes

- Chave seccionadora de terra. Tem por finalidade o aterramento da linha de transmissão quando das manutenções e atuando como dispositivo de segurança;
- Disjuntor. Isolado por duas chaves seccionadoras, uma de linha e outra de barra. Também para efeitos de manutenção e segurança;
- Para-raios. Dispositivo de proteção da subestação contra Variações de tensão;
- Transformadores de Medição. Servem de nexos para os equipamentos de medição como ser: medidores de tensão, corrente, potências ativa e reativa, etc., e os de proteção: relés, fusíveis, entre outros, respectivamente para cumprir suas específicas funções (Jardini J. A., 1.996).

### 3.6.2 Diagramas Funcionais

Os diagramas funcionais descrevem a maneira esquemática de como funcionam os equipamentos de proteção (trabalhos futuros), controle e sinalização de uma instalação elétrica. Através destes podem ser identificadas todas as restrições de funcionamento de um disjuntor, entre outras.

As condições de operação são diferentes nestes diagramas. Por esse motivo é preciso definir alguns conceitos, tais como:

- Contato normalmente aberto (NA). É o contato que permanece aberto quando o equipamento está desenergizado.
- Contato normalmente fechado (NF). Este contato permanece fechado quando o equipamento está desenergizado. (Curi M.A. e Negrisoli M.M., 1.990).

Os sistemas digitais de subestações, prevendo a necessidade de uso destes diagramas, como mencionado nos benefícios da automação, providencia em telas de computador as apresentações das

mesmas com funções de bibliotecas destinadas a sistemas de potência. A exemplo, mostra-se uma tela de computador com o sistema de supervisão mostrando os dados principais de uma subestação digitalizada para uma usina hidráulica.

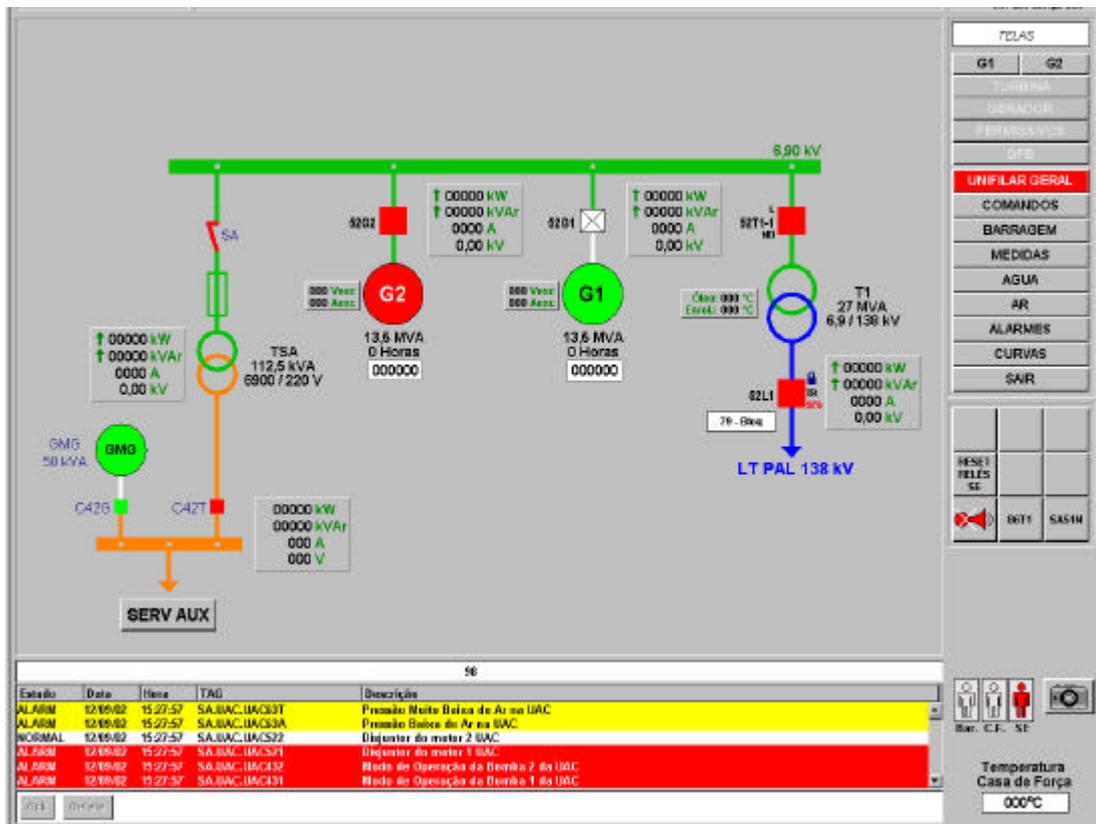


Figura 3.25 – Diagrama unifilar de supervisão de uma subestação digitalizada utilizando recursos da GE

### 3.6.3 Algumas Técnicas empregadas na automação de sistemas elétricos

Para automatizar sistemas, sejam estes industriais, mecânicos, hidráulicos ou de potência, exige-se o uso de técnicas comprovadas de supervisão e controle. Existem vários tipos, porém classificam-se em dois grandes grupos: centralizado e distribuído.

A complexidade de um sistema digital a ser implementado em uma subestação elétrica depende do tamanho e das funções que esta deva exercer. Com o advento de novas tecnologias como transformadores de corrente/tensão ópticos, sensores e transdutores inteligentes, a concepção destes sistemas terá uma certa variação.

Um sistema que pode ser considerado como completo e aplicável a grandes sistemas e, por consequência, a importantes subestações de grande porte é o seguinte:

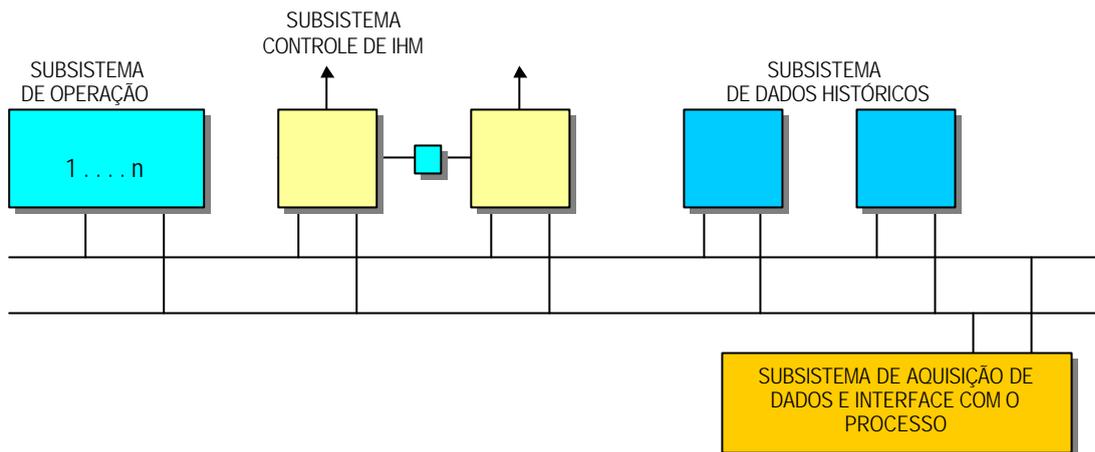


Figura 3.26 – Sistema digital modelo para uma subestação de grande porte

Este tipo de sistema compõe-se de 4 subsistemas que são os seguintes a saber:

- Operação;
- Controle de IHM (Interface Homem Máquina);
- Base de Dados Históricos;
- Sistema de Aquisição de Dados e interface com o processo.

A interligação destes subsistemas é feita através de uma rede LAN (Local Area Network), qualificado como tipo Ethernet. As estações de trabalho independentes (*workstations*) são computadores utilizando um sistema operacional UNIX. Cada console de operação constitui-se de uma estação de trabalho. No subsistema de IHM (Interface Homem máquina) o controle efetiva-se através de duas estações de trabalho independentes conectadas no modo "hot stand by" com informações duplicadas e, analogamente, no subsistema de aquisição de dados (Fig. 3.27), porém no modo "cold stand by", também com informações duplicadas.

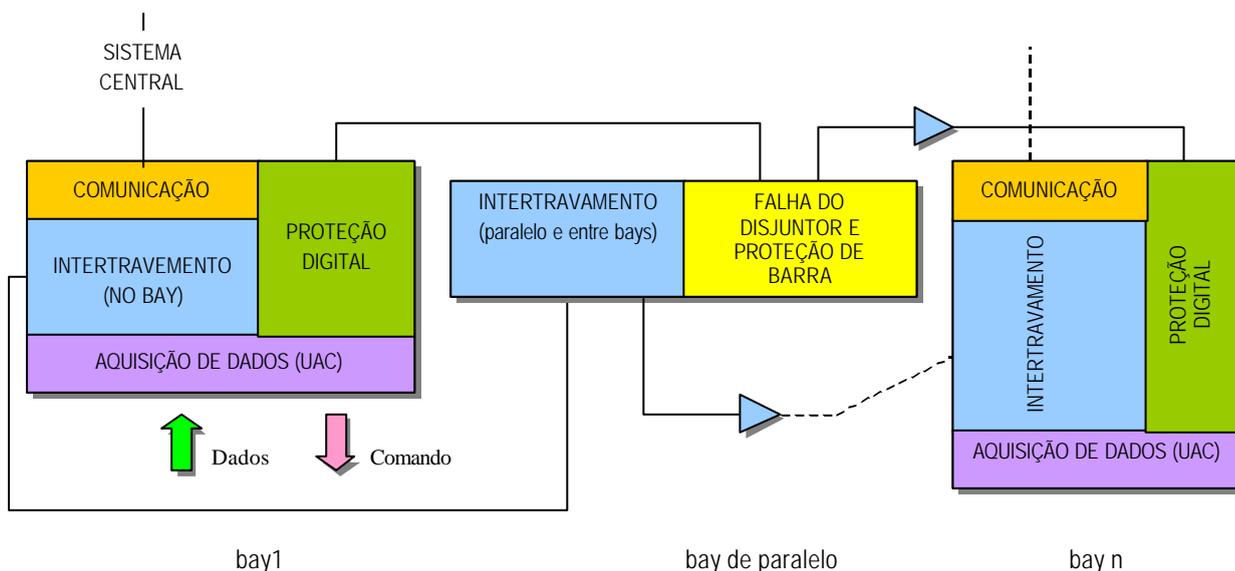


Figura 3.27 – Esquema do Subsistema de Aquisição de dados e interface com o processo

Para cada bay, como pode ser observado na figura acima, existe uma unidade inteligente constituída de vários módulos, assim como para o bay em paralelo que é o que interrelaciona um bay com outro. Por outro lado, módulos independentes como proteção digital, unidade de intertravamento e

UAC, concentram seus dados em um processador de comunicação que os envia ao sistema central. Por outro lado existem outras alternativas que se apresentam como:

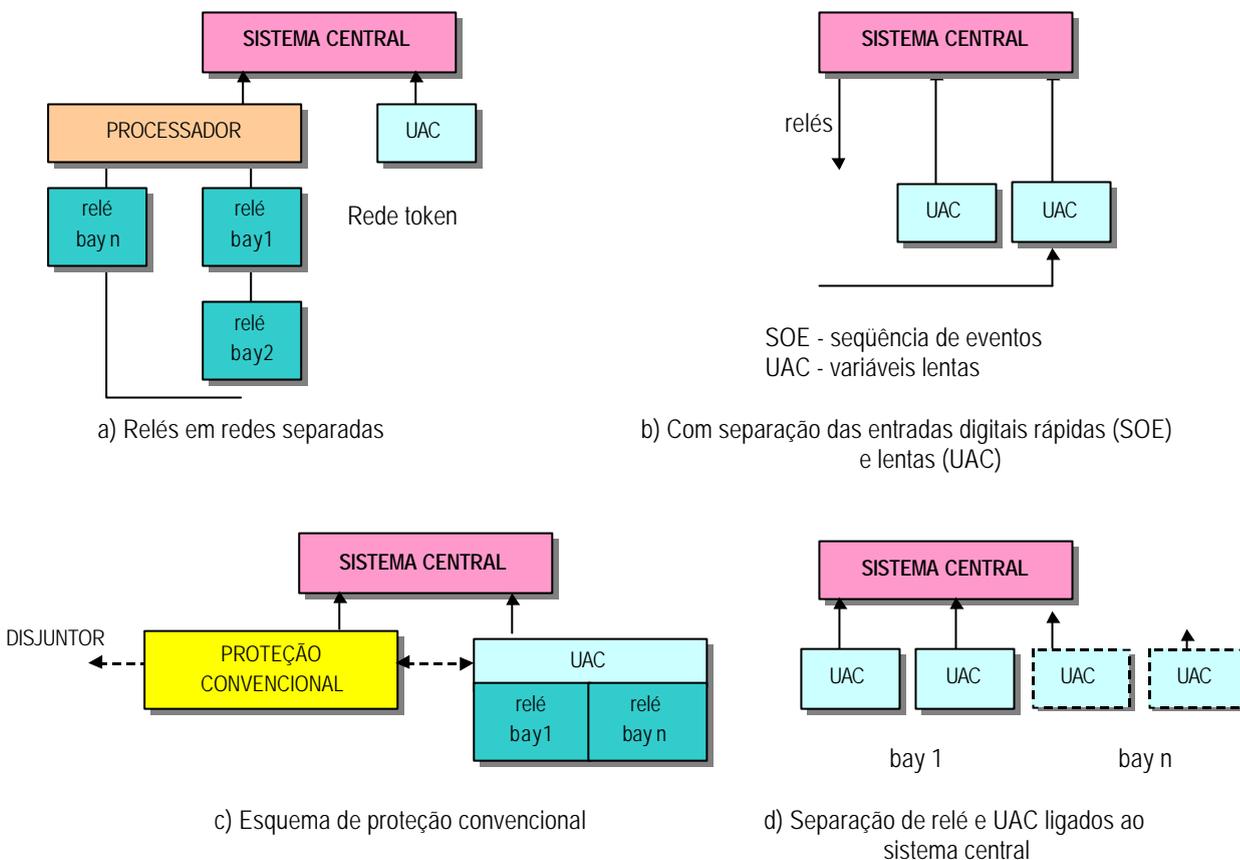
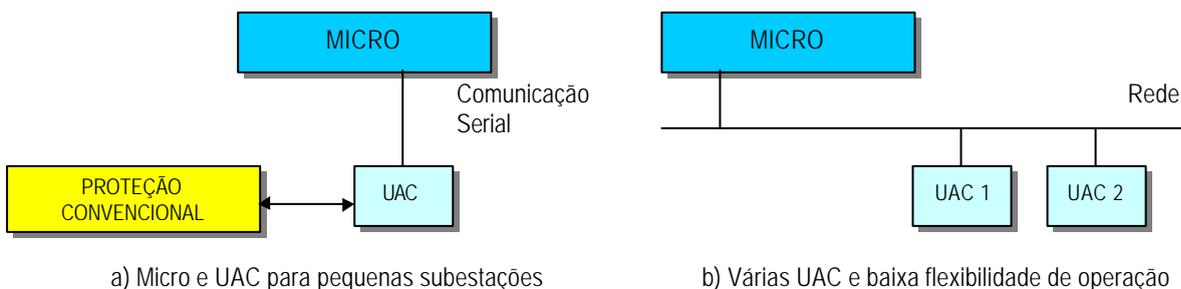


Figura 3.28 – Outras configurações do sistema de aquisição de dados e interface com o processo

Para sistemas operacionais não é obrigatória a utilização do UNIX, outros como: OS-2, Windows NT, ou eventualmente o DOS podem ser usados, dependendo a sua escolha do tamanho do sistema.

Sendo ultimamente muito aplicadas as PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas), as dimensões das subestações associadas a estas também são relativamente pequenas, podendo possuir as seguintes configurações:



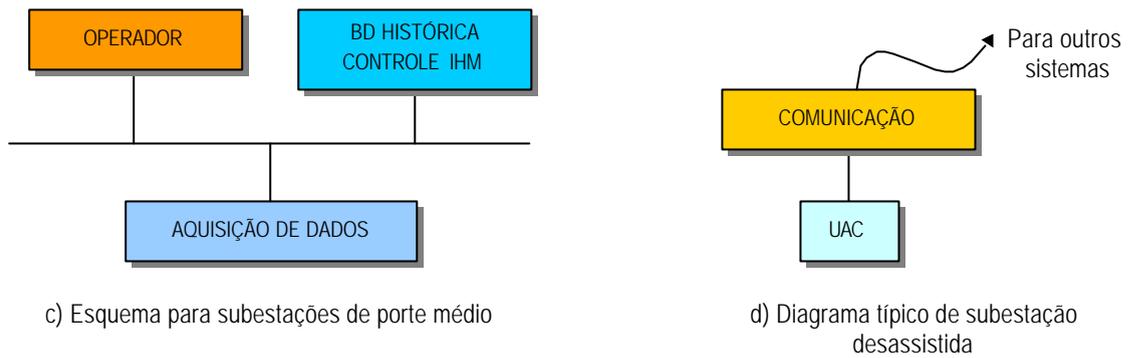


Figura 3.29 – Possíveis esquemas alternativos de sistemas para subestações de pequeno e médio porte

De uma maneira preferencial, e, sempre que possível, adota-se a execução das funções o mais próximo ao nível do processo. Por exemplo, a localização dos intertravamentos deve estar nas UAC's. A disposição física dos equipamentos em uma subestação convencional (Fig. 3.30.a) difere de uma digital, principalmente no que se refere à localização física dos mesmos (Fig. 3.30.b) (Jardini J. A., 1.996).

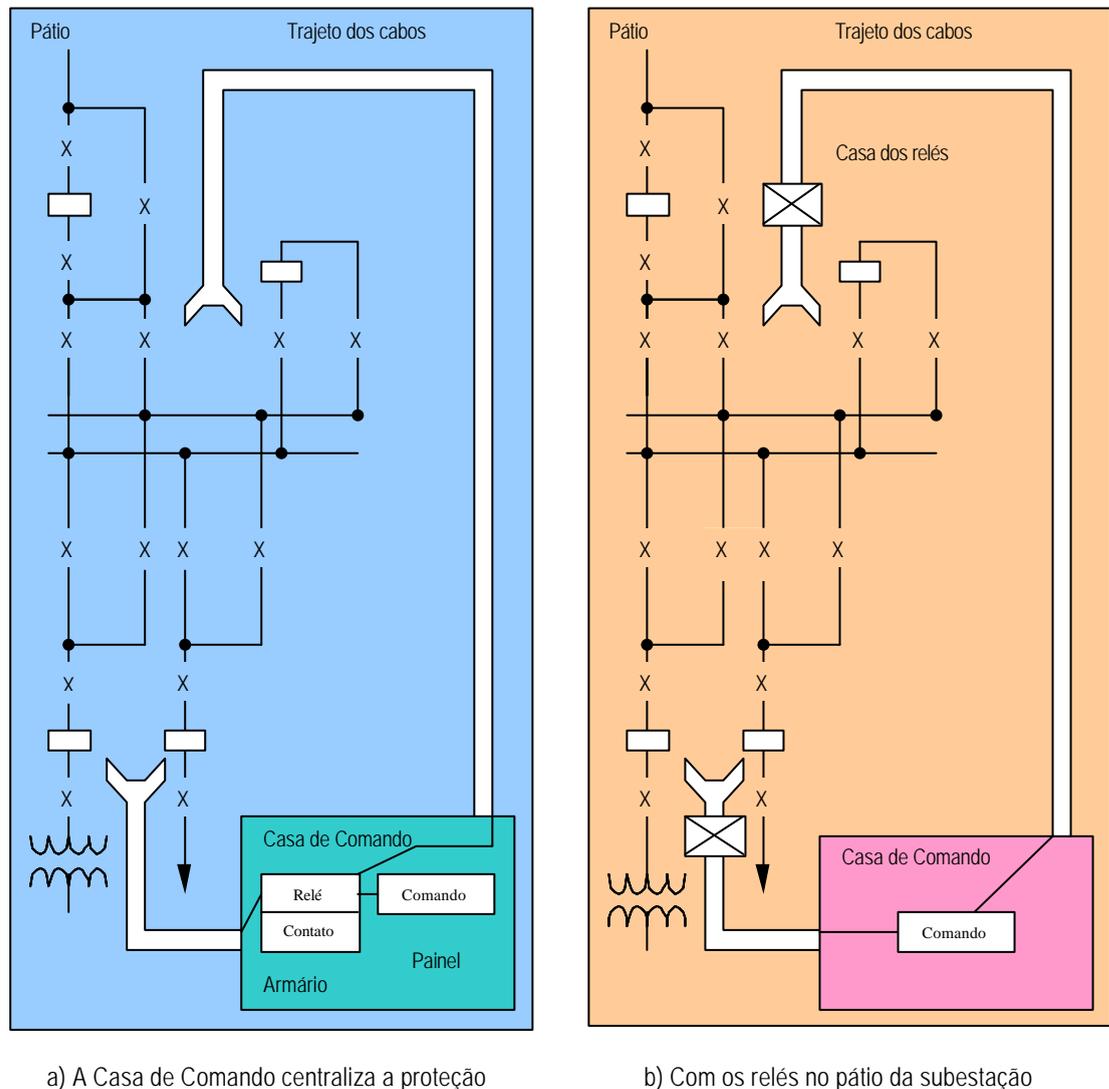
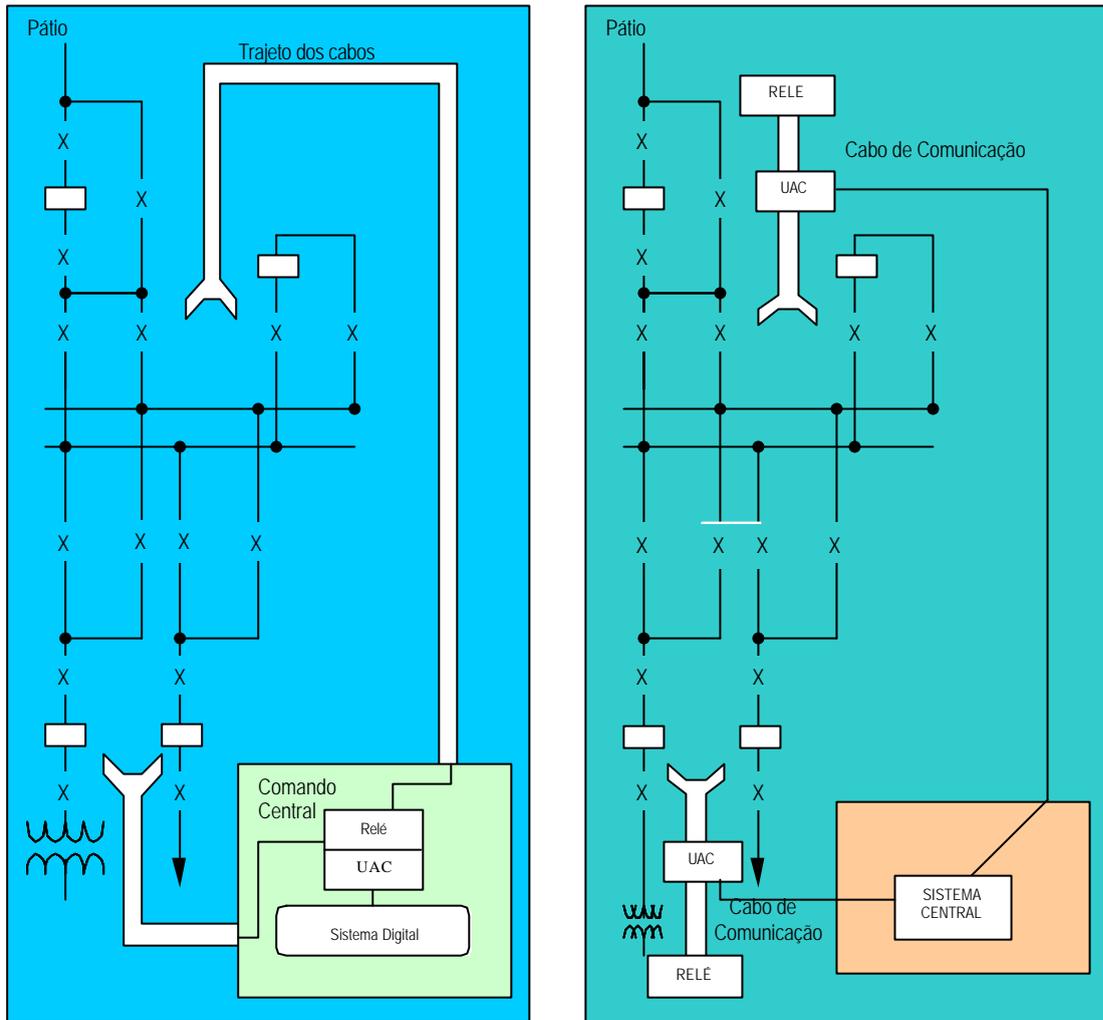


Figura 3.30.a – Localização de equipamentos no pátio de manobras de subestações convencionais



a) Sistema Digital com Comando Central

b) Sistema Digital com os relés e UAC's no pátio da subestação

**Figura 3.30.b – Digitalização de subestações e localização de equipamentos convencionais e digitais**

Sob o aspecto da funcionalidade, a relação harmoniosa de módulos de hardware, software, transdutores e sensores, estes últimos cada vez mais avançados tecnologicamente, conseguem satisfazer a funcionalidade desejada. O conjunto destes equipamentos é denominado de sistema digital de supervisão e controle, ou ainda, o sistema SCADA.

Apesar do sistema digital apresentar como básicas as funções de monitoração e controle de equipamentos, existem vários níveis possíveis de profundidade e tempos de resposta dessas funções, assim como a possibilidade de incorporar várias funções avaliadas dependendo da relação custo/benefício embutida. Dessa maneira, para obter uma melhor ou adequada filosofia de automação a cada caso, deve-se efetuar um levantamento das funções a serem automatizadas e correspondentes requisitos, acompanhada da definição de arquitetura de hardware e software utilizados e a análise de compatibilidade dos módulos para sua total integração.

As funções básicas de um sistema digital de automação são as seguintes:

- **Função Monitoração.** Apresenta ao operador desenhos esquemáticos, valores das medições realizadas, "status" dos disjuntores, chaves e outros equipamentos, tentando agir como um verdadeiro painel, porém em várias telas ou alguns computadores e substituindo um armário elétrico. As medidas são obtidas a partir de transdutores, UTR (Unidades Transdutoras Remotas), CLP (Controlador Lógico Programável) ou equipamentos dedicados à transdução digital conectados às saídas analógicas.
- **Função Proteção.** Realizada por componentes autônomos e redundantes devido à importância e velocidades envolvidas. Os relés podem ser digitais ou convencionais (eletromecânicos ou de estado sólido). O sistema de supervisão somente monitora a operação dos relés, no caso dos convencionais é feito através de contatos auxiliares, para os relés numéricos há a possibilidade de transferir informação adicional através de canais de comunicação de dados. Além disto, pode ser transferido o estado operativo do próprio relé por meio da autodiagnose.
- **Comando Remoto.** Utilizando apenas o "mouse" do computador, o operador poderá efetuar a manobra dos equipamentos a partir da sala de comando (Fig. 3.31). Isto é possível através de uma interface gráfica ou um sistema de supervisão.



Figura 3.31 – Sala de Comando de uma subestação digital com o operador agindo através do sistema de supervisão

- **Alarmes.** Alterações espontâneas de configurações da rede elétrica ou faltas severas, irregularidades de equipamentos, transgressão de limites operativos ou de tensão, todas estas ocorrências são comunicadas ao operador através de alarmes, estes podem ser luminosos, de ação repetitiva ou através de sons que sensibilizem a atenção do operador, a fim de que o mesmo faça uma tomada de decisão a respeito, a qual pode ser independente do operador ou auxiliada pelo computador dependendo do tipo de automação efetuada.
- **Armazenamento de Dados Históricos.** Todas as ocorrências, medições, estados dos disjuntores, curvas características, alarmes e ações do operador são armazenadas; isto é feito com o intuito de analisar a situação do sistema após uma situação pós-contingência ou pós-operativa.
- **Gráficos.** Permitem observar a evolução e comportamento das grandezas analógicas no tempo de todo o sistema, e, na atualidade, isto já é possível de ser feito on-line.
- **Intertravamentos.** Bloqueia (ou libera, dependendo do caso) ações de comando em equipamentos tais como: disjuntores, chaves e seccionadoras, dependendo da topologia da subestação com o objeto de preservar a segurança de funcionamento desses equipamentos.
- **Registro de Eventos.** Para possibilitar o armazenamento histórico das ocorrências, registram-se as atuações dos relés, abertura e fechamento de disjuntores, chaves seccionadoras, e outros estados de interesse com uma precisão de até um milissegundo. A aquisição desses dados é feita com equipamentos autônomos com comunicação direta ao sistema central ou centro de controle, demandando o uso de um dispositivo de sincronização de tempo.
- **Religamento Automático.** Após uma contingência, isto é a abertura de um disjuntor, o algoritmo de controle tenta restabelecer automaticamente a configuração da subestação previamente à falta ocorrida.
- **Controle de Tensão e Reativos.** Visa manter o controle do nível de tensão e fluxo de reativos nos barramentos dentro dos limites preestabelecidos. Isto é conseguido com sucesso a partir da

manobra automática do tap do transformador e a retirada total ou parcial do banco de capacitores respectivamente.

- **Facilidades.** IHM - Interface Homem Máquina amigável para o operador, oferecendo todos os recursos para facilitar o trabalho e reconhecer de imediato a situação do sistema, equipamentos, medições e sinalizações de alarmes. Entre tais coisas, deverá fornecer diversidade de equipamentos de campo que permitam a integração com equipamentos de aquisição de dados e controle, de medição digital, relés digitais (padrão mais aberto possível), assim como a interligação em rede, para futuras integrações com outros módulos (Jardini J.A. & Magrini L.C. & Kayano P.S.D., 1.996).

A técnica da função monitoração, objeto deste trabalho de dissertação, permite avaliar uma determinada característica do equipamento, em um certo período. Dessa forma, adicionando-se um sistema de aquisição de dados ao termômetro do óleo de um transformador, a análise de dados pode ser feita em tempo real ou em frequência estabelecida, dessa forma monitorando a temperatura do transformador. Mas não é suficiente adquirir as medidas ou ter um banco de dados, é preciso adquirir ou conceber um sistema de análise de dados, automáticos ou não.

A monitoração de uma subestação é uma função primordial no que se refere à execução dos serviços de manutenção preditiva, em lugar da preventiva ou corretiva. Esta, praticamente, dispensa manutenções rotineiras, inspeções, entre outras, que ao longo do tempo podem trazer problemas para o usuário.

As concessionárias estão buscando automatizar ao máximo suas subestações, de maneira tal a que estas sejam "não assistidas" ou desassistidas, centralizando o controle e equipes de manutenção em centros ou pólos regionais, que são os denominados COR (Centro de Operação Regional) ou COS (Centro de Operações do Sistema), daí sua ascendente e crescente importância (Moraes e Silva J.M. & Júnior J. A.T., 1.998).

### 3.7 Filosofia adotada para o presente trabalho

A filosofia adotada, basicamente consiste na monitoração dos bays de uma subestação protótipo, pertencente ao GAI - Grupo de Automação e Informática Industrial, e superada essa fase com sucesso, será implementada em uma subestação real. Cada bay da subestação estará sendo monitorado por um CLP e estes comunicados, por sua vez, a um microcomputador central. Este disponibilizará para a Internet (ou rede Intranet) dados como: curvas, gráficos, estados dos disjuntores, imagens, entre outros, através de uma interface via cabo par trançado.

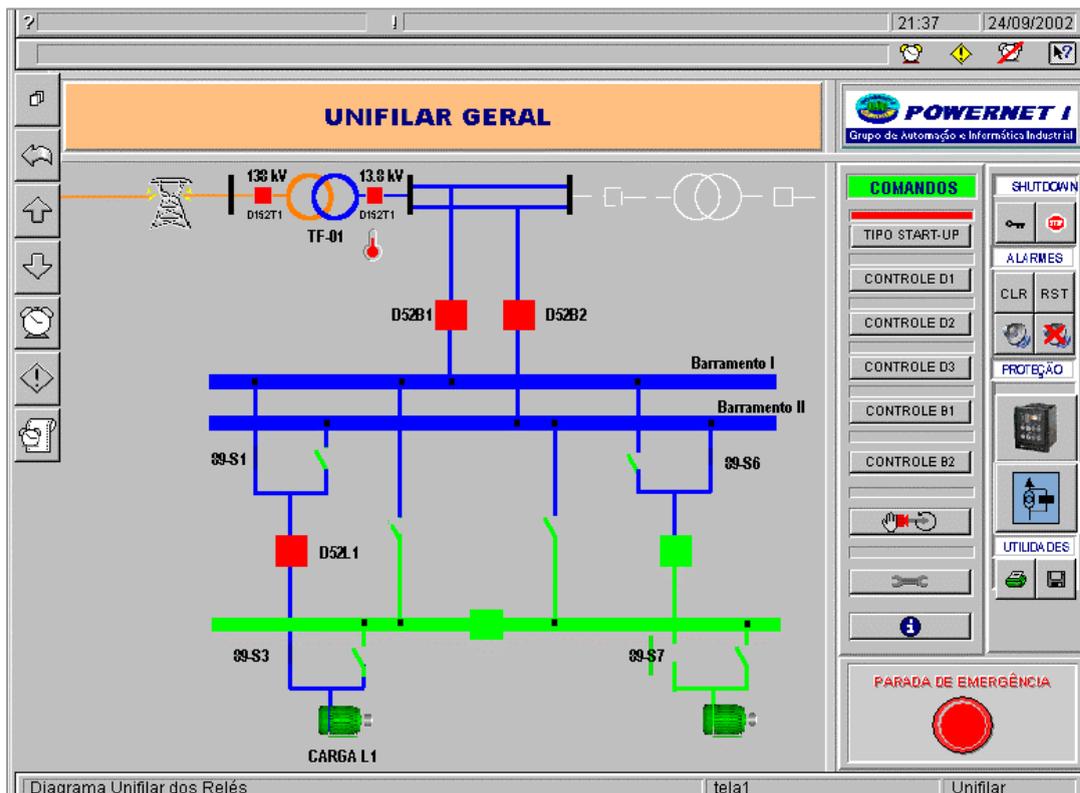
A subestação protótipo (Fig. 3.32) consiste de um barramento duplo alimentado a partir da rede de 220/60 [V/Hz] com o objetivo de alimentar duas cargas, neste caso, duas lâmpadas. Possui, ademais, para controle de manobras um CLP (Controlador Lógico Programável) da GE FANUC 90™-70, um bloco POWER TRAC para monitoramento de energia, além do software de supervisão CITECT (Aoki A.R. & Dutra A.M. & Menezes M.P.B., 1.997).

Neste trabalho, não haverá fisicamente um transformador no protótipo, porém será considerado no sistema supervisorio juntamente com dois disjuntores de barra que simularão o fechamento ou abertura para energização ou desenergização da subestação, assim como quando a atuação da proteção ordenar as suas respectivas aberturas, quando da aparição de alguma falta.

### 3.7.1 Topologia do Protótipo

De acordo com as necessidades de transmissão, sub-transmissão e distribuição de energia elétrica e dependendo do tipo de rede, têm-se diversos tipos de configurações, tal como mostrado em topologias de subestações (item 3.4). Esta topologia permite maior ou menor flexibilidade de acordo a cada tipo, mas sempre objetivando atender às necessidades do cliente e sempre com a melhor qualidade de energia.

O protótipo escolhido possui a topologia de barramento duplo (Fig. 3.32), devido a preencher vários requisitos e possibilitar um amplo grau de manobra.



**Figura 3.32 – Diagrama Unifilar típico de uma subestação com barramento duplo e correspondente barra auxiliar apresentada no sistema supervisório**

Dada às características desta configuração, cada saída é ligada optativamente a um barramento ou a outro. Em cada uma das saídas existe um barramento intermediário onde o disjuntor tem a possibilidade de escolha de conexão através das duas seccionadoras de isolamento.

Entre outras, o arranjo dado acima oferece as seguintes vantagens:

- O barramento auxiliar ou de transferência localizado entre as duas saídas utiliza-se como circuito de ultrapassagem com total proteção;
- As duas saídas podem ser ligadas entre si sem a utilização do barramento;
- Assegura grande flexibilidade e facilidade de manobras.

### 3.7.2 Operação do sistema

Em operação normal, o sistema alimentará as cargas L1 e L2 através das barras I e II, respectivamente. Considerando previamente que todos os componentes do Pátio de Manobras estão em perfeito estado de funcionamento, o procedimento para alimentar estas cargas efetua-se na Operação Normal (modo principal de energização) alimentando-se a carga L1 a partir do Barramento I passando pelas seccionadoras 89S1 e 89S3 e do disjuntor D52L1. Analogamente a carga L2 é alimentada a partir do Barramento II passando pelas seccionadoras 89S6 e 89S7 e do disjuntor D52L2.

Para casos de falhas nos barramentos ou necessidade da manutenção de um dos disjuntores D52L1 ou D52L2, seguem-se as respectivas seqüências geradas para alimentar estas cargas, nestes casos (tabela 3.7). Como a prioridade consiste em alimentar as cargas através de várias possibilidades, quando existe uma falha ou manutenção em um dos barramentos principais, o outro encarrega-se de exercer essa função. Para o caso de manutenção dos disjuntores (considerar todas as barras em operação e sem operação da manutenção das mesmas nesse mesmo período de tempo), se buscará a melhor trajetória e para dar continuidade à energização das cargas e com a devida proteção elétrica.

MOTIVO DA SAÍDA DE OPERAÇÃO	CARGA ALIMENTADA	SEQÜENCIA DE ENERGIZAÇÃO	BARRAMENTO EM OPERAÇÃO
Falha ou Manutenção do Barramento I	L1	3-2-4	Barra II
	L2	8-7-9	
Falha ou Manutenção do Barramento II	L1	1-2-4	Barra I
	L2	6-7-9	
Falha ou Manutenção do Disjuntor D1	L1	13-14-12-5-4	Barra I, II e Barra Auxiliar
	L2	8-7-9 ou 6-7-9	Barra I ou Barra II
Falha ou Manutenção do Disjuntor D2	L1	1-2-4 ou 3-2-4	Barra I ou Barra II
	L2	11-12-14-10-9	Barra I, II e Barra Auxiliar

**Tabela 3.7 - Relações entre saídas de operação de componentes da subestação e as respectivas seqüências de conexões para alimentar as cargas**

### 3.7.3 Intertravamento implementado para as chaves da subestação

O intertravamento de chaves torna-se necessário para evitar ao máximo possível manobras indevidas que possam induzir o operador a algum erro que pode, às vezes, resultar em danos materiais como também riscos para vidas humanas.

Previamente à explanação do referido intertravamento, tem que ser destacado que a subestação pode ser energizada em dois modos de operação, denominados de NORMAL (alimentação da carga L1 pelo Barramento I e da carga L2 pelo Barramento II), sendo este o modo de operação principal, e INVERSO (alimentação da carga L1 pelo Barramento II e da carga L2 pelo Barramento I) que trata-se de um modo de alimentação alternativo. Seguidamente, de acordo ao modo escolhido, as chaves seccionadoras e/ou disjuntores poderão fechar ou não impedindo-se desta forma uma manobra inapropriada, pelas razões descritas acima. Além do intertravamento lógico foi implementado um intertravamento de proteção elétrica, isto é, um determinado bay é liberado para sua energização, quer seja automática ou manualmente, dependendo se a proteção estiver ativa ou não, portanto evita-se a energização do relativo bay sem proteção elétrica alguma.

Descrevem-se a seguir as chaves seccionadoras e disjuntores que se encontram fechados ou abertos de acordo com o modo de operação selecionado.

BAY DE OPERAÇÃO	MODO DE OPERAÇÃO NORMAL	MODO DE OPERAÇÃO INVERSO
Bay do Transformador TF-01	Independente do modo de operação da subestação	Independente do modo de operação da subestação
Bay do Transformador TF-02 (Futuro)	Independente do modo de operação da subestação	Independente do modo de operação da subestação
Bay do Barramento I	Disjuntor D52B1 FECHADO	Disjuntor D52B1 FECHADO
Bay do Barramento II	Disjuntor D52B2 FECHADO	Disjuntor D52B2 FECHADO
Bay da Carga L1	Seccionadoras 89-S1 e 89-S3 FECHADAS Disjuntor D52L1 FECHADO	Seccionadoras 89-S2 e 89-S3 FECHADAS Disjuntor D52L1 FECHADO
Bay da Carga L2	Seccionadoras 89-S6 e 89-S7 FECHADAS Disjuntor D52L2 FECHADO	Seccionadoras 89-S5 e 89-S7 FECHADAS Disjuntor D52L2 FECHADO
Bay do Barramento Auxiliar	Utilizado quando da manutenção de L1 ou L2 Seccionadoras 89-S4, 89-S9, 89-S8, 89-S10 ABERTAS Disjuntor D52BP ABERTO	Utilizado quando da manutenção de L1 ou L2 Seccionadoras 89-S4, 89-S9, 89-S8, 89-S10 ABERTAS Disjuntor D52BP ABERTO

**Tabela 3.8 - Relações entre saídas de operação de componentes da subestação e as respectivas seqüências de conexões para alimentar as cargas**

Destaca-se que este modo de operação deve ser escolhido antes da energização da subestação, pois é condição prévia que a mesma esteja desenergizada. Esta desenergização estima que todos os disjuntores e seccionadoras da subestação estejam na posição aberta (a partir dos disjuntores dos barramentos D52B1 e D52B2). Este botão poderá ser encontrado na tela referente ao Diagrama Unifilar Geral no canto superior direito.

A implementação deste intertravamento teve como base aquele implementado na subestação quando esta foi apresentada no projeto inicial. Porém algumas modificações foram introduzidas e serão explanadas nos seguintes itens:

### 3.7.3.1 Condições Normais de Operação da subestação protótipo

Para o caso de operar no primeiro modo, aplicam-se os seguintes intertravamentos de acordo com cada bay:

- **BAY DO TRANSFORMADOR TF-01.** Este bay independe do modo de operação da subestação, devido a que o mesmo depende apenas do status da energização da linha. Portanto o intertravamento deste bay depende do status da linha de transmissão LT-01, isto é, se a mesma estiver energizada a condição para o fechamento do disjuntor D152T1 estará liberada e a condição para que o disjuntor D252T1 feche baseia-se em que o D152T1 esteja **FECHADO**. Para o caso mostrado, o transformador designado como TF-01 depende do status de energização da linha de transmissão LT-01, aplicação análoga será feita futuramente para o transformador TF-02, na qual a condição de fechamento dos disjuntores D152T2 e D252T2 poderá depender da energização da linha LT-02. A supervisão da proteção implementada para este equipamento que consiste de um relé de função 87 ou Proteção de Sobrecorrente Diferencial. Isto é, os disjuntores representados

(D152T1 e D252T1), só fecharão se este relé estiver no modo de supervisão da proteção ativo.

- **BAY DO BARRAMENTOS.** O requisito para energizar os barramentos, isto é, o fechamento dos disjuntores D52B1 ou D52B2, depende da condição imposta pelo transformador de força TF-01. Isto é, estes só se fecharão se os dois disjuntores D152T1 e D252T1 estiverem **FECHADOS**, ou futuramente quando da implementação do TF-02 a condição poderá opcionalmente aceitar a condição D152T2 e D252T2 **FECHADOS**. A condição referente à proteção elétrica restringe-se apenas à supervisão do relé implementado (sem simulação) da função 59 e 27 (Sobretensão e Subtensão respectivamente). Portanto, enquanto estes relés (R5927B1 e R5927B2) não estiverem supervisionando, a condição para energização Automática ou Manual não será permitida.
- **BAY DA CARGA L1.** Uma vez conseguida a energização do Barramento I, a condição para que o bay L1 seja energizado consiste dos seguintes intertravamentos: Para a operação NORMAL, o fechamento da seccionadora 89-S1 é feita (ou permitida) se e somente se o disjuntor D52L1 e a seccionadora 89-S2 estiverem **ABERTAS**. Se esta condição for satisfeita, o próximo passo consiste em fechar a seccionadora 89-S3, a qual possui como requisito a mesma condição imposta para a seccionadora 89-S1, mas adicionando a condição do status da mesma, isto é, a chave 89-S3 fechará se e somente se o disjuntor D52L1 estiver **ABERTO** e a seccionadora 89-S1 estiver **FECHADA**. A principal razão deste condicionamento deve-se a que as seccionadoras não trabalham sob carga, fato este que acontece quando o disjuntor é fechado conduzindo o fluxo eletromagnético para a respectiva carga L1. Caso o modo de operação escolhido seja o INVERSO, muda-se apenas a condição para a chave seccionadora 89-S1, consistindo do seguinte: a seccionadora 89-S2 fechará se e somente se o D52L1 e a seccionadora 89-S1 estiverem **ABERTAS**. Neste modo de operação (Inverso) o fechamento da seccionadora 89-S3 se dará se e somente se a chave 89-S2 estiver **FECHADA** e o disjuntor D52L1 **ABERTO**. Finalmente, uma vez confirmados os fechamentos das chaves seccionadoras 89-S1 (Normal) ou 89-S2 (Inversa) e 89-S3, a permissão final para o fechamento do disjuntor D52L1, somente é liberada desde que o disjuntor D52B1 esteja **FECHADO** e a funções de proteção implementadas para este bay:: funções 59, 27, 50 e 51 estiverem **SUPERVISIONANDO**.
- **BAY DA CARGA L2.** Devido a que o bay das cargas são semelhantes, as condições operativas, tanto para o modo NORMAL como INVERSO são refletidas neste bay. Assim, a condição para que o bay L2 seja energizado possui intertravamentos descritos a seguir: escolhida a operação NORMAL, o fechamento da seccionadora 89-S6 é feita (ou permitida para acionamento manual) se e somente se o disjuntor D52L2 e a seccionadora 89-S7 estiverem **ABERTAS**. Satisfeito este requisito, procede-se ao fechamento da seccionadora 89-S7, que possui como exigência a mesma imposta para a seccionadora 89-S6, adicionando também a condição do status desta seccionadora, ou seja, a chave 89-S7 fechará se e somente se o disjuntor D52L2 estiver **ABERTO** e a seccionadora 89-S6 estiver **FECHADA**. Caso o modo de operação escolhido seja o INVERSO, a condição exigida inverte-se para a chave seccionadora 89-S6, consistindo do seguinte quesito: a seccionadora 89-S5 fechará se e somente se o D52L2 e a seccionadora 89-S6 estiverem **ABERTOS**. Neste modo de operação (Inverso) o fechamento da seccionadora 89-S7 se dará se e somente se a chave 89-S5 estiver **FECHADA** e o disjuntor D52L2 **ABERTO**. Analogamente ao bay da carga L1, uma vez confirmados os fechamentos das chaves

seccionadoras 89-S6 (Normal) ou 89-S5 (Inversa) e 89-S7, a permissão final para o fechamento do disjuntor D52L2 se encontrará apta desde que o disjuntor D52B2 esteja **FECHADO** e a funções de proteção implementadas para este bay:: funções 59, 27 estiver sendo **SUPERVISIONADA**.

- **BAY DO BARRAMENTO DE TRANSFERÊNCIA.** Este bay serve para transferir o caminho de energização para as cargas L1 ou L2 quando existir a necessidade de Manutenção (Preventiva ou Corretiva) dos disjuntores D52L1 ou D52L2 respectivamente. Dessa forma, a principal restrição é que este barramento seja utilizado somente uma vez para cada manutenção. Portanto segue o principal intertravamento: quando a Manutenção do D52L1 estiver em andamento, não poderá ser feita a Manutenção de D52L2 e nenhuma outra manutenção que seja do tipo programada. Somente uma falta em alguma das barras e de acordo com o modo de operação poderia eventualmente energizar este barramento. Se estes requisitos forem cumpridos, o intertravamento das chaves é semelhante àqueles descritos para a cargas L1 e L2, assim, quando a manutenção de D52L1 for solicitada, o procedimento para energizar este barramento exige que as chaves seccionadoras sejam fechadas com a condição de que o disjuntor D52BP esteja aberto, isto é, pela mesma razão descrita anteriormente. Logo, a chave seccionadora 89-S10 fechará se e somente se o disjuntor D52BP e as chaves seccionadoras 89-S8 e 89-S9 estiverem **ABERTOS**. Posteriormente, satisfeita esta condição, procede-se ao fechamento da chave seccionadora 89-S4, que requer que a seccionadora 89-S10 esteja **FECHADA** e o disjuntor D52BP **ABERTO**. Quando as chaves seccionadoras 89-S10 e 89-S4 estiverem fechadas a permissão para o fechamento do disjuntor D52BP será liberada, porém, este disjuntor será fechado se e somente se o disjuntor estiver **ABERTO** (sem manutenção em andamento). Analogamente este intertravamento aplica-se quando da manutenção do disjuntor D52L2, ou seja, a chave seccionadora 89-S9 fechará se e somente se o disjuntor D52BP e as chaves seccionadoras 89-S4 e 89-S10 estiverem **ABERTOS**. Assim que satisfeita esta condição, procede-se ao fechamento da chave seccionadora 89-S8, que requer que a seccionadora 89-S9 esteja **FECHADA** e o disjuntor D52BP **ABERTO**. Quando as chaves seccionadoras 89-S9 e 89-S8 estiverem fechadas a permissão para o fechamento do disjuntor D52BP será liberada. Para o modo de operação Normal, tem-se que no bay L1 existe um tempo morto entre a abertura do disjuntor D52L1 e o fechamento do D52BP, devido a que o mesmo faria um curto-circuito entre as barras I e II, o que seria inconveniente, portanto não havendo problemas para a operação Inversa no mesmo bay L1. Isto também acontece no bay L2 para ambos modos de operação. Neste caso, a proteção deveria estar sendo transferida para este bay, porém, a implementação desta transferência será proposta e deverá incluir a chave de transferência tipo 43T, portanto as simulações de falta reduzem-se apenas ao bay da carga L1.

Cabe mencionar que quando o processo de manutenção estiver completo, isto é, quando o disjuntor D52L1 (ou D52L2) estiver aberto, as respectivas seccionadoras 89-S1, 89-S2 e 89-S3 ( ou 89-S5, 89-S6 e 89-S7) serão automaticamente abertas de forma a isolar a área de contorno do disjuntor em manutenção. Em algumas subestações, estas chaves seccionadoras às vezes possuem lâminas de terra que, quando desligadas (como no caso de uma manutenção) são acionadas e aterradas, dessa forma, garantem ainda mais a condição de isolamento.

### 3.7.3.2 Condições Gerais de Manobra dos Equipamentos de Manobra da Subestação

As manobras dos equipamentos da subestação PowerNet I são advindas basicamente de duas formas a saber:

- Manobras Programadas de Manutenção Preventiva e/ou comandadas via operador;

Estas referem-se àquelas manobras em que a manutenção de um determinado equipamento (podendo ser este um transformador, disjuntor, seccionadoras, etc.), está programada para uma data específica, que geralmente é definida pela Coordenação da Manutenção de cada companhia. Esta manutenção pode ser automática ou feita através do comando do operador. No caso implementado para a subestação protótipo foi escolhida a segunda opção, devido a que o objetivo é exatamente observar como é feito este tipo de manobra, portanto não há nenhuma implementação de manutenção automática de algum equipamento.

Manobras Programadas de Manutenção deverão obedecer os critérios de níveis hierárquicos que possam existir dentro da subestação. Desta forma, o intertravamento descrito acima atende rigorosamente às condições de segurança de operação de cada equipamento e, por consequência, do sistema. O sistema de intertravamento implementado da subestação protótipo será executado através das programações feitas no sistema supervisorio, regime apenas de acionamento manual, esta escolha é feita pelo usuário no início das parametrizações, e, também no programa alocado no Controlador Lógico Programável, em regime de aplicação automática. Isto é, com apenas um comando efetua-se a ação de efetuar ou não determinadas manobras tais como:

- Energização da Subestação;
- Desligamento do disjuntor D52L1 para efeitos de Manutenção;
- Desligamento do disjuntor D52L2 para efeitos de Manutenção;
- Desligamento do disjuntor D52B1 para efeitos de Manutenção;
- Desligamento do disjuntor D52B2 para efeitos de Manutenção;
- Desenergização da subestação;

Logicamente que estas manobras também poderão ser feitas com o acionamento manual, desde que o usuário tenha configurado previamente esta opção, caso contrário estes acionamentos serão feitos automaticamente. O único acionamento que permanece sempre no modo de acionamento manual é o dos disjuntores D152T1 e D252T1 do transformador TF-01 com o fim de mostrar onde começam os intertravamentos e a necessidade de proteção do sistema.

Define-se uma operação **REMOTA** àquela que é executada via o COS – Centro de Operações do Sistema - e/ou na subestação protótipo através do Sistema Supervisorio ou em seu defeito o correspondente painel de comando do equipamento (não aplicável neste caso) como seria aplicado em uma subestação real. A operação é determinada como **LOCAL** quando a operação é executada no local onde o equipamento encontra-se situado, efetuada em condições especiais e/ou manutenção através da Equipe de Manutenção no pátio da subestação. Como exemplos de operação **REMOTA** têm-se todas as operações de manutenção, operação individual de chaves seccionadoras e disjuntores, quando escolhido o acionamento manual. Para operações **LOCAIS** têm-se os casos simulados de **NÃO ABERTURA** (mecânica) do disjuntor D52BP e de **NÃO FECHAMENTO** (mecânico) do disjuntor D52L2, nos quais o operador deve atuar em uma chave (tipo ON/OFF) localizada na própria mesa para liberar o mencionado equipamento.

Esclarece-se que nesta implementação foi evitado todo tipo de operação **REMOTA**, pois uma vez que a chave adquirida para este trabalho não possui esta opção. Porém, a opção

permitida no modo remoto no trabalho implementado serve para observar as manobras que serão feitas na subestação, ou seja, embora remota mas perto da instalação, neste caso, no próprio Laboratório do Grupo de Automação e Informática Industrial. Detalhes de configuração para Monitoramento Remoto serão apresentados no capítulo 4 seguinte.

- Manobras comandadas por simulações para a atuação das proteções implementadas;

Em uma subestação real as manobras por atuação da proteção (operação de desligamento de disjuntor ou par de disjuntores) são executadas independentemente de qualquer nível hierárquico e lógica de intertravamento existente no equipamento. Não muito diferente este tipo de manobra é realizado via simulações de faltas (especificamente no bay da Carga L1). Assim, se o usuário solicitar a simulação de um determinado tipo de falta, este simulará a referida falta escolhida e concluirá o processo com o religamento automático (ou acionamento manual) daquele equipamento, ou quando da escolha de uma falta permanente, após a confirmação da Equipe de Manutenção que o equipamento encontra-se liberado para seu religamento.

### 3.7.3.3 Transferência da Proteção para o bay do Barramento Auxiliar ou de Paralelo (Proposta)

A subestação PowerNet I, tal como mostrada no Diagrama Unifilar Geral, dotada de duas barras principais e uma de transferência, não estará provida (inicialmente) de uma chave, denominada de chave de transferência da proteção, feita a partir do bay da carga L1 para o barramento auxiliar. Este será um dos itens a serem propostos como possíveis trabalhos a serem implementados nesta subestação.

Fazendo uma descrição breve desta chave, tem-se que a mesma possui três posições, que são: **NORMAL**, **INTERMEDIÁRIA** e **TRANSFERIDA**. A posição **NORMAL** indica que a proteção está supervisionando a proteção elétrica implementada (59, 27, 50 e 51, podendo serem outras no futuro), atuando diretamente no disjuntor D52L1. Na posição **INTERMEDIÁRIA**, a proteção pode atuar tanto no disjuntor D52L1 como no disjuntor D52BP, e, finalmente, na posição **TRANSFERIDA**, a proteção somente atua no disjuntor D52BP, devido a que o disjuntor D52L1 encontra-se agora desligado e isolado do resto da subestação.

Existem condicionamentos para a utilização deste barramento auxiliar. Um deles é que o mesmo seja utilizado para a substituição de um único circuito. Portanto, existem certas considerações a serem tomadas, assim como o intertravamento efetuado, tanto para a utilização da barra auxiliar como o da transferência de proteção.

As principais utilizações que a Barra de Transferência possui são: em primeiro lugar a de transferir as respectivas proteções para o D52BT, e em segundo lugar, transferir as cargas localizadas em L1 ou L2 enquanto os disjuntores D52L1 ou D52L2 encontram-se em estado de Manutenção, quer sejam estas Preventivas (programadas) ou corretivas (após a localização de uma falta no próprio equipamento). O intertravamento para a utilização (não simultânea) da Barra de Transferência foi descrito anteriormente (item 3.7.3.1), assim como o processo de transferência da proteção do bay da carga L1 (ou carga L2) para esta barra, porém, deverão ser contemplados alguns requisitos descritos seguidamente.

Para garantir a proteção da carga L1, enquanto a manutenção do disjuntor D52L1 (ou D52L2), a manobra de transferência deste para o disjuntor D52BP é a seguinte:

- Fechamento das seccionadoras 89-S10 e 89-S4, respeitando esta seqüência e seguindo o intertravamento descrito no item 3.7.3.1;
- Mudança de posição da chave de transferência (43TL1) para a posição INTERMEDIÁRIA;
- Abertura do disjuntor D52L1 (Modo de operação da subestação: NORMAL) e fechamento do disjuntor D52BP. Caso a subestação esteja no modo de operação INVERSO, o procedimento difere em relação ao primeiro devido a que neste modo de operação o disjuntor D52L1 e o D52BP podem trabalhar em paralelo porque ambos estão pendurados no Barramento II e a corrente divide-se por ambos disjuntores.
- Abertura das seccionadoras 89-S1, 89-S2 e 89-S3 para o respectivo isolamento do disjuntor em manutenção;
- Finalmente, mudança de posição da chave de transferência (43TL1) para a posição TRANSFERIDA;

Uma vez concluída a manutenção do disjuntor D52L1 (ou D52L2), a manobra de transferência a partir do disjuntor D52BP para reconstituir o status inicial, prévio à manutenção, é descrita a seguir:

- Fechamento das seccionadoras 89-S1 (modo de operação NORMAL, ou 89-S2 para o modo de operação INVERSO), e 89-S3, mantendo sempre esta ordem e respeitando o intertravamento descrito para a alimentação da carga L1. Cabe mencionar que neste caso, a posição da chave de transferência encontra-se na posição TRANSFERIDA;
- Mudança de posição da chave de transferência (43TL1) para a posição INTERMEDIÁRIA;
- Fechamento do disjuntor D52L1 (Modo de operação da subestação: INVERSO) e abertura do disjuntor D52BP. Caso a subestação esteja no modo de operação NORMAL, o procedimento difere em relação ao primeiro devido a que, neste modo de operação, o disjuntor D52L1 e o D52BP não podem trabalhar em paralelo porque poderiam colocar os barramentos I e II em curto-circuito (configuração aplicada neste sistema), portanto, em primeiro lugar o disjuntor D52BP deve desligar primeiro para posteriormente o disjuntor D52L1 ser fechado.
- Abertura das seccionadoras 89-S4 e 89-S10 para o respectivo isolamento do disjuntor D52BP;
- E por último, mudança de posição da chave de transferência (43TL1) para a posição NORMAL;

#### 3.7.3.4 Condições Individuais dos Equipamentos de Manobra da Subestação

Embora exista a possibilidade de automatizar um sistema por inteiro, isto às vezes não é desejável devido a que não existem sistemas de supervisão e controle completamente confiáveis. Deste modo, permite-se a operação de algumas chaves seccionadoras com o objetivo de permitir manobras individuais, sempre que seja respeitado o intertravamento definido para cada bay. Estas operações referem-se às operações de **ABERTURA** e/ou **FECHAMENTO** destes equipamentos e podem ser efetuadas a partir do sistema supervisorio ou quando habilitados no modo LOCAL, somente no pátio da própria subestação através do trabalho manual do operador. Assim nesta implementação tem-se:

- **Operação das chaves seccionadoras do bay da Carga L1 ou L2.** Estas chaves poderão ser operadas manualmente, desde que o usuário escolha a opção de acionamento manual, o qual é solicitado no mesmo momento de parametrizar o relé de proteção. Isto é, o acionamento das chaves seccionadoras deverá ser feito na mesma ordem como o realizado para o modo automático de acionamento, porém, um de cada vez. Para esta

subestação, as únicas chaves seccionadoras que possuem acionamento manual são as chaves seccionadoras 89-S1, 89-S2 e 89-S3, isto é devido à implementação restrita da proteção apenas para este bay.

- **Operação das chaves seccionadoras do bay do Barramento de Transferência.** Analogamente aos acionamentos das chaves seccionadoras do bay das cargas, sempre que for solicitada uma ou outra manutenção. Este setor continua tendo acionamento automático.
- **Operação dos disjuntores.** Todos os disjuntores possuem acionamento automático, com exceção dos disjuntores D52L1 (que depende da escolha do usuário para se automático ou manual) e dos disjuntores D152T1 e D252T1 que possuem somente acionamento manual, devido à proteção 87 implementada neste setor de proteção.

Como nesta subestação protótipo não há como acionar um equipamento (representados por contadores), a descrição de acionamento **LOCAL** será omitida neste caso, embora possua as mesmas características de um acionamento remoto, existem referências bibliográficas que darão maiores detalhes sobre outras características de acionamento em campo.

#### 3.7.4 Visão Geral do sistema para Monitoramento Remoto

Como mencionado no Capítulo 1, a base deste trabalho concentra-se na utilização do protótipo de subestação montado no laboratório do GAIL e com alguns detalhes adicionais de operação que servirão de utilização do protótipo como módulo de treinamento em sistemas de proteção e uso de algumas técnicas de automação. A partir do correto funcionamento deste protótipo, será feita a implementação correspondente (via Citect) para a viabilização de dados através da rede Internet (ou Intranet), visando sempre obter resultados positivos que garantam um monitoramento eficiente, de baixo custo e o mais confiável possível. Isto consegue-se através de uma configuração efetuada no próprio sistema supervisor, que permite o monitoramento remoto de todas as ações que estão sendo realizadas na subestação. Também é possível se realizar manobras via Intranet, porém, não será o caso aplicado a este trabalho. Maiores detalhes a respeito desta implementação serão dados no próximo capítulo.

Uma ampla explanação do projeto será feita no Capítulo 4. Adiantando alguns detalhes do futuro esquema que este protótipo terá (Fig. 3.33), pode-se dizer que diferirá do original dando um controle para cada bay a partir do PLC. Por exemplo, um bay de entrada de linha, explicado anteriormente, será monitorado com suas respectivas ligações com equipamentos, que podem ser de medição e/ou de proteção. Seguidamente, todas as informações colhidas serão tratadas, analisadas e disponibilizadas na rede Intranet no mesmo formato apresentado para o controle local.

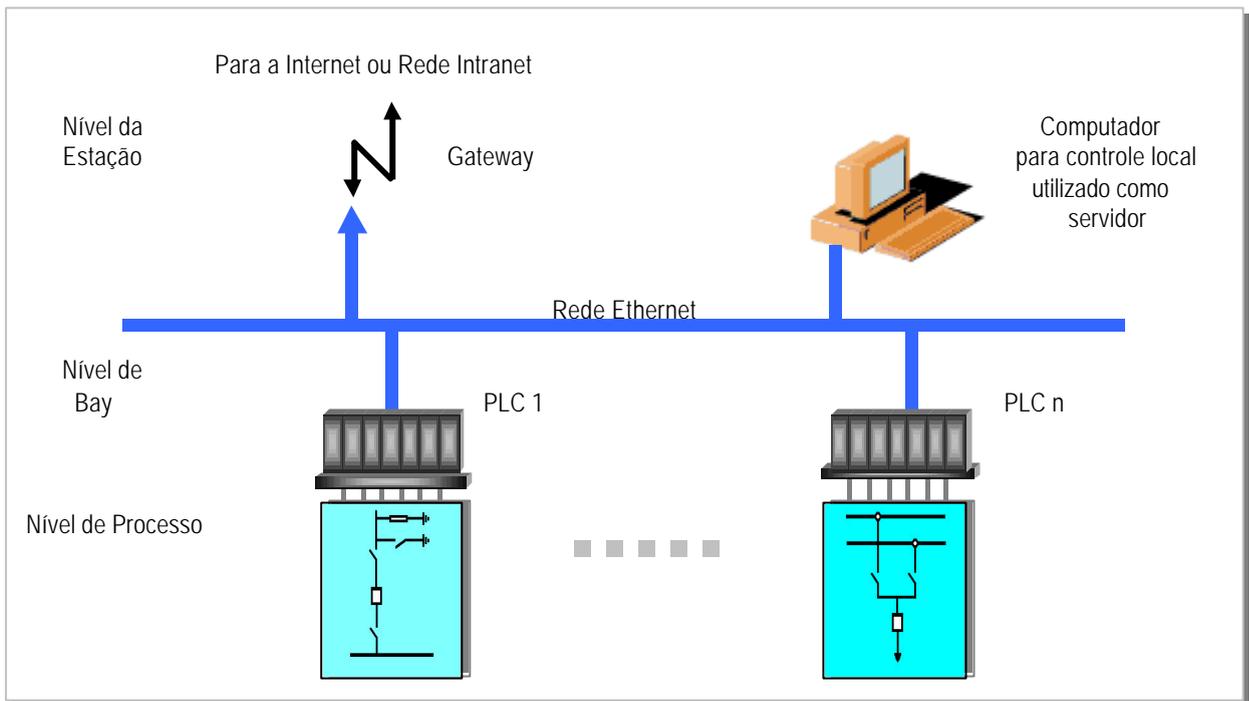


Figura 3.33 - Representação da rede de comunicação e sistema de aquisição de dados para a implementação do envio de dados e controle via Internet de uma subestação elétrica digital

### 3.8 Sistema de Proteção Elétrica - Relés de Proteção

Previamente introduzir-se-á a teoria das funções de proteção, restringindo-se apenas àquelas funções que serão efetivamente implementadas no sistema supervisor do protótipo e que servirão de simulador destas proteções. Esclarece-se que as mesmas não substituirão fisicamente um relé de proteção em um sistema real, devido a que estes equipamentos são projetados para executar tais funções com melhor precisão e desempenho, porém, estas funções podem servir como proteção de retaguarda caso queira-se implementar em uma subestação real.

Os equipamentos ou dispositivos elétricos encarregados de executar funções de proteção elétrica são identificados nos diagramas elétricos com uma numeração normalizada. Esta normalização geralmente corresponde a um padrão aceito internacionalmente, tais como: ANSI, IEC, DIN, entre outras. Por ser a mais utilizada e a mais aceita mundialmente, a norma ANSI é escolhida para definir tais funções indicadas na tabela a seguir (Filho Mamede J., 1.994).

1	Elemento Principal	48	Relé de Sequência de Partidas Incompletas
2	Relé de Partida ou Fechamento Temporizado	49	Relé Térmico para Máquina ou Transformador
3	Relé de Verificação ou Interbloqueio	50	Relé de Sobrecorrente Instantânea
4	Contator Principal	51	Relé de Sobrecorrente Temporizado
5	Dispositivo de Interrupção	52	Disjuntor A/C
6	Disjuntor de Partida	53	Relé para Excitatriz ou Gerador DC
7	Disjuntor de Anodo	54	Disjuntor de Corrente Contínua, Alta Velocidade
8	Dispositivo de desconexão da Energia de Controle	55	Relé de Fator de Potência, Controle do Fator de Potência
9	Dispositivo de Reversão	56	Relé de Aplicação de Campo
10	Chave de Sequência das unidades	57	Dispositivo de Aterramento ou Curto-circuito
11	Reserva para aplicação futura	58	Relé de Falha de Retificação
12	Dispositivo de Sobrevelocidade	59	Relé de Sobretensão
13	Dispositivo de Rotação Síncrona	60	Relé de Balanço de Tensão
14	Dispositivo de Subvelocidade	61	Relé de Balanço de Corrente
15	Dispositivo de Ajuste ou Comparação de Velocidade ou Frequência	62	Relé de Interrupção ou Abertura Temporizada
16	Reserva para aplicação futura	63	Relé de Pressão de Nível, de Fluxo ou Gás
17	Chave de Derivação ou de Descarga	64	Relé de Proteção de Terra
18	Dispositivo de Aceleração ou Desaceleração	65	Regulador
19	Contator de Transição Partida - Marcha	66	Dispositivo de Intercalação ou Escapamento de Operação
20	Válvula operada eletricamente	67	Relé Direcional de Sobrecorrente C/A, direcional de Terra
21	Relé de Distância	68	Relé de Bloqueio
22	Disjuntor Equalizador	69	Dispositivo de Controle Permissivo
23	Dispositivo de Controle de Temperatura	70	Reostato eletricamente operado
24	Reserva para aplicação futura (V / Hz)	71	Reserva para aplicação futura, Disjuntor de Nível
25	Dispositivo de Sincronização ou de Verificação de Sincronismo	72	Disjuntor D/C
26	Dispositivo Térmico do Equipamento	73	Contator de Resistência de Carga
27	Relé de Subtensão	74	Relé de Alarme
28	Reserva para aplicação futura, Detetor de chama	75	Mecanismo de mudança de posição
29	Contator de Isolamento	76	Relé de Sobrecorrente D/C
30	Relé Anunciador	77	Transmissor de Impulsos
31	Dispositivo de Excitação em Separado	78	Relé de medição de Ângulo de Fase, Proteção Falha de Sincronismo
32	Relé Direcional de Potência	79	Relé de Religamento C/A
33	Chave de Posicionamento	80	Reserva para aplicação futura, Relé de Fluxo
34	Chave de Sequência, operada por motor	81	Relé de Frequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou p/ curto-circuitar anéis ou coletor	82	Relé de Religamento C/C
36	Dispositivo de Polaridade	83	Relé de seleção de Controle ou de Transferência Automática
37	Relé de Subcorrente ou Subpotência	84	Mecanismo de Operação
38	Dispositivo de Proteção dos Mancais	85	Relé Receptor de Onda Portadora ou Fio Piloto
39	Reserva para aplicação futura, Vibração dos Mancais	86	Relé de Bloqueio
40	Relé de Campo, Perda de Excitação	87	Relé de Proteção de Sobrecorrente Diferencial
41	Disjuntor ou Chave de Campo	88	Motor Auxiliar ou Motor Gerador
42	Disjuntor ou Chave de Operação Normal	89	Chave Separadora, Relé de Linha
43	Dispositivo ou Seletor de Transferência Manual	90	Dispositivo de Regulação
44	Relé de Sequência de Partida das unidades	91	Relé Direcional de Tensão
45	Reserva para aplicação futura, Monitoramento das Condições Atmosféricas	92	Relé Direcional de Tensão e Potência
46	Relé de Reversão ou Balanceamento Corrente de Fase	93	Contator de Variação de Campo
47	Relé de Sequência de Fase de Tensão	94	Relé de Desligamento ou de Disparo Livre (TRIP)

Tabela 3.9 - Funções ANSI caracterizando as proteções elétricas e/ou mecânicas

Os relés podem ser classificados de acordo com suas características principais, estas serão mencionadas a seguir de forma resumida e informativa.

### 3.8.1 Formas construtivas

As formas construtivas destes equipamentos podem ser das mais diversas, sendo que cada uma delas possui princípios básicos peculiares. Estes podem ser classificados em: Fluidodinâmicos, Eletromecânicos, Eletromagnéticos, de Indução, Térmicos, Eletrônicos.

Estas características foram apresentadas, porém, detalhes construtivos destes fogem do escopo do trabalho, portanto não serão descritos, somente aqueles relés que efetivamente serão implementados terão descrições dos seus princípios de funcionamento.

### 3.8.2 Desempenho dos dispositivos

Todo dispositivo de proteção deve merecer uma garantia de eficiência no desempenho de suas funções. Neste contexto, apresentam-se os seguintes quesitos básicos quanto ao seu desempenho:

- **Sensibilidade.** De forma a atuar dentro de sua faixa de operação e evitando operações indevidas do mecanismo de atuação em tempos não desejados;
- **Rapidez.** Principalmente para evitar maiores danos ao sistema elétrico ou ao equipamento que se está querendo proteger, condicionando-o ao menor tempo possível na condição de defeito;
- **Confiabilidade.** Neste aspecto, os relés devem ser extremamente confiáveis, já que é de responsabilidade dos mesmos atuar em todas as condições que o sistema elétrico possa apresentar (Filho Mamede J., 1.994).

### 3.8.3 Grandezas elétricas envolvidas

Quando se refere às grandezas elétricas que envolvem um sistema elétrico, está se referindo àquelas tais como: frequência, tensão e corrente que atravessam pelos mesmos. No entanto, existem outros parâmetros elétricos que podem servir de referência para a atuação de um relé de proteção. Estes parâmetros são os citados acima ou a combinação destes, assim, têm-se os seguintes: Relés de Tensão, Relés de Corrente, Relés de Frequência, Relés de Potência ( $U \times I$ ), Relés de Impedância ( $U / I$ ).

Os relés de tensão aplicam a própria tensão do sistema e comparam-no com aquele previamente ajustado para sua atuação. Se o valor medido estiver acima ou abaixo deste valor, origina-se a denominada função Subtensão/Sobretensão (Funções ANSI 27/59 respectivamente).

Devido a ampla faixa de valores em que a corrente pode variar, os relés de corrente são de uso quase obrigatório nos sistemas elétricos das instalações. Estas variações podem abranger estados a vazio, onde a corrente é praticamente nula, carga nominal, sobrecarga e finalmente alcança seu máximo valor em um curto-circuito franco. Caso que difere da tensão, já que esta de modo geral, é considerada estável, podendo atingir valores elevados quando da ocorrência de descargas atmosféricas, externas à instalação, perturbações na geração, etc. Algumas das exceções são sobretensões advindas de curtos-circuitos monopolares em sistemas isolados ou aterrados sob uma alta impedância, ou sobretensões resultantes de manobras de disjuntores. Um dos relés mais utilizados para proteção contra curto-circuitos é o de Sobrecorrente (Função 50/51 ou 50/51N).

Para o caso da frequência, o relé utiliza esta grandeza que se compara a um valor previamente ajustado e, se, a diferença estiver fora dos limites preestabelecidos, o mesmo acionará o mecanismo de desligamento do disjuntor destinado a proteger a área ou equipamento.

A combinação dos parâmetros elétricos como a corrente e a tensão torna possível a utilização de um relé de potência, que verifica a cada instante o fluxo da demanda. Este tem pouca utilização em instalações industriais de pequeno e médio porte, porém, são de uso obrigatório em instalações de grande porte ou em subestações de potência.

Analogamente ao relé de potência, os relés de impedância também se utilizam dos parâmetros corrente e tensão no ponto de instalação para efetivar esta função. Esta é definida pela relação entre as mesmas, sendo a impedância o quociente destes parâmetros em um determinado ponto que fará com que este relé atue de acordo com uma dada referência. Este modelo é amplamente utilizado em concessionárias elétricas e na proteção de linhas de transmissão (Filho Mamede J., 1.994).

### 3.8.4 Temporização dos relés

Embora às vezes seja o objetivo obter uma maior rapidez possível na atuação de um relé, por razões de seletividade, esta característica fica submetida a uma temporização que precede à abertura de um disjuntor. Desta forma podem ser classificados em:

- **Relés Instantâneos.** O retardo existente neste tipo de relés se resume à inércia natural do mecanismo e às características construtivas do próprio relé e sem nenhum retardo intencional. Estes relés não são recomendados para sistemas que requeiram seletividade, devido a que valores de corrente de curto-circuito em diversos pontos do sistema são considerados praticamente os mesmos;
- **Relés Temporizados com Retardo Dependente.** Este tipo de relé é de uso mais freqüente em sistemas elétricos em geral. Suas características dependem de uma curva de temporização normalmente inversa (existem outros tipos de curvas), onde o retardo depende do valor da grandeza que o sensibiliza. Estes relés apresentam várias famílias de curvas (Fig. 3.34), devido às variadas aplicações dos projetos de proteção em aplicação.
- **Relés Temporizados com Retardo Independente.** A principal característica deste tipo de relé é que possui um tempo de atuação constante, independente da magnitude de corrente que o sensibiliza. Desta forma, podem ser ajustados vários tempos de atuação e de acordo com as necessidades do projeto.

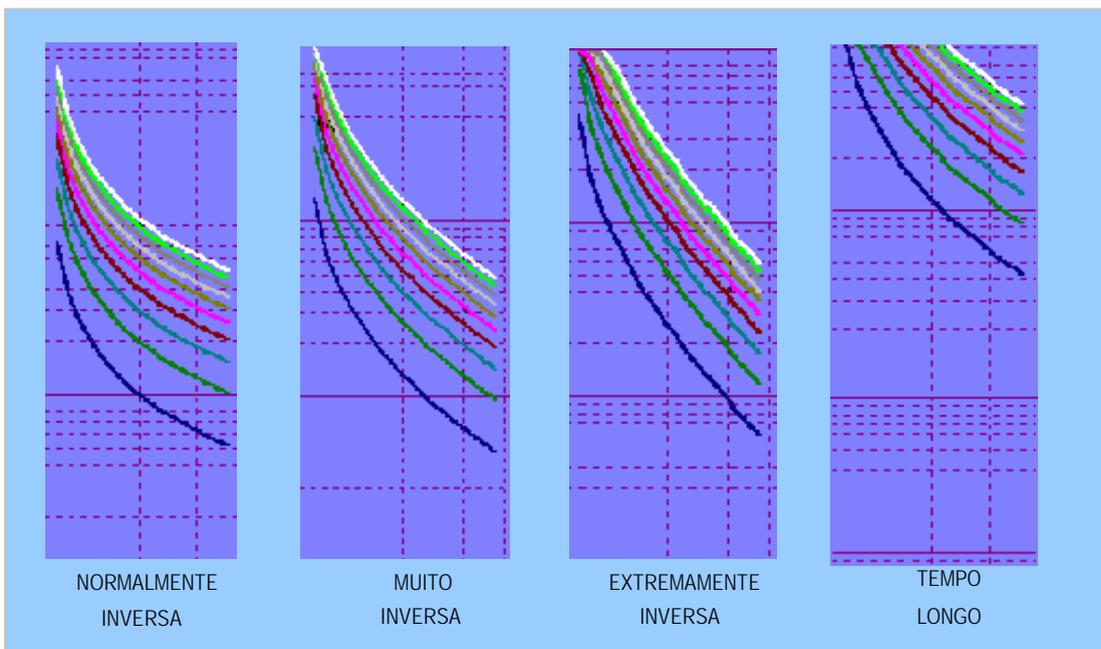


Figura 3.34 - Curvas de temporização de relés de sobrecorrente temporizados

### 3.8.5 Formas de acionamento

O acionamento de equipamentos de proteção podem ser de dois tipos a saber:

- **Ação Direta.** Amplamente empregados na proteção de sistemas elétricos de instalações de pequeno e médio porte graças à fácil aplicação. Apresentam a vantagem de dispensar transformadores de proteção, pois estão diretamente conectados ao circuito a ser protegido e, também, por dispensarem fontes auxiliares que promovem o disparo do disjuntor. Aponta-se como desvantagem a manutenção preventiva como é o caso dos relés fluidomecânicos.

- **Ação Indireta.** Seu uso é mais abrangente em instalações de médio e grande portes e são denominados, às vezes, de relés secundários. O custo destes relés também é mais elevado, porque precisam de transformadores redutores e fontes auxiliares de corrente contínua (mais utilizada) ou de corrente alternada. Seu emprego é justificado para instalações que possuam transformadores com potência igual ou superior a 2 [MVA] para 13.8[kV], ou 5 [MVA] para 69 [kV], e, ainda, para motores com potência superior a 500 [CV]. Têm como principal vantagem a de propiciar maior confiabilidade devido à ação indireta e alimentação auxiliar não depender de fontes exclusivamente alternadas, ajustes mais precisos e curvas de temporização bem mais definidas, assim como unidades de atuação instantânea.

### 3.9 Relés de Proteção utilizados no sistema supervisório PowerNet I

A implementação básica de três tipos de relés de proteção elétrica para o sistema supervisório PowerNet I foi considerada como condição satisfatória para o treinamento em relés, especificamente no que se refere à sua parametrização e modos de atuação, assim como os resultados a serem obtidos perante uma falha no sistema. Primeiramente alguns detalhes teóricos das respectivas funções que estas representam dentro do padrão americano ANSI:

#### 3.9.1 Relé de Proteção de Sobrecorrente - Função ANSI 50/51

O relé de sobrecorrente é dotado, geralmente, mas, nem sempre, das unidades de Sobrecorrente Instantânea (50) e uma Unidade Temporizada (51). A unidade Instantânea é ajustada para um valor elevado de corrente, cujo valor (sempre referido ao secundário do TC) é utilizado no projeto, porém são de aplicação limitada por favorecer operações intempestivas do sistema e de acordo com as seguintes causas principais:

- Corrente de magnetização elevada do transformador durante a sua energização (eventualmente poderá ser utilizado um Relé Diferencial);
- Saturação dos transformadores de corrente em diferentes níveis, provocando correntes circulantes no circuito diferencial;

A principal característica deste relé é a de atuar quando um determinado valor de corrente superar o valor parametrizado e dessa forma enviar o comando de desligamento do disjuntor ao qual o circuito está conectado com o objetivo de evitar que a falta se expanda pelo sistema. Como mencionado anteriormente, o relé possui duas unidades, uma Instantânea e outra Temporizada, as quais funcionam da seguinte maneira (Filho Mamede J., 1.994):

- **Temporizada.** Dada uma relação ou múltiplo de sobrecorrente do valor da corrente de pick-up (corrente mínima de disparo) do relé que supere o valor parametrizado mas não o parâmetro instantâneo, o relé aciona um contador de tempo de retardo para o comando de desligamento. Isto é, se esta falta for do tipo intempestiva (entenda-se por intempestiva aquela falha temporária e de curta duração, em torno de décimos de milissegundos) posteriormente esta falta cessa antes do tempo ajustado e, assim, o relé retorna ao seu estado de repouso e fica preparado para o próximo evento. Caso contrário, se esta falta permanecer e superar o valor parametrizado e o tempo para o qual foi determinado a atuar, este enviará imediatamente o comando de desligamento do disjuntor correspondente. Logo, o relé atua com base em uma curva de tempo que dependendo do tipo pode ser do tipo Definido ou Inverso (Fig. 3.35)

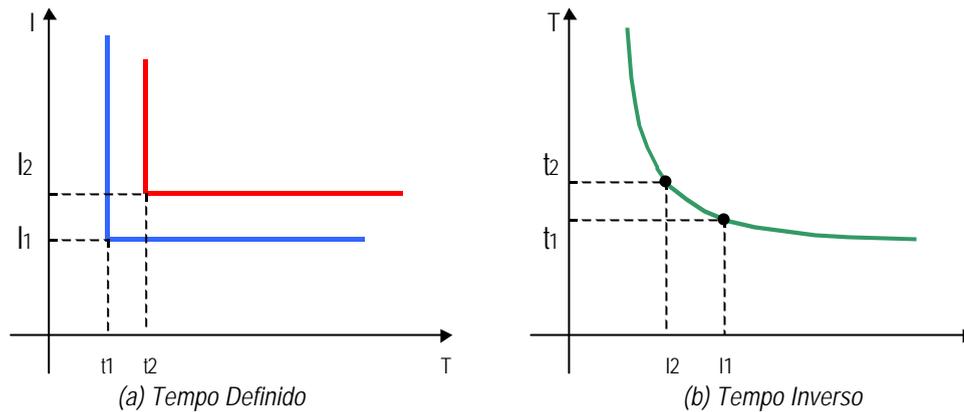


Figura 3.35 - Curvas de Tempo Definido e de Tempo Inverso de relés de Sobrecorrente

Baseando-se no ajuste destas funções, torna-se fácil executar um projeto de coordenação de um sistema utilizando vários relés em série. Este tipo de configuração é bastante utilizado em instalações industriais de médio e grande portes, onde são construídas várias subestações de alta tensão, uma em cada centro de importância.

Serão exemplificadas algumas das características deste tipo de relés, os quais possuem variadas faixas de corrente e ajuste de temporização.

- Corrente Nominal.** Utilizando-se dos valores de correntes admissíveis para o sistema, adota-se um relé com corrente nominal que possui várias faixas, que variam de um relé para outro e que podem ser obtidas através de potenciômetros, tais como:
  - ☞ Correntes entre 6 – 10 [A] = 5 [A]
  - ☞ Correntes entre 11 – 20 [A] = 10 [A]
  - ☞ Correntes entre 22 – 40 [A] = 20 [A]
  - ☞ Correntes entre 43 – 80 [A] = 40 [A]
  - ☞ Correntes entre 88 – 160 [A] = 80 [A]
  - ☞ Correntes entre 170 – 320 [A] = 160 [A]
- Ajuste da Unidade Temporizada.** O tempo de disparo da unidade temporizada independe do valor do módulo da corrente, desde que supere o nível de ajuste realizado. Além do mais, para que o disparo seja efetuado, a corrente deve perdurar um tempo superior ao valor ajustado no relé. Quando utiliza-se a unidade temporizada, normalmente a unidade instantânea é bloqueada, ou ajusta-se a um nível acima daquele previsto no sistema. O ajuste da unidade temporizada é dado pela seguinte equação:

$$K_r = \frac{I_r}{I_{nr} \times K}$$

Onde:

- $I_r$  – Corrente de Acionamento da unidade temporizada;
- $K_r$  – Constante de Multiplicação (Variando de 1 a 2, em incrementos de 0.2);
- $K$  – Fator de Sobrecarga permanente do relé (geralmente de 1 a 1,2);
- $I_{nr}$  – Corrente Nominal do relé;

- **Ajuste da Unidade Instantânea.** Esta unidade efetua sua atuação sem nenhum retardo de tempo intencional ou programado e depende somente da própria inércia do dispositivo de proteção. Sua equação é dada pela seguinte fórmula:

$$K_i = \frac{I_{cs}}{K_r \times I_{nr} \times K}$$

Onde:

- $I_{cs}$  – Corrente de Curto-circuito;
- $K_i$  – Constante do Múltiplo Instantâneo;
- $K_r$  – Constante de Multiplicação (Variando de 1 a 2, em incrementos de 0.2);
- $K$  – Fator de Sobrecarga permanente do relé (geralmente de 1 a 1,2);
- $I_{nr}$  – Corrente Nominal do relé;

A corrente de acionamento da unidade instantânea é dada em múltiplos da corrente ajustada para a unidade temporizada.

- **Ajuste da Temporização.** Este ajuste depende do estudo de coordenação que se deseja com os demais dispositivos de proteção, localizados a jusante ou à montante do equipamento que quer se proteger com o objetivo de que a atuação seja na ordem do mais próximo da falta, e caso este falhar o próximo relé deverá atuar, e assim por diante.

### 3.9.2 Relé de Proteção contra Variações de Subtensão e Sobretensão - Função ANSI 27/59

Estes relés geralmente possuem duas unidades de proteção, quer seja eletromecânico quer seja estático, que são definidas como:

- Unidade de sobretensão temporizada;
- Unidade de subtensão temporizada;

Nas unidades eletromecânicas se apresentam com discos de indução e em unidades monofásicas e extraíveis. Existem modelos que podem operar tanto na subtensão como na sobretensão (como é o caso do modelo implementado no protótipo), entretanto, há outros modelos que são específicos para cada função.

No caso de relés estáticos de medição de tensão a tempo independente, possuem operação nas unidades de subtensão e sobretensão instantânea ou temporizada, tal é o caso do relé de proteção da linha RVKE1000 de fabricação Schlumberger (Filho Mamede J., 1.994). Desta forma, apresentam-se as seguintes funções:

- 27: Operações Instantânea/Temporizada por Subtensão;
- 59: Operação Instantânea/Temporizada por Sobretensão;

Estes relés podem ser alimentados em tensão de 115 ou  $115\sqrt{3}$ , sendo que a alimentação auxiliar se faz em tensão contínua de 24-48-110-125-220-250 Vcc, ou no caso de se utilizar uma fonte de corrente alternada em 24-48-127 e 220 Vca. O consumo máximo é de cerca de 10 W para 250 Vcc ou 250 Vca. A faixa de operação é em torno de 80% a 110% da tensão nominal. O tempo de operação da unidade instantânea é de aproximadamente 50 ms, sendo este um valor intrínseco. O tempo de

ajuste definido pode variar entre 0.05 - 0.5 e 6 segundos. A faixa de ajuste contínua da tensão de partida varia entre uma e duas vezes o valor nominal de tensão.

Alguns dos relés aplicados em instalações industriais ou em sistemas de potência, podem ser aplicados para processos de subtensão em outros casos em processos de sobretensão, ou às vezes em ambos processos. Tal é o caso de relés mais atuais que são de multifunção e possuem embutidas em seus equipamentos várias funções que podem ser ativadas ou não de acordo com cada finalidade de proteção.

Os relés que possuem a função 59 (Sobretensão) protegem o circuito para um excesso de tensão em condições operacionais ou em defeitos do tipo fase-terra. Este tipo de falta provoca sobretensões no sistema que devem ser eliminados rapidamente. A conexão destes relés é feita através de um TP que deve, pelo menos, suportar o valor de três vezes a tensão nominal da rede, fato que ocorre devido à tensão de seqüência zero em sistemas trifásicos não aterrados.

Uma de suas aplicações é a proteção de sistemas isolados ou aterrados com alta impedância, quando da ocorrência de uma falta para a terra.

Os relés de sobretensão são ajustados para atuar somente com a elevação de tensão, fechando os seus contatos para a tensão determinada por uma porcentagem do valor de tape. Atuam de acordo com uma curva característica de Tensão por Tempo, que pode ser de Tempo Definido ou de Tempo Inverso, tal como mostrado a seguir:

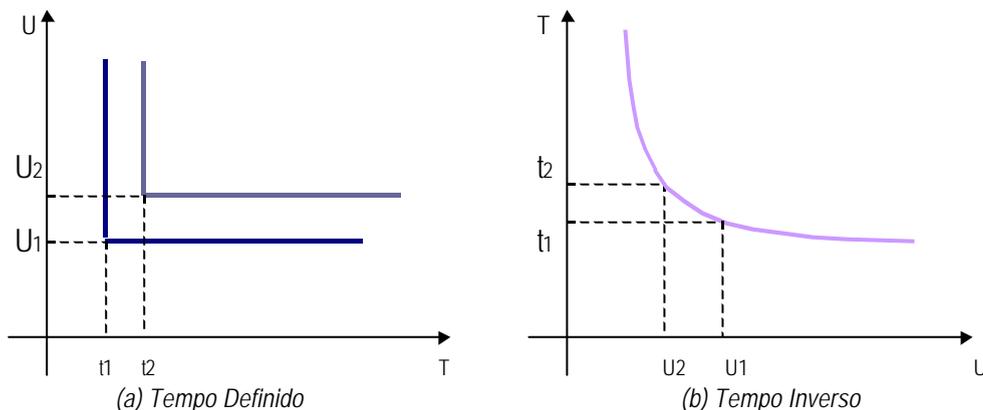


Figura 3.36 - Curvas de Tempo Definido e de Tempo Inverso para relés de Tensão

Algumas das características de ajuste são apresentadas a seguir na seguinte tabela:

Faixas [V]	Tapes Disponíveis [V]
5,4 -20	5,4-7,5-12,5-20
10-40	10-15-25-40
16-64	16-24-40-64
28-112	28-42-70-112
55-140	55-64-70-82-93-105-120-140
110-280	110-128-140-169-186-210-240-280

Tabela 3.10 – Faixas de operação típicas de relés de Tensão e respectivos tapes seletores

### 3.9.3 Relé Diferencial de Sobrecorrente - Função ANSI 87

Desde que o objetivo de um relé seja o de proteger um dado equipamento, por exemplo, um transformador contra curto-circuito interno devido a falha entre espiras ou defeito entre parte ativa e terra, pode-se aplicar um esquema como o apresentado pela proteção Diferencial, no qual o relé inserido no sistema faz atuar o disjuntor designado para operar o circuito de um transformador.

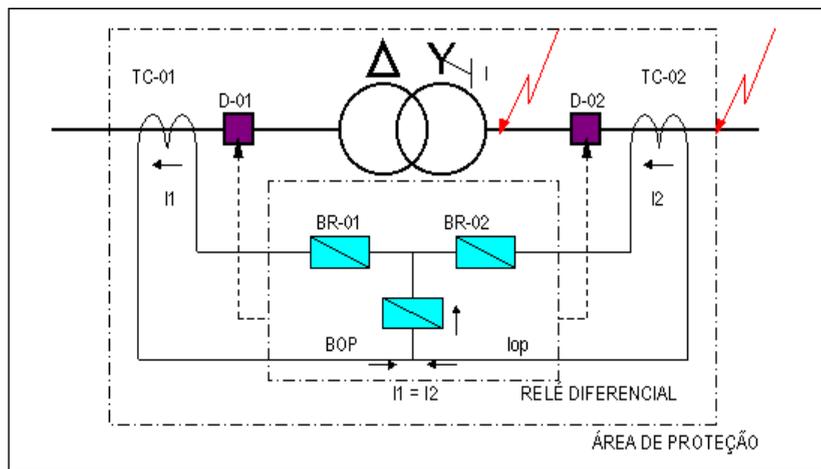


Figura 3.37 – Esquema do relé de proteção Diferencial – Função ANSI 87

Como pode ser observado, qualquer falta fora da denominada Área de Proteção do relé não deve sensibilizar a unidade de operação (BOP), porém ele é sensibilizado pela corrente de energização do transformador, situações as quais este deve evitar fazendo-se os ajustes necessários. Existe também outro fator que pode influenciar na má operação ou operação indevida deste equipamento e esta é decorrente de erros inerentes aos transformadores de corrente instalados dentro da área de proteção, o denominado casamento incorreto de TC's. Resumindo, o relé Diferencial compara as correntes que entram e saem dos terminais, assim quando houver uma diferença superior a um determinado valor ajustado, o relé será sensibilizado e enviará o sinal de disparo para o disjuntor correspondente.

De forma a evitar desligamentos desnecessários, tais como os comentados acima e por causa do casamento incorreto de transformadores de corrente, estes não devem apresentar erros superiores a 20% até uma corrente correspondente a oito vezes a corrente do tape ao qual o relé está ligado. A ligação do TC deverá ser executada de forma que não circule nenhuma corrente pela bobina de operação.

Mantendo o objetivo de evitar interrupções intempestivas de um equipamento considerado de muita importância para o sistema elétrico, como é o caso do transformador, deve-se empregar certa restrição aos relés quando da ocorrência de faltas externas ao circuito, permitindo-se um ajuste mais sensível e de maior rapidez em operações de faltas internas, por tal motivo as unidades de restrição (BR-01 e BR-02) se ocupam da função de restringir correntes que não sejam representativas de uma falta interna.

Estabelece-se, então, uma porcentagem da corrente solicitada pela bobina de operação como restrição imposta ao relé para vencer o conjugado resistente ou de restrição, denominado normalmente de inclinação característica e cujo valor pode variar de 15 a 50% (Fig. 3.38). Esta inclinação característica aumenta quando o relé se aproxima do limite de operação, isto deve-se ao efeito

cumulativo de restrição da mola e da restrição elétrica (para relés eletromecânicos). Para o caso de relés digitais este valor é parametrizado em percentagem do valor da corrente nominal de operação do equipamento.

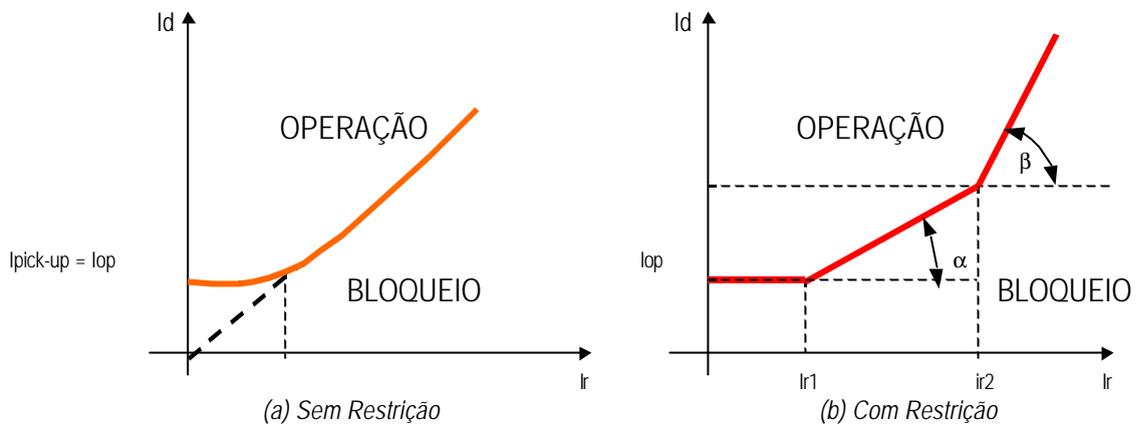


Figura 3.38 – Característica de Operação e Bloqueio de um Relé Diferencial com respectivas restrições

Este tipo de proteção pode ser empregada na proteção de transformadores de dois ou três enrolamentos, em autotransformadores, em barramentos de subestação, etc. Na implementação para a subestação aplica-se esta função ao transformador de força TF-01, cujas características serão apresentadas no Capítulo 5.

Apresentam-se a seguir algumas características técnicas gerais de alguns relés existentes no mercado:

Descrição	Valores Disponíveis
Faixa de Ajuste do elemento temporizado	0.1 – 0.4 [A] 0.5 – 2.0 [A] 1.0 – 4.0 [A] 2.5 – 10 [A] 4.0 – 16 [A]
Corrente de atuação do elemento temporizado	1.05 – 1.20 x Is
Faixa de ajuste do elemento instantâneo	1.05 – 1.20 x Is 2.0 – 10.0 x Is 4.0 – 20.0 x Is
Consumo em repouso	6 [W]
Consumo em operação	13 [W]
Corrente de alimentação	Contínua
Faixas de Ajuste de temporização	0.1 – 1.0 [s] 0.2 – 2.0 [s] 0.3 – 3.0 [s] 0.4 – 5.0 [s] 1.0 – 10 [s]
Resistência externa [ohms]	180-560-1800-1800 2200-4700-5600
Alimentação auxiliar [V]	30-48-72-110 125-220-250

Tabela 3.11 – Características técnicas gerais de operação de relés diferenciais de mercado

### 3.9.4 Relé Térmico - Função ANSI 49

A função 49 é destinada à proteção de grandes máquinas, tais como transformadores de potência, motores de indução e geradores.

Os relés eletromecânicos estão providos de um disco de indução, do tipo wattimétrico, de forma a serem utilizados junto com um RTD (*Resistance Temperature Detector*). Sua utilização é encaminhada para proteção de máquinas quando submetidas a sobrecargas pesadas, que inerentemente provocam uma elevação de temperatura considerável. A atuação do relé baseia-se na temperatura real do equipamento e não através da elevação de temperatura. Devido a sua importância, são empregados em geradores com potência nominal igual ou superior a 500[kVA], em motores com potência nominal da ordem dos 700[CV] e em transformadores de potência igual ou superior a 1000[kVA].

Este relé pode acionar a bobina de abertura do disjuntor, ativar alarmes ou agir sobre dispositivos que façam o respectivo corte seletivo de cargas não prioritárias com o objetivo de aliviar a carga do mencionado equipamento. A seguir, mostra-se um esquema de ligação típico de um relé térmico.

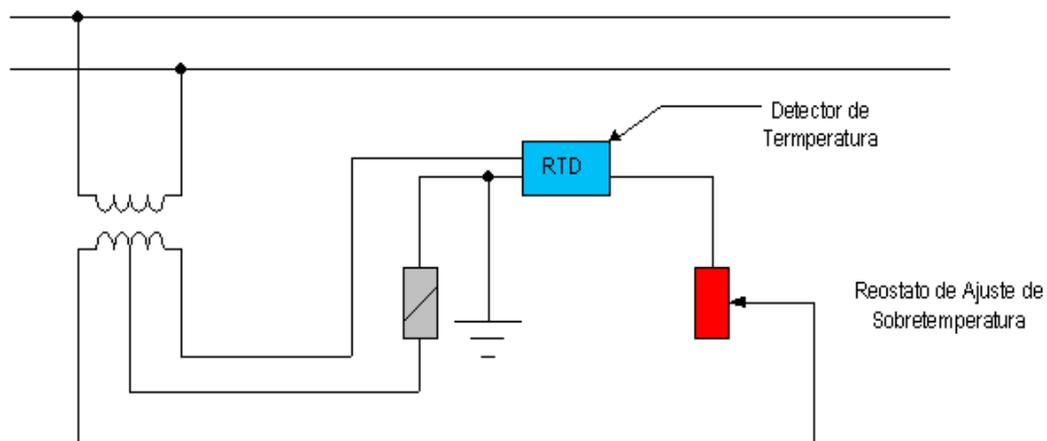


Figura 3.39 – Esquema típico de ligação de um Relé Térmico e respectivos elementos

As faixas de operação do relé térmico variam de um fabricante para outro ou até mesmo dentro de um mesmo tipo de fabricante. São alimentados por fontes de tensão alternada supridas através de transformadores de potencial, ou em alguns casos por fontes de tensão auxiliar de corrente contínua (Filho Mamede J., 1.994).

Este relé não foi implementado na subestação protótipo, mas será proposto devido à importância de se monitorar o comportamento da temperatura do transformador, fonte principal de alimentação (neste caso) da subestação. Embora existam configurações em que vários transformadores em paralelo alimentam uma subestação, o que é mais confiável, têm-se outras configurações em que somente um transformador alimenta este sistema, porém deve se ter um de reserva para evitar longos períodos de desligamentos e diminuir o risco de desenergizar a subestação pelo mesmo período de tempo.

### 3.10 Conclusões

Este capítulo tenta dar um horizonte aberto referente aos conceitos fundamentais da existência, importância e funcionamento de subestações de energia elétrica. Os modos de operação explicados refletem apenas uma parte da complexa estratégia existente por trás de qualquer operação de manobra, quer seja esta normal, de emergência ou de restabelecimento, tendo sempre por objetivo o atendimento contínuo de energia, com a melhor qualidade, para o usuário.

Certamente que tudo isso não seria possível sem a utilização de equipamentos apropriados e partes elementares componentes de subestações convencionais como digitais, tais como: disjuntores, seccionadoras, pára-raios, compensadores, reatores, e todos os equipamentos de medição, controle e proteção. Estes últimos vêm sendo incorporados com novas tecnologias, tal é o caso de transformadores de corrente e potencial ópticos que possuem características superiores aos atuais transformadores de medição. Assim também, a maioria das proteções elétricas encontra-se enquadrada dentro da era digital com múltiplas funções muito avançadas se comparadas com a tecnologia convencional de dispositivos eletromecânicos.

Efetivamente, o avanço tecnológico de dispositivos eletro-eletrônicos desta última década possibilitou esta revolução e continua avançando com as novas tendências que vão aparecendo. Antes não se poderia pensar em efetuar o monitoramento e controle via computador, seja este centralizado ou não, o que atualmente é uma realidade, assim como a proteção digital remota que se consagrou graças à maior confiabilidade dos próprios equipamentos eletrônicos a baixo custo e à maior aceitação por parte dos operadores de subestações que foram ganhando confiança nos mesmos a partir da experiência através dos anos.

Este trabalho abre apenas mais um parâmetro nesse desenvolvimento, com o firme objetivo de colaborar para a evolução de sistemas elétricos, e ganhar, desse modo, maior confiabilidade, segurança e controle do próprio sistema, com o conseqüente aumento de confiança por parte dos operadores e satisfação dos maiores beneficiários destes, os usuários.

★★★★★



## 4 IMPLEMENTAÇÃO E SIMULAÇÕES NA SUBESTAÇÃO PROTÓTIPO

*O sistema de supervisão e controle serve e interrelaciona o sistema com o pessoal encarregado da monitoração e controle de um determinado processo qualquer que seja a natureza deste: industrial, mecânico, financeiro ou elétrico, através de uma interface intuitiva e amigável. Fornece as ferramentas, procedimentos e bibliotecas necessárias para representar fielmente o comportamento dos elementos de campo.*

*Devido a que a Internet ainda não atinge altos graus de segurança, este capítulo proporcionará uma supervisão remota de um sistema elétrico através da implantação de um Sistema Supervisório Citect com recursos de Internet em uma subestação de energia protótipo denominado de PowerNet I do Laboratório do GAI - Grupo de Automação e Informática Industrial da UNIFEI.*

### 4.1 Introdução

Possuindo um determinado sistema, o qual esteja devidamente esquematizado e controlado, tornam-se necessários a supervisão e controle, não apenas através de determinados painéis ou específicos equipamentos de maneira fragmentada, senão através de um sistema compacto em que se possa obter um visual amplo de todo o processo.

O sistema acima referido denomina-se sistema de supervisão e controle. Os primeiros tipos de controles constituíam-se de leituras constantes, por parte de um operador, dos equipamentos existentes na sala de comando de uma subestação (tradicional, não automatizada) tais como: amperímetros, voltímetros, wattímetros, sinalizações de relés de proteção, entre tantos outros. Porém com o avanço da tecnologia e o aparecimento e evolução de equipamentos digitais microprocessados, atualmente denominados de "dispositivos inteligentes", esta concepção ultrapassada está sendo deixada de lado por usinas, concessionárias e empresas de energia que se queiram considerar, pelo menos, modernas ou atuais.

Hoje em dia o acesso à aquisição de um computador ou PC é relativamente fácil para qualquer pessoa, tanto que nos Estados Unidos existe um número crescente de pessoas que possuem dois computadores ou mais, devido à queda de preços no setor informático. Logicamente que para uma empresa que possui maiores recursos econômicos que um indivíduo, as chances de informatizar suas dependências são maiores. Dentre essas empresas encontram-se aquelas do setor elétrico, muito interessadas em informatizar por completo suas operações, e ainda mais ante a iminente figura da abertura do mercado de energia para outras empresas, o que as faria mais competitivas, utilizando recursos tecnológicos avançados e atuais, tais como a Internet.

### 4.2 Objetivos do trabalho a ser implementado

Com o intuito de continuar o trabalho efetuado no Laboratório do GAI - UNIFEI, Grupo de Automação e Informática Industrial da Universidade Federal de Itajubá realizado pelos engenheiros Alexandre R. Aoki (atual professor da UNIFEI) e Anderson M. Dutra (ambos formados em engenharia elétrica pela UNIFEI em 1.996), e com a orientação do professor Marconi P.B. de Menezes (DON - Departamento de Eletrônica da UNIFEI, 1.996), adota-se o sistema automatizado de controle e

supervisão de manobras em subestações elétricas (SE's) implementado em um protótipo de subestação como base de início deste trabalho.

O objetivo consiste em utilizar o protótipo mencionado para monitorar dados da subestação e, através de um sistema supervisorio, permitir a disponibilização de dados, telas de supervisão e controle, curvas características, imagens entre outros via Internet com o determinado fim de apresentá-los e informar a operadores, engenheiros e pessoal envolvido neste setor das operações de manobra de uma subestação (automatizada ou não) de maneira on-line.

### 4.3 Características gerais do protótipo e elementos componentes

Este protótipo utiliza um Controlador Programável (CP), um monitorador de grandezas elétricas POWER TRAC e um software de supervisão CITECT. Mostra-se a seguir o esquema elétrico simulando uma subestação com barramento duplo e barra de transferência, dispositivos de manobras (seccionadoras e disjuntores) e proteção, alimentando duas cargas L1 e L2:

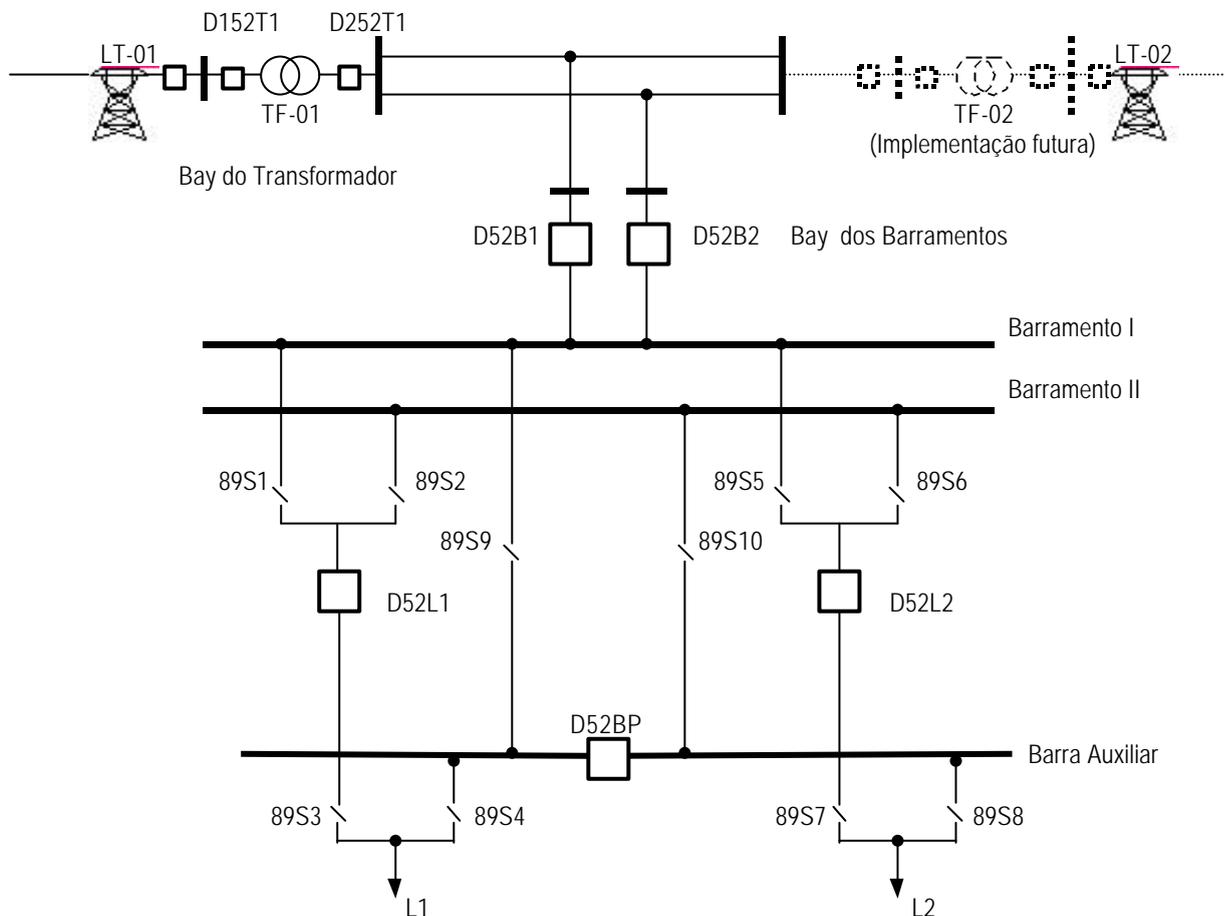


Figura 4.1 - Esquema elétrico típico de uma subestação com barramento duplo e correspondente barra de transferência, implementado em laboratório

Para simular o funcionamento de seccionadoras e disjuntores utilizam-se contatores com bobinas de 220 [VAC], que possuem contatos NA e NF todas fabricadas pela firma Siemens. A placa de entradas do PLC utiliza 32 pontos, cada um deles com tensões admissíveis de até 24 [VDC] com lógica positiva/negativa e aos quais encontram-se conectadas as seccionadoras e disjuntores. Cabe mencionar que a partir do pino número 21 todos os pontos encontram-se desconectados do circuito, permitindo dessa maneira algumas inovações.

Mostra-se a seguir o esquema de conexão entre os componentes utilizados para o sistema de supervisão e controle da subestação protótipo:

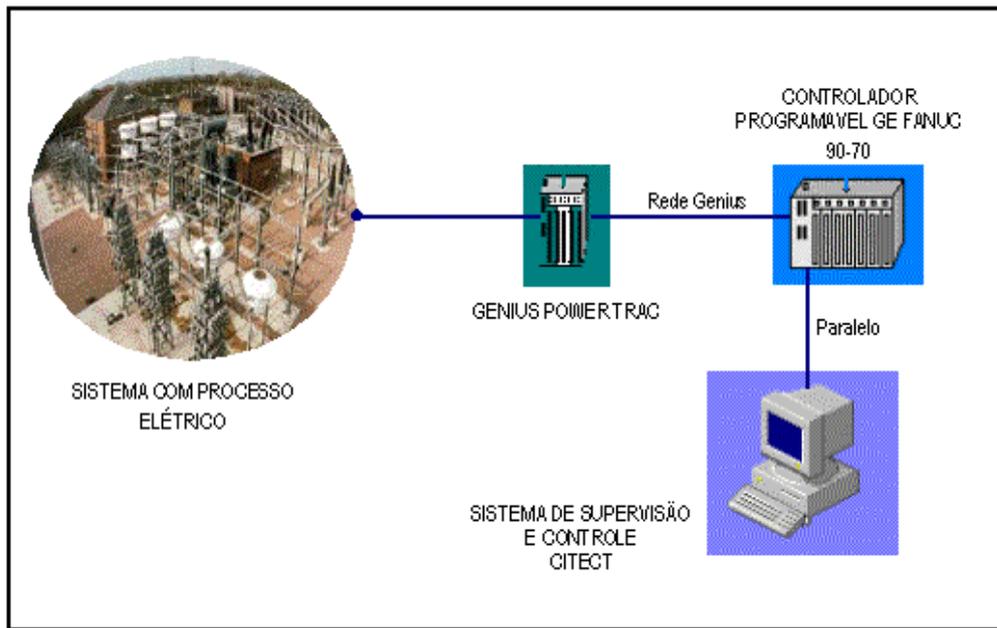


Figura 4.2 - Conexão dos equipamentos para supervisão e controle da subestação protótipo

As características dos módulos de entrada e saída do CP são descritas como segue:

Módulo de entradas GFK 0379A	Módulo de saídas GFK 0384A
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 32 Pontos divididos em 4 grupos isolados de 8 pontos cada;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 16 Pontos com 8 deles isolados em forma de C e 2 grupos de 4 pontos isolados em A;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compatibilidade com lógica positiva/negativa e chaves de proximidade;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidade de chaveamento de 2 [A] por ponto;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Filtro de entrada selecionável de 1 a 10 [ms];</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proteção a fusível e circuito RC snubber por ponto;</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uma entrada configurável como interrupção.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Terminal de cabeamento de campo removível.</li> </ul>

Tabela 4.1 - Características dos módulos de entrada e saída do CP GE-FANUC 90\_70

A placa de saída do CP utiliza pontos de saída a relé. Com isso consegue-se controlar as manobras das chaves que simulam a abertura ou fechamento das seccionadoras e disjuntores da subestação protótipo (Souza L. E. de & Vermaas L. G., 1.999).

#### 4.3.1 Controlador Lógico Programável (CLP)

Um Controlador Lógico Programável (CLP) ou Controlador Programável (CP - devido à evolução que estes equipamentos ganharam nos últimos anos) é um equipamento industrial que possui entradas fornecidas por chaves e sensores (analógicos e digitais); um programa armazenado via software, na memória do CLP, avalia estas entradas, gerando saídas para controlar máquinas e processos. A figura a seguir mostra um diagrama de blocos básico de um controlador programável.

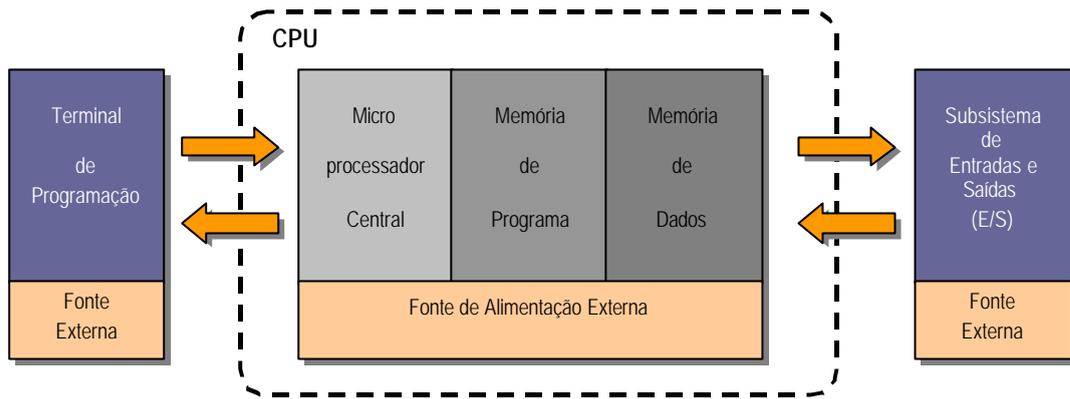


Figura 4.3 - Diagrama de blocos básico de um CLP e correspondentes relações

A CPU gerencia e processa as informações do sistema e, ainda, coordena as atividades do sistema interpretando e executando um conjunto de instruções, conhecido como programa, este pode possuir vários tipos de linguagens, próprios das empresas que fornecem estes equipamentos. No caso do protótipo implementado, o CLP é da GE FANUC, o qual admite a linguagem denominada de linguagem de chaves ou LADDER ou, opcionalmente, uma linguagem estruturada denominada de SFC (*Sequential Function Chart*), inseridas em um programa normalizado como o IsaGRAF, o qual será aqui utilizado. O CLP possui uma forma peculiar de executar suas ações (Fig. 4.4), o que caracteriza o seu funcionamento. O controlador opera executando uma seqüência de atividades definidas e controladas por um programa principal denominado de Executivo. Este modo de operação ocorre em um ciclo, denominado de Ciclo de Varredura ("Scan"), consistindo de seguintes passos:

- Leitura das entradas externas;
- Execução da lógica programada;
- Atualização das saídas externas.

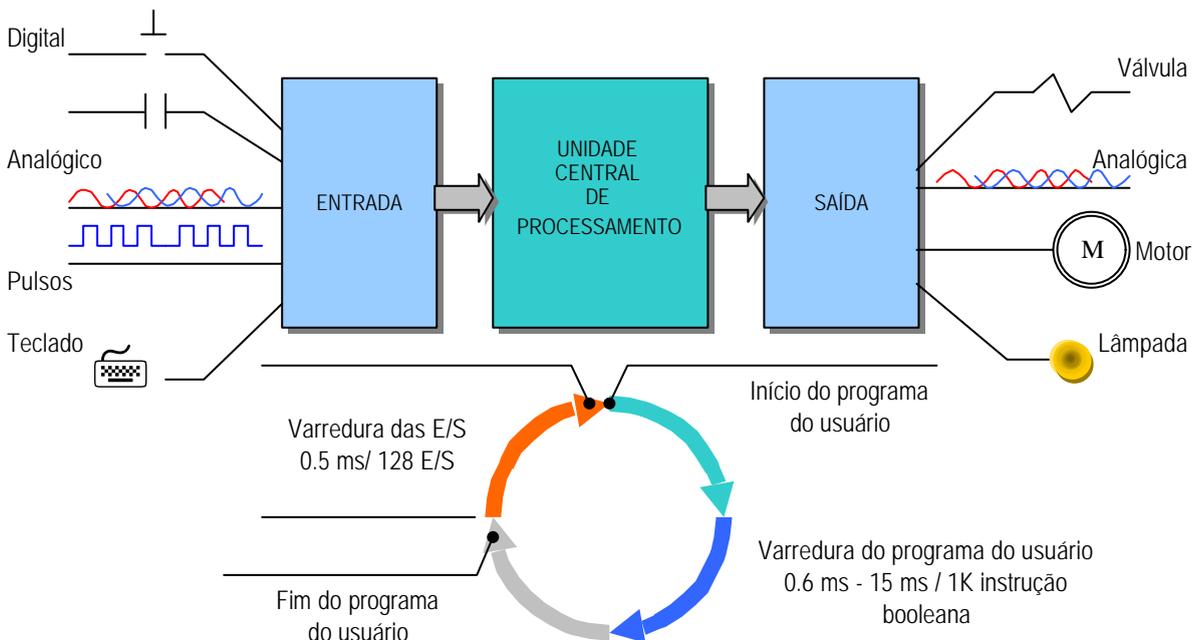


Figura 4.4 - Blocos de entrada e saída agindo durante ciclo de varredura e respectivos tempos

Este Ciclo de Varredura ou "Scan", atua na faixa temporal dos milissegundos por cada ciclo de operação, como pôde ser apreciada na figura acima.

Durante a fase de leitura de entradas, o microprocessador central endereça o sistema de E/S, e o armazena na Tabela Imagem das Entradas (TIE). Na fase de execução da lógica programada particularmente por cada usuário, a CPU consulta a TIE para executar as operações lógicas. Nesta fase, os resultados que representem uma saída final (externa ou interna) são armazenados na Tabela Imagem das Saídas (TIS). Novamente, se for necessária a referência a uma saída esta tabela é consultada e já calculada em operações anteriores, dentro de um mesmo ciclo. Finalmente, na fase de atualização de saídas, a CPU executa uma varredura na tabela TIS e atualiza as saídas externas, endereçando o Sistema de E/S para atualizar o estado dos dispositivos externos de acordo com o resultado da lógica programada.

O Sistema de Entradas/Saídas fornece a conexão física entre o mundo externo (equipamentos de campo) e a CPU através de circuitos de interface. Atualmente os controladores possuem uma grande variedade de interfaces (analógicas e discretas) o que permite sua aplicação em praticamente qualquer tipo de controle. A evolução do hardware conduziu a melhoras significativas nas suas características, que dentre outras são:

- Redução no tempo de varredura;
- Interfaces de E/S microprocessadas (módulos PID, módulo ASCII, módulo de posicionamento);
- Uma Interface Homem Máquina (IHM) mais poderosa e amigável;
- Novas características de software tais como: linguagem em blocos funcionais e estruturação de programas, linguagens de alto nível (*Basic, C*), diagnósticos e detecção de falhas e operações matemáticas em ponto flutuante através de coprocessadores matemáticos (Souza L. E. de & Vermaas L.G., 1.999).

#### 4.4 Descrição breve do funcionamento da subestação protótipo

A subestação protótipo funciona alimentada a partir de duas barras, diretamente conectadas à rede de 127/60 [V/Hz], para o fornecimento de energia elétrica às cargas, neste caso, consistindo de duas lâmpadas de 15 [W] e 6 lâmpadas de sinalização de energização dos barramentos principais e auxiliar de igual potência, totalizando uma carga próxima de 120 [W]. Outro barramento independente de 220/60 [V/Hz], alimenta o acionamento das bobinas das chaves seccionadoras e dos disjuntores (contatores) com o objetivo de efetuar as manobras correspondentes.

A sistemática de operação consiste na seguinte filosofia: durante o modo de operação Normal do sistema, a alimentação da carga L1 é feita através do Barramento I, e da carga L2 através do Barramento II. Admitindo-se que todos os componentes do Pátio de Manobras estejam perfeitos e o intertravamento (descrito no capítulo 3) respeitado, segue-se a seguinte seqüência de energização da carga L1 e L2, tomando-se como referência o ponto denominado Bay dos Barramentos (Fig. 4.1), e considerando que pelo menos uma das linhas de transmissão (LT-01 ou LT-02) esteja energizada, tem-se a seguinte seqüência de fechamento:

**89S1 – 89S3 – D52L1**

Paralelamente para a carga 2, segue-se a seguinte seqüência de fechamento:

**89S6 – 89S7 – D52L2**

Quando o Barramento Paralelo (auxiliar) é utilizado devido a uma eventual falha ou manutenção do Barramento I, ou mesmo falha ou manutenção, do disjuntor D52L1, ter-se-á que:

**89S9 – 89S4 – Desligamento do D52L1 e fechamento do D52BP**  
**Desligamento das seccionadoras 89S1 – 89S2 – 89S3 (somente para a Manutenção do D52L1)**

Analogamente para a carga L2, caso seja necessária uma manutenção no disjuntor D52L2 ou alguma falha ou manutenção do Barramento II, a seqüência de fechamento será dada por:

**89S10 – 89S8 – Desligamento do D52L2 e fechamento do D52BP**  
**Desligamento das seccionadoras 89S5 – 89S6 – 89S7 (somente para a Manutenção do D52L2)**

Após as respectivas manutenções, o operador deverá retornar à configuração inicial em que o sistema se encontrava previamente ao comando dado para a manutenção, portanto basta religar ou reconfigurar os respectivos bays para operar nos modos Normal ou Inverso de acordo com cada escolha prévia. Estes procedimentos repetem-se para o modo de operação Inverso, portanto não será necessário o seu detalhamento.

Admitindo-se que a subestação precise ser energizada (Start-up) com o serviço de manutenção no disjuntor (D1), uma eventual falha neste equipamento ou falha ou manutenção do Barramento I ou falha do disjuntor D52B1, impossibilitaria a energização da carga L1 a partir do Barramento I, portanto pode-se efetivar a energização desta carga através do uso do barramento auxiliar e desde que o mesmo não esteja em manutenção. Nesse caso, a energização da carga L1 será feita a partir do Barramento II (considerando que o mesmo não possua falhas) já que o mesmo encontra-se dimensionado para alimentar ambas as cargas. Tal seqüência de fechamento será dada por:

**89S10 – 89S4 – D52BP (Alimentação da Carga L1)**  
**89S6 – 89S7 – D52L2 (Alimentação da Carga L2)**

Analogamente, se a subestação precisa ser energizada (Start-up) com o serviço de manutenção no disjuntor (D2), falha deste ou manutenção/falha do Barramento II ou manutenção ou falha do disjuntor D52L2 em andamento ou o disjuntor extraído, o qual impossibilitaria a energização da carga L2 a partir do Barramento II mesmo na operação Normal, pode-se efetivar a energização desta carga, utilizando-se também do Barramento Paralelo (Auxiliar) desde que os mesmos não estejam em manutenção. Agora, neste caso, a energização da carga L2 será feita a partir do Barramento I e admitindo-se que o mesmo não possua falhas, e a seqüência dada por:

**89S9 – 89S8 – D52BP (Alimentação da Carga L2)**  
**89S1 – 89S3 – D52L1 (Alimentação da Carga L1)**

Como descrito anteriormente, após suprimida a falha ou término da manutenção, a configuração original deverá ser reconstituída. Em alguns casos, na reconfiguração do sistema opta-se pelo modo de operação Normal, projetado para trabalhar neste a maior parte do tempo. (Aoki A.R. & Dutra A.M. & Menezes M.P.B, 1.996)

## 4.5 Proteção do Sistema Elétrico e Lógicas Implementadas

A proteção de Sistemas Elétricos é um assunto, tal como foi explanado no Capítulo 2, bastante amplo e específico que requer conhecimentos dos princípios de funcionamento de cada tipo de relé e sua devida aplicação no sistema em que estes sejam requeridos. Por esse motivo, restringir-se-á apenas àqueles relés cujas funções serão implementadas na subestação PowerNet I. Estas funções e princípios de funcionamento serão apresentadas mais adiante neste capítulo e dentro de cada bay de atuação.

Neste caso a subestação é dividida por bays (Unifilar da Fig. 4.5) de maneira tal que o controle e atuação por parte dos relés implementados em cada um deles seja independente, efetivo e que a operação de um relé de uma área não interfira em nenhuma outra a menos que exista o mantimento da falta por um longo período de tempo.

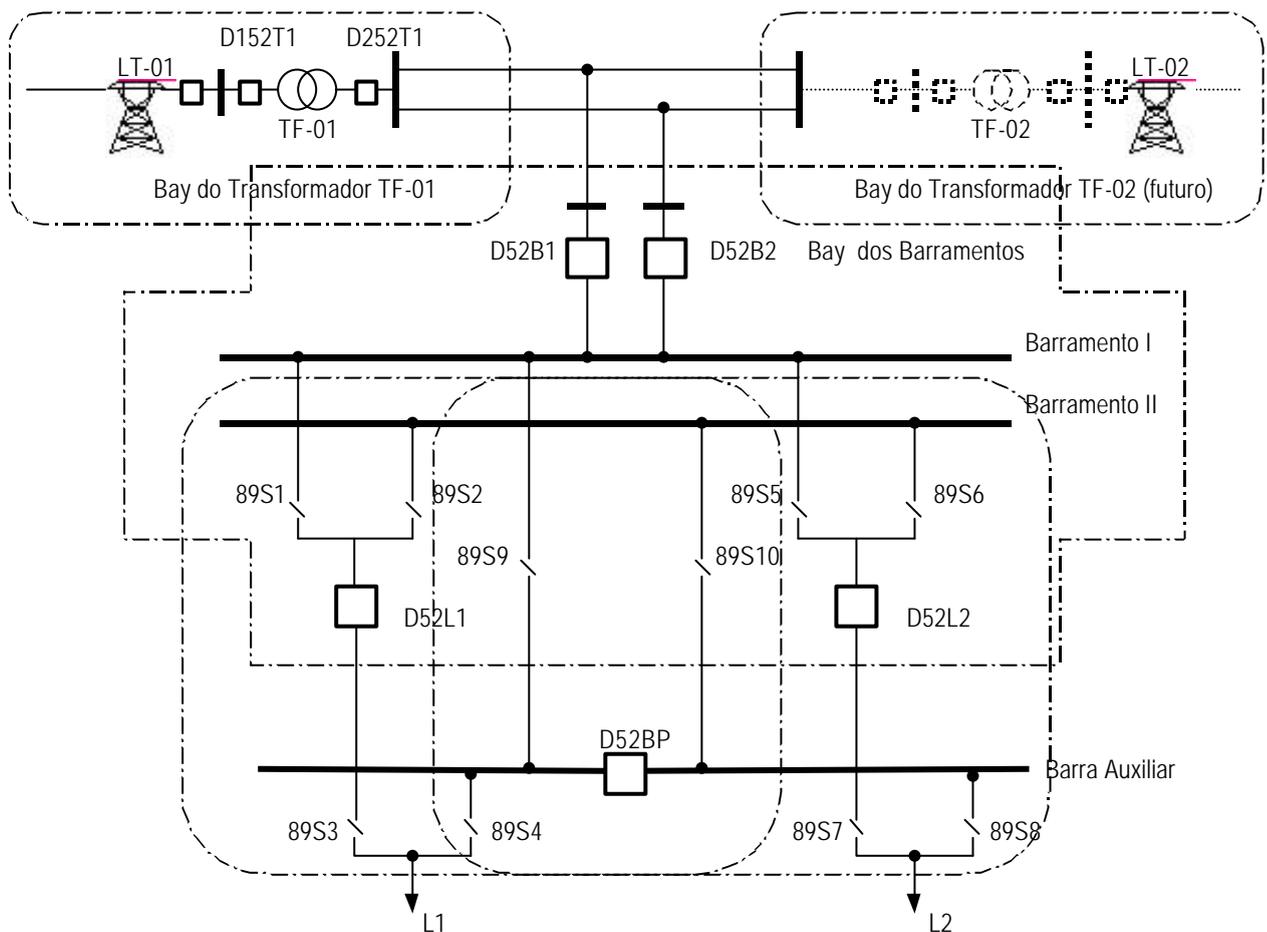


Figura 4.5 - Diagrama Unifilar da subestação PowerNet I com suas respectivas áreas de proteção

Dessa maneira torna-se fácil a visualização da proteção com relação ao sistema que se deseja proteger visando evitar a atuação da proteção das outras áreas somente quando necessário

### 4.5.1 Bay do Transformador

Como foi mencionado, os transformadores podem estar sujeitos a sofrer os seguintes tipos de falta: curto-circuito nos enrolamentos, sobreaquecimento e circuito aberto. A proteção do transformador por sobreaquecimento será apresentada como um trabalho proposto. Esta proteção será baseada no monitoramento constante da temperatura através de um sensor de temperatura com precisão em graus

centígrados que deverá desligar os respectivos disjuntores do transformador para uma situação de sobreaquecimento, enquanto a implementação da proteção feita para o transformador TF-01 trata da proteção Diferencial ou função ANSI 87 que será descrita mais adiante.

No denominado bay de transformador estão incluídos os seguintes elementos: o transformador TF-01 de conexão Delta no lado de alta (supondo um sistema de 138 [kV]) e estrela aterrada no lado de baixa (abaixando para 13.8 [kV]), os disjuntores correspondentes D152T1 e D252T1 (instalados virtualmente) irão proteger o bay do transformador perante um eventual situação de falta que será simulado neste bay.

A lógica de abertura destes disjuntores (D152T1 e D252T1) ocasionará uma desconexão da subestação devido a que o sistema somente é alimentado por uma linha (LT-01) enquanto que a linha LT-02 (futura) não se encontra implementada. O comando de desligamento destes disjuntores é acionado devido a uma sobrecorrente diferencial (função ANSI 87) neste equipamento e que exige a presença de uma equipe de manutenção com o objetivo de verificar a causa do problema e restabelecer o sistema uma vez resolvido o motivo da falta.

#### 4.5.2 Bay dos Barramentos

Os barramentos podem sofrer faltas do tipo falta trifásica, fase-fase ou fase-terra, sendo este último tipo de falta mais comum na maioria dos sistemas elétricos existentes. Para o caso do protótipo é simulada uma falta em qualquer um dos barramentos e, dessa forma o relé parametrizado para atuar perante o defeito dará o comando para o desligamento do respectivo barramento através dos seus disjuntores, porém, previamente será feita a transferência da carga que estava conectada a este barramento para o outro sem defeitos, com o que se evita a interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Na transição entre o momento de falta e a transferência da carga para o outro barramento existe um lapso de tempo pequeno em que o fornecimento é interrompido, porém, o usuário final acaba não percebendo este desligamento temporário e evitando dessa forma uma interrupção por um período mais longo. Este caso de interrupção temporária acontece quando existe uma falta na carga e durante a operação denominada de Normal, tornando-se necessário este pequeno período de tempo em que os barramentos poderiam ocasionar um curto-circuito entre as barras.

#### 4.5.3 Bay das Cargas

As cargas podem ser divididas em vários tipos, isto é, dependendo do tipo e dos parâmetros com os quais deverão ser simulados, a resposta do relé terá de certa forma uma aplicação diferente. Para não acarretar em uma maior complexidade do sistema, o que conseqüentemente levaria a um estudo mais profundo do comportamento do sistema elétrico perante as cargas, escolheram-se apenas três tipos de cargas diferentes para simulação: um conjunto de cargas, um gerador e um motor.

Quando acontece uma falha na carga, quer seja por motivos elétricos ou mecânicos, a mesma será desacoplada do sistema através do respectivo disjuntor ao qual estiver ligado no momento de contingência, tentando evitar prejuízo aos bays circunvizinhos e permitindo o funcionamento normal do restante da subestação. Ou seja, partindo do princípio de que há uma falta na carga L1, os bays L1 e Bay Auxiliar não estarão aptos a serem manobrados em nenhuma circunstância, até que a falta desapareça, quer seja por motivos de religamento automático ou após atuação da Equipe de Manutenção Corretiva no campo da subestação. Responsabilidade esta que cabe ao operador da subestação no próprio local ou do COR (Centro de Operação Regional) ou em seu defeito do COS (Centro de Operação do Sistema).

#### 4.6 Emuladores para implementação da Proteção Elétrica do sistema

Estes emuladores concentram-se no próprio software do sistema supervisor Citect, implementação feita através dos denominados arquivos Cicode do mesmo. A filosofia de proteção adotada é a proteção por bays, assim quando acontecer alguma falta relativa àquele bay, somente este é isolado mantendo o resto do sistema funcionando normalmente.

Fundamenta-se que estes programas servirão apenas para representar o funcionamento básico de um relé de proteção, sendo este último um equipamento **dedicado** que utiliza programas de nível baixo que permitem a análise elétrica em relação ao tempo, e desta forma, uma atuação mais rápida e eficaz do relé, que a do proposto aqui neste trabalho, baseia-se em leituras de valores eficazes. É importante ressaltar que podem existir falhas ou atrasos no momento do comando e, como qualquer sistema operante em um sistema elétrico, este também não é considerado 100% isento de falhas, porém, com uma boa manutenção podem ser obtidos resultados bastante satisfatórios tanto do ponto de vista técnico como financeiro.

#### 4.7 Algoritmo para a Simulação de Correntes e Tensões do sistema

As tensões e correntes do sistema protótipo PowerNet I são feitas através de chamadas de programas do tipo Cicode. Desta forma o sistema apresenta-se e comporta-se como uma subestação, podendo-se efetuar todas as manobras normalmente executadas em uma subestação real. Estes valores são obtidos como se fossem lidos a partir dos secundários dos transformadores de medição (virtuais) instalados no pátio da subestação e decorrentes dos transdutores que estariam fazendo estas leituras e como se fossem transmitidas ao PLC e lidos a partir do sistema supervisor Citect.

Basicamente o sistema funciona da seguinte maneira: uma vez energizado o bay, o programa que apresentará os respectivos valores é chamado a partir da condição satisfeita de energização, assim este apresenta os valores de Corrente, Tensão, Potência Ativa, Potência Reativa e Fator de Potência, relativas ao bay da carga L1, tal como se desejaria obter dentro de uma subestação, de forma a controlar, monitorar e proteger este sistema. No momento da escolha da simulação por parte do usuário, o programa passará a buscar os dados correspondentes àquela falta, fazendo-se a demonstração do funcionamento do relé e de valores usuais do comportamento da subestação perante estas faltas simuladas.

Quando a subestação é desenergizada, este programa que apresenta os valores deixa de ser chamado e os valores de Tensão, Corrente e potências ativa e reativa são levadas para zero.

#### 4.8 Algoritmos para as Simulações de faltas elétricas no protótipo

As faltas elétricas implementadas na subestação protótipo são definidas a partir dos valores parametrizados e, através de simulações, verifica-se o funcionamento das proteções. Dessa maneira obtém-se valores prováveis de faltas que poderiam acontecer, porém apresentam-se os respectivos valores eficazes destas faltas, pois o sistema supervisor não possui velocidade necessária para ler valores instantâneos.

Embora estas faltas não se produzam de verdade no sistema, o objetivo concentra-se em observar se os comandos são executados ou não no caso de uma contingência. Assim, pode-se então observar a atuação de um relé sem causar maiores perturbações no sistema implementado e também observar o comportamento em outros setores da própria subestação.

Os relés digitais, cujo uso vem se acrescentado em subestações novas ou aquelas nas quais desejam ser modernizadas ou digitalizadas, possuem várias funções e muito mais flexibilidade daquelas que um relé convencional poderia oferecer ou mesmo do aqui implementado. Uma amostra de oscilografia de um relé digital, como o da linha Multilin SR750, é apresentado a seguir:

No caso do protótipo, quando for simulada uma falta, a oscilografia que será apresentada será referente aos valores eficazes das grandezas que sejam de interesse para posterior análise, tais como: tensão, corrente, potência ativa e reativa, entre outras. Isto deve-se principalmente a que dados de oscilografia ocupariam muito espaço de memória, o que poderá diminuir a performance do programa.

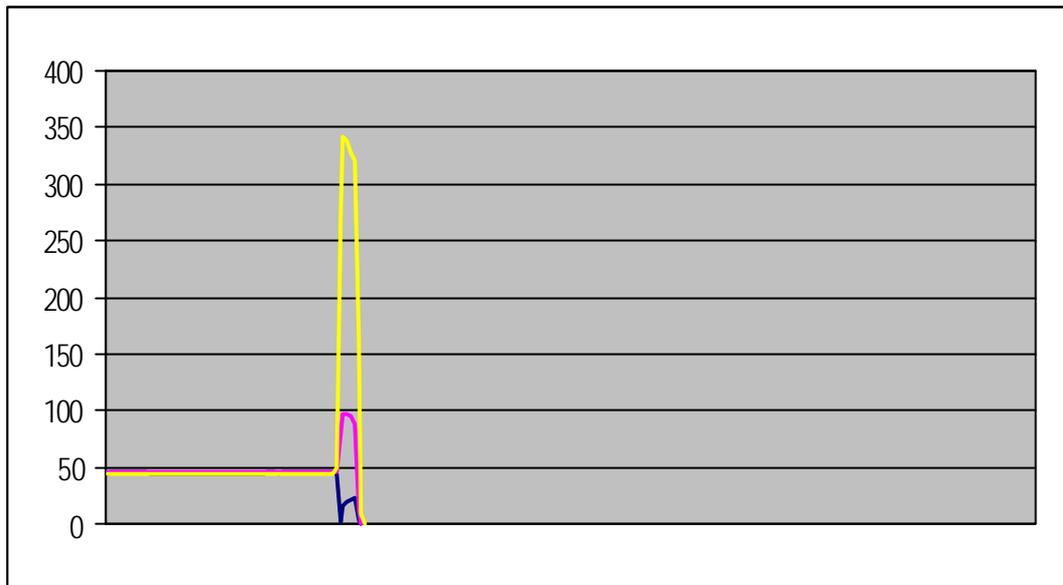


Figura 4.6 - Oscilografia de uma Falta fase-terra (amarelo) e respectivo comportamento até atuação do relé (Relé GE Multilin)

Como pode ser observado, as correntes nesta fase são de maior amplitude e posteriormente se anulam indicando que o disjuntor abriu, extinguindo dessa maneira a respectiva falta.

#### 4.8.1 Parâmetros necessários para identificar Faltas de (Sub) ou Sobretensão em um bay genérico

Para a simulação de uma falta, sem que esta ocorra eletricamente, dispõe-se de um programa que lê a base de dados de acordo com o tipo de falta que o usuário deseja simular. Dessa maneira, o programa diminui ou aumenta, gradualmente, a tensão (ou corrente) até o relé atuar e comandar o disjuntor respectivo para isolar o bay desta falta.

Existem 4 tipos de faltas que podem ser simuladas em um determinado bay, e, para um caso de subtensão, são estas:

- **Falta Temporária.** Este tipo de falta pode ser Temporizada ou Instantânea, isto é, uma subtensão (sobretensão) que supera o valor de temporização, isto é, o mínimo (máximo) daquele valor parametrizado pelo usuário para o caso, porém, após um determinado período de tempo a tensão volta a assumir seus valores nominais em outros pontos do sistema. O disjuntor possui um sistema de religamento que pode ser automático ou manual, fazendo com que o disjuntor que estava desligado seja religado. Sendo uma falta

classificada como temporária, em uma tentativa, seja automática ou manual o disjuntor restabelece a energia no bay e normaliza o fluxo de potência.

- **Falta Tipo Permanente.** Esta falta corresponde a um tipo mais extremo, isto é, a falta acontece, o relé atua e após um determinado tempo de espera executa uma tentativa de religamento, porém, após esta tentativa o disjuntor é desarmado novamente obrigando a uma Manutenção Corretiva do bay para verificar a causa do problema, isolando-o até esta ser descoberta. Uma vez corrigido o problema o disjuntor é religado automática ou manualmente pelo operador.
- **Falta Intempestiva.** Comparativamente com as outras, este tipo é o mais comum em redes tais como as de distribuição. Isto é, uma falta temporária que não chega a superar o valor pré-determinado pelo usuário mas ativa a contagem de tempo do relé, sem chegar ao ponto de pick-up do relé.
- **Falta no Start-up.** No caso em que é dada a energização da subestação e um dos bays supera o valor de subtensão temporizado ou instantâneo parametrizado, fazendo que logo no início da energização aconteça uma falta, ativando um destes relés.

#### 4.8.2 Lógica de Supervisão da proteção contra os tipos de falta especificados para um bay genérico

O relé supervisiona o bay para o qual foi designado a proteger durante o tempo todo em que o sistema estiver no comando ativo e desde que o bay esteja energizado. Este pode parar de exercer tal função em três condições operativas: desconexão ou bloqueio do relé por parte do usuário, ou desconexão do relé após uma contingência denominada de Permanente e quando o sistema supervisório é desconectado do sistema.

Uma vez que o relé estiver supervisionando, e ao ser verificada uma ocorrência de subtensão, o relé dará o comando para a abertura do disjuntor D1. Se não houver nenhum mecanismo que impeça esta abertura, tipo bloqueio da respectiva função ou bloqueio mecânico, a carga será desenergizada extinguindo a falta existente nela. De forma paralela a este fato são comandadas várias outras funções, tais como: dar um aviso através da tela do computador da ocorrência de uma falta indicando o tipo de falta ocorrida e em qual bay está localizada, assim como alarmes sonoros caso o operador não se localize "*in loco*". Também é elaborado um relatório referente aos dados de falta que são armazenados em arquivos que poderão ser lidos posteriormente. Neste caso, pode se aplicar também uma função de impressão, mas não é aplicado a este protótipo. Dos alarmes sonoros citados, além daquele de aviso na tela, um deles é simbolizado no canto superior direito da tela como um relógio despertador de cor vermelha (para chamar a atenção) que permanece balançando e piscando (característica do software Citect). O segundo consiste em um alarme sonoro que imita uma sirene, ambos os alarmes só serão desativados quando forem reconhecidos (*Acknowledge*).

Continuando os eventos paralelos, pode-se mencionar também a contagem de tempo em que a falta permaneceu até a abertura do disjuntor e tempo de abertura enquanto esta falta durar ou tempo de falta. Este último tempo estipula o religamento do disjuntor para o caso de faltas temporárias, isto é, se o disjuntor for religado e a falta persistir, o disjuntor será desligado e a equipe de Manutenção Corretiva entrará em campo para verificar e eliminar a causa da falha. Caso contrário, isto é, se a falta for temporária, o sistema restabelecerá a energia no bay numa única tentativa de religamento, por outro lado o relé continuará sua função de supervisão, até que o relé verifique outra falta, ou até que o mesmo seja desconectado pelo próprio usuário, ou com o desligamento do sistema supervisório.

A equipe de Manutenção Corretiva comunicará à sala de controle o momento oportuno para o religamento do disjuntor uma vez corrigida a causa da falta neste bay. Enquanto isto ocorre, nenhum comando de manutenção dos outros bays pode ser efetuado e fica sob responsabilidade do operador a não energização do bay enquanto durarem os trabalhos de manutenção corretiva. Após o término

destes trabalhos e a retirada da equipe do campo da subestação, o operador dá o comando de religamento do bay, reiniciando o ciclo de operação e proteção. Cabe mencionar que o bay não será religado em momento algum enquanto o relé que o protege estiver em estado ativo.

#### 4.9 Algoritmos dos respectivos relés para a Proteção Elétrica via Sistema Supervisório

Os algoritmos que serão descritos a seguir explanarão o conceito que existe referente a cada tipo de proteção implementada. Cada botão de comando interage com o usuário ou operador de uma maneira amigável e de fácil visualização.

Estes pequenos programas, denominados de arquivos Cicode, facilitam ainda mais a interação entre o sistema supervisório e o usuário do sistema. Os comandos de supervisão, alarmes, sinalização, etc., estão ativos enquanto o supervisório estiver no seu modo *RUN*, isto é, quando o programa se comunicar com o PLC. Se o supervisório for desligado, todos os comandos serão inativos, valores serão zerados e a parametrização dos relés será apenas a dos últimos parâmetros selecionados. Isto é, se só o supervisório for desconectado e o PLC continuar ativo (como é na maioria dos casos, já que o controle do sistema é concentrado, às vezes, em um ou mais de um PLC), os valores serão armazenados dentro do loop de controle do controlador.

##### 4.9.1 Parametrização do Relé R27\_59 - Sub e Sobretensão Temporizado e Instantâneo

Devido a que o protótipo é monofásico, apresenta-se a característica deste relé como de tempo definido. Isto é, a principal causa de "*trip*" do disjuntor que energiza esta carga é feita em relação a um tempo e de acordo com uma percentagem de sub ou sobretensão de uma fase, ambos valores definidos pelo usuário.

A parametrização do relé é feita com a entrada de dados na página relativa àquele dispositivo e para cada carga. Por exemplo, para o relé de proteção digital 59\_27 da carga L1 existe uma página que solicita os mencionados dados e é dividido em 3 partes: Parâmetros de Ajuste, Parâmetros de Subtensão e Parâmetros de Sobretensão.

Como pode ser observada na Fig. 4.7, existem botões de comando que abrem janelas de comunicação com o usuário e que também permitem ações direta ou indiretamente na subestação. Neste caso, temos os seguintes comandos:

- **Parâmetros 59\_27.** Este permite a introdução de dados referentes à Frequência, Tensão Nominal do relé, Percentagem de subtensão, e temporização para os casos de subtensão e sobretensão. Neste comando existe uma opção adicional que antecede à parametrização normal através de uma janela de menu em que aparecem duas opções de parametrização: a primeira delas através de parâmetros que o próprio usuário deverá introduzir e uma outra parametrização denominada de default. Esta última se encarrega automaticamente de armazenar valores característicos de uma parametrização qualquer para poder efetuar um atalho e diminuir o tempo para efetuar a simulação. Além disso, esta serve como referência para quando o usuário quiser personalizar seus próprios parâmetros em uma outra simulação.
- **Supervisionar 59\_27.** Este comando possui as funções que comandam o loop de supervisão da tensão, bloqueio das funções 59, 27 ou ambas, e a desconexão do relé do bay. Este botão ao ser acionado, apresenta uma janela com os comandos de conectar, desconectar, bloquear as funções 27, 59 ou ambas, assim como a de cancelar essa função, caso o usuário desista de ativar o relé.

- **Gráfico 59 e Gráfico 27.** Permitem a visualização dos gráficos com os parâmetros selecionados pelo usuário. Estes gráficos são caracterizados de com acordo com os dados selecionados e os apresenta de forma linear, devido a que o tipo de relé parametrizado, neste caso, é de tempo definido.
- **Controle R5927L1.** Leva ao usuário à página onde aparecem todas as funções referentes a este relé e àquele bay. Esta tela apresenta status do relé, assim como os valores dos temporizadores, botões de comando para outras telas, etc. O mesmo será oportunamente detalhado.
- **Informações.** Apresenta as devidas características inerentes à tela apresentada em questão e também algumas dicas de como bem utilizá-la.

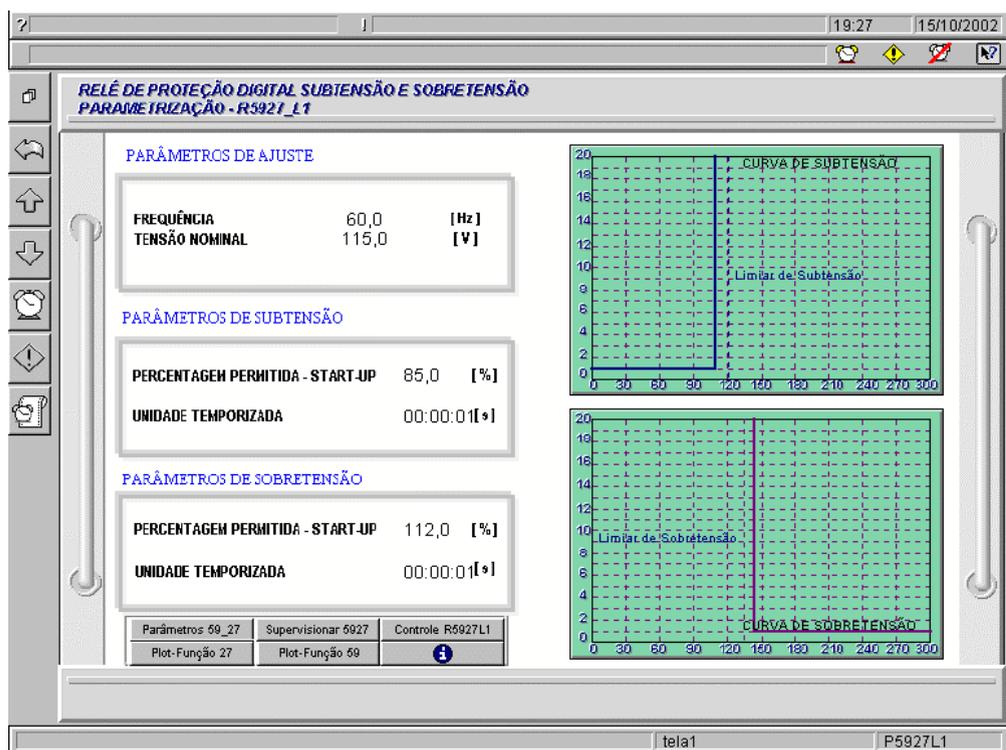


Figura 4.7 - Tela de parametrização do relé 59\_27 para a proteção do bay L1

#### 4.9.2 Rotina de Proteção Elétrica de Subtensão e Sobretensão 27\_59 do relativo bay

A supervisão por parte do relé de proteção elétrica é feita através da constante "vigilância" por parte deste dispositivo, da tensão do referido bay, qualquer que seja este, o relé parametrizado observará o comportamento da tensão. No caso do sistema supervisorio, uma vez que o comando de supervisão é dado, ativa-se o loop de supervisão da tensão através de um arquivo Cicode onde é armazenada a lógica de supervisão, assim, quando houver uma contingência com relação à tensão, ou seja uma subtensão ou sobretensão, um comando de desligamento do disjuntor ligado ao bay em contingência é desligado e seguidamente acionado um alarme e a ativação de uma página indicando o bay e pertinentes dados de falta.

Esta rotina pode ser expressa em um fluxograma resumindo as principais características do funcionamento. Este fluxograma será representado apenas para a função de subtensão, porém, serve por analogia para a proteção contra sobretensão.

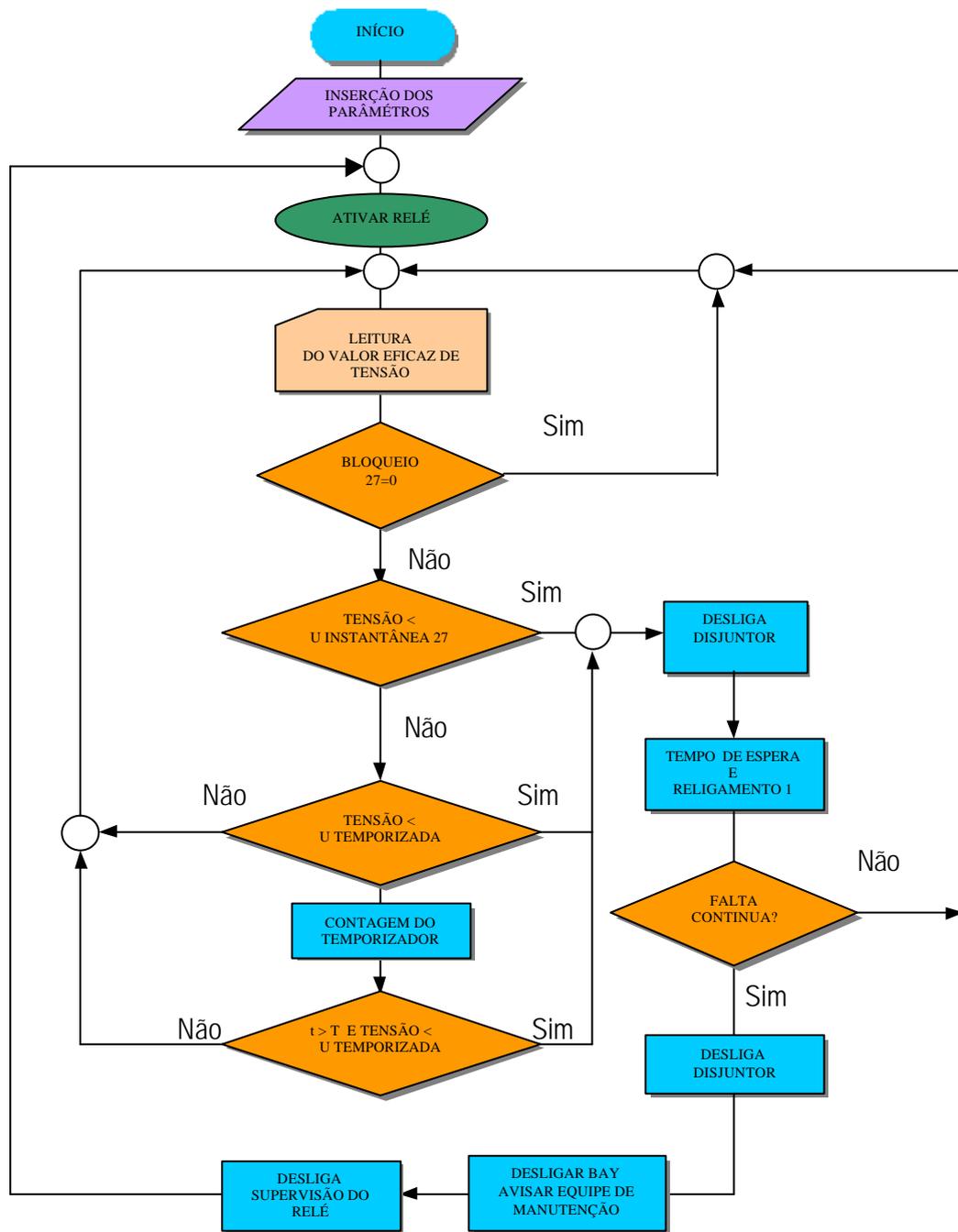


Figura 4.8 - Fluxograma de supervisão do Relé 27 para a proteção de um bay genérico

O valor de tensão eficaz é adquirido diretamente do programa de emulação das tensões e correntes explanado anteriormente, como se fosse lido a partir dos transdutores ligados às placas de entradas dos blocos I/O do PLC.

#### 4.9.3 Processo de Atuação da Proteção por causas de Subtensão ou Sobretensão

Como mencionado no item anterior, o processo de atuação do relé de subtensão (sobretensão) consiste na constante leitura do valor eficaz da tensão do relativo bay que se encontra protegendo. Este é feito mediante um comando do tipo "WHILE DO END" que faz com que o programa efetue um

loop de maneira tal que enquanto estiver ativa a condição requerida para que o laço se mantenha ativo, este efetuará uma seqüência de eventos que será detalhada nos anexos deste trabalho.

A condição que ativa este loop está atrelada a uma determinada percentagem da tensão de referência, que impõe limites superior e inferior admissíveis, isto é, quando a tensão no referido bay estiver violando algum destes limites definidos, o relé atuará. Neste caso, a tensão de referência mencionada corresponde a um valor de tensão nominal, que poderá ser escolhido pelo usuário do programa e que poderá ser 115 ou  $115/\sqrt{3}$  [V], valor referenciado ao secundário do transformador de potencial .

O comportamento da tensão é considerado "normal" quando o comando de simulação encontra-se inativo e o referido bay da subestação energizado, ou seja as condições de tensão e corrente estão dentro das características de potência da carga. Isto é facilmente mostrado no gráfico dado abaixo, que após o fechamento do disjuntor e passado o transitório de tensão e corrente observa-se o comportamento destas grandezas em relação ao tempo. Estes valores são os lidos pelos secundários dos transformadores de medição localizados estrategicamente nos pontos onde queiram ser amostrados tais comportamentos e em valores RMS ou valores eficazes.

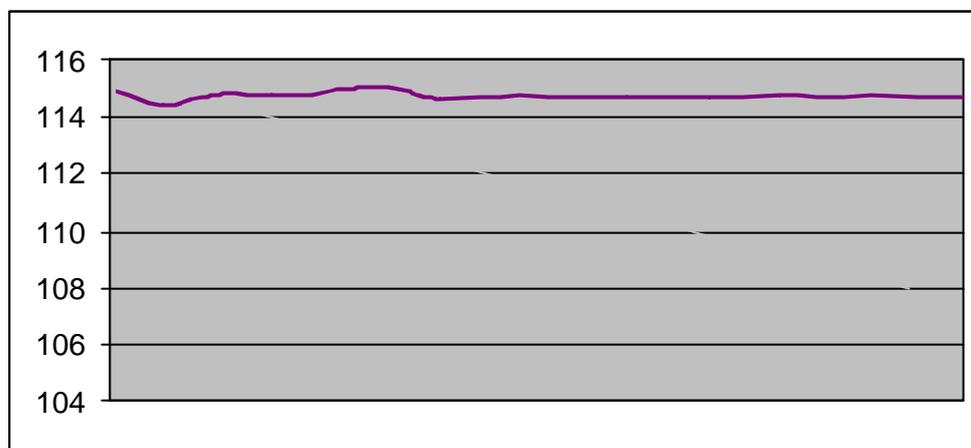


Figura 4.9.a - Características de Tensão eficaz na Carga L1 em função do tempo

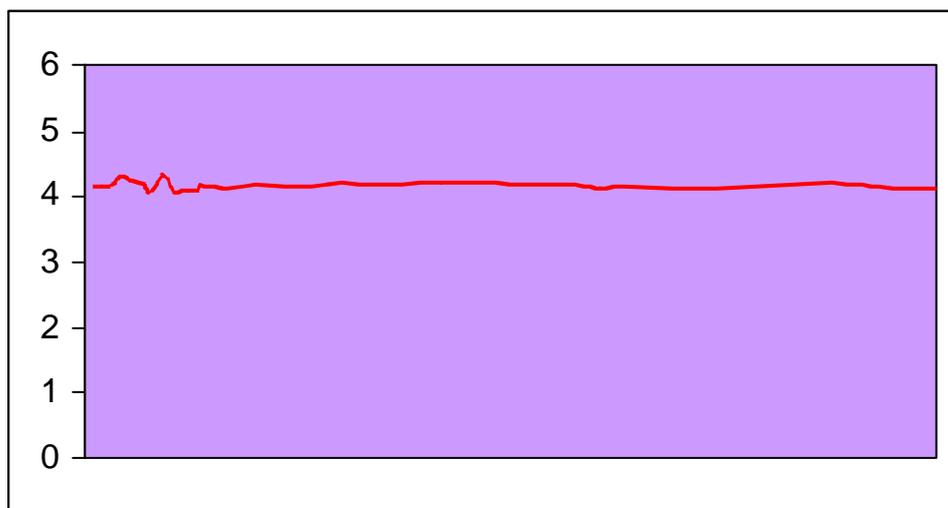


Figura 4.9.b - Características de Corrente eficaz na Carga L1 em função do tempo

O comportamento acima descrito corresponde ao de um sistema semelhante ao do protótipo onde a carga é definida como de característica tipo resistivo indutivo, por exemplo com um fator de potência de 0,95, isto quer dizer que do total da carga, 95% constitui-se do tipo resistivo e 5% do tipo indutivo. graficamente pode ser desenhado no triângulo de potências como:

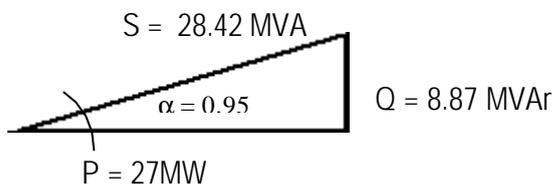


Figura 4.10 – Exemplo de referência para comparação no triângulo de potências das relações entre as potências para um fator de potência de 0.95

Dessa forma, os valores de tensão e corrente se mantêm dentro da percentagem considerada como parâmetros admissíveis de operação para a subestação. Quer dizer, o valor da corrente se mantém abaixo do valor de 5 [A] para os transformadores de corrente, e em torno do valor de 115 [V] para os transformadores de potencial.

O loop do processo é mantido ativo o tempo todo em que o comando da chave de supervisão desta proteção (SWT5927L1) estiver ativo. Duas são as condições que ativam o processo de desligamento por subtensão (sobretensão), e estas se referem à condição de subtensão (sobretensão) instantânea e a temporizada. Porém, existe uma condição que define se esta pode ser considerada como **Instantânea ou Temporizada**. A condição denominada de instantânea é aquela que satisfaz a condição dada abaixo, e que tem como referência a tensão nominal do relé vezes a percentagem escolhida pelo usuário:

```
... IF UL1PLC <= TN5927PLCL1*PeresubPLCL1 THEN ...
```

Esta condição caracteriza uma subtensão instantânea, ou seja, uma subtensão considerada fora dos limites admissíveis de operação, que faz com que a tensão caia abruptamente, o que caracteriza uma falta instantânea. Assim, este tipo de falta considera-se como no gráfico a seguir:

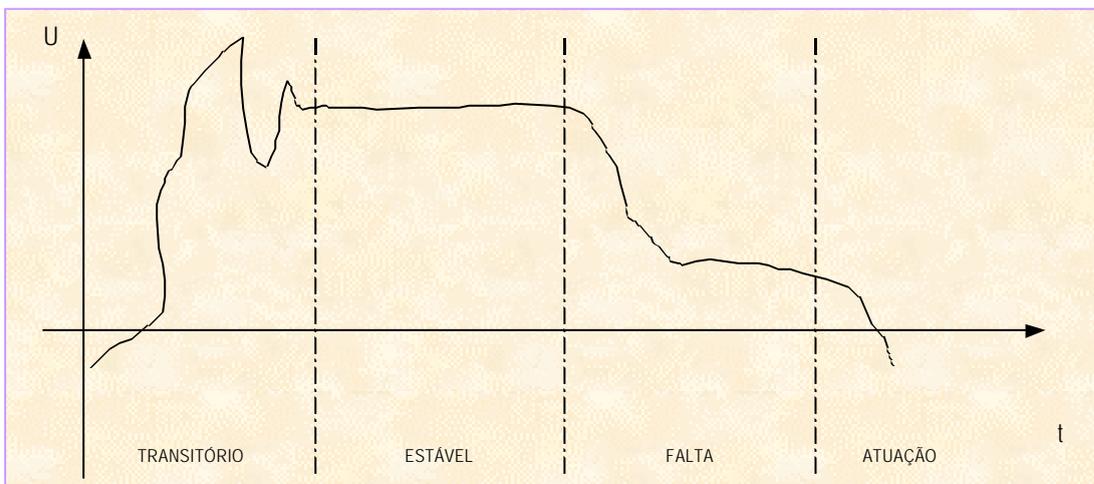


Figura 4.11 - Comportamento do valor eficaz da tensão perante uma variação instantânea de subtensão

No período transitório o relé não é acionado devido a que a duração desta é bem menor que o tempo de pick-up definido para o relé, como mencionado no capítulo 2 pode variar entre 0.05 - 0.5 e 6, e em alguns casos até mais dependendo do modelo do relé e a faixa de ajuste contínua da tensão de partida varia entre uma e duas vezes o valor nominal de tensão (valor de pick-up instantâneo típico para sobretensões). Transcorrido o período transitório, o sistema se mantém estável até o desligamento ou perante a ocorrência de uma falta. Dessa maneira, o relé supervisiona constantemente a tensão e uma vez detectada uma subtensão (sobretensão). O programa que simula o relé inicia a contagem de tempo para posteriormente dar o comando de desligamento do disjuntor do bay correspondente, tal como pode ser apreciado no gráfico relacionado acima.

Paralelamente à ocorrência de uma falta, um relatório de faltas é elaborado indicando os valores parametrizados pelo usuário e os valores de falta e indicados na tela através do comando *prompt* que aparece no canto superior direito.

Dentro do caso temporizado ainda, para casos de falta temporária, após o comando que o relé emite para o corte de carga, via o disjuntor, apresenta uma tela mostrando os valores parametrizados e os valores de falta que deram origem a tal desligamento.

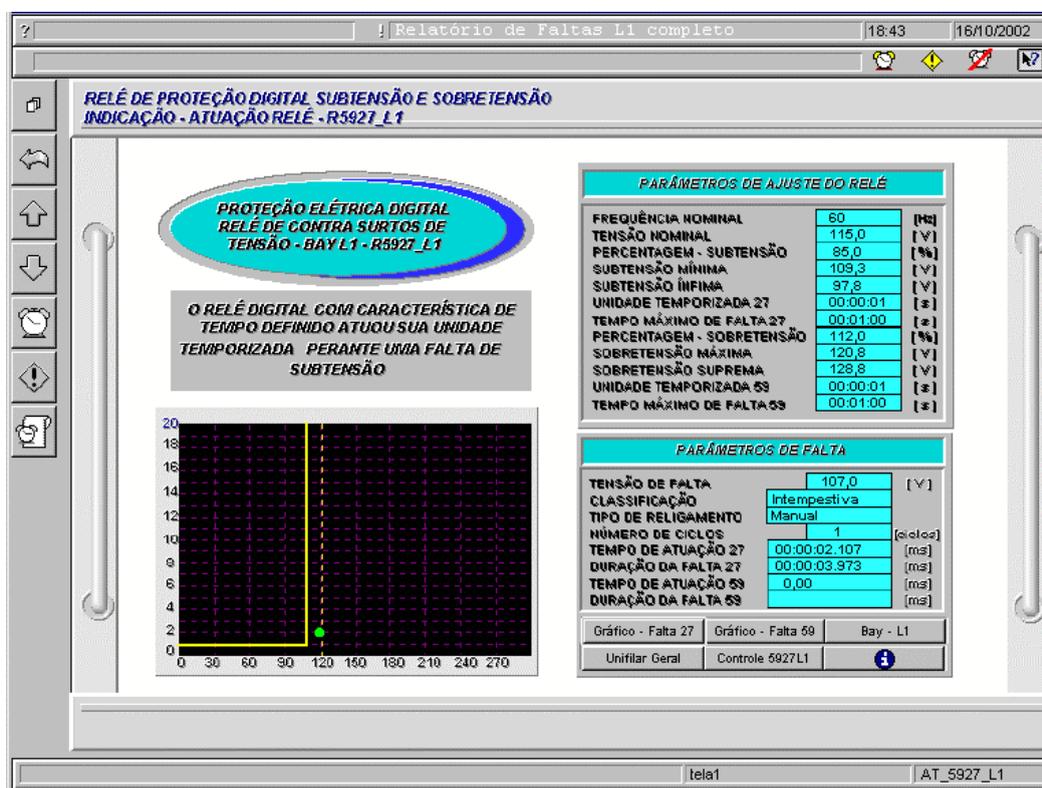


Figura 4.12 - Apresentação da tela de falta de subtensão no bay da carga L1

Posteriormente ao desligamento, o usuário escolhe uma outra tela de tal forma que possa analisar dados, relatórios ou observar características de interesse do mesmo. Se escolhida uma falta denominada temporária, que na maioria dos casos consiste de uma falta advinda de uma situação ocasional de diminuição do nível de isolamento, efetua-se o desligamento do bay correspondente e seguidamente uma tentativa de religamento (automático) onde restitui-se o fornecimento de energia. Este religamento efetua-se sem inconvenientes com apenas uma tentativa devido a esta falta desaparecer após um curto intervalo de tempo.

Quando a falta é considerada permanente, sendo esta definida como temporizada ou instantânea, uma segunda tentativa de religamento é feita e o relé atua novamente desligando o circuito e desligando o bay, inclusive desligando as seccionadoras e o relé a ele conectado, com o fim que o mesmo seja verificado por uma Equipe de Manutenção e o bay é liberado somente após a determinação da causa que levou a esta falta tornar-se permanente e uma vez que o problema for resolvido, restabelece-se o fornecimento de energia. A tela que é apresentada quando este tipo de contingência acontece é mostrada a seguir na figura abaixo:



Figura 4.13 - Apresentação da tela de falta de subtensão permanente no bay da carga L1

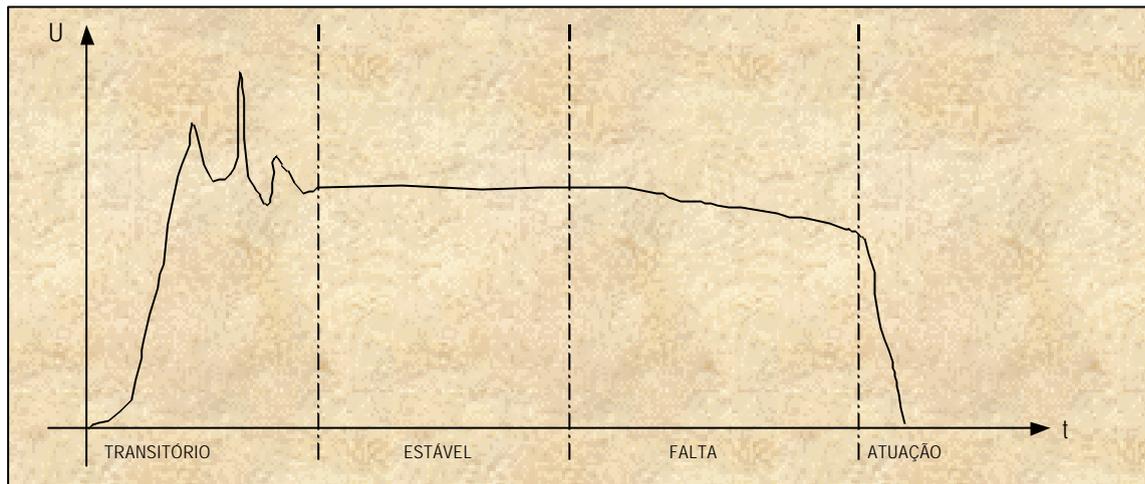
Porém, assim que é reconhecido o tipo de falta, quer seja temporizada ou instantânea, é emitido um relatório de faltas (arquivo virtual); é apresentada de maneira rápida uma tela similar àquela mostrada anteriormente, para finalmente apresentar a tela mostrada acima. Seguidamente, o usuário, considerado como o operador da subestação, terá que ter uma comunicação, que pode ser via rádio ou celular com a Equipe de Manutenção em campo para que eles possam dar uma avaliação sobre a situação e dar a ordem para liberar o restabelecimento da energia após a retirada desta equipe do pátio de manobras da subestação.

O segundo dos tipos de faltas aqui apresentados, denominado de **falta temporizada**, consiste em comparar a tensão com um valor definido como limiar, sendo este valor pré definido e não escolhido pelo usuário, porém passível de ser modificado no programa. As condições que ativam o processo de desligamento por subtensão temporizada são duas e são dadas a seguir como:

```
. . . IF UL1PLC <= TN5927PLCL1*0.95 AND Aux01 = 1 AND
      UL1PLC > TN5927PLCL1*PeresubPLCL1 THEN . . .
```

Esta condição caracteriza uma subtensão temporizada, ou seja, uma subtensão considerada abaixo dos limites normais de operação às vezes causada, por exemplo, pela demora no tempo de energização de motores de grande porte, porém não conseguindo ser inferior à subtensão definida como instantânea. Portanto, o que leva a atuação de um relé temporizado é resultante de uma subtensão suave mas por um período de tempo considerado longo. Este tempo é definido de acordo com cada sistema, portanto existem várias possibilidades nas quais o relé pode atuar mais rápido ou mais lento de acordo com as necessidades de cada sistema.

Seguidamente apresenta-se uma amostra de como este tipo de falta se comporta e a curva característica da mesma:



**Figura 4.14 - Comportamento da tensão perante uma falta de subtensão temporizada**

Caso o valor da tensão, lida no bay L1 definida como UL1PLC seja inferior (superior) à tensão definida como a nominal daquele bay, vezes a percentagem de subtensão (sobretensão) admissível escolhida pelo usuário e, desde que o contato auxiliar do disjuntor correspondente esteja fechado, então é dado o início aos comandos de desligamento do respectivo disjuntor em um tempo que depende apenas do tempo de transmissão deste comando ao bloco de saídas do controlador programável para que o execute. Assim, seguem-se os seguintes comandos diretos a partir do arquivo Cicode denominado de Control5927\_L1:

```
Dis01 =0;  
Pulse(R27L1);  
i27L1 = 0;  
TensãoF27PLCL1 = UL1PLC;  
Beep(0);  
PageDisplay("Atua_27_L1");
```

Analogamente ao caso de subtensão (sobretensão) instantânea apresentado anteriormente, na fase transitória de uma falta temporizada, também não é dada a atuação do relé devido ao tempo ser muito menor que os valores típicos de "pick-up" definidos para a atuação do relé. Portanto o desligamento do relativo bay será dado somente através de uma contingência, manutenção do disjuntor ou desligamento da subestação por outros motivos.

Quando da ocorrência de uma subtensão do tipo Permanente, que é o caso de uma desconexão do bay por falta mais severa, isto é, uma falta que não desaparece após uma tentativa de religamento, o bay é desconectado para que a Equipe de Manutenção possa entrar no campo da subestação e descobrir o motivo da falta, seguindo o mesmo procedimento mostrado anteriormente

Dessa forma, uma vez localizada a falta procede-se ao religamento automático (via Citect) ou manual (via operador), do bay que se encontrava desligado por contingência e restabelece-se a energia, continuando o processo de alimentação da respectiva carga e fechando o ciclo (Ver Anexos).

#### 4.9.4 Parametrização do Relé R50\_51 - Sobrecorrente Instantânea e Temporizada

Em sistemas elétricos acontecem defeitos transitórios ou permanentes, embora sejam tomados todos os cuidados e precauções na hora da elaboração de um projeto, sua execução nas instalações e seguindo estritamente todas as normas. Estes defeitos poderão ser relevantes ou de consequências irreversíveis que dependerão do sistema de proteção instalado para o projeto em particular.

Existem vários tipos de perturbações no que se refere ao comportamento da corrente elétrica em um sistema. A corrente elétrica passa por vários níveis a saber: transitória de energização (elevada ou não), corrente nominal, sobrecorrente (superior a 1 p.u. e até 7 ou 8 p.u. no caso de partida de motores) e níveis elevados como os de curto-circuito. As sobrecargas em geral não constituem uma falta, mas em geral em procedimentos incorretos de operações ou manobras tais como: aumento de carga elétrica no sistema ou aumento da carga mecânica nos eixos dos motores, entre outros. A diferença consiste em que as sobrecargas são prolongadas, enquanto que o curto-circuito é de curta duração.

Para emular um relé de proteção contra sobrecorrente, similarmente ao caso do relé de sub e sobretensão tem-se uma página exclusiva para efetuar a parametrização deste equipamento virtual. A divisão dos parâmetros é feita em quatro partes: Controle, Ajustes, Correntes de Pick-up e de Curva Normalizada.

Como pode ser observada na Fig. 5.15, existem botões de comando que abrem janelas de comunicação com o usuário e que também permitem ações direta ou indiretamente na subestação. Neste caso, temos os seguintes comandos:

- **Ajustar Parâmetros.** Introduce os dados referentes à Frequência, Corrente de Tape do relé, Corrente de Pick-up Instantânea, Tempo Máximo de falta para o referido bay, Tipo de Curva Característica de Tempo Inverso (Normalmente Inversa, Muito Inversa, Extremamente Inversa e Tempo Longo), e por último Dial de Tempo da curva escolhida. Analogamente ao caso do relé anterior, neste relé também apresenta-se um menu com a opção de escolha de parametrizar e outra definida como default, portanto como os detalhes de armazenamento são os mesmos, porém referentes aos parâmetros de sobrecorrente Instantânea ou Temporizada, não será mais detalhada.
- **Supervisionar 50\_51.** A função é similar ao relé anterior e consiste em comandar o loop de supervisão da corrente, bloqueio das funções 50 (Instantânea), 51 (Temporizada) ou ambas, e desconexão do relé do bay. Quando acionado, uma janela com estes comandos aparece e depende da decisão do usuário de ativar ou não este relé.
- **Ajustar Gráfico 50\_51.** Apresenta um gráfico com os parâmetros armazenados. Este gráfico é caracterizado como de tempo inverso e composto de duas seções, uma parte com a característica temporizada e outra com a característica instantânea, onde o tempo correspondente ao envio de desligamento é menor.

- **Controle R5051L1.** Mostra a página referente aos parâmetros escolhidos pelo usuário e com *links* para outras telas de controle. Outros detalhes a respeito desta tela poderão ser vistos nos Anexos.
- **Informações.** Analogamente ao relé anterior esse comando apresenta dados em relação a esta página.

Apresenta-se a seguir uma amostra desta tela com os dados usualmente escolhidos pelo usuário como característica default.

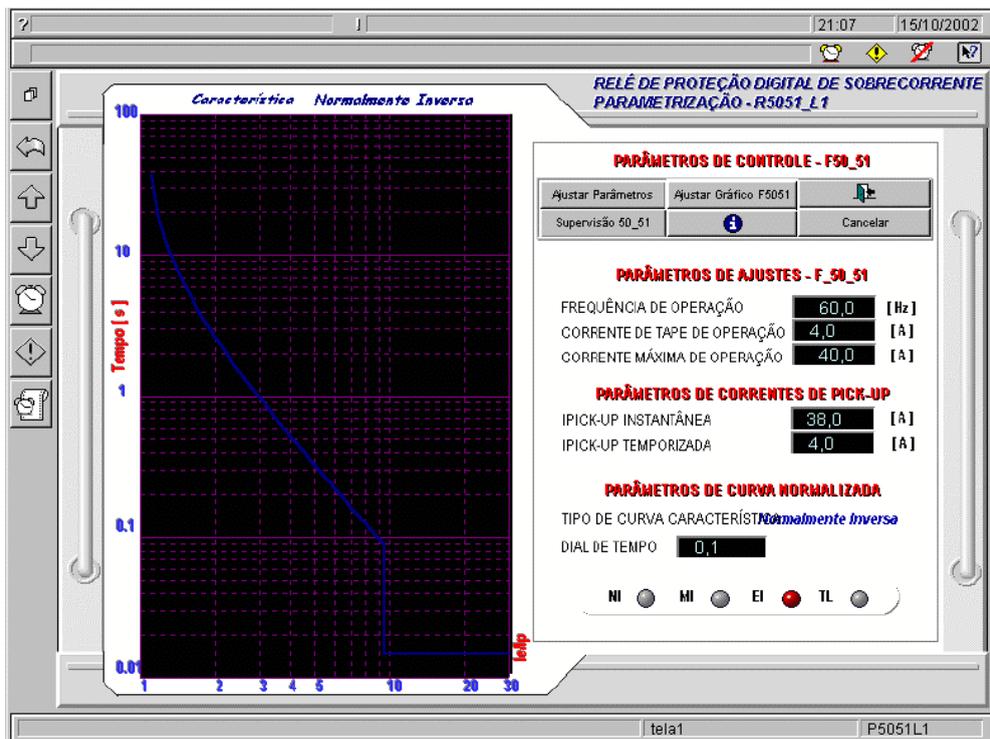


Figura 4.15 - Tela de parametrização do relé 50\_51 para a proteção do bay L1

#### 4.9.5 Rotina de Proteção Elétrica de Sobrecorrente 50\_51 do relativo bay

Como foi mencionada anteriormente, a corrente elétrica atravessa por vários níveis e é mais susceptível a este tipo de variações que o caso da tensão. Portanto, o relé tende a ser um pouco mais complexo do que o relé de 59\_27, embora o objetivo de ambos seja o mesmo: isolar o ponto de falta evitando que o mesmo se expanda para outros bays e acabe prejudicando o funcionamento de toda a subestação.

O loop de supervisão da corrente não difere muito do de proteção contra variações no referente à chamada de rotina, visto anteriormente. Uma vez alimentado o relé com os dados pertinentes, este somente chamará o programa uma vez que esteja ativo o comando de supervisão do relé e não haja bloqueio da respectiva função. Dessa maneira, o relé 50\_51 "observará" o comportamento da corrente elétrica relativo ao bay ao qual foi designado. Esta observação consiste em comparar o tempo todo o valor de corrente que está sendo adquirido com aquele parametrizado para sua atuação.

Antes que ocorra alguma contingência, o relé compara o valor de corrente adquirido com os parametrizados aos quais terá de comparar, o primeiro destes é o denominado Múltiplo Instantâneo da corrente de Pick-up, isto é, quantas vezes a relação da corrente lida, e o Múltiplo parametrizado

( $I_{inst}/I_{pick-up}$ ), é superior a este valor, o qual é considerado pelo relé como principal causa para o acionamento do comando de desligamento "instantâneo" do disjuntor principal do bay devido a uma contingência de curto circuito. Basta este valor ser ligeiramente superior ao valor estipulado e será considerado como suficiente.

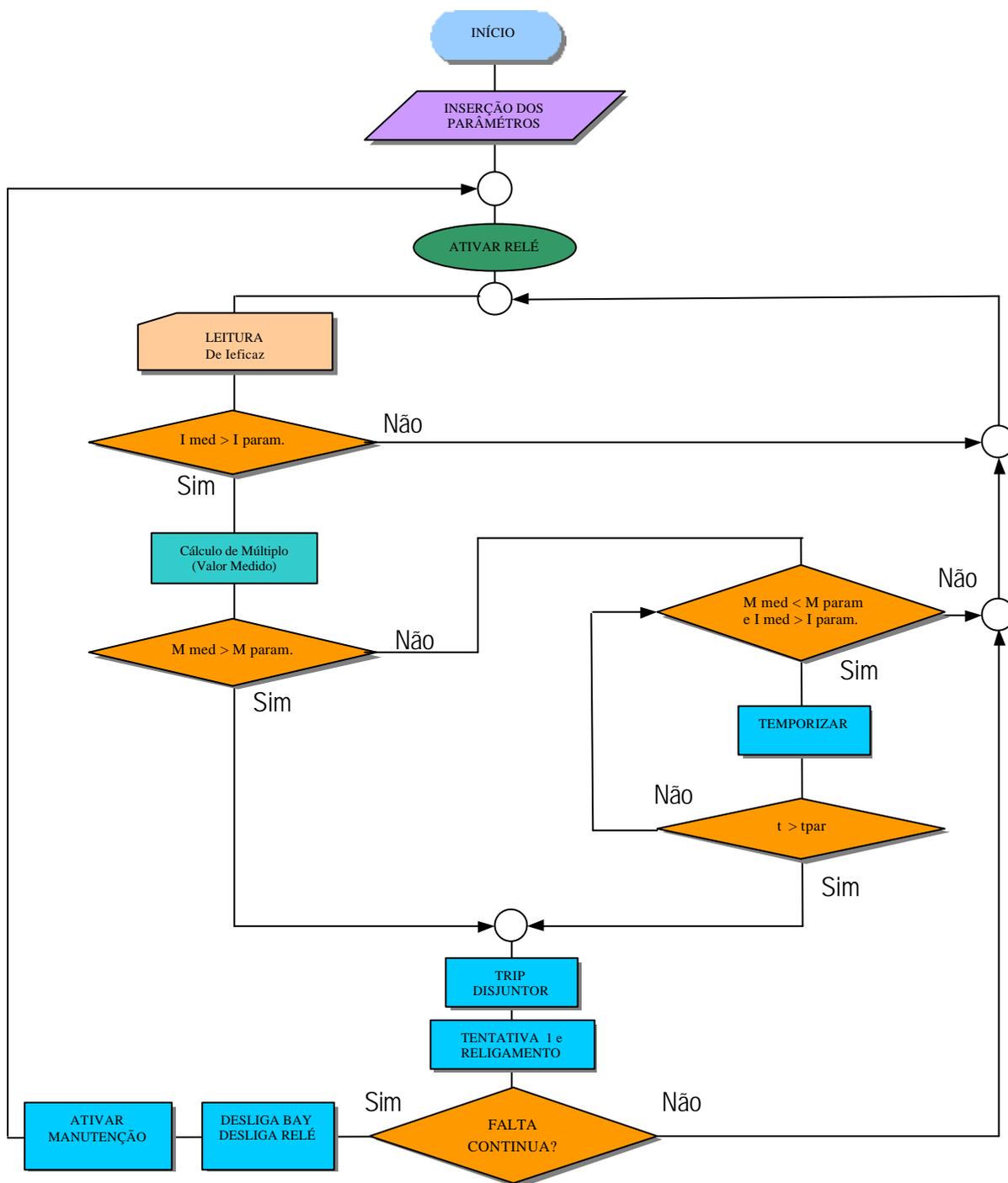


Figura 4.16 - Fluxograma de supervisão do Relé 50\_51 para a proteção de um bay genérico

Analisando o fluxograma acima, tem-se que a condição para o trip instantâneo é que o Múltiplo calculado seja maior que o parametrizado, e o valor da corrente seja superior à corrente de pick-up. Para o caso temporizado, a condição é que o valor da corrente seja superior à corrente de pick-up e o Múltiplo calculado seja inferior ao parametrizado. Então, o algoritmo dará início a uma contagem de tempo que uma vez superado o tempo máximo admissível, baseado na curva característica e do dial de

tempo escolhidos, serão necessários para a ordem de trip do disjuntor principal do bay ao qual o relé está destinado a proteger.

Como pode ter sido observado no fluxograma resumido mostrado acima, o funcionamento do relé e as principais causas de desligamento do disjuntor e do referido bay foram comparados com o valor da corrente de tape e com o múltiplo da corrente de pick-up.

#### 4.9.6 Processo de atuação do relé 50\_51 por causas de Sobrecorrente

Para que a atuação do relé de proteção por Sobrecorrente seja ativa, aproveita-se um conceito análogo àquele utilizado para o procedimento de atuação de um relé por subtensão (sobretensão). Neste caso o parâmetro a ser observado é o da corrente. O programa espera em um loop ativo dado pelo acionamento do botão de supervisão do relé 50\_51, sendo que o primeiro deles (função 50) consiste em uma proteção por sobrecorrente instantânea e o segundo para uma sobrecorrente temporizada. Embora este relé considere uma temporização, no programa do protótipo não existe uma contagem de tempo efetiva que faça com que este execute o comando de desligamento pelo tempo em que a falta permaneça ativa. Isto deve-se a que a corrente de falta sofre alterações durante a falta e a relação entre a mesma e a corrente de pick-up pode não representar um valor mais próximo da realidade, podendo ocasionar desligamentos indevidos ou tardios, e como consequência o múltiplo M (temporizado ou instantâneo) também será afetado. Dessa forma a equação geral (IEC 255, BS 142) que indica a contagem de tempo para qualquer tipo de curva selecionada é dada por:

$$t = \frac{K_d \times K_i}{M^n - 1} = \frac{K}{M^n - 1}$$

Onde:

t	...	Tempo definido para o relé operar.
K <sub>d</sub>	...	Dial de tempo escolhido pelo usuário.
K <sub>i</sub>	...	Constante característica dependente do tipo da curva escolhida.
M	...	Múltiplo entre a corrente de falta e a corrente de pick-up.
n	...	Constante característica dependente do tipo da curva escolhida.
K	...	Constante igual ao produto K <sub>d</sub> x K <sub>i</sub>

Relembrando, tem-se que os valores dependentes das curvas características escolhidas podem ser como dadas a seguir:

Curva Característica	K <sub>i</sub>	n
Normalmente Inversa	0.14	0.02
Muito Inversa	13.5	1.0
Extremamente Inversa	80.0	2.0
Tempo Longo	120.0	1.0

*Tabela 4.2 - Valores das constantes para as curvas características da relação M x t*

Dessa maneira, a atuação de um relé de sobrecorrente é dada a partir de condições e cálculos prévios que são comparados efetivamente com os parâmetros selecionados pelo usuário. Estes cálculos são simples e efetuados enquanto a lógica de supervisão do relé (SWT5051L1, tag da chave definido para este caso) estiver ativa fechando o laço e se apresentam da seguinte maneira:

$$\text{Multinst} = (\text{Ipkinst51PLCL1}/\text{Itape51PLCL1})$$

$$\text{Mnormal} = (\text{IL1PLC}/\text{Itape51PLCL1}), \text{ para } \text{IL1PLC} \leq \text{Itape51PLC}$$

Em caso de falta, esta última relação torna-se:

$$\text{Mnormal} = (\text{Ifalta}/\text{Itape51PLCL1}), \text{ para } \text{IL1PLC} > \text{Itape51PLC}$$

Estas relações representam respectivamente o múltiplo instantâneo da corrente, que na verdade, serve de referência para casos de desligamentos instantâneos comparando-o com o segundo, que representa a leitura do múltiplo normal, ou seja, a relação entre o múltiplo lido, tempo a tempo, e o múltiplo instantâneo que se destaca como referência fixa. Seguidamente, o programa realiza uma comparação entre estes múltiplos para verificar a cada instante (considere-se a cada ciclo) se existe ou não um múltiplo instantâneo. As comparações podem resultar em dois casos: temporizado e instantâneo, assim:

$$\text{Mnormal} < \text{Multinst} \quad \text{resulta em uma falta do tipo Temporizada}$$

$$\text{Mnormal} \geq \text{Multinst} \quad \text{resulta em uma falta do tipo Instantânea}$$

Porém, existe um inconveniente para a atuação do relé temporizado que não é evidenciado para o caso instantâneo. Isto é, a relação dada como Mnormal pode sofrer alterações devido a que esta resulta do quociente entre a corrente faltosa e a corrente de pick-up como foi mostrado anteriormente, e como a mesma pode não ser uniforme, então deve-se tomar outra referência como condição de desligamento. Analisando esta equação, pode-se afirmar que o tempo de desligamento é basicamente determinado pela curva característica inversa  $M \times t$ . Esta equação reduz-se a uma única variável definida pelo múltiplo  $M$  ( $\text{Ifalta}/\text{Ipick-up}$ ), e como a equação acima representa uma área sob a curva e, portanto, para definir o tempo em que o relé deverá desligar deve-se realizar uma integração, assim tem-se a seguinte condição para o desligamento do disjuntor:

$$\int_0^t Y(t).dt \geq k$$

Com as seguintes condições:  $Y(t) = 0$ , para  $M \leq 1$ , ou:  $Y(t) = (M^n - 1)$ , para  $M > 1$

Sob determinadas condições, uma integral definida pode ser substituída por uma área ou combinação de áreas. Dessa maneira, determina-se quando, ou em que tempo, a integral excederá o valor especificado de  $k$ .

Esta integral pode ser resolvida pelo Método Trapezoidal, cuja resultante será uma constante, dessa forma, o parâmetro que define o tempo de desligamento por falta temporizada é um valor constante que se define nos últimos valores de entrada dos dados parametrizados. Então o processo de desligamento advém quando o somatório calculado supera infimamente o valor dado pelo produto  $K1.Kd.f$  (Da Silveira P.M., 1.991).

Analisando primeiramente o caso de uma ***SOBRECORRENTE INSTANTÂNEA***, tem-se que o programa efetua uma simples comparação entre os valores dos múltiplos Normal e Instantâneo tal como mostrado (abaixo). Assim o procedimento para a atuação deste relé é simples e basta que as

condições a seguir sejam satisfeitas: que o múltiplo Normal seja superior ao valor do múltiplo parametrizado como instantâneo e que o relé R50L1 (Contato do relé Instantâneo) não esteja atuado, logicamente a condição para a simulação também deverá ser satisfeita, assim:

```
IF Mnormal > 0 AND Mnormal >= Multinst AND AuxD1 = 1 AND R50L1 = 0 AND
    SM02L1 = 0 THEN
    Dis01 = 0;
    R50L1=1;
    NC50L1 = NC50L1 + 1;
    IFef50L1 = IL1PLC;
END
```

Assim, para qualquer valor do múltiplo que seja positivo e considerado superior ao valor do múltiplo instantâneo definido pelo usuário (valor contido na variável Multinst) e, desde que o contato auxiliar do disjuntor D1 esteja ligado e a função 50 (Instantânea) do relé não estiver ativa, o relé irá exercer todas as ações descritas acima, permitindo a proteção do relativo bay, que neste caso se localiza no lado da carga L1.

Paralelamente a estes acionamentos, o sistema supervisório apresenta a tela referente aos dados de falta para o tipo instantâneo, assim como o aviso para o usuário que o relatório de falta encontra-se pronto e o disparo de um alarme sonoro para indicar que uma contingência está ativa e tal como acontecerá em todas as ocorrências aqui implementadas.

A implementação feita no sistema supervisório Citect para uma **SOBRECORRENTE TEMPORIZADA** considerou, inicialmente, o somatório descrito acima, porém, devido a algumas defasagens de tempo, considerou-se a implementação de um evento que chama um temporizador que, quando satisfeita a condição de sobrecorrente temporizada este é acionado e começa a contabilizar o tempo. Dentro do loop de controle da respectiva proteção do bay a ser protegido instalou-se uma comparação entre o tempo monitorizado e o tempo previsto para aquela falta e, se este tempo for superior ao tempo calculado envia-se o comando para a operação do relé temporizado R51L1, fazendo com que seja enviado o comando de desligamento do respectivo disjuntor e para qualquer curva característica apresentada (Normalmente Inversa, Muito Inversa, Extremamente Inversa e Tempo Longo).

Desse modo, a condição prevista para o desligamento do disjuntor, ou seja, a condição prevista para a atuação do relé temporizado baseia-se na seguinte condição:

```
IF IL1PLC > Itape51PLCL1 AND Mnormal > 0 AND Mnormal < Multinst AND AuxD1
    =1 AND R51L1 = 0 AND SM02L1=1 THEN
    tdes51 = (Kd51PLCL1*K1)/(POW((IL1PLC/Itape51PLCL1), n) - 1);
    IF T51L1 >= TC51L1 THEN . . .
```

Onde a primeira expressão indica que se a corrente medida no momento (definida pela variável IL1PLC) for superior ao valor da corrente de tape definida pelo usuário e, obviamente após cumprida esta primeira condição, apenas por garantia de lógica, procede-se à condição de que o múltiplo (definido pela variável Mnormal) seja positivo e inferior ao parâmetro definido como de múltiplo instantâneo. Logicamente, as condições de que o auxiliar esteja fechado e que a função temporizada

não esteja ativa complementam este requerimento, assim como a condição de simulação. Satisfeita esta condição inicia-se a contagem definida pela variável  $t_{des51}$ , que consiste da soma sucessiva (devido ao loop WHILE) deste tempo considerado inicialmente como nulo mais a potência do múltiplo lido menos a constante 1, juntamente como o parâmetro limite determinado pelo produto do dial, a constante K1 da curva característica e pela frequência em que o relé está trabalhando, que define o "tempo" em que o relé deverá operar, isto é quando o primeiro (T51L1) for superior ao do somatório (TC51L1) desencadeia nos seguintes comandos:

```
Ativação do relé de sobrecorrente temporizado      R51L1=1;  
Comando de desligamento do disjuntor              Dis01 = 0;
```

Analogamente ao caso instantâneo, existem eventos paralelos que se sucedem para complementar estas informações e avisar ao operador sobre a aparição de uma contingência. Estes eventos se definem como: elaboração de relatórios, atuação de alarmes, apresentação de páginas e outros eventos que, através de umas adaptações podem ser incluídos no programa de supervisão. Outros eventos são a gravação dos dados de falta e a apresentação da tela com os dados parametrizados e com os dados de falta.

A diferença deste relé, daquele implementado para a função 59\_27 de subtensão/sobretensão, é que para esta função existem apenas dois tipos de sobrecorrente a serem passíveis de implementação, isto é, como a sobrecorrente pode ser classificada em temporizada e instantânea, as simulações que podem ser feitas restringem-se às seguintes:

- **Temporizada.** quando a falta é considerada como superior ao valor de  $t_{ape}$  e a relação do múltiplo entre a corrente de falta e a de  $t_{ape}$  selecionada pelo usuário (valor fixo segundo a cada atualização da parametrização) o relé atua dentro da faixa considerada como temporizada e dentro de cada curva característica. Dessa forma temos as seguintes áreas de atuação sob a curva característica para a função do tipo, por exemplo, a curva **NORMALMENTE INVERSA**:

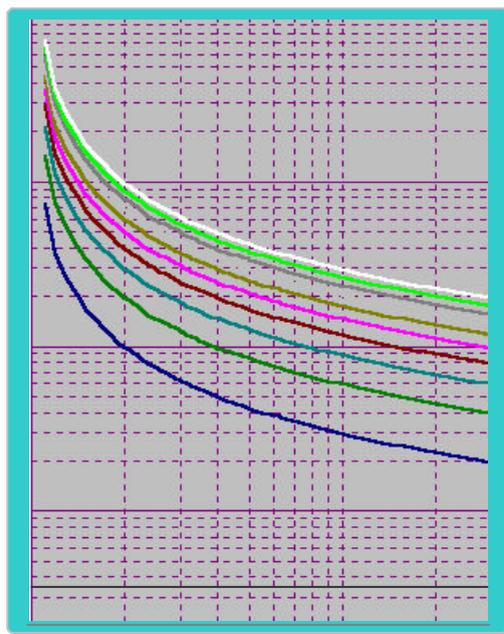


Figura 4.17 - Áreas de atuação do Relé 51 para a característica NORMALMENTE INVERSA

Este gráfico mostra os pontos onde o relé pode atuar, porém sem a característica instantânea, de acordo com o valor do múltiplo de corrente, isto é, quanto maior o múltiplo menor o tempo de atuação, logo o relé deverá atuar mais rápido para sobrecorrentes cada vez mais superiores. Nesta aplicação tem-se que como o tempo não é efetivamente contabilizado o tempo de abertura depende da rapidez da contagem do somatório do computador ou em seu defeito da velocidade de atuação do controlador lógico programável.

- **Instantânea.** Atendendo o caso de uma sobrecorrente instantânea, tem-se que a operação independe de qualquer contagem de tempo, apenas depende da velocidade do processador que esteja enviando os respectivos comandos de desligamento e comandos paralelos, tal como abertura de páginas, alarmes, entre outros. Basicamente a característica de atuação do relé instantâneo difere da do relé temporizado em relação à condição de desligamento. Esta condição advém da seguinte expressão:

```
IF IL1PLC > Itape51PLCL1 AND Mnormal > Multinst AND AuxD1 =1 AND R51L1 = 0
    THEN
        Dis01 = 0;
        R50L1 = 1;
```

Isto é, obviamente que, se o múltiplo da corrente for superior ao múltiplo instantâneo, é um motivo mais do que suficiente para que o relé seja obrigado a desligar, porém, é necessário que o valor da corrente medida seja positiva e que o relé temporizado não esteja atuado, de forma tal a evitar um procedimento desnecessário ou indevido a não comprovação desta condição necessária. Uma vez satisfeita esta condição, o relé (ou o programa) envia o comando de desligamento e outras ações, de maneira tal que o operador seja avisado sobre a ocorrência de uma contingência.

A curva combinada é apresentada de maneira completa tal como é mostrada na figura abaixo (parte A) e nela aparece uma parte da curva temporizada **NORMALMENTE INVERSA** com os seguintes valores:

- Corrente de pick-up temporizada: 5 [A];
- Corrente de pick-up instantânea: 30[A];
- Dial de Atuação: 0.3;

Dessa maneira resulta um múltiplo instantâneo de valor 6, portanto uma vez atingido este valor, o comando de desligamento é dado.

Como pode ser observado no segundo gráfico, na parte B, tem-se que a curva apresenta um múltiplo instantâneo igual ou superior a 30, portanto deixando completa a amostra da curva característica temporizada praticamente sem a restrição instantânea. Embora não apareça, esta restrição existe e o múltiplo instantâneo atuará quando a condição acima for satisfeita.

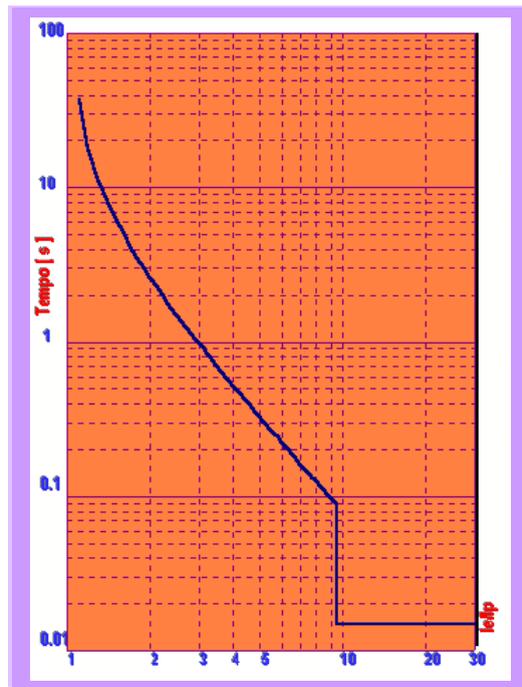


Figura 4.18 – Amostra da curva NORMALMENTE INVERSA com restrição instantânea

- **Start-up da subestação.** Consiste dos mesmo tipos de falta temporizada e instantânea, com a diferença de que a falta é dada logo após o fechamento do disjuntor que alimenta as cargas. Assim, inicia-se à simulação seguindo todos os processos descritos acima para cada tipo de falta escolhida.

Neste último caso tem-se que a escolha deste tipo de falta deve ser feita previamente à energização da subestação, de forma tal que o processo seja iniciado após o fechamento do disjuntor que alimenta a carga. Existe um intertravamento que não permite este tipo de simulação quando a subestação encontra-se energizada, evitando assim um erro de simulação.

#### 4.9.7 Parametrização do Relé R 87 - Proteção Diferencial por Restrição (Transformador)

Como foi visto no Programa de Emulação do relé de Proteção de Sobrecorrente 50\_51, as correntes são as que prejudicam sobremaneira os componentes e o sistema elétrico em si. Sendo este fator indesejável para o sistema ou para qualquer equipamento elétrico, utiliza-se o relé de Proteção Diferencial para a proteção de um transformador contra curto-circuito, quer seja entre as espiras ou fase para a terra.

As correntes que entram e saem de um transformador, ou de outro equipamento qualquer, são aquisitadas e comparadas por este dispositivo de proteção. Quando houver uma diferença entre estas correntes que seja superior a um determinado valor parametrizado, o relé é sensibilizado, enviando assim um sinal de comando de abertura do disjuntor. Caso esta contingência se dê fora da área de proteção do relé o mesmo não será sensibilizado, caso contrário, qualquer falta que seja localizada dentro desta área, o relé diferencial deverá eliminar.

Alguns dos parâmetros que são necessários para a aplicação deste relé serão detalhados a seguir segundo a página dedicada exclusivamente para o bay L1. Estes parâmetros são divididos em três partes que são: Parâmetros de Ajuste, dados do "Slope" Primário e dados do "Slope" Secundário.

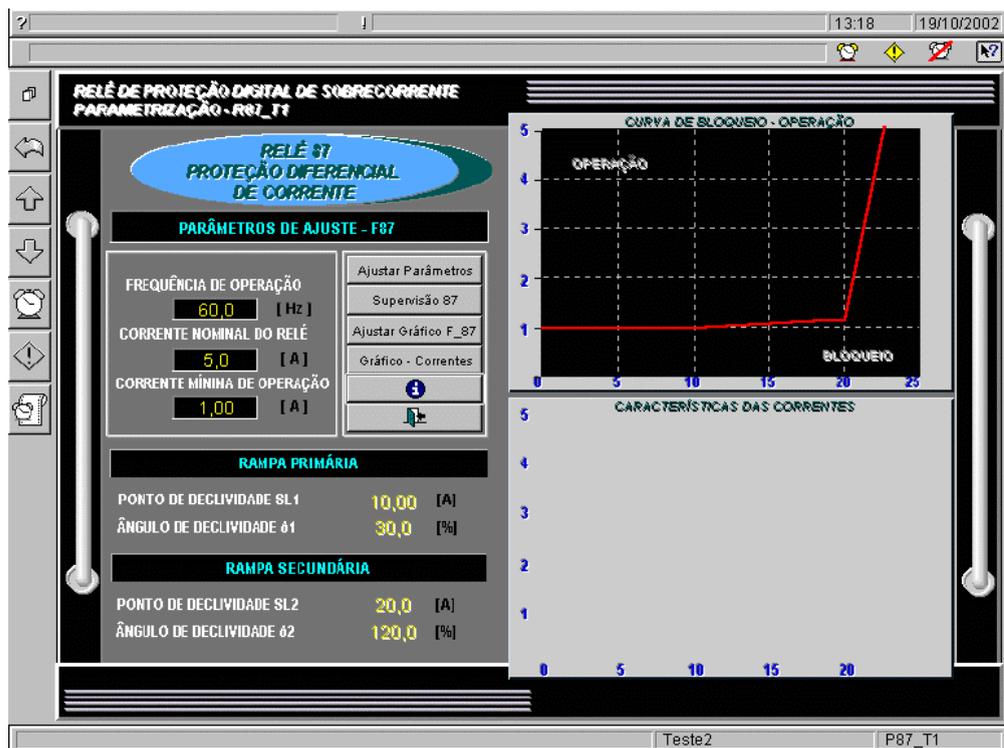


Figura 4.19 - Tela de parametrização do Relé Diferencial 87 para a proteção do bay L1

- **Ajustar Parâmetros.** Habilita uma tela em que introduz dados referentes à Frequência, Corrente Nominal do relé, Percentagem Mínima de Corrente (relativa à corrente nominal) para Operação, Tempo Máximo Admissível para abertura do bay, Parâmetros de “Slope” Primário e Secundária como: Ponto de Declividade ( $x I_n$ ) e Ângulo de Declividade (em percentagem). Assim como nos casos apresentados anteriormente, para os relés de proteção contra variações de tensão e sobrecorrente, neste relé também foi implementado um menu de opção de escolha para o caso default e outro de características particulares de parametrização por parte do usuário.
- **Supervisionar 87.** Analogamente às funções anteriores, este comando apresenta uma janela com botões de conectar (supervisiona), desconectar, bloquear e desbloquear esta função. Devido a que o relé só possui uma função, a opção bloquear é equivalente à de desconectar.
- **Gráfico 87.** Apresenta o gráfico desta função com os parâmetros de entrada do relé. Este gráfico apresenta a percentagem de corrente de operação do relé em 3 regiões e possui dois eixos: na vertical corresponde à corrente diferencial ( $I_d$ ), e na horizontal à corrente restritiva. A primeira região é limitada pela corrente diferencial que indica o valor da corrente de operação (percentagem de corrente nominal), e pela corrente restritiva o ponto de declividade da região 2. A segunda região é limitada na corrente diferencial pelo produto da diferença entre as correntes da região 2 pela região 1 vezes o ângulo de declividade da região 1. Analogamente a terceira região é limitada na corrente diferencial pelo produto da diferença entre as correntes da região 3 pela região 2 vezes o ângulo de declividade da região 2
- **Controle R87L1.** Este controle consiste em uma tela que apresenta dados do relé em questão, informações sobre os parâmetros selecionados, links para outras telas de supervisão, assim como status dos dados e parâmetros do relé em relação a se estes estão atualizados ou não, se existem erros nos dados dos parâmetros, etc.

- **Informações.** Contém informações sobre a tela de supervisão, alguns tópicos de ajuda a respeito do supervisor, etc.

#### 4.9.8 Rotina de Proteção Elétrica do Relé Diferencial 87 do relativo bay

Para a proteção de transformadores, autotransformadores, barramentos, etc., pode ser utilizado este tipo de proteção devido a que o mesmo protege uma determinada área. O que se denomina de área protegida pode compreender apenas o determinado equipamento ou ainda ir um pouco além englobando, para o caso do transformador, os enrolamentos primários e secundários. Neste caso implementado no protótipo PowerNet I adotou-se o Relé Diferencial com Restrição Percentual.

Implementando a lógica que apresenta um Relé Diferencial Percentual no sistema supervisor Citect, e uma vez terminada a parametrização dos dados adicionados à ativação do relé, o loop do programa que o representa aquisita as correntes lidas do primário e do secundário do transformador. Seguidamente calcula os valores das correntes Diferencial e Restritiva, comparando-as o tempo todo de supervisão dentro dos valores parametrizados para verificar em qual região estes valores se encontram e se estes ultrapassam as regiões de bloqueio estipulados por aqueles parâmetros.

Enquanto não houver nenhuma contingência, o relé permanece monitorando os valores das correntes primária e secundária do transformador, e, paralelamente, calculando os valores de correntes diferencial e restritiva. Como foi explanado no item anterior, existem três regiões nas quais o relé pode operar e estas são:

- **"Slope" Zero.** Nesta o valor de corrente para a atuação do relé é considerada para qualquer valor de corrente diferencial que seja superior ao valor percentual da corrente nominal e estipulada como parâmetro para a atuação e desde que o valor de corrente restritiva não supere o ponto de declividade do "Slope" Primário, o denominado Múltiplo da Rampa 1. A área de bloqueio é definida por um retângulo.
- **"Slope" Primário.** A corrente diferencial não é mais apenas um valor definido e constante. Isto é, deve ser superior ou igual a uma rampa, denominada de primária, para que o relé possa ser ativado e dar o comando de desligamento do disjuntor, e desde que a corrente restritiva seja definida entre o Múltiplo da Rampa 1 e o Múltiplo da Rampa 2. A área de bloqueio neste caso compõe-se de um trapézio retângulo delimitado pela reta e os pontos múltiplos das respectivas rampas.
- **"Slope" Secundário.** Similarmente ao caso anterior, a corrente diferencial deve pertencer a uma faixa de valores e não a um valor constante. Neste caso, deve ser superior ou igual à segunda rampa, denominada de secundária, de tal forma que o relé possa ativar o comando de desligamento do disjuntor, e também desde que a corrente restritiva seja maior ou igual ao Múltiplo da Rampa 2. A área de bloqueio, também neste caso, compõe-se de um trapézio retângulo delimitado pela reta, o ponto múltiplo do "Slope" Secundário e o extremo direito do gráfico.

Para um melhor acompanhamento lógico, pode-se observar o fluxograma que será mostrado a seguir, onde se apresenta a lógica para representação do Relé Diferencial com Restrição Percentual.

Como poderá ser observado neste fluxograma, a atuação do Relé Diferencial 87 é feita a partir das condições satisfeitas dentro da região de operação. Se uma destas condições não forem satisfeitas, o relé fecha o laço continuando a contínua "vigilância" das correntes de montante e jusante do equipamento, neste caso do transformador, até que uma contingência seja detectada.

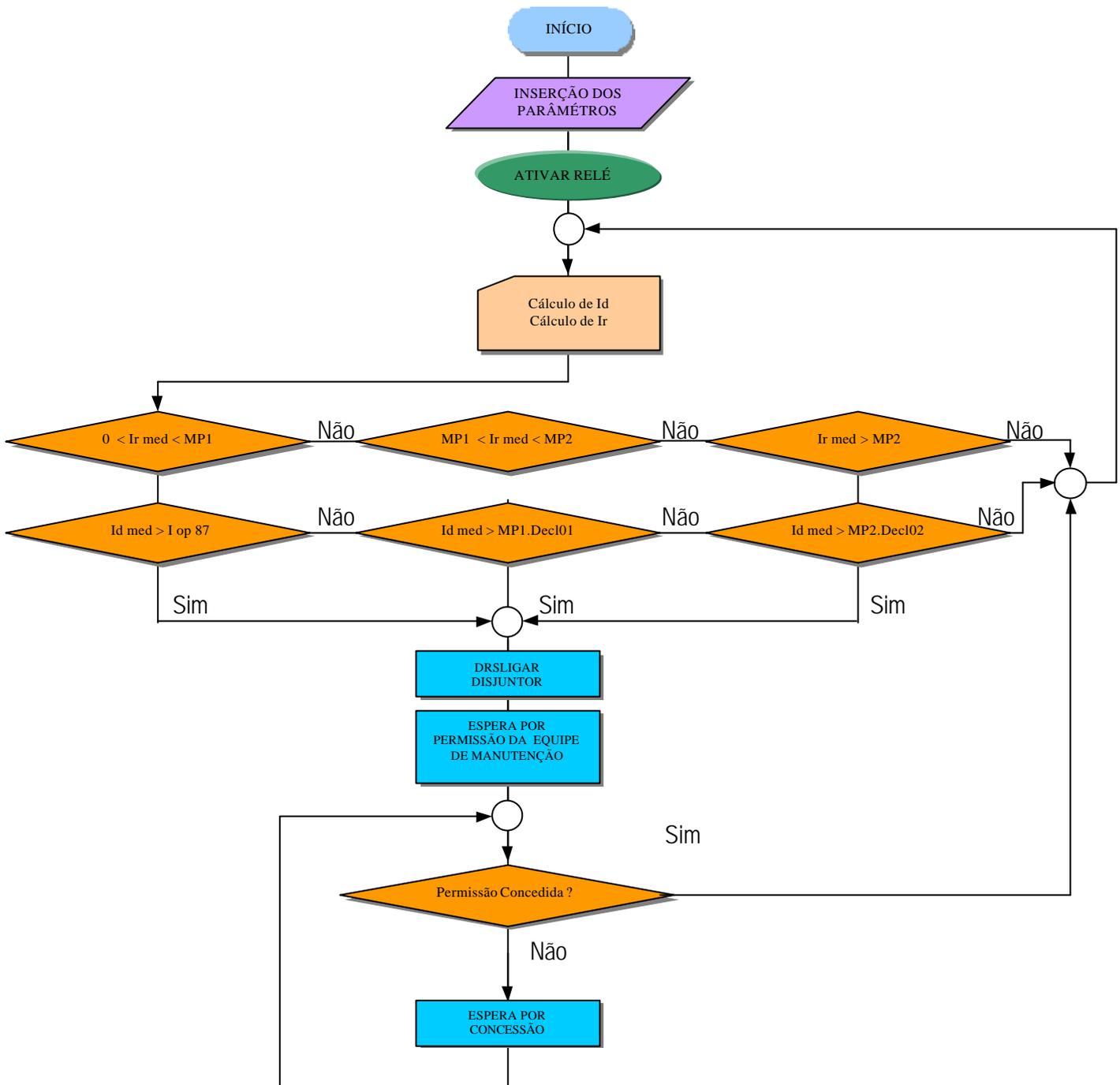


Figura 4.20 - Fluxograma de supervisão do Relé Diferencial 87 para a proteção de um bay genérico

#### 4.9.9 Processo de atuação do Relé Diferencial 87 por razões de Sobrecorrente no Transformador

Como foi mencionado anteriormente, existem sobrecorrentes que podem danificar um equipamento, estas podem afetar de forma mínima ou máxima de acordo com o tipo e os limites de suportabilidade do equipamento. A função do relé 87 tem por principal objetivo a constante vigilância e análise destas correntes que, na teoria devem seguir estritamente uma análise matemática e do ponto de vista técnico, aplicar estas teorias para que a atuação do relé, como um equipamento dedicado, esteja dentro do campo específico da falta e de forma tal que não haja atuações indesejáveis e nem retardo na atuação. Porém, do o ponto de vista didático, eliminam-se certas análises que fogem ao escopo deste trabalho e são as seguintes: análise da corrente ponto a ponto, e, como consequência,

não foi implementada a verificação da polaridade das correntes e, também, a da defasagem de fase. Isto é devido ao fato de que a obtenção dos valores para a correta análise é feita através de valores instantâneos e não eficazes, tal como implementado.

Em primeira análise e após a completa parametrização, obtém-se a curva de atuação do relé, isto é, as regiões de operação e bloqueio em que esta função deve agir é caracterizada pelos eixos de  $I_d$  (Corrente Diferencial) e  $I_r$  (Corrente Restritiva). Assim, a curva característica divide-se em 3 regiões a saber: "Slope" Zero, "Slope" Primário e "Slope" Secundário. Estas rampas servem de orientação e indicam a fronteira entre as denominadas áreas de operação e de bloqueio.

O "Slope" Zero (Fig. 4.21), possui as seguintes fronteiras de bloqueio: na vertical, no eixo da corrente diferencial  $I_d$ , define-se o valor percentual da corrente de operação, a denominada corrente de pick-up, isto é, qualquer valor acima deste valor constante resulta positivo para a operação desta função, desde que, na horizontal ou eixo da corrente restritiva, esteja entre os valores nulo e ponto de Joelho da rampa denominada de "Slope" Zero.

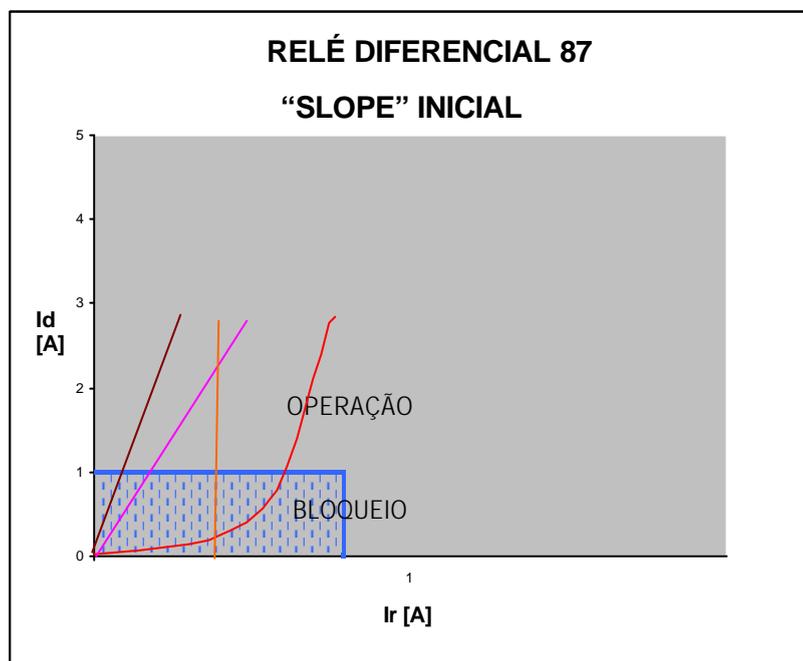


Figura 4.21 – "Slope" Zero do Relé Diferencial 87 para a proteção de um equipamento

Neste caso por exemplo, escolheu-se uma corrente nominal do relé de 5 [A], e uma percentagem de 20% para a corrente de pick-up, resultando em um valor constante de 1 [A] e delimitado pelo ponto de Joelho do "Slope" Primário escolhida com um valor de 4 [A]. Seguidamente, qualquer valor de corrente que seja inferior aos 20% da corrente nominal, ou em seu defeito, inferior ou igual a 1 [A], o relé não atuará, pois estará dentro da região denominada de BLOQUEIO, caso contrário, o relé entrará na região denominada de OPERAÇÃO e efetuará o comando de desligamento dos respectivos disjuntores que protegem o equipamento.

Semelhante ao caso anterior, apresenta-se o "Slope" Primário, que juntamente com a primeira formam uma região menor de operação ampliando a de bloqueio. Portanto, o limite da região de operação passa a ser diferente de uma constante e o parâmetro do processo de atuação do relé agora não depende apenas de um valor constante, senão de uma reta. À medida que o valor da corrente de restrição  $I_r$  aumentar, a área de bloqueio aumenta. Logo, para correntes diferenciais que sejam superiores ao valor de pick-up, mas, cuja corrente de restrição esteja dentro deste "Slope" Primário, isto

é, entre os joelhos do "Slope" Primário e a secundária, o valor da corrente de operação deverá ser maior que o valor da corrente diferencial da fronteira definida por esta rampa, no ponto em que esta se encontre dentro da faixa restritiva.

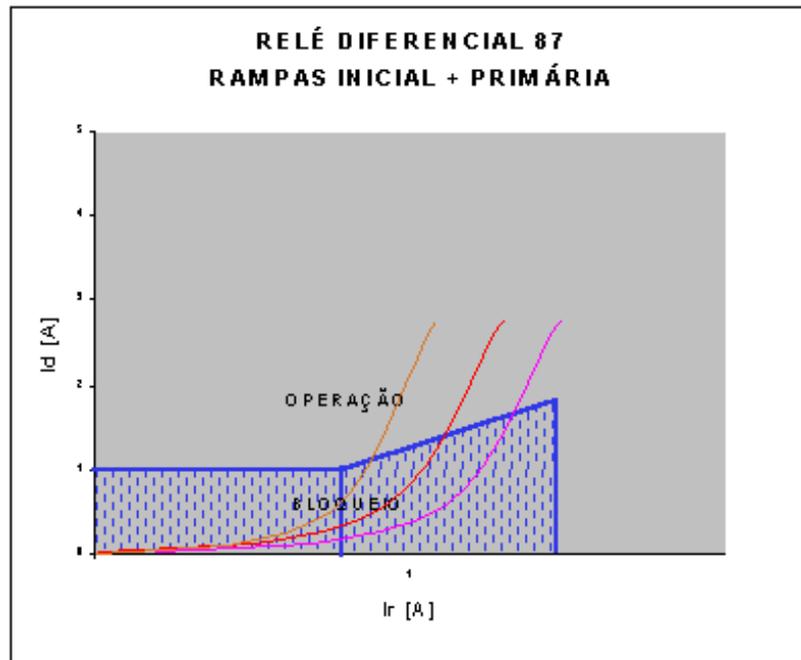


Figura 4.22 – "Slope" Zero e Primário para sensibilidade do Relé Diferencial 87

Esta mesma característica se apresenta no "Slope" Secundário (Fig. 4.23), cuja corrente de operação deve ser maior ainda que o valor da corrente exigida no "Slope" Primário, mas a corrente de restrição deve se localizar entre o ponto de joelho da segunda rampa e um limite definido tal que seja um valor máximo operativo que o sistema permita dentro dos limites de segurança na operação da subestação.

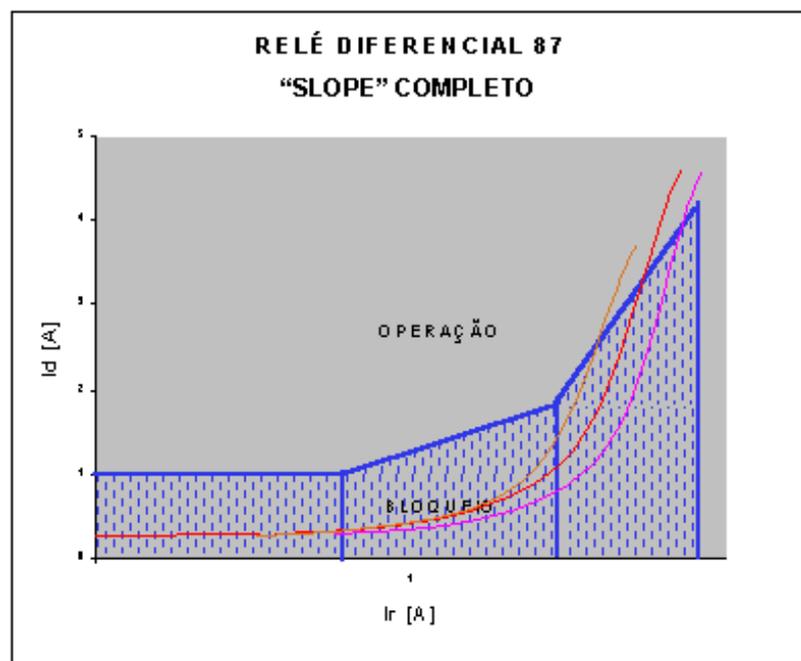


Figura 4.23 – Curva Característica completa do Relé Diferencial 87 e regiões de operação

Após a apresentação de todas as regiões de operação da função 87 do Relé Diferencial, serão dados outros detalhes de funcionamento deste relé.

Devido a que as ações que são tomadas para a eliminação da falta para cada região são as mesmas, esclarece-se que para qualquer região as decisões automáticas são baseadas na comparação das correntes diferencial  $I_d$  e a de restrição  $I_r$ . Portanto o software prevê o cálculo destas correntes previamente e a partir da tomada destes valores provenientes dos secundários dos transformadores de corrente que protegem o equipamento, neste caso, o transformador de força.

Em primeira análise, o relé deve estar supervisionando a área protegida, isto é, conseguido uma vez que os parâmetros estejam corretamente definidos, devido a que a supervisão do relé não é liberada uma vez que existam parâmetros errados. Se esta condição for satisfeita, o laço de controle é estabelecido e o relé encontra-se apto para a vigilância permanente desta área até a ocorrência de uma falta ou até o desligamento da subestação ou desligamento do próprio relé. Segue a este procedimento o cálculo das equações de P1 e P2 que representam as equações das retas das rampas primária e secundária respectivamente, assim:

$$\begin{aligned} P1 &= I_{87NPLCT1} * I_{Op87PLCT1} * 0.01 + ((IP1PLC + IP2PLC) * 0.5 - \\ &\quad MR187PLCT1) * Decl01PLCT1 * 0.01; \\ P2 &= I_{87NPLCT1} * I_{Op87PLCT1} * 0.01 + ((IP1PLC + IP2PLC) * 0.5 - \\ &\quad MR287PLCT1) * Decl02PLCT1 * 0.01; \end{aligned}$$

Onde cada item destas equações representam:

P1	...	Equação da reta do "Slope" Primário dependente de parâmetros
P2	...	Equação da reta do "Slope" Secundário dependente de parâmetros
$I_{87NPLCT1}$	...	Corrente nominal de operação do relé para o transformador 1
$I_{Op87PLCT1}$	...	Corrente de operação ou de pick-up do relé
IP1PLC	...	Corrente de montante do transformador lida do secundário do TC
IP2PLC	...	Corrente de jusante do transformador lida do secundário do TC
MR187PLCT1	...	Ponto de inflexão do "Slope" Primário parametrizado pelo usuário
MR287PLCT1	...	Ponto de inflexão do "Slope" Secundário parametrizado pelo usuário
Decl01PLCT1	...	Declividade do "Slope" Primário parametrizada pelo usuário
Decl02PLCT1	...	Declividade do "Slope" Secundário parametrizada pelo usuário

Após isto, são comparados estes limites de operação com os valores lidos das correntes diferencial  $I_d$  e da corrente de restrição  $I_r$  definidas a seguir como:

$$I_d = (IP1PLC - IP2PLC) \quad e \quad I_r = (IP1PLC - IP2PLC) / 2$$

Para o caso do "Slope" Zero, o procedimento de desligamento consiste na confirmação da condições necessárias e suficientes para que a atuação seja satisfeita, para confirmar o envio do comando de desligamento do respectivo disjuntor, neste caso dos disjuntores D152T1 e D252T1. Para esta rampa, a condição considerada como suficiente consiste em que a corrente Diferencial  $I_d$  seja superior à corrente de pick-up, definida como um valor percentual da corrente nominal de operação. Enquanto que, a condição necessária para a atuação do relé neste setor é definida pelo valor da corrente  $I_r$  de restrição, este deve-se encontrar no seguinte intervalo  $0 < I_r \leq M1$  (por exemplo) que

consiste no primeiro ponto destinado para o início do "Slope" Primário, cujo valor é definido pelo usuário via parametrização.

Para o "Slope" Primário tem-se que a condição definida como suficiente seja que a corrente Diferencial Id seja superior, não a um parâmetro constante como no caso do "Slope" Zero, senão a uma reta definida entre os pontos P1 e P2 (descritos acima) e que são superiores ao valor da corrente definida de pick-up. Por outro lado a condição necessária para a atuação do relé nesta rampa é que a corrente de restrição Ir se encontre entre os pontos M1 e M2 como mostrados na Fig. 5.23 acima.

Por último, tem-se que para o "Slope" Secundário estas condições são semelhantes ao do "Slope" Secundário. Assim, a condição definida como suficiente é que a corrente Diferencial Id seja superior à rampa definida entre os pontos P2 e a cota 300, valor máximo definido para estas simulações (passível de ser modificado). Enquanto que a condição suficiente é que a corrente de restrição seja apenas superior ao valor definido como M2, ou seja o início da rampa definida como R2.

#### 4.10 Simulações relativas aos bay e amostras de atuação das proteções implementadas

As simulações serão concentradas no bay da carga L1 e do transformador TF-01, estes servirão de referência para os outros bays nos quais poderão ser implementadas estas proteções ou outras que se desejarem no futuro. Assim serão detalhadas algumas características implementadas e mostradas algumas telas que foram implementadas e que são apresentadas pelo sistema supervísório Citect. Outras características e telas, não apresentadas no decorrer deste capítulo serão incluídas nos anexos, colocadas no final do presente trabalho.

Previamente à explanação de todas as proteções implementadas, deve-se mencionar o procedimento de como aceder às telas de supervisão, portanto estas telas terão uma descrição para que o futuro usuário, ou os futuros usuários, deste sistema de supervisão possam utilizá-lo sem maiores inconvenientes.

As proteções apresentadas a seguir serão as mesmas descritas anteriormente, porém apresentadas como se o leitor estivesse frente ao computador localizado no Laboratório de Automação de Sistemas Elétricos da UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá. Caso existam alguns detalhes não apresentados aqui, os mesmos poderão ser esclarecidos em demonstrações práticas feitas no próprio laboratório.

##### 4.10.1 Introdução ao ambiente PowerNet I – Subestação protótipo

Com o objetivo didático de mostrar como funciona uma subestação, logicamente de maneira aproximada, propõe-se esta implementação para que sirva de módulo didático para o ensinamento do funcionamento da operação, manutenção e supervisão de uma subestação de energia elétrica.

Obviamente os detalhes de um projeto real de uma subestação envolvem um tempo considerável e vários estudos antes de sua aplicação propriamente dita, tempo que este protótipo pretende diminuir e trazer ao aluno de Engenharia Elétrica uma ferramenta com a qual ele possa analisar, estudar, melhorar e se aperfeiçoar como profissional dentro da área de Sistemas Elétricos de Potência.

Considerando que o sistema supervísório encontra-se em execução, a primeira tela a aparecer corresponde a uma de apresentação do sistema de supervisão que realizará as simulações das manobras e das proteções dentro da subestação. Para se ter acesso ao sistema é preciso possuir um

Nome (de reconhecimento) e uma senha, a qual designamos pelo seu similar em inglês de *password*, tal como mostrado na figura abaixo.

Uma vez que o nome e o password do usuário correspondam àqueles retidos no computador, o sistema supervisorio dá as boas-vindas ao usuário caracterizado com o nome ao qual teve acesso ao ambiente de supervisão PowerNet I.



Figura 4.24 – Tela de apresentação do sistema de supervisão da Subestação PowerNet I

Posteriormente ao acesso apresenta-se a tela de Menu (Fig. 4.25), onde encontram-se todos os botões de acesso para as telas implementadas. Neste Menu poderão ser escolhidas as telas em que o usuário quiser navegar ou partir diretamente para o menu do Unifilar Geral, onde se encontra o principal comando de manobras e monitoramento da subestação.



Figura 4.25 – Tela do Menu de navegação para as telas implementadas

De forma a reduzir os caminhos de navegação partir-se-á para a tela do Diagrama Unifilar Geral da subestação, de modo a encaminhar a descrição do processo de energização através dos comandos inseridos nesta tela. Esta tela, apresentada anteriormente, possui algumas características que devem ser mencionadas. Considera-se a linha de transmissão LT-01 como sempre energizada, isto é, a energização da linha poderá eventualmente possuir algum comando para energização, mas nesta aplicação foi omitida.

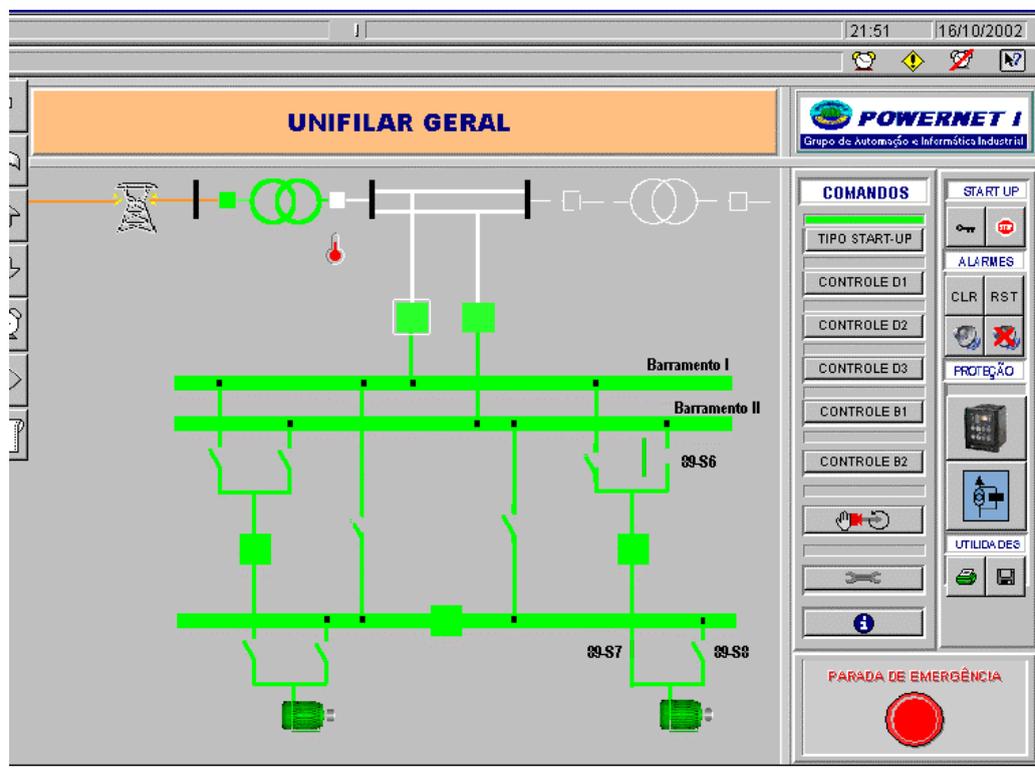


Figura 4.26 – Apresentação do Diagrama Unifilar da subestação desenergizado

Nesta tela são apresentados comandos de: Energização e desenergização da subestação, comandos de manobras para serviços de manutenções dos disjuntores e barramentos, assim como acesso para as telas de parametrização das proteções, alarmes, entre outros. Como pode ser observada na figura acima, existe um Botão de Emergência que faz o desligamento da subestação para tais casos, do qual o operador é completamente responsável.

A energização da subestação começa a partir da energização do transformador TF-01, feito através dos seus disjuntores e cujos comandos de fechamentos são manuais (via mouse). Porém, estes só permitirão o fechamento dos mesmos uma vez parametrizado e acionado o comando de supervisão do Relé Diferencial de função 87 do TF-01. Se satisfeita esta condição, a subestação estará energizada até os bornes terminais dos barramentos I e II através dos disjuntores D52B1 e D52B2.

Analogamente, acontecerá nos bays dos barramentos I e II e no bay das cargas L1 e L2, permitindo somente a completa energização uma vez que todas estas proteções estejam instaladas nos respectivos bays. Entretanto, existe um intertravamento de todos os comandos de supervisão dos relés, que consiste em obrigar ao usuário a previamente parametrizar estes dispositivos de proteção (quer seja com as características particulares ou na escolha default), antes de efetuar o comando de supervisão propriamente dito, que permite a energização da subestação automaticamente após o pulso de Start-up. Para o caso específico da carga L1, além de fazer a parametrização, o programa exige que sejam fornecidos dados adicionais da carga, tais como tipo de carga (indutivo ou capacitivo), fator de potência e modo de acionamento mecânico (Automático ou Manual).

Com a energização efetivada, pode-se partir para as simulações em regime permanente, porém, pode ser configurada também uma simulação no Start-up da subestação caso assim o usuário o desejar. O acesso à tela de controle destas simulações encontra-se na página denominada de Carga\_L1 (Fig. 4.27), à qual pode se ter acesso através da tela do Diagrama Unifilar Geral ou através do ícone do motor que representa a carga.

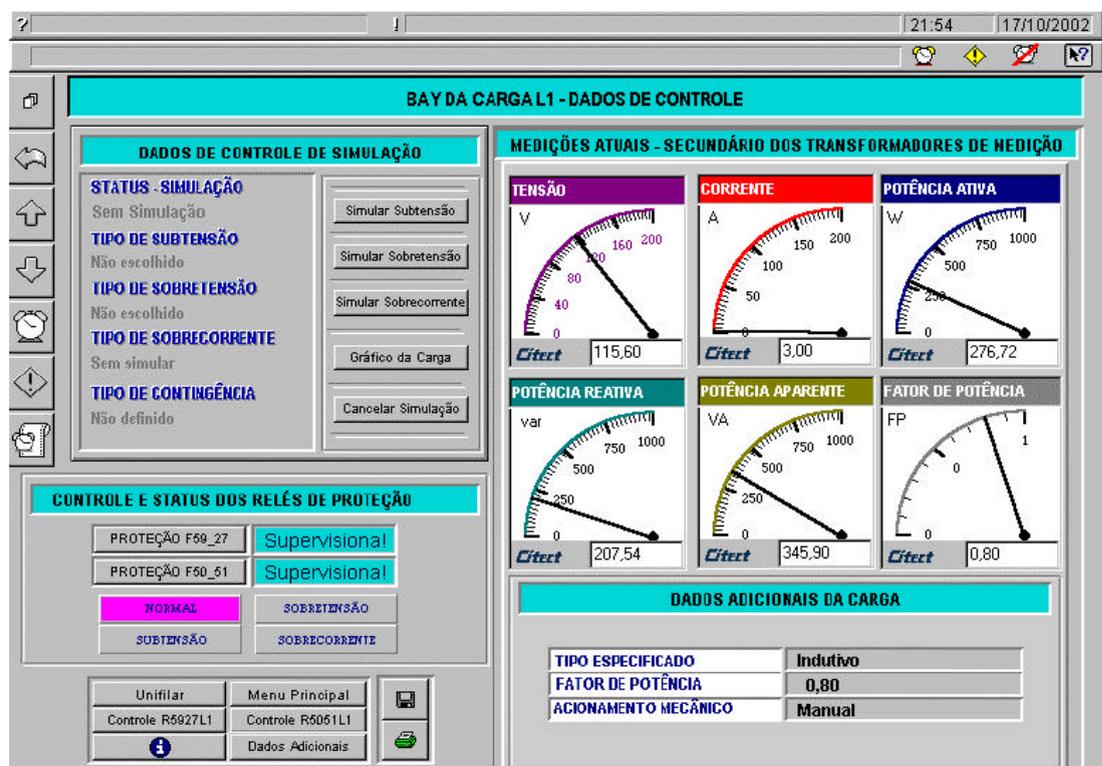


Figura 4.27 – Tela representativa de Monitoramento e Controle da Carga L1

#### 4.10.2 Apresentação dos dados de Controle e Simulação para o bay L1

Considerando que a subestação encontra-se energizada e com suas respectivas proteções em estado de supervisão, apresentam-se primeiramente os relés de funções ANSI 27 (Subtensão) e 59 (Sobretensão) com o objetivo de serem descritas com relação ao seu funcionamento.

Como pôde ter sido observado na tela representativa do Monitoramento e Controle da carga L1 da figura acima, existem basicamente 4 áreas a saber:

- **Dados de Controle de Simulação.** Neste, são apresentados os comandos das simulações das proteções implementadas e cada uma irá apresentar um menu de escolha para que o usuário possa escolher dentro de cada proteção o tipo de simulação que deseja implementar.
- **Medições Atuais.** Apresenta medidores das grandezas elétricas que estão sendo colhidas a partir da conexão (virtual) dos transformadores de medição. Estas grandezas são: Tensão, Corrente, Potência Ativa, Potência Reativa, Potência Aparente e o correspondente Fator de Potência.
- **Controle e Status dos Relés de Proteção.** Possui links para as páginas de parametrização e dados de monitoramento dos relés implementados, que são a proteção contra variações de tensão e contra sobrecorrente.
- **Dados Adicionais da Carga.** Não possui comandos, porém, apresenta os valores escolhidos pelo usuário como: tipo da carga, fator de potência e modo de acionamento que o bay L1 terá daí em diante, podendo-se modificar todas as vezes em que o botão de parametrização for utilizado.

#### 4.10.3 Simulação da proteção Contra Variações de Tensão

Conhecidos os principais caminhos para as respectivas simulações, procede-se à escolha desta proteção, que apresentará uma janela em que o usuário deverá escolher um tipo de cada vez. Esta apresenta (Fig. 4.28) as seguintes opções: Subtensão Temporizada, Subtensão Instantânea, Subtensão Intempestiva e Subtensão no Start-up da subestação. Nesta última opção o usuário somente terá acesso se a subestação estiver desenergizada, caso contrário nenhuma opção dentro da mesma será permitida.

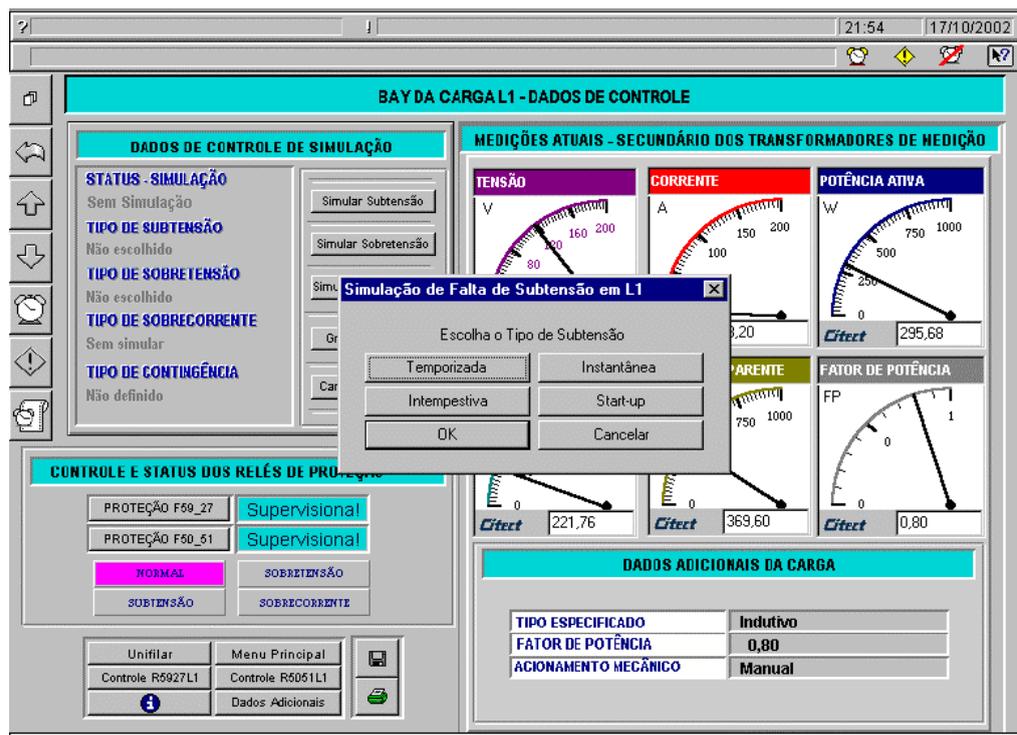


Figura 4.28 – Apresentação da janela de opções de Simulação de Subtensão

Seguidamente cada um destes itens serão descritos:

#### 4.10.3.1 Simulação da proteção Contra Variações de Tensão – Subtensão Temporizada

Esta simulação possui também duas opções, que consistem dos seguintes tipos: Subtensão Temporizada *Temporária* e Subtensão Temporizada *Permanente*.

A falta de **Subtensão Temporizada Temporária**, consiste de uma falta de subtensão localizada na carga L1 e que o relé de proteção contra variações R5927L1 deverá “observar”, e uma vez que as condições parametrizadas sejam satisfeitas será enviado o comando de desligamento tal como descrito no item relativo às características de funcionamento do relé. As possibilidades de subtensão encontram-se entre os valores que sejam inferiores a 95% (não incluso) da tensão nominal de operação do relé (115 ou  $115/\sqrt{3}$ )

Percentagem de Subtensão Temporizada	Temporizações
Tensões inferiores a 95% até a percentagem definida como de Subtensão Instantânea	1,0 – 20 [segundos]

O processo consiste em fazer atuar o relé, e após um período de tempo, considerado como superior ao tempo de falta mais o tempo para extinção da mesma, logo efetua-se uma tentativa de religamento e o sistema volta ao seu estado nas condições operativas normais dadas antes da simulação da falta.

Tipifica-se uma falta do **Subtensão Temporizada Permanente** como aquela falta de subtensão similar a uma subtensão temporária, porém com a diferença que esta falta reaparece após a primeira tentativa de religamento, com o qual o bay é obrigado a ser desligado para localizar a causa desta falta, resolver o inconveniente para posteriormente ser restabelecido a continuidade do fluxo

energético. Após a atuação de qualquer falta permanente, uma Equipe de Manutenção em campo tem como função a de verificar e resolver este impasse.

#### 4.10.3.2 Simulação da proteção Contra Variações de Tensão – Subtensão Instantânea

Analogamente ao caso anterior apresentam-se duas opções: um tipo de falta de **Subtensão Instantânea Temporária** e outra Permanente. Assim, a diferença desta falta para a do item anterior é que a mesma supera o valor de Subtensão parametrizado como Instantâneo e faz com que o relé atue e desligue o respectivo disjuntor (D52L1). Assim tem-se que a característica de parametrização contempla:

Porcentagem de Subtensão Instantânea	Temporizações
Qualquer tensão superior à percentagem definida como de Subtensão Instantânea	1,0 – 20 [segundos]

A **Subtensão Instantânea Permanente** exerce a mesma função daquela já explicada para o caso temporizado, porém o valor de subtensão é bem inferior e mais rápido.

#### 4.10.3.3 Simulação da proteção Contra Variações de Tensão – Sobretensão Temporizada

Uma simulação de sobretensão possui também uma lógica análoga à simulação de subtensão, assim, uma vez solicitada uma simulação deste tipo, deverão ser escolhidas as opções descritas como Temporária ou Permanente.

A principal diferença radica em que agora a falta não é mais de subtensão e sim de sobretensão. Portanto, uma falta de **Sobretensão Temporizada Temporária** é aquela falta em que a tensão da carga L1 se eleva a níveis superiores aos normais, porém de uma maneira suavizada. O relé permanece “vigilante” perante este comportamento e atua uma vez que as condições de percentagem admissíveis e tempo estejam satisfeitos, assim:

Porcentagem de Sobretensão Temporizada	Temporizações
Tensões superiores a 105% até a percentagem definida como de Sobretensão Instantânea	1,0 – 20 [segundos]

Uma vez que a sobretensão é caracterizada o temporizador é iniciado até que supere o valor de tempo parametrizado. Posteriormente o processo é similar aos já descritos e procede-se ao envio do comando de desligamento. Assim como no caso temporizado, após o desligamento efetivado, espera-se pelo tempo de extinção da falta e após uma tentativa de religamento, este dispositivo religa o disjuntor e retorna-se ao estado inicial antes desta ocorrência.

Para o caso de uma falta de **Sobretensão Temporizada Permanente** procede-se da mesma forma, com a diferença que após a primeira tentativa de religamento a falta aparece novamente e o relé é atuado desligando o disjuntor e o bay correspondente caracterizando este tipo de falta, a qual deverá ser resolvida com a atuação da Equipe de Manutenção no pátio da subestação. Posteriormente esta deverá dar autorização para o operador efetuar o religamento do bay, que poderá ser manual ou automático segundo a escolha do próprio usuário.

#### 4.10.3.4 Simulação da proteção Contra Variações de Tensão – Sobretensão Instantânea

Como são faltas praticamente semelhantes, mas não iguais, a falta de Sobretensão Instantânea possui igualmente as condições de falta Temporária e Permanente.

Uma falta do tipo **Sobretensão Instantânea Temporária** é igual em termos de atuação ao de uma de Sobretensão Temporizada Temporária sendo apenas o parâmetro de desligamento diferente, isto é, esta sobretensão deverá ser superior ao valor estipulado como Instantâneo que corresponde aos seguintes valores:

Percentagem de Sobretensão Instantânea	Temporizações
Qualquer valor de tensão superior a 120% da tensão nominal de operação	1,0 – 20 [segundos]

Já a falta de **Sobretensão Instantânea Permanente** repete a dose dada para o caso de uma instantânea temporária, fazendo com que a atuação do relé seja a mais rápida possível. Assim como nos outros casos do tipo permanente efetua-se o desligamento uma vez que a falta aparece pela segunda vez, o que motiva o desligamento do bay e a intervenção da Equipe de Manutenção tal como nos casos já apresentados.

#### 4.10.3.5 Simulação da proteção Contra Variações de Tensão – Subtensão/Sobretensão Intempestiva

Classifica-se uma falta como intempestiva como falta súbita que pode fazer com que o relé atue ou não. Dessa maneira têm-se duas opções: Intempestiva Temporizada Temporária e Permanente. Este caso é válido para ambas as simulações, tanto de Subtensão como de Sobretensão.

A falta **Intempestiva Temporizada Temporária** serve apenas para excitar o temporizador do relé de subtensão temporizado. Isto devido a que o tempo da falta é tão curto e passageiro que não é suficiente para superar o valor parametrizado de subtensão. Já a falta **Intempestiva Temporizada Permanente** consiste de uma falta de subtensão de curto tempo, mas que faz atuar o relé de subtensão. Após um curto período de tempo é feito um religamento e o sistema volta às condições normais anteriores a esta falta.

#### 4.10.3.6 Simulação da proteção Contra Variações de Tensão – Start-up

Este tipo de falta deverá ser configurada antes da energização da subestação. Tem como objetivo principal de efetuar as simulações acima descritas, com exceção das intempestivas, as quais não foram contempladas.

Sendo que as faltas simuladas são as mesmas que as já descritas, torna-se desnecessária uma nova explicação a respeito.

Este caso também aplica-se em ambas simulações tanto de subtensão como de sobretensão, portanto basta configurar previamente à energização da subestação que o programa será executado assim que esta condição seja satisfeita.

#### 4.10.4 Simulação da Proteção contra Sobrecorrentes função ANSI 5051

A proteção de sobrecorrentes torna-se complementar à realizada contra variações de tensão. Assim implementou-se esta proteção com o objetivo de ter também pelo menos um “observador” do comportamento da corrente neste bay.

As possibilidades expostas anteriormente são colocadas também neste relé (Fig. 4.29), assim temos as opções que serão apresentadas neste caso e serão explicadas uma de cada vez tal como feito para o caso do relé de proteção contra variações de tensão. Porém agora não se considera a falta definida como intempestiva feita para o relé de proteção contra variações de tensão.

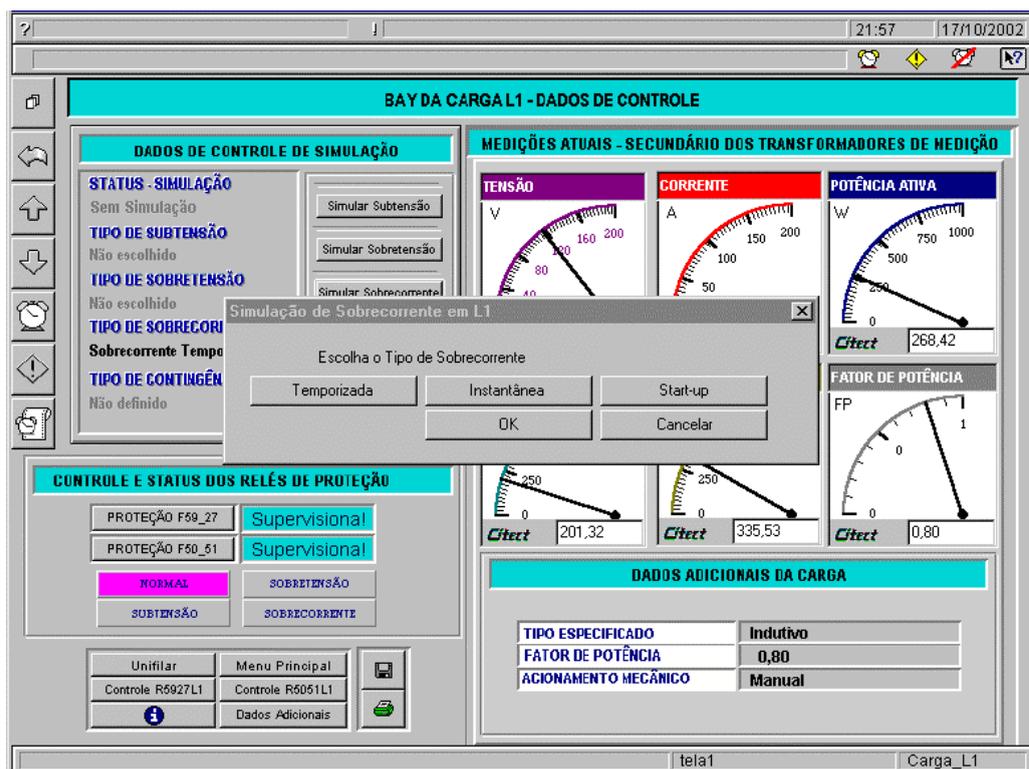


Figura 4.29 – Apresentação da janela de opções para Simulações de Sobrecorrente

Nas simulações de faltas Temporizada e Instantânea, solicita-se o valor do múltiplo de corrente com o qual deseja-se efetuar a respectiva simulação, sendo este requisito imprescindível para a simulação devido a que o mesmo deve possuir uma referência. Assim, as possíveis combinações de múltiplos que podem ser solicitados são:

Múltiplos da Corrente de Falta (Condição Temporizada)	Múltiplos da Corrente de Falta (Condição Instantânea)
Qualquer valor superior a 1 e inferior ao múltiplo definido como múltiplo Instantâneo	Qualquer valor que seja superior ou igual ao múltiplo definido como múltiplo Instantâneo

Caso um destes valores esteja incorreto, não será possível realizar a simulação e o usuário deverá ajustar estes valores para os adequados.

#### 4.10.4.1 Simulação da Proteção de Sobrecorrente Temporizada função 51

A proteção por Sobrecorrente Temporizada apresenta dois modos de simulação, apresentados para o usuário através de sua janela correspondente. Uma destas opções é a condição de falta Temporária e a outra a falta Permanente.

Tem-se que a falta de **Sobrecorrente Temporizada Temporária** é um tipo de falta em que a sobrecorrente supera o valor parametrizado e posteriormente se extingue, permitindo que após uma tentativa de religamento o sistema seja restabelecido.

Como mostrado na tabela acima, para que este tipo de falta seja simulada, deve ser escolhido um múltiplo que se encontre entre os seguintes valores: superior ou igual à unidade e inferior ao múltiplo definido como instantâneo. Para melhor entender, tem-se que para uma falta seja considerada

temporizada para uma corrente de operação, por exemplo de 5[A] e um valor de corrente Instantâneo de 40 [A], esta deverá se encontrada entre os múltiplos 1 (relação de 5 por 5) e 8 (relação de 40 por 5), se escolhe-se um múltiplo entre 1, 2, 2.4, 3.4, . . . , até 7.9, o relé aceitará efetuar a simulação, caso contrário emitirá uma mensagem informando ao usuário que o múltiplo escolhido encontra-se incorreto e não efetuará a simulação.

Uma falta do tipo *Sobrecorrente Temporizada Permanente* acontece de igual maneira que uma falta do tipo temporária, sendo que a diferença encontra-se na reincidência deste tipo de falta, o que obrigaria novamente à intervenção da Equipe de Manutenção em campo.

#### 4.10.4.2 Simulação da Proteção de Sobrecorrente Instantânea ou função 50

A simulação da proteção de ***Sobrecorrente Instantânea Temporária*** assemelha-se ao seu correspondente temporizado, porém, o valor do múltiplo escolhido será, ou deverá, no mínimo, ser igual ou superior ao valor parametrizado como o múltiplo Instantâneo, que consiste na relação entre o valor da corrente fornecida como instantânea e a corrente de operação. Por exemplo, se a corrente de operação escolhida for 4 [A], e definir-se o valor da corrente instantânea como de 32 [A], o múltiplo de atuação instantânea será de 8. Portanto, qualquer valor superior ou igual a este fará com que o relé atue imediatamente.

Para o caso de uma Sobrecorrente Instantânea Permanente, tal como nos casos anteriores, a falta reaparece e desliga-se o respectivo disjuntor e bay para a correspondente verificação através da Equipe de Manutenção.

#### 4.10.4.3 Simulação da Proteção de Sobrecorrente – Start-up

Consiste das mesmas simulações acabadas de descrever, com a diferença de que as mesmas só serão implementadas quando da energização da subestação.

O principal requisito para a implementação desta simulação é que a configuração a ser definida seja feita de forma prévia à energização da subestação e que nenhuma outra simulação de start-up esteja sendo configurada ao mesmo tempo. Este último requisito vale para todas as outras simulações, independentemente do tipo em que sejam implementadas, quer dizer, em regime energizado ou no start-up da subestação.

A modo de exemplo de atuação do relé temporizado mostra-se a Fig. 4.30, em que são apresentados os valores de falta.

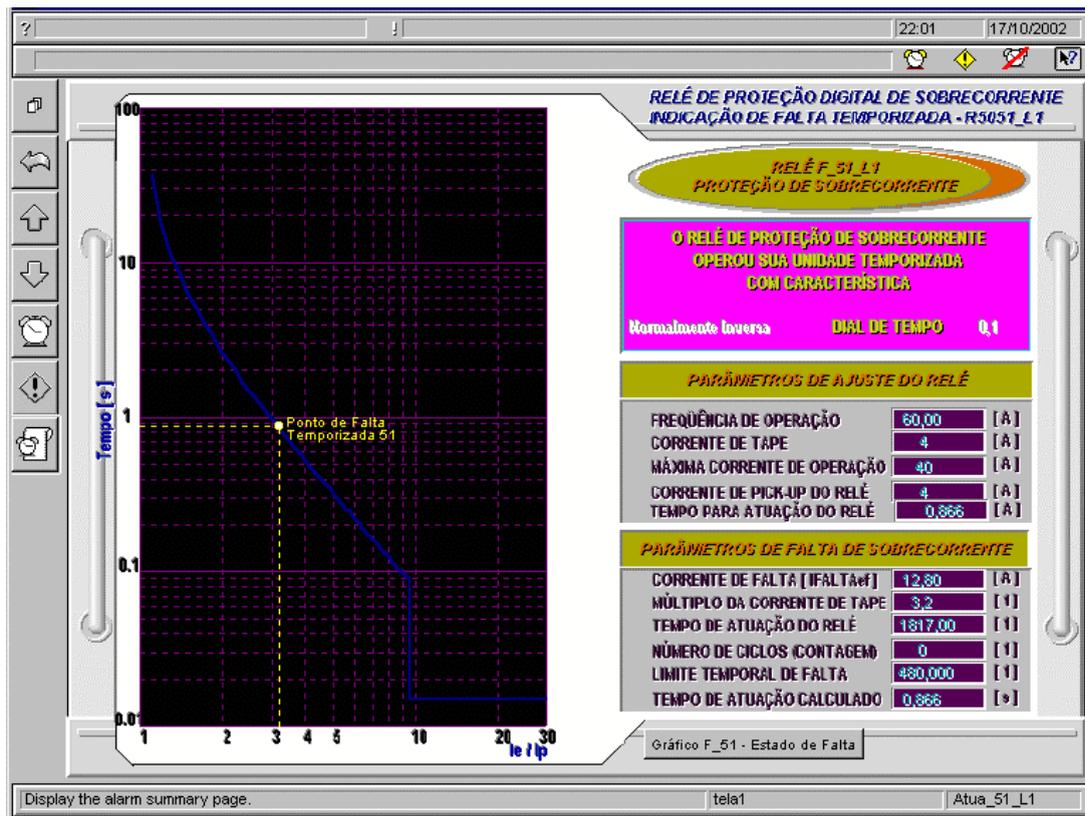


Figura 4.30 – Tela representativa da atuação apresentada por um relé de Sobrecorrente Temporizado

#### 4.10.5 Simulação da Proteção Diferencial contra Sobrecorrentes ou função ANSI 87 no TF-01

A simulação do relé de Proteção Diferencial 87, implementada no transformador TF-01, localizado na entrada da linha que alimenta a subestação, pode ser realizada diferentemente das anteriores, isto porque uma falta que este relé consiga visualizar no transformador ou em qualquer equipamento em que o mesmo seja localizado para proteger, não será por causa de uma falta qualquer, senão uma falta que exija o imediato atendimento por parte de uma equipe de Manutenção, que deverá autorizar a permissão, posteriormente localizado e corrigido o problema, para que este relé seja energizado novamente.

O programa apresenta, após a verificação de uma falta de Sobrecorrente Diferencial, o imediato desligamento dos respectivos disjuntores localizados junto ao transformador TF-01, e como a alimentação da subestação depende exclusivamente da linha LT-01, tem-se como principal consequência a desenergização da subestação. Fica então, mais uma vez sob a responsabilidade do operador energizar o transformador somente quando a mencionada equipe autorizar, caso contrário poderia colocar em risco a vida dos operários de manutenção ou danificar ainda mais este equipamento, considerado como um dos itens mais caros dentro de uma subestação.

A partir do menu de seleção de simulação deste relé, pode-se escolher a simulação em uma das três rampas que este tipo de equipamento apresenta, e que são: "Slope" Zero, "Slope" Primário e "Slope" Secundário. Neste tipo de simulação, a aplicação é diretamente feita a partir do tipo de escolha feita, não sendo necessária maior aquisição de dados que poderiam ser fornecidos pelo operador.

#### 4.10.5.1 Simulação relativa ao "Slope" Zero do relé de proteção Diferencial

Como explicado nas características de atuação do relé Diferencial, a atuação deste relé no "Slope" Zero poderá ser simulada escolhendo-se a opção **"Slope" Zero**, e este automaticamente executará um comando que levará a corrente Diferencial Id para um valor superior ao valor da corrente de pick-up selecionado pelo usuário, e cujo valor correspondente de corrente de Restrição Ir esteja entre os valores definidos como maior que zero e o ponto inicial correspondente ao "Slope" Zero.

Seguidamente aparecerá uma mensagem questionando se a Equipe de Manutenção efetivou a permissão para possível energização (que em um caso real não seria imediata obviamente). Esta mensagem só desaparecerá uma vez que o botão de confirmação seja acionado. Este fato ocorrerá em qualquer uma das rampas subsequentes, portanto esta descrição não será feita para as restantes.

#### 4.10.5.2 Simulação relativa ao "Slope" Primário do relé de proteção Diferencial

Seguindo o raciocínio feito para o caso da simulação do "Slope" Zero, tem-se que para o caso do "Slope" Primário não ocorre diferentemente. Portanto, a diferença radica na localização da falta, dada para uma falta cujo valor de corrente Diferencial Id seja superior do "Slope" Primário e cujo valor de corrente de Restrição Ir esteja no intervalo definido pelos pontos M1 e M2 descritos na atuação do relé Diferencial.

#### 4.10.5.3 Simulação relativa ao "Slope" Secundário do relé de proteção Diferencial

Finalmente para ao "Slope" Secundário aplica-se uma correspondente corrente Diferencial Id superior a qualquer ponto definido por esta, de forma tal a satisfazer a condição exigida para a atuação deste relé, e que também consiste em que o valor da corrente de Restrição seja, pelo menos superior ou igual ao ponto de declividade M2.

Como simples amostra apresenta-se uma tela representativa de Controle das Simulações e da atuação de um relé de proteção Diferencial (figuras 4.31 e 4.32) aplicado no transformador TF-01.

Outras telas referentes à aplicação em outras simulações para este e outros relés poderão ser observados nas páginas dos Anexos localizados no final deste trabalho.

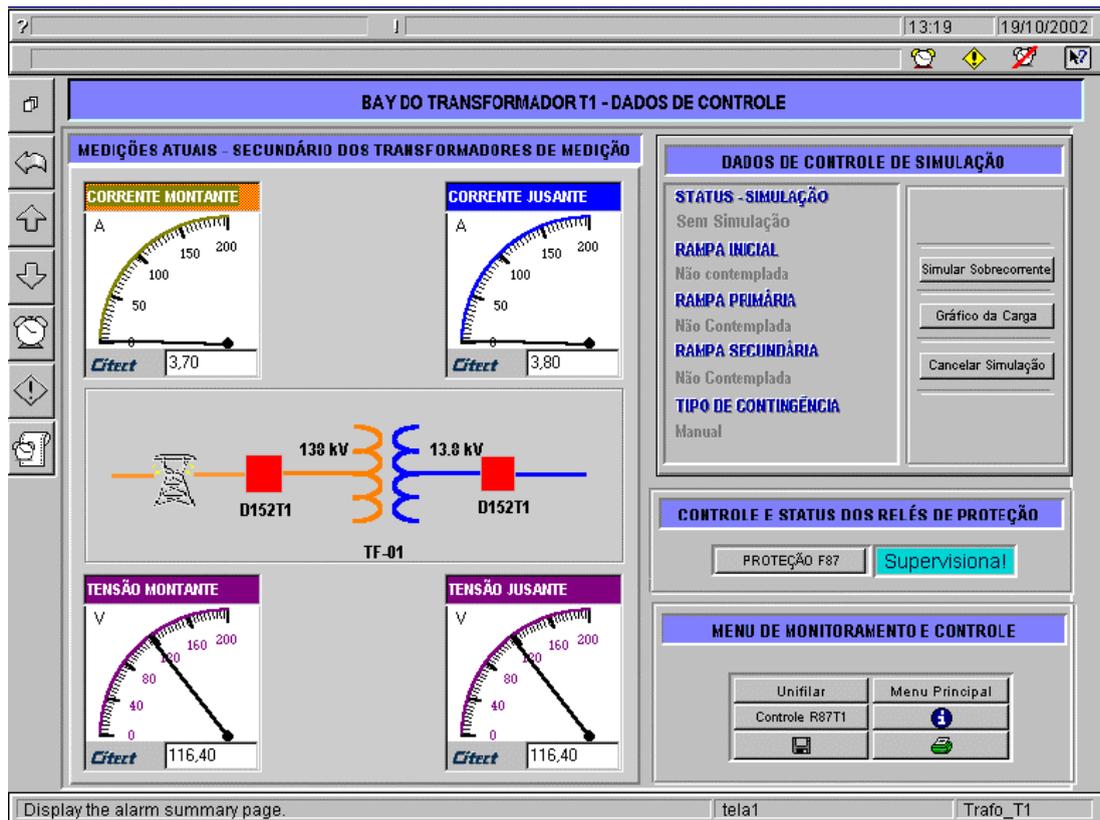


Figura 4.31 – Amostra de Tela de Controle e Simulações aplicado no TF-01

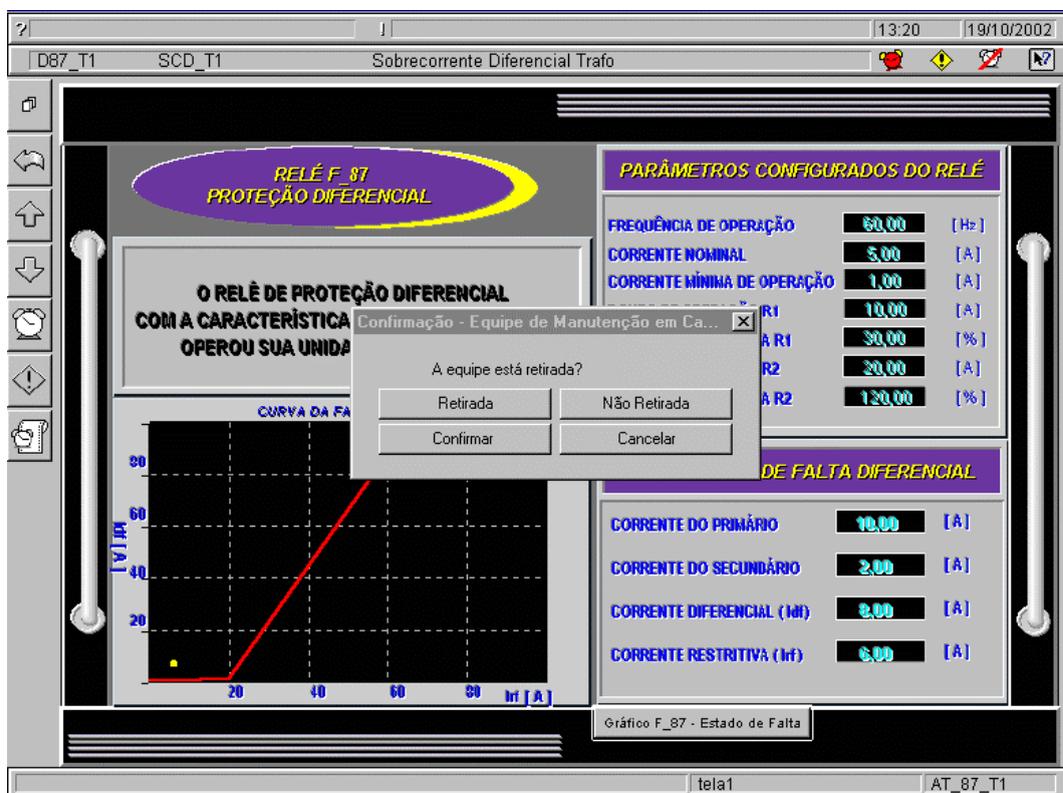


Figura 4.32 – Tela representativa da tela de atuação do relé Diferencial de Sobrecorrente em TF-01

#### 4.11 Conclusões

A implementação de um sistema que além de monitorar, supervisionar e proteger um determinado sistema, quer seja este elétrico ou não, levaria à utilização de recursos de linguagem de programação de nível mais baixo. Embora possa ser implementado em um sistema real, a utilização deste programa pode trazer algumas relações de custo/benefício para uma subestação, planta industrial ou qualquer sistema que queira ser controlado de maneira redundante, isto é, juntamente aos equipamentos dedicados à proteção de determinados equipamentos ou sistemas.

Cria-se, de uma certa forma, uma base para a construção e desenvolvimento de estruturas lógicas cada vez mais complexas e avançadas, com o objetivo de melhorar a performance e segurança de um sistema. Desde que o crescimento de microcomputadores continue avançando rumo a uma tecnologia mais apurada e veloz em relação a software e hardware das arquiteturas destes equipamentos, será possível um resultado mais refinado e exato desta implementação.

Ao se fazer uma auto-análise de tudo aqui descrito, pode-se afirmar que este protótipo tem por objetivo mostrar que é possível implementar algumas funções relativas de proteção, além daquelas referentes de intertravamento e manobras normais de operação em uma subestação. Dessa forma, apontam-se algumas das principais vantagens e desvantagens observadas, após concluída esta implementação:

- Vantagens. Fácil manuseio do programa de supervisão, o qual fornece uma ampla variedade de comandos que permitem aos usuários a visualização e melhor compreensão dos acontecimentos para rápida análise e tomada de decisões. Possibilidade de implementar comandos automáticos de acordo com cada evento conhecido.
- Desvantagens. Devido a sua comunicação serial, a rapidez no envio de um comando pode ter seu efeito de proteção atrasado, comprometendo desta forma o sistema, isto é, pode-se evitar um prejuízo menor se pudesse se obter um tempo de resposta menor. Todos os eventos devem ser bem conhecidos, pois o sistema responde automaticamente àqueles que conhece e aos que foram programados. Não é um sistema inteligente.

Baseado no intuito de apenas melhorar a qualidade de ensino, tem-se aqui apresentado alguns tópicos interessantes, logicamente estes poderão servir, talvez como referência para outros trabalhos a serem implementados nesta ou em outras áreas de interesse.





## 5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA O SISTEMA PROTÓTIPO

*O trabalho aqui exposto não contempla todas as possíveis quantidades de aplicações que poderiam ser implementadas em uma subestação. Possibilidades estas que poderiam em um futuro trazer ainda mais benefícios para aqueles que abraçam e para os que abraçarão a complexa vida profissional da área de Engenharia Elétrica.*

*Baseando-se neste horizonte, cada um pode aportar o seu grão de conhecimento e experimentar a sensação de estar fazendo sua parte para a Ciência.*

*Neste fim dos capítulos remarca-se a importância de sempre estar traçando novos ideais, projetos, entre outros, tais que com objetividade e bom senso possam ser encaminhados para melhorar este mundo novo denominado de globalizado.*

*Apresentam-se então estas novas oportunidades e desafios para aqueles que tenham interesse e apreciação para esta área tão admirável da Engenharia.*

### 5.1 Conclusões e Sugestões

Como pôde ter sido observado, foram apresentadas várias informações a respeito de técnicas de Automação, Informações a respeito de Redes de Computadores, Características de Sistemas Elétricos de Potência, trabalhos de Automação efetuados dentro de áreas de sistemas elétricos, entre outros com o objetivo de varrer uma determinada área que, posteriormente, foi, de uma certa forma, descrita e implementada.

Obviamente o Capítulo 1 é auto-explicativo, e portanto não será necessário concluir nada a respeito, ficando apenas amostrada uma visão dos assuntos relativos aos capítulos subseqüentes, onde foram explicadas as idéias, conceitos e formulações de que se fez uso.

O Capítulo 2, **Revisão Bibliográfica – O Estado da arte**, trouxe referências de como as arquiteturas aplicadas foram evoluindo ao longo do tempo, passando pela primeira Geração informatizada, até a Terceira Geração Informatizada, geração esta da qual considera-se que este trabalho faz parte, pelos tipos de recursos utilizados, tais como: Intercâmbio eletrônico de dados através de um Controlador Lógico Programável e um Sistema de Supervisão (Citect), dentre eles os protocolos usados como o DNP e o TCP/IP para comunicações via rede e Internet respectivamente, e, obviamente, os recursos utilizados para a rede Internet para se ter acesso às telas de supervisão implementadas.

Ressaltam-se, como principais vantagens observadas neste trabalho, os seguintes tópicos:

- *Relação Custo/Benefício baixo se comparado aos custos que poderiam ter em uma implementação real;*
- *Integração profunda entre todos os dispositivos existentes;*
- *Desempenho razoável para os fins educativos desejados;*
- *Custos de Manutenção baixos;*

Os trabalhos pioneiros realizados no Setor Elétrico Brasileiro, serviram como referência do que foi feito e das possibilidades reais que existem de melhorar algumas condições existentes neste importante setor da economia do país. Estes partiram do monitoramento de equipamentos de subestações de alta tensão, passando por técnicas de monitoramento de subestações isoladas à gás SF<sub>6</sub>, estudos realizados referentes aos aspectos técnicos e econômicos da digitalização de subestações, automação de subestações e de sistemas de distribuição industriais, até a integração da supervisão, controle e proteção em usinas e subestações. Portanto, existem ainda muitos tópicos a serem explorados e outros a serem inovados a respeito da automação de sistemas elétricos.

Referindo-se aos equipamentos apresentados pelas empresas especializadas, foi apresentada uma quantidade de itens e informações sobre os recursos que poderiam ser aplicados a uma subestação, porém o custo embutido nestes seria muito alto para implementá-los com o objetivo de aprimorar a formação técnica de futuros engenheiros. Entretanto, tendo estes uma informação semelhante a estes equipamentos, faria com que a informação fosse a eles repassada antes de sua inserção no mercado de trabalho e com um custo relativamente baixo para a instituição de ensino superior, neste caso, a UNIFEI.

No capítulo 3, ***Filosofia da Automação, Supervisão e Proteção de Subestações***, contemplou-se a descrição de equipamentos, configurações dos arranjos típicos de subestações, os que foram aplicados nesta implementação, tendo-se desse modo um protótipo representativo de uma subestação de Barramento Duplo com Barra de Transferência. Obviamente foram respeitadas todas as indicações relativas a Segurança do Sistema, Avaliações Operativas e o correspondente Modelo de Capacidade e Carga dentro dos limites de tensão aplicados.

A escolha da configuração de Barramento Duplo com Barra de Transferência, o qual encontrava-se implantado fisicamente no laboratório, possui algumas desvantagens tais como apresentar descontinuidade do fluxo energético para a carga quando da manutenção de um dos disjuntores (D52L1 ou D52L2), custo relativamente alto dependendo do nível de tensão em que será aplicado para um caso real, complexidade de arranjo, entre outras. Porém, apresenta a vantagem de possuir várias possibilidades de alimentar uma determinada carga.

Descrevendo melhor a desvantagem citada acima, para o modo de operação Normal da subestação e analogamente para o modo de operação Inverso, isto deve-se a que a substituição de um dos barramentos pelo Barramento Auxiliar ou de Transferência são opostos, isto é, quando torna-se necessária a Manutenção do disjuntor D52L1, que na operação Normal é alimentada pelo Barramento I, por exemplo, a carga L1 deve ser alimentada através do Barramento II com o objetivo de isolar a área correspondente a este disjuntor, fazendo com que o fluxo ocorra via o Barramento Auxiliar, e faz com que a carga perca (por um curto período de tempo) este fluxo até que o mesmo seja alimentado pelo Barramento II e evitando que ambos fiquem em curto-circuito. Este fato não acontece no modo de operação Inverso, devido a que a carga L1 está sendo alimentada pelo mesmo Barramento II, podendo circular a metade da corrente pelo bay da Carga L1 e do Barramento Auxiliar, podendo ambos bays trabalhar em paralelo. O custo aplicado para o protótipo não é elevado devido ao mesmo ser monofásico

Os disjuntores implementados na subestação protótipo, representados por contatores poderiam ser substituídos por disjuntores mais avançados tecnologicamente, podendo melhorar a performance de estudos que poderão ser implementados futuramente. Aponta-se como sugestão neste aspecto, a implementação de outros dispositivos que melhor possam representar as chaves seccionadoras, pára raios (para surtos atmosféricos), instalação física de um

transformador e respectivos disjuntores, inclusão de câmeras que possam enviar imagens on-line da subestação, por exemplo para casos de subestações desassistidas, entre outras. Cabe mencionar e sugerir que, uma vez instalado um transformador poderá ser aplicado a este um programa de proteção que evite excessivos aumentos de temperatura e para efetuar um monitoramento constante desta a partir do sistema de supervisão.

Em nível de Proteção, cabe mencionar que poderão ser implantados temporizadores dentro da lógica de programação do CLP (Controlador Lógico Programável), com o objetivo de garantir uma temporização mais adequada que permita ajustes mais finos e exatos para as simulações de faltas em função do tempo.

Dentro deste capítulo pode-se concluir de imediato que o caminho para várias outras opções encontram-se abertos e dispostos para aqueles que o desejem implementar, portanto fica ainda muito para ser implementado de forma a obter o máximo possível deste protótipo.

Nas descrições do Capítulo 4, **Implementação e Simulações na Subestação Protótipo**, foram mostradas as principais características de supervisão, monitoramento e controle da subestação protótipo PowerNet I. Estas características concentraram-se na descrição dos seguintes dispositivos utilizados no desenvolvimento da subestação PowerNet I: CLP (Controlador Lógico Programável) da GE-FANUC 9070, GENIUS POWER TRAC (GE) e o Sistema de Supervisão Citect (Versão 5.31).

Como pode ter sido observado, apresentaram-se as características da proteção e as lógicas implementadas para os bays da carga L1 e do bay do transformador TF-01. Estes se mostraram, para o objetivo desejado de treinamento educativo em sistemas de proteção elétrica, satisfatórios e dentro da expectativa planejada, entretanto existem alguns ajustes a serem feitos que poderão, eventualmente, melhorar as atuações destes dispositivos de proteção que serão detalhados como seguem:

- Relé de Proteção Elétrica contra Subtensão e Sobretensão – R5927L1. Este relé apresentou poucas desvantagens devido a sua simplicidade de operação, portanto a desvantagem encontrada refere-se especificamente na sensibilização do contador implementado no programa de supervisão Citect, este poderia às vezes começar a contagem de uma forma errônea induzindo um ligeiro atraso para uma implementação real, embora servindo de forma adequada como um relé de retaguarda. Apesar de possuir uma ampla variação de percentagem de subtensão e sobretensão, este relé pode ser modificado por simples alterações no programa de controle do mesmo.
- Relé de Proteção Elétrica contra Sobrecorrente – R5051L1. Para o caso temporizado, análogo ao caso anterior, embora pareça correspondendo ao tempo estipulado para a atuação, a performance do temporizador é bastante precisa para temporizações acima de 1 segundo, enquanto que para atuações abaixo deste valor, por exemplo, para correntes cujos múltiplos sejam superiores a 3 vezes a corrente nominal indicada para este dispositivo. Embora pareça rápido, existe um atraso devido à comunicação serial do sistema de supervisão e o CLP. Para um caso real, o temporizador deverá ser aplicado no próprio CLP ou através do Coprocessador matemático do mesmo. Este relé também deverá ser testado para atuações para casos reais.

- Relé de Proteção Elétrica Diferencial de Sobrecorrente – R87T1. A proteção Diferencial 87, embora aqui implementada de uma maneira simples, agiu de acordo com os conceitos de proteção detalhados nos capítulos 3 e 4, onde foram descritos e aplicados respectivamente.

De igual maneira, pode-se dizer que o sistema supervisor Citect (versão 5.31), embora não seja sua função principal a de proteger o sistema senão monitorar e comunicar, demonstrou possuir condições satisfatórias para a implementação deste tipo de função. Se concluídas as proteções nos outros bays, deverá ser testada a performance do programa devido ao uso paralelo de vários *loops* executados para efeitos de supervisão da proteção. Caso o rendimento seja reduzido, talvez sejam necessários outros tipos de programação com o objetivo de manter precisos os tempos de atuação e para não se afastar do objetivo que se baseia no treinamento em áreas de proteção elétrica.

Em um modo de visão global do presente trabalho, pode-se dizer que a implementação feita apresentou resultados positivos, que poderão servir de base ou referência para outras aplicações dentro do setor elétrico, objetivando sempre um modelo que possa ser aprimorado e melhorado na medida do avanço e das condições possíveis de executar.

Finalmente, neste capítulo, **Conclusões e Sugestões**, apresentaram-se as conclusões referentes a cada um dos capítulos desenvolvidos e fazendo-se as devidas sugestões e autocríticas cabíveis e correspondentes para cada caso.

Como indicado no primeiro capítulo, a seguir serão apresentadas as propostas de prováveis implementações indicando as respectivas áreas de possível exploração para complementar, melhorar e aperfeiçoar o trabalho implementado.

## 5.2 Implementações para Sistemas de Automação

Poderão ser realizados trabalhos em relação a automação de funções como acionamentos de mecanismos para chaves seccionadoras e demais disjuntores, os quais não foram implementados nos bays da carga L2, Bay dos Barramentos.

Automação de processos como os de temporização de relés, feitos neste trabalho via Sistema Supervisor. Isto devido a que os sistemas de supervisão não possuem uma robustez que outros sistemas, tais como os dos Controladores Lógicos Programáveis possuem.

Pesquisas referentes a computadores mais velozes em termos de processamentos com o objetivo de oferecer maior precisão e velocidade em alguns processos utilizados.

## 5.3 Simulações para o Sistema de Proteção Elétrica

- Desenvolvimento de aplicativos referentes a outros tipos de proteções elétricas utilizadas normalmente em equipamentos de manobra utilizados em subestações, tais como proteções linhas de transmissão via relé de distância (ANSI 21), proteção por sobrecorrente do transformador (ANSI 50/51), falha do disjuntor (ANSI 50BF, 52BF), entre outros.
- Desenvolvimento de aplicativos semelhantes aos aqui apresentados de proteção elétrica, porém para sua aplicação em sistemas trifásicos.
- Módulo de Treinamento para operação de relés de proteção, operação das manobras efetuadas em uma subestação.

- Aplicativos de proteção elétrica que possam ser autoajustáveis, ou adaptativos.
- Utilização de transdutores que possam efetuar leituras reais de tensão e corrente a partir de transformadores de medição reais, que permitam a real medição do fluxo de energia elétrica dentro da subestação.

#### 5.4 Aplicações para Bancos de Dados

- Criação de banco de dados que possam servir de histórico do funcionamento normal, de falha ou restaurativo do sistema.
- Aplicação de banco de dados de subestações semelhantes para que possam ser efetuadas simulações em uma escala menor.
- Continuidade das simulações aplicadas, mas com demonstrações dos comportamentos nos outros barramentos e bays perante faltas simuladas.

#### 5.5 Outras Implementações mais complexas

- Inclusão de rotinas de auto-teste de toda a subestação.
- Programação paralela para análise de fluxo de carga e/ou análise de tensão nos barramentos.
- Aplicação de Sistemas Especialistas, Redes Neurais ou Inteligência Artificial (Implementação de Lógica Fuzzy via CLP para Controle de Subestações, Restabelecimento Automático de Subestações utilizando Redes Neurais, entre outros.).
- Gerenciamento de Informações do Sistema Operacional de Subestações.

Vale ainda dizer que, não apenas estas propostas como outras poderão ser aplicadas nesta implementação. Dia após dia, novas tecnologias estão surgindo, permitindo facilidades na elaboração de equipamentos de pequeno e grande portes, sistemas complexos tendem a ser analisados por partes menores menos complexas com o objetivo de alcançar o todo, resolvendo-as primeiro, fazendo com que o controle de determinados sistemas seja mais agradável e seguro, e, logicamente, que permita uma maior confiabilidade.

Com o intuito de colaborar nesta empreitada, de todos aqueles que se consideram profissionais a favor do uso da Ciência e do conhecimento para e em benefício da humanidade, e, por que não, do nosso meio ambiente, espera-se que este trabalho tenha dado sua quota de participação e, que o mesmo possa servir de incentivo para os que ainda não fazem parte desta comunidade, mas que compartilham o mesmo anseio.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB AUTOMATION, *Setor de Marketing na Internet da companhia Asea Brown Boveri para seus produtos de automação*. Página da Internet - constantemente atualizada. Endereço: <http://www.abb.com>. Extensivo a /automation
- AMJAD U., *Distributed Computing and Client-Server Systems*. Livro da Editora Prentice Hall, Prentice Hall, Inc., New Jersey, Ano 1.993.
- AOKI A.R., *Planejador Inteligente para o Restabelecimento de Subestações Elétricas*. Dissertação de Tese de Mestrado, Ano 1.999.
- AOKI A.R. & DUTRA A.M. & Menezes M.P.B., *Sistema Automatizado de Controle de Manobras e Supervisão de Subestações Elétricas (Um Protótipo Didático)*. Artigo informativo apresentado no ISA SHOW 97, Ano 1.997.
- AOKI A.R. & DUTRA A.M., *Sistema Automatizado de Controle de Manobras e Supervisão de Subestações Elétricas*. Artigo dos anais dos trabalhos de diploma dos formandos de Dezembro de Engenharia Elétrica da EFEI, Ano 1.996.
- AZEVEDO G. P de & FEIJÓ B. e COSTA M., *Centros de controle de energia: Passado, Presente e Futuro*. Revista Eletricidade Moderna. Edição do mês de Março, páginas 174-182, Ano 2.000.
- BORTONI E. & EDIVAL L. & OSORIO A., *Desenvolvimento de um Sistema de Baixo custo para Operação, Supervisão e Proteção de Subestações de Energia Elétrica*. Artigo apresentado no VIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, Ano 2.002
- CAMINHA A.C., *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*. Livro relativo à filosofias e princípios de funcionamento de relés de proteção para Sistemas Elétricos de Potência. Editora Edgard Blücher, São Paulo, Ano 1.977.
- CAVALCANTI A .C & [ et al], *Disjuntores e Chaves aplicação em sistemas de potência*. EDUFF - Editora da UFF - Universidade Federal Fluminense, Niterói, Ano 1.995.
- CAVALCANTI A.J., *Pesquisa de Informações sobre redes, protocolos e padrões informáticos*, s. ed., Bolsista da FAPEMIG, Ano 2.000.
- CHANG W.L., SO A.T.P., LAI L.L.. *Internet Based Transmission Substation Monitoring*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, Fevereiro de 1.999, páginas 293 - 298.

- CITECT Version 5.00 - Industrial Automation software for Windows<sup>®</sup>95 and Windows<sup>®</sup>NT - Users Guide. Sistema supervisorio de processos industriais e sistemas elétricos. Manual do fabricante Ci Technologies Pty. Limited, 10 - 12 West Street, P.O. BOX 174, PYMBLE NSW 2073, Austrália, Ano 1.997.
- COMER D.E., *The Internet Book - Everything you need to know about computer networking and how the Internet works*. Livro da Editora Prentice Hall e A Simon & Schuster Company, New Jersey, Ano 1.995.
- CURI M.A. & NEGRISOLI M.M. , *Subestações*. Apostila da FUPAI - Fundo de Pesquisa e Assessoramento à Indústria, e a EFEI, Ano 1.981.
- DA REDAÇÃO DA REVISTA ELETRICIDADE MODERNA, *Monitoramento sob medida para os equipamentos das subestações de AT brasileiras*. Revista Eletricidade Moderna. Edição do mês de Julho, páginas 196-201, Ano 1.998.
- DA REDAÇÃO DA REVISTA ELETRICIDADE MODERNA, *Sistema de Controle descentralizado para redes de Distribuição MT /BT* . Revista Eletricidade Moderna. Edição do mês de Dezembro, páginas 140 - 148, Ano 1.998.
- DA SILVEIRA P.M., *Um Equipamento Didático Utilizando Microcomputador para Treinamento em Relés de Proteção*. Dissertação de Mestrado submetida à EFEI - Escola Federal de Engenharia de Itajubá do Prof. Paulo M. da Silveira e orientada pelos professores Ronaldo Rossi e Carlos A. Mohallem Guimarães, Ano 1.991
- D'AJUZ A. & RESENDE F. M., *Equipamentos Elétricos, especificação e aplicação em subestações de alta tensão*. Rio de Janeiro, editado por FURNAS, Ano 1.985.
- DAVIS M. & O'SULLIVAN D., *Communication technologies for the extended enterprises*. Revista Production Planning & Control, Vol. 9, No. 8, página 742 – 753, Ano 1.998
- FILHO MAMEDE J., *Manual de Equipamentos Elétricos*. Livro relativo à teoria, princípios e práticas do funcionamento de relés de proteção em Sistemas Elétricos de Potência e características dos seus principais componentes. Editora Santuário, Aparecida, São Paulo, Ano 1.994.
- GE Harris - General Electric. *Setor de Marketing na Internet da companhia General Electric para seus produtos de automação*. Página da Internet - constantemente atualizada, Ano 1.996. Endereço: [www.hdap.com](http://www.hdap.com).
- HELD G., *Ethernet Networks - Design, Implementation, Operation and Management, Second Edition*. Editora Jhon Wiley & Sons Inc., New York, Ano 1.996.
- HEWLETT PACKARD CORPORATION. *Setor de Marketing na Internet da companhia Hewlett Packard*. Página da Internet - constantemente atualizada, Ano 1.998. Endereço: [www.hp.ie.com](http://www.hp.ie.com). Extensivos a /unique.htm, /examples.htm, /info.htm, /demos/demos.html

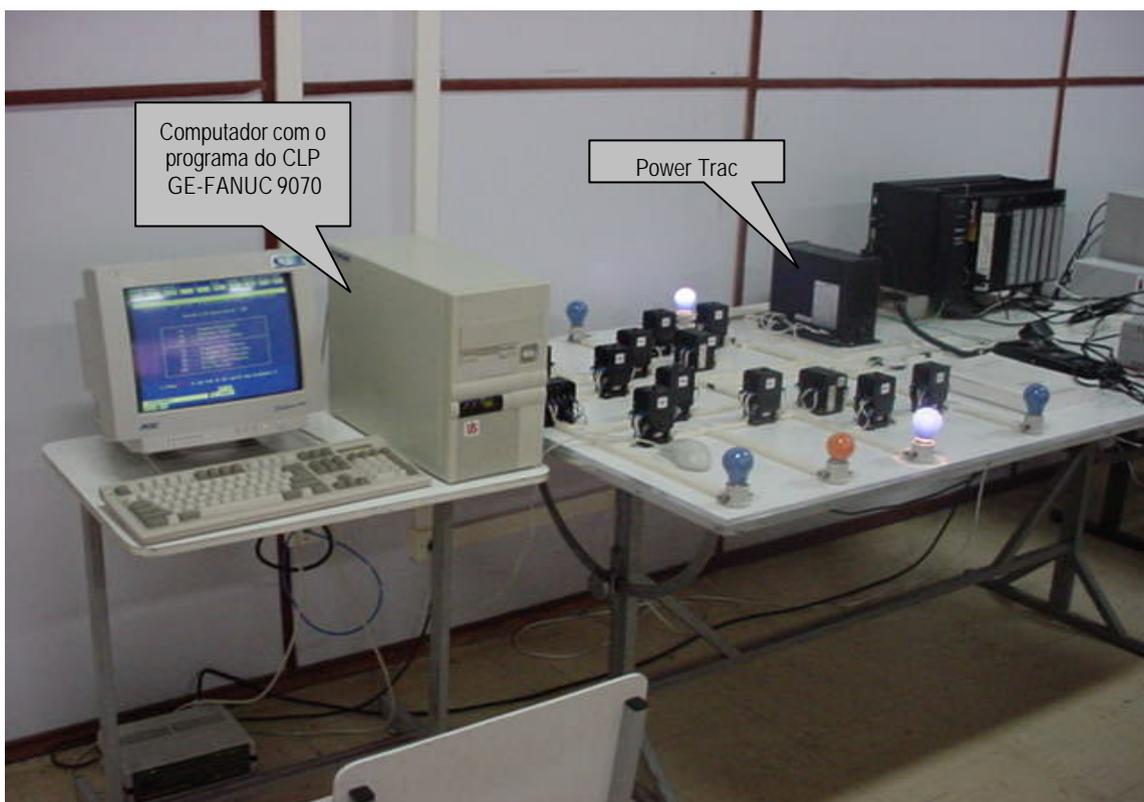
- JARDINI J. A. & MAGRINI L.C. & KAYANO P.S.D., *Automação de subestações e de sistemas de distribuição industriais*. Revista Eletricidade Moderna. Edição do mês de Novembro, páginas 36-40, Ano 1.996.
- JARDINI J. A., *Sistemas Digitais para Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica*. São Paulo, Livro s. ed. , 1.996.
- JÚNIOR J.S. & BIANCO J.C. & LIMA A.O. & LOURENÇO C. R. & DE MORAES R. M., do Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. *Integração da supervisão, controle e proteção em usinas e subestações*. Revista Eletricidade Moderna. Edição do mês de Dezembro, páginas 113-120, Ano 1.996.
- LORITO F. (ABB - Ricerca) & MARIANI M. & VIARO F. (ABB Sace), *Sistema de controle descentralizado para redes de distribuição de MT/AT*. Revista Eletricidade Moderna. Edição do mês de Dezembro, páginas 140-149, Ano 1.998.
- MARCHETTI, N.B. & WÖCHLER W.S. (SIEMENS), *Aspectos técnicos e econômicos da digitalização de subestações*. Eletricidade Moderna. Edição do mês de Março, páginas 64-70, Ano 1.996
- MORAES E SILVA J.M., JÚNIOR J.A.T. (LAC, UFPR - COPEL), *Técnicas de monitoração de subestações isoladas a gás SF6*. Revista Eletricidade Moderna. Edição do mês de Janeiro, páginas 120-129, Ano 1.998.
- *Programmable Control Products Genius® Power Trac® Block User's Manual - GE Fanuc Automation*. Manual do fabricante GE Fanuc Automation, North America, Inc., Charlottesville, Virginia, P.O. BOX 8106, VA 22906, Ano 1.991.
- *Programmable Control Products Logicmaster 90-70 User's Manual - GE Fanuc Automation*. Manual do fabricante GE Fanuc Automation, North America, Inc., Charlottesville, Virginia, P.O. BOX 8106, VA 22906, Ano 1.992.
- SATO FUJIO. *Noções de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica*. Apostila da Universidade Estadual de Campinas – Departamento de Sistemas de Energia Elétrica. Editado pela própria Unicamp, Ano 2.002.
- SIEMENS. *Setor de Marketing na Internet da Siemens para seus produtos de automação*. Página da Internet - constantemente atualizada, Ano 1.999. Endereço na Internet: <http://www.siemens.com>.
- SILVA FILHO, M. N. DA, *Sistema de Gerenciamento de Informações – Informativo Operacional (INFO\_OPR)*. Tese de Mestrado apresentado na UNIFEI, Ano 2.002.
- SILVA J.M.M. & JÚNIOR J.A.T. (LAC, UFPR - COPEL), *Técnicas de monitoração de subestações isoladas a gás SF6*. Eletricidade Moderna. Edição do mês de Janeiro, páginas 120-129, Ano 1.998.

- SOUZA L. E. de & VERMAAS L.G., *Automação de Processos Industriais I* Apostila de disciplina ministrada na EFEI nos 8º e 9º períodos da graduação, Ano 1.999.
- TORRES G. L. & SILVA A. P., I.S.A.P. 99 - *The International Conference on Intelligent System Application to Power Systems Proceedings* – Conferência Internacional sobre Aplicação de Sistemas inteligentes para Sistemas de Potência patrocinado pela UNIFEI, Rio de Janeiro, Ano 1.999.
- WHITE S., *A Brief History of Computation*. Página da Internet sobre uma breve resenha histórica sobre o surgimento da Internet, Ano 1.999. E-mail: [swhite@ox.compsoc.net](mailto:swhite@ox.compsoc.net)
- WOLLENBERG F. & WOOD A.J., *Power Generation, Operation and Control*. Editora John Wiley & Sons, Inc., Ano 1.983.

## ANEXO I

GRUPO DE AUTOMAÇÃO E INFORMÁTICA INDUSTRIAL  
LABORATÓRIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Apresentação da Mesa Protótipo da subestação PowerNet I



Controlador Lógico Programável e Terminal do Sistema de Supervisão



Apresentação do CLP e Sistema de Supervisão Citect



Arranjo físico dos barramentos, disjuntores e chaves seccionadoras



Monitoramento Remoto através de um terminal localizado em rede

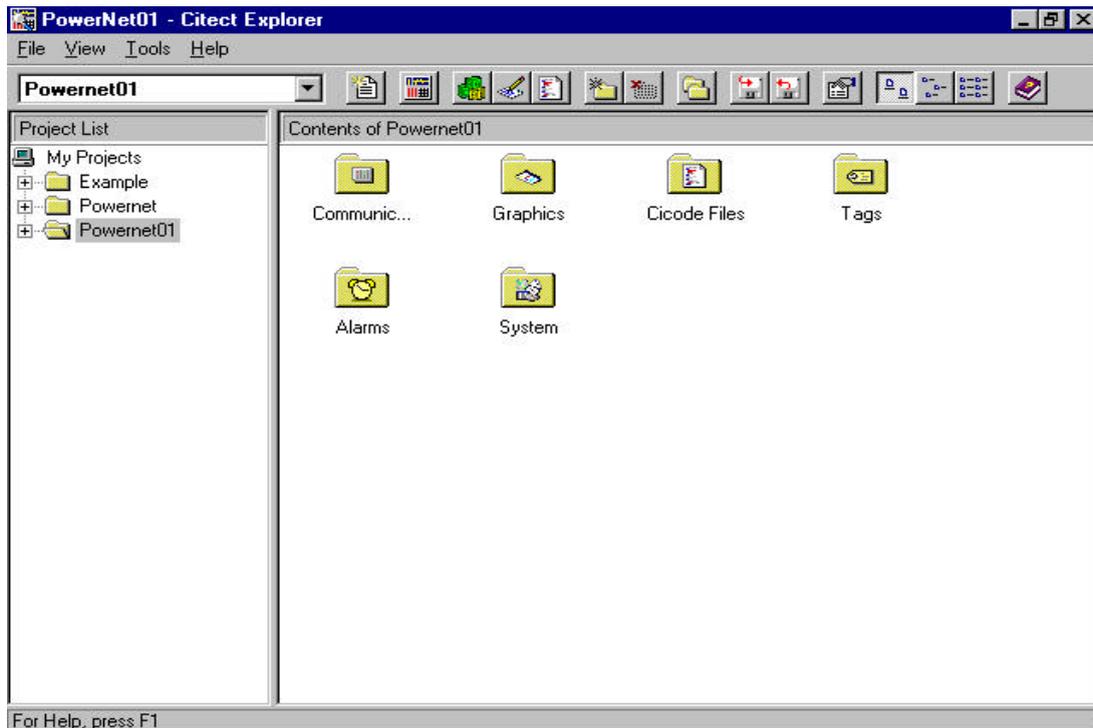


Sistema de Supervisão Citect apresentando tela de simulações

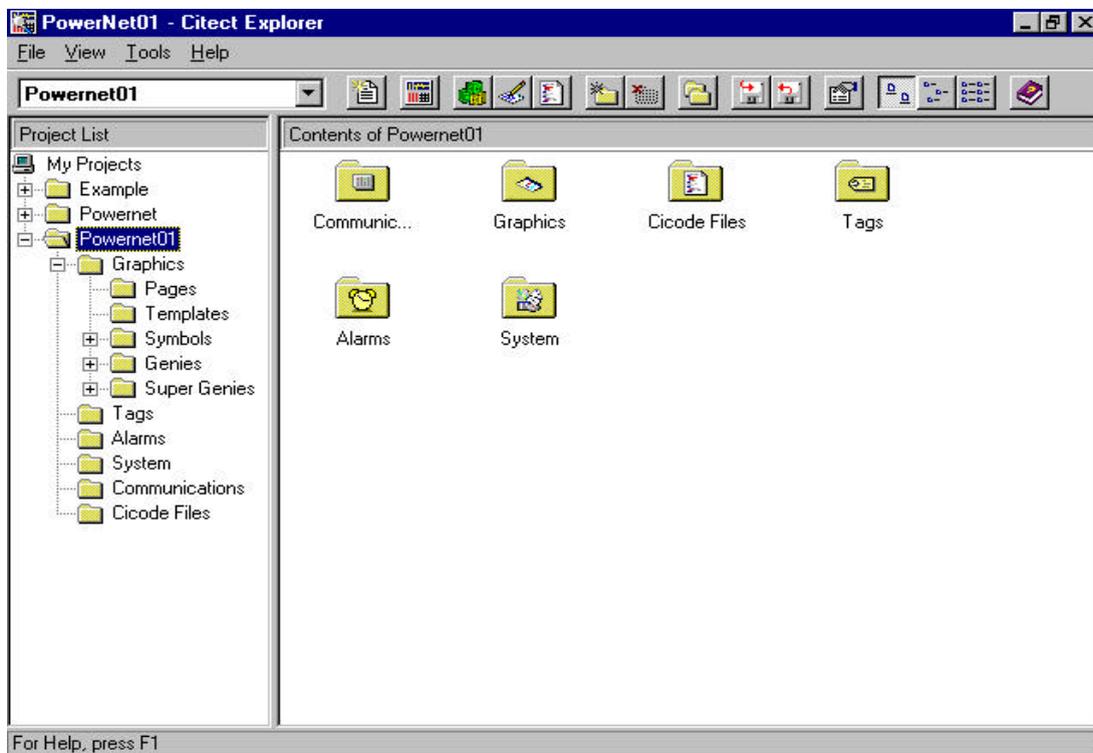


SISTEMA DE SUPERVISÃO CITECT VERSÃO 5.31  
AMBIENTES DE CONFIGURAÇÃO

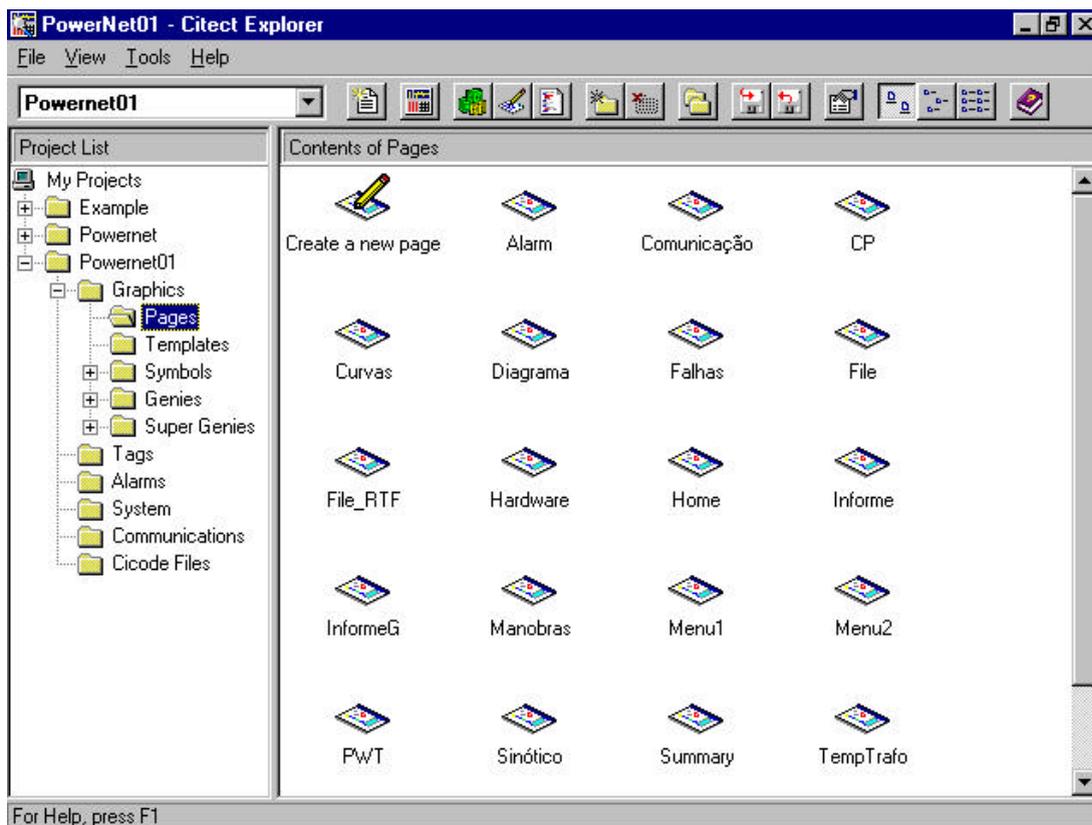
Ambiente do Citect Explorer – Árvore principal



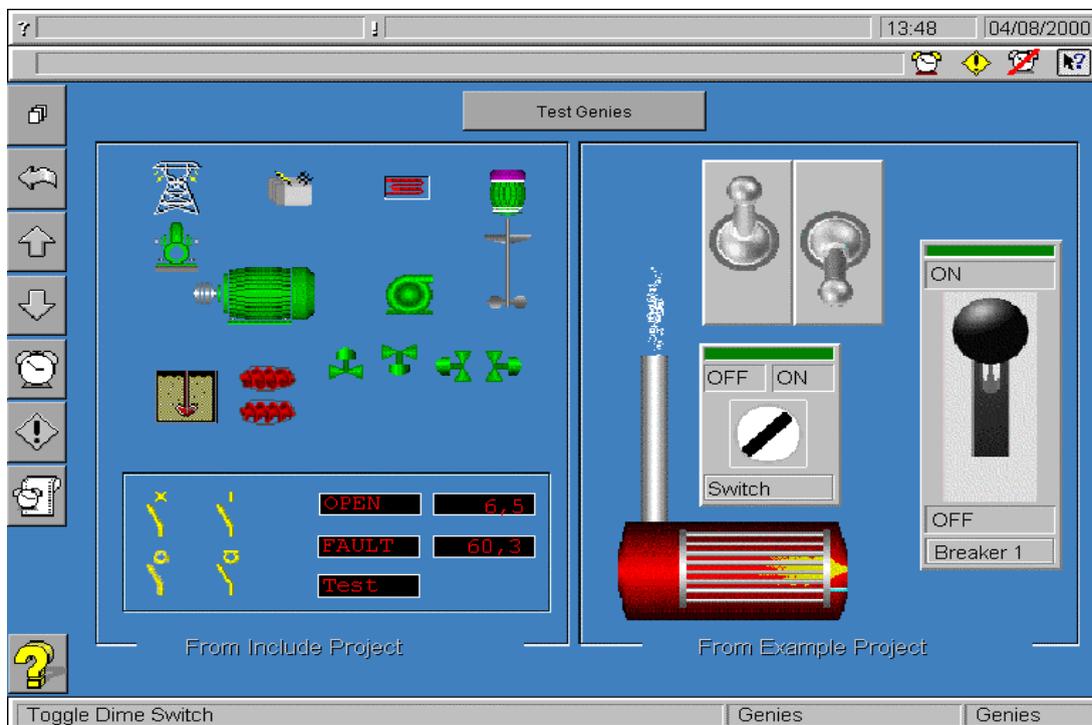
Conteúdo do pasta contendo o projeto PowerNet I da subestação



Ambiente do Citect Explorer – Páginas implementadas dentro do projeto



Ambiente Citect Runtime – Exemplo do modo de apresentação do programa



## ANEXO II

IMPLEMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO CONTRA VARIAÇÕES DE TENSÃO  
RELÉ FUNÇÕES ANSI 27 e 59 – ARQUIVOS CICODE

**Programação de Controle do Relé de Proteção contra Variações de Tensão R5927L1**

```
STRING          sNome;
REAL            Timer27PLCL1;
REAL            Timer59PLCL1;
REAL            TFalta27L1;
REAL            TFalta59L1;

FUNCTION
Monitoring5927L1()

///          INÍCIO DA FUNÇÃO DE MONITORAMENTO SEM ERROS DE PARÂMETRO 5927
E CONTROLE DE ATUALIZAÇÃO

          IF  EDP5927L1=0 AND CTA5927L1 = 0 THEN

                  FormNew("Supervisão do Relé R5927_L1",45,5,1);
                  FormInput(1,0, "@(Proteção Elétrica para Sub e
Sobretensão em L1,50,C)", sNome, 0);
                  FormButton(1,1,"@(Supervisionar 5927,20,C)",
Setar5927,0);
                  FormButton(23,1,"@(Desconectar 5927,20,C)",
Descx5927,0);
                  FormButton(1,2,"@(Bloquear 27,20,C)", BloqueioF27,0);
                  FormButton(23,2,"@(Desbloquear 27,20,C)", Desblq27,
0);
                  FormButton(1,3,"@(Bloquear 59,20,C)", BloqueioF59,0);
                  FormButton(23,3,"@(Desbloquear 59,20,C)", Desblq59,0);
                  FormButton(1,4,"@(OK,20,C)",0,1);
                  FormButton(23,4,"@(Cancelar,20,C)",0,2);

          IF FormRead(0) = 0 THEN !Valores zerados a partir da
nova leitura

                  Timer27PLCL1 = 0;
                  T27L1=TimeToStr(Timer27PLCL1,5);
                  TMR27L1 = 0;
                  Temp27L1=TimeToStr(TMR27L1, 5);
                  Timer59PLCL1 = 0;
                  T59L1=TimeToStr(Timer59PLCL1,5);
                  TMR59L1 = 0;
                  Temp59L1=TimeToStr(TMR59L1, 5);

///          PROCEDIMENTO DA SUPERVISÃO DESBLOQUEADA DA FUNÇÃO 27

///          PROCESSO DE SUPERVISÃO DA TENSÃO COM RELAÇÃO AOS VALORES
EFICAZES NO BAY L1

          WHILE SWT5927L1 = 1 DO

///          AFERIÇÃO DOS TEMPORIZADORES EM CASO DE STATUS NORMAL DA TENSÃO
EM L1

          IF UL1PLC < TN5927PLCL1*1.05 AND UL1PLC > TN5927PLCL1*0.95 THEN !1-A

                  Timer27PLCL1 = 0;
                  T27L1=TimeToStr(Timer27PLCL1,5);
                  TMR27L1 = 0;
                  Temp27L1=TimeToStr(TMR27L1, 5);
                  Timer59PLCL1 = 0;
                  T59L1=TimeToStr(Timer59PLCL1,5);
```

```

                                TMR59L1 = 0;
                                Temp59L1=TimeToStr(TMR59L1, 5);
                                END

///      A - 1   Procedimento em caso de Subtensão - Atuação
Instantânea do relé R27L1

IF UL1PLC <= TN5927PLCL1*PerbsubPLCL1*0.01 AND AuxD1=1 AND SM01L1=1
AND Bloq27L1=0 THEN

                                Dis01 = 0;
                                R27L1 = 1;
                                TensãoF27PLCL1 = UL1PLC;
                                Hor27L1=Time(1);
                                Dat27L1=Date(2);
                                i27L1 = 1;
                                Tatura27L1 = Timer27PLCL1;

                                END

///      A - 2   Procedimento em caso de Subtensão - Atuação
Temporizada do relé R27L1

                                IF UL1PLC <= TN5927PLCL1*0.95 AND AuxD1=1 AND
i27L1=0 AND SM01L1=1 AND Bloq27L1=0 THEN

                                        IF T27L1 >= UT27L1 THEN

                                                Dis01 = 0;
                                                R27L1 = 1;
                                                TensãoF27PLCL1 = UL1PLC;
                                                Hor27L1=Time(1);
                                                Dat27L1=Date(2);
                                                i27L1 = 0;
                                                Tatura27L1 = Timer27PLCL1;
                                                TE27L1=0;

                                                END

                                        END

///      B - PROCESSO DE SUPERVISÃO DA SOBRETENSÃO OU FUNÇÃO 59
DESBLOQUEADA

///      PROCESSO DE SUPERVISÃO DA TENSÃO COM RELAÇÃO AOS VALORES
EFICAZES NO BAY L1

///      B - 1   Procedimento em caso de Sobretensão - Atuação
Instantânea do relé R59L1

                                IF UL1PLC >= TN5927PLCL1*PercsobPLCL1*0.01 AND AuxD1=1
AND SM01L1=1 AND Bloq59L1=0 THEN

                                        Dis01 = 0;
                                        R59L1 = 1;
                                        TensãoF59PLCL1 = UL1PLC;
                                        Hor59L1=Time(1);
                                        Dat59L1=Date(2);
                                        Tatura59L1 = Timer59PLCL1;


```

```

                                i59L1 = 1;
                                TE59L1=0;
                                END

///      B - 2   Procedimento em caso de Sobretensão - Atuação
Temporizada do relé R59L1

IF UL1PLC > TN5927PLCL1*1.05 AND AuxD1=1 AND i59L1=0 AND SM01L1=1 AND
T59L1 >= UT59L1 AND Bloq59L1=0 THEN

                                Dis01 = 0;
                                R59L1 = 1;
                                TensãoF59PLCL1 = UL1PLC;
                                Hor59L1=Time(1);
                                Dat59L1=Date(2);
                                i59L1 = 0;
                                Taa59L1 = Timer59PLCL1;
                                TE59L1=0;
                                END

                                END! While 59's Function Loop End

                                END! Function's Principal IF End

ELSE
                                Beep(1);
                                Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica Digital
R5927_L1","Parâmetro(s) do relé R5927L1 incorreto(s)ou não
atualizado(s)!",48);

                                END! 1st IF's End about the relay parameters

                                END !Principal Function's End

PRIVATE
INT
FUNCTION
Setar5927()

                                IF SWT5927L1 = 0 AND Bloq27L1 = 0 AND Bloq59L1 = 0 THEN
                                        SWT5927L1=1;
                                        DspError("Relé R5927L1 conectado e desbloqueado!");
                                ELSE
                                        Beep(1);
                                        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1","O relé R5927L1 encontra-se conectado e
desbloqueado!",48);
                                END

                                IF SWT5927L1 = 0 AND Bloq27L1 = 1 AND Bloq59L1 = 0 THEN
                                        SWT5927L1 = 1;
                                        Beep(1);
                                        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1","O relé R5927L1 encontra-se conectado com a F27
bloqueada!",48);
                                END

                                IF SWT5927L1 = 0 AND Bloq27L1 = 0 AND Bloq59L1 = 1 THEN
                                        SWT5927L1 = 1;
                                        Beep(1);
```

```
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1","O relé R5927L1 encontra-se conectado com a F59
bloqueada!",48);
    END

    IF SWT5927L1 = 0 AND Bloq27L1 = 1 AND Bloq59L1 = 1 THEN
        SWT5927L1 = 1;
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1","O relé R5927L1 encontra-se conectado com a F5927
bloqueada!",48);
    END
    RETURN 0;

END
PRIVATE
INT
FUNCTION
Descx5927()

    IF SWT5927L1 = 1 AND Bloq27L1 = 0 AND Bloq59L1 = 0 THEN
        SWT5927L1 = 0;
        CTA5927L1=1;
        DspError("Relé R5927L1 desconectado e desbloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1","O relé R5927L1 já encontra-se desconectado!",48);
    END

    IF SWT5927L1 = 1 AND Bloq27L1 = 1 AND Bloq59L1 = 0 THEN
        SWT5927L1 = 0;
        CTA5927L1=1;
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1","O relé R5927L1 encontra-se desconectado com a F27
bloqueada!",48);
    END

    IF SWT5927L1 = 1 AND Bloq27L1 = 0 AND Bloq59L1 = 1 THEN
        SWT5927L1 = 0;
        CTA5927L1=1;
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1","O relé R5927L1 encontra-se desconectado com a F59
bloqueada!",48);
    END

    IF SWT5927L1 = 1 AND Bloq27L1 = 1 AND Bloq59L1 = 1 THEN
        SWT5927L1 = 0;
        CTA5927L1=1;
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1","O relé R5927L1 encontra-se desconectado com a F5927
bloqueada!",48);
    END
    RETURN 0;

END
```

```
PRIVATE
INT
FUNCTION
BloqueioF27()

    FormNew("Bloqueio do Relé 27",38,3,0);
    FormInput(1,0, "@(Deseja realmente bloquear a função
27?,45,C)", sNome, 0);
    FormButton(10,1,"@(Bloquear,15,C)",OKOFF_27,0);
    FormButton(1,2,"@(OK,15,C)",0,1);
    FormButton(18,2,"@(Cancelar,15,C)",0,2);
    FormRead(0);
    RETURN 0;

END

PRIVATE
INT
FUNCTION
OKOFF_27()

    IF Bloq27L1 = 0 THEN
        Bloq27L1 = 1;
        DspError("Relé R27L1 Bloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1","O relé R27L1 já encontra-se bloqueado!",48)
    END
    RETURN 0;

END

PRIVATE
INT
FUNCTION
BloqueioF59()

    FormNew("Bloqueio do Relé 59",38,3,0);
    FormInput(1,0, "@(Deseja realmente bloquear a função
59?,45,C)", sNome, 0);
    FormButton(10,1,"@(Bloquear,15,C)",OKOFF_59,0);
    FormButton(1,2,"@(OK,15,C)",0,1);
    FormButton(18,2,"@(Cancelar,15,C)",0,2);
    FormRead(0);
    RETURN 0;

END

PRIVATE
INT
FUNCTION
OKOFF_59()

    IF Bloq59L1 = 0 THEN
        Bloq59L1 = 1;
        DspError("Relé R59L1 Bloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1","O relé R59L1 já encontra-se bloqueado!",48)
    END
    RETURN 0;

END
```

```
        RETURN 0;
END

PRIVATE
INT
FUNCTION
Desblq27()

    IF Bloq27L1 = 1 THEN
        Bloq27L1 = 0;
        DspError("Relé R27L1 desbloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1", "O relé R27L1 já encontra-se desbloqueado!", 48);
    END
    RETURN 0;

END
PRIVATE
INT
FUNCTION
Desblq59()

    IF Bloq59L1 = 1 THEN
        Bloq59L1 = 0;
        DspError("Relé R59L1 desbloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5927_L1", "O relé R59L1 já encontra-se desbloqueado!", 48);
    END
    RETURN 0;

END
```

**IMPLEMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES**  
**RELÉ FUNÇÕES ANSI 50 e 51 – ARQUIVOS CICODE**

**Programação de Controle do Relé de Proteção de Sobrecorrente R5051L1**

```
STRING          sNome;
REAL            Mnormal;
REAL            Multinst;
REAL            tdes50;
REAL            SR51L1;

FUNCTION
Monitoring5051L1()

///          INÍCIO DA FUNÇÃO DE MONITORAMENTO SEM ERROS DE PARÂMETRO 5051
E CONTROLE DE ATUALIZAÇÃO

          IF EDP5051L1 = 0 AND CTA5051L1 = 0 THEN

                  FormNew("Supervisão do Relé R5051_L1",45,5,1);
                  FormInput(1,0, "@(Proteção Elétrica de Sobrecorrente
em L1,45,C)", sNome, 0);
                  FormButton(1,1,"@(Supervisionar 5051,20,C)",
Setar5051,0);
                  FormButton(23,1,"@(Desconectar 5051,20,C)",
Descx5051,0);
                  FormButton(1,2,"@(Bloquear 50,20,C)", BloqueioF50,0);
                  FormButton(23,2,"@(Desbloquear 50,20,C)", Desblq50,
0);
                  FormButton(1,3,"@(Bloquear 51,20,C)", BloqueioF51,0);
                  FormButton(23,3,"@(Desbloquear 51,20,C)", Desblq51,0);
                  FormButton(1,4,"@(OK,20,C)",0,1);
                  FormButton(23,4,"@(Cancelar,20,C)",0,2);

///          LEITURA E INICIALIZAÇÃO DE DADOS RELEVANTES PARA A FUNÇÃO DE
PROTEÇÃO R5051L1

          IF FormRead(0) = 0 THEN !Valores zerados a partir da
nova leitura

                  NC51L1 = 0;
                  NC50L1 = 0;
                  Tdes50L1 = 0;
                  Tdes51L1 = 0;
                  tdes51 = 0;
                  SR51L1 = 0;
                  TC51L1 = TimeToStr(SR51L1,6);
                  TMR51L1 = 0;
                  T51L1=TimeToStr(TMR51L1,6);

///          A - PROCESSO DE SUPERVISÃO DA CORRENTE NO BAY L1

          WHILE SWT5051L1 = 1 DO

                  Multinst = (Ipkinst51PLCL1/Itape51PLCL1);! Múltiplo da
corrente que aciona o R50L1 - Relé de Sobrecorrente Instantâneo
                  Mnormal = (IL1PLC/Itape51PLCL1);! Relação Normal entre
a Corrente de Entrada e a de Tape selecionada pelo usuário

///          A - F50UI1          FUNÇÃO DESBLOQUEADA DO RELÉ R50L1 - UNIDADE
INSTANTÂNEA - TODOS OS TIPOS DE CURVAS
```

```
///      A - 1.1 Procedimento de atuação do relé para sua função
Instantânea 50 - Todos os tipos de curvas

IF Mnormal >= Multinst AND Mnormal > 0 AND AuxD1 = 1 AND R50L1 = 0 AND
Bloq50L1=0 AND SM02L1=1 THEN
                                Dis01 = 0;
                                R50L1=1;
                                NC50L1 = NC50L1 + 1;
                                IFef50L1 = IL1PLC;
                                END

///      A - F50UI2      FUNÇÃO BLOQUEADA DO RELÉ R50L1 - UNIDADE
INSTANTÂNEA - TODOS OS TIPOS DE CURVAS

///      A - F51UT1      FUNÇÃO DESBLOQUEADA DO RELÉ R51L1 - UNIDADE
TEMPORIZADA - TODOS OS TIPOS DE CURVAS

///      A - 2.1 Procedimento do Somatório para Temporizar a atuação do
relé em sua função Temporizada 51

IF IL1PLC > Itape51PLCL1 AND Mnormal < Multinst AND Mnormal > 0 AND
AuxD1 =1 AND R51L1 = 0 AND Bloq51L1=0 AND SM02L1=1 THEN

    tdes51 = (Kd51PLCL1*K1)/(POW((IL1PLC/Itape51PLCL1), n) - 1);
    SR51L1 = tdes51*1000;
    NC51L1 = NC51L1 + 1;
    TC51L1 = TimeToStr(SR51L1,6);

///      A - 2.2 Procedimento de Desligamento do D1 para atuação da
função Temporizada 51 - Todos os tipos de Curvas Características

    IF T51L1 >= TC51L1 THEN

        Dis01 = 0;
        R51L1=1;
        IFef51L1 = IL1PLC;
        tdes51 = 0;
        SR51L1 = 0;

    END

END

///      A - F51UT2      Procedimento para Função Bloqueada do Relé
R51L1 - Unidade Instantânea - Todos os tipos de curvas

///      ENCERRAMENTO DOS LAÇOS INICIAIS DE LEITURA

    Sleep(1/Freq51PLCL1);! Tempo de espera entre cada laço é o
inverso ao valor da frequência escolhida

        END! Encerramento do loop WHILE

    END !Encerramento do loop IF Form Read

///      PROCEDIMENTO PARA CASO DE ERROS DE PARÂMETROS OU DE NÃO
ATUALIZAÇÃO DE DADOS

    ELSE

        Beep(1);
```

```
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1","Parâmetro(s) de R5051_L1 incorreto(s) ou não
atualizado(s)! Ajuste-o(s) novamente!",48);

        END !Encerramento do loop do IF RPD5051L1 OU CTA5051L1

END !Encerramento da Função principal Monitoring5051L1
///      B - PROCEDIMENTOS INERENTES À SUPERVISÃO DA FUNÇÃO
MONITORING5051L1

PRIVATE
INT
FUNCTION
Setar5051()

        IF SWT5051L1 = 0 AND Bloq50L1 = 0 AND Bloq51L1 = 0 THEN
                SWT5051L1 = 1;
                DspError("Relé R5051_L1 conectado e desbloqueado!");
        ELSE
                Beep(1);
                Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1","O relé R5051_L1 já encontra-se conectado e
desbloqueado!",48);
        END

        IF SWT5051L1 = 0 AND Bloq50L1 = 1 AND Bloq51L1 = 0 THEN
                SWT5051L1 = 1;
                Beep(1);
                Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1","O relé R5051_L1 encontra-se conectado com a F50
bloqueada!",48);
        END

        IF SWT5051L1 = 0 AND Bloq50L1 = 0 AND Bloq51L1 = 1 THEN

                SWT5051L1 = 1;
                Beep(1);
                Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1","O relé R5051_L1 encontra-se conectado com a F51
bloqueada!",48);
        END

        IF SWT5051L1 = 0 AND Bloq50L1 = 1 AND Bloq51L1 = 1 THEN
                SWT5051L1 = 1;
                Beep(1);
                Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1","O relé R5051_L1 encontra-se conectado com a F5051
bloqueada!",48);
        END

RETURN 0;

END

PRIVATE
INT
FUNCTION
Descx5051()

        IF SWT5051L1 = 1 AND Bloq50L1 = 0 AND Bloq51L1 = 0 THEN
```

```
        SWT5051L1 = 0;
        CTA5051L1 = 1;
        DspError("Relé R5051_L1 desconectado e
desbloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1", "O relé R5051_L1 já encontra-se desconectado!", 48);
    END

    IF SWT5051L1 = 1 AND Bloq50L1 = 1 AND Bloq51L1 = 0 THEN
        SWT5051L1 = 0;
        CTA5051L1 = 1;
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1", "O relé R5051_L1 encontra-se desconectado com a F50
bloqueada!", 48);
    END

    IF SWT5051L1 = 1 AND Bloq50L1 = 0 AND Bloq51L1 = 1 THEN
        SWT5051L1 = 0;
        CTA5051L1 = 1;
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1", "O relé R5051_L1 encontra-se desconectado com a F51
bloqueada!", 48);
    END

    IF SWT5051L1 = 1 AND Bloq50L1 = 1 AND Bloq51L1 = 1 THEN
        SWT5051L1 = 0;
        CTA5051L1 = 1;
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1", "O relé R5051_L1 encontra-se desconectado com a
F5051 bloqueada!", 48);
    END
RETURN 0;

END

PRIVATE
INT
FUNCTION
BloqueioF50()

    FormNew("Bloqueio do Relé 50", 38, 3, 0);
    FormInput(1, 0, "@(Deseja realmente bloquear a função
50?, 45, C)", sNome, 0);
    FormButton(10, 1, "@(Bloquear, 15, C)", OKOFF_50, 0);
    FormButton(1, 2, "@(OK, 15, C)", 0, 1);
    FormButton(18, 2, "@(Cancelar, 15, C)", 0, 2);
    FormRead(0);
    RETURN 0;

END

PRIVATE
INT
FUNCTION
OKOFF_50()
```

```
        IF Bloq50L1 = 0 THEN
            Bloq50L1 = 1;
            DspError("Relé R50_L1 Bloqueado!");
        ELSE
            Beep(1);
            Message("Mensagem - PowerNet I","O relé R50_L1 já
encontra-se bloqueado!",48)
        END
        RETURN 0;
    END

PRIVATE
INT
FUNCTION
BloqueioF51()

        FormNew("Bloqueio do Relé 51",38,3,0);
        FormInput(1,0, "@(Deseja realmente bloquear a função
51?,45,C)", sNome, 0);
        FormButton(10,1,"@(Bloquear,15,C)",OKOFF_51,0);
        FormButton(1,2,"@(OK,15,C)",0,1);
        FormButton(18,2,"@(Cancelar,15,C)",0,2);
        FormRead(0);
        RETURN 0;
    END

PRIVATE
INT
FUNCTION
OKOFF_51()

        IF Bloq51L1 = 0 THEN
            Bloq51L1 = 1;
            DspError("Relé R51_L1 Bloqueado!");
        ELSE
            Beep(1);
            Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1","O relé R51_L1 já encontra-se bloqueado!",48)
        END
        RETURN 0;
    END

PRIVATE
INT
FUNCTION
Desblq50()

        IF Bloq50L1 = 1 THEN
            Bloq50L1 = 0;
            DspError("Relé R50_L1 desbloqueado!");
        ELSE
            Beep(1);
            Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1","O relé R50_L1 já encontra-se desbloqueado!",48);
        END
        RETURN 0;
    END
```

```
PRIVATE
INT
FUNCTION
Desblq51()

    IF Bloq51L1 = 1 THEN
        Bloq51L1 = 0;
        DspError("Relé R51_L1 desbloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Proteção Elétrica
Digital R5051_L1","O relé R51_L1 já encontra-se desbloqueado!",48);
    END
    RETURN 0;

END
```

IMPLEMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE SOBRECORRENTES – RELÉ  
FUNÇÃO ANSI 87 – ARQUIVOS CICODE

**Programação do Controle do Relé de Proteção Diferencial de Sobrecorrente R87T1**

```
STRING          sNome;
INT             TimerS;
INT             TimerM;
REAL           Id;
REAL           Ir;
REAL           P1;
REAL           P2;

FUNCTION
Monitoring87T1()

///          INÍCIO DA FUNÇÃO DE MONITORAMENTO SEM ERROS DE PARÂMETRO 5051
E CONTROLE DE ATUALIZAÇÃO

          IF EDP87T1 = 0 AND CTA87T1 =0 THEN

                  FormNew("Supervisão do Relé R87_T1",45,4,1);
                  FormInput(1,0, "@(Proteção Elétrica Diferencial de
Sobrecorrente,50,C)", sNome, 0);
                  FormButton(1,1,"@(Supervisionar 87,20,C)", Setar87,0);
                  FormButton(23,1,"@(Bloquear 87,20,C)", BloqueioF87,0);
                  FormButton(23,2,"@(Desbloquear 87,20,C)", Desblq87,0);
                  FormButton(1,2,"@(Desconectar 87,20,C)", Descx87,0);
                  FormButton(1,3,"@(OK,20,C)",0,1);
                  FormButton(23,3,"@(Cancelar,20,C)",0,2);

///          LEITURA E INICIALIZAÇÃO DE DADOS RELEVANTES PARA A FUNÇÃO DE
PROTEÇÃO R87T1

          IF FormRead(0) = 0 THEN

///          A - PROCESSO DE SUPERVISÃO DA CORRENTE NO BAY L1

                  WHILE SWT87T1 =1 DO

///          A - 1   Formação das correntes Diferencial e Restritivas e
cotas das rampas R1 e R2 para reconhecimento do relé quando ativo

                          Id = (IS1_T1 - IS2_T1);

                          Ir = (IS1_T1 + IS2_T1)*0.5;

                          P1 = I87NPLCT1*IOp87PLCT1*0.01
+ (MR287PLCT1 - MR187PLCT1)*Decl01PLCT1*0.01;!Cota 1 para término da
Rampa 1

                          P2 = I87NPLCT1*IOp87PLCT1*0.01
+ (300 - MR287PLCT1)*Decl02PLCT1*0.01;!Cota 2 para término da Rampa 2

///          A - 2.1   Procedimento de atuação do relé 87 para uma
sobrecorrente na rampa R0

IF Id >= (I87NPLCT1*IOp87PLCT1*0.01) AND Ir >= 0 AND Ir <=
(MR187PLCT1*I87NPLCT1) AND D152T1 = 1 AND D252T1 = 1 AND R87T1=0 AND
Bloq87T1=0 AND SM01T1=1 THEN
```

```

R87T1 = 1;
IS1F_T1 = IS1_T1;
IS2F_T1 = IS2_T1;
IdFPLCT1 = (IS1F_T1- IS2F_T1);
IrFPLCT1 = (IS1F_T1+ IS2F_T1)*0.5;
D152T1 = 0;
D252T1 = 0;
R0T1 = 1;
Sleep(1);
END

///      A - 2.2      Procedimento de atuação do relé 87 para uma
sobrecorrente na rampa R1

IF Id >= P1 AND Ir > MR187PLCT1*I87NPLCT1 AND Ir<=
MR287PLCT1*I87NPLCT1 AND D152T1 = 1 AND D252T1 = 1 AND Bloq87T1=0 AND
SM01T1=1 THEN

R87T1 = 1;
IS1F_T1 = IS1_T1;
IS2F_T1 = IS2_T1;
IdFPLCT1 = (IS1F_T1- IS2F_T1);
IrFPLCT1 = (IS1F_T1+ IS2F_T1)*0.5;
D152T1 = 0;
D252T1 = 0;
R1T1 = 1;
Sleep(1);

END

///      A - 2.3      Procedimento de atuação do relé 87 para uma
sobrecorrente na rampa R2

IF Id >= P2 AND Ir > MR287PLCT1*I87NPLCT1 AND Ir<= 300 AND D152T1 = 1
AND D252T1 = 1 AND Bloq87T1=0 AND SM01T1=1 THEN

R87T1 = 1;
IS1F_T1 = IS1_T1;
IS2F_T1 = IS2_T1;
IdFPLCT1 = (IS1F_T1- IS2F_T1);
IrFPLCT1 = (IS1F_T1+ IS2F_T1)*0.5;
D152T1 = 0;
D252T1 = 0;
R2T1 = 1;
Sleep(1);

END

END! Fim do loop While

END! Fim do loop Formread

ELSE

      Message("Mensagem PowerNet I - Relé de Proteção
Digital R87T1","Parâmetro(s) de R87T1 incorreto(s) ou não
atualizado(s). Corrija-o(s) novamente!",48);

END !Fim do loop Erros de parâmetros ou de atualização

END ! Main Program
```

---

```
PRIVATE
INT
FUNCTION
Setar87()
    IF SWT87T1 = 0 AND Bloq87T1 = 0 THEN
        SWT87T1 = 1;
        DspError("Relé R87T1 conectado e desbloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Relé de Proteção
Digital R87T1", "O relé R87T1 encontra-se conectado e
desbloqueado!", 48)
    END

    IF SWT87T1 = 0 AND Bloq87T1 = 1 THEN
        SWT87T1 = 1;
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Relé de Proteção
Digital R87T1", "O relé R87T1 encontra-se bloqueado!", 48)
    END

    RETURN 0;
END

PRIVATE
INT
FUNCTION
Descx87()

    IF SWT87T1 = 1 AND Bloq87T1 = 0 THEN
        SWT87T1 = 0;
        CTA87T1 = 1;
        DspError("Relé R87T1 desconectado e desbloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Relé de Proteção
Digital R87T1", "O relé R87T1 já encontra-se desconectado!", 48)
    END

    IF SWT87T1 = 1 AND Bloq87T1 = 1 THEN
        SWT87T1 = 0;
        CTA87T1 = 1;
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Relé de Proteção
Digital R87T1", "O relé R87T1 encontra-se desconectado e
bloqueado!", 48)
    END

    RETURN 0;
END

PRIVATE
INT
FUNCTION
BloqueioF87()

    FormNew("Bloqueio do Relé 87", 38, 3, 0);
    FormInput(1, 0, "@(Deseja realmente bloquear a função
87?, 45, C)", sNome, 0);
    FormButton(10, 1, "@(Bloquear, 15, C)", .OKOFF 87, 0);
```

---

```
FormButton(1,2,"@(OK,15,C)",0,1);
FormButton(18,2,"@(Cancelar,15,C)",0,2);
FormRead(0);
RETURN 0;

END

PRIVATE
INT
FUNCTION
OKOFF_87()

    IF Bloq87T1 = 0 THEN
        Bloq87T1 = 1;
        DspError("Relé R87T1 Bloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Relé de Proteção
Digital R87T1","O relé R87T1 já encontra-se bloqueado!",48)
    END
    RETURN 0;

END

PRIVATE
INT
FUNCTION
Desblq87()

    IF Bloq87T1 = 1 THEN
        Bloq87T1 = 0;
        DspError("Relé R87T1 Desbloqueado!");
    ELSE
        Beep(1);
        Message("Mensagem PowerNet I - Relé de Proteção
Digital R87T1","O relé R87T1 já encontra-se desbloqueado!",48)
    END
    RETURN 0;

END
```

## ANEXO III

APRESENTAÇÃO DAS TELAS DO SISTEMA SUPERVISÓRIO  
CITECT 5.31 NA AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO POWERNET I

Apresentação Inicial do PowerNet I e respectivo sistema de acesso



Menu de navegação das telas implementadas para o monitoramento



Dados e características das manobras efetuadas pela subestação

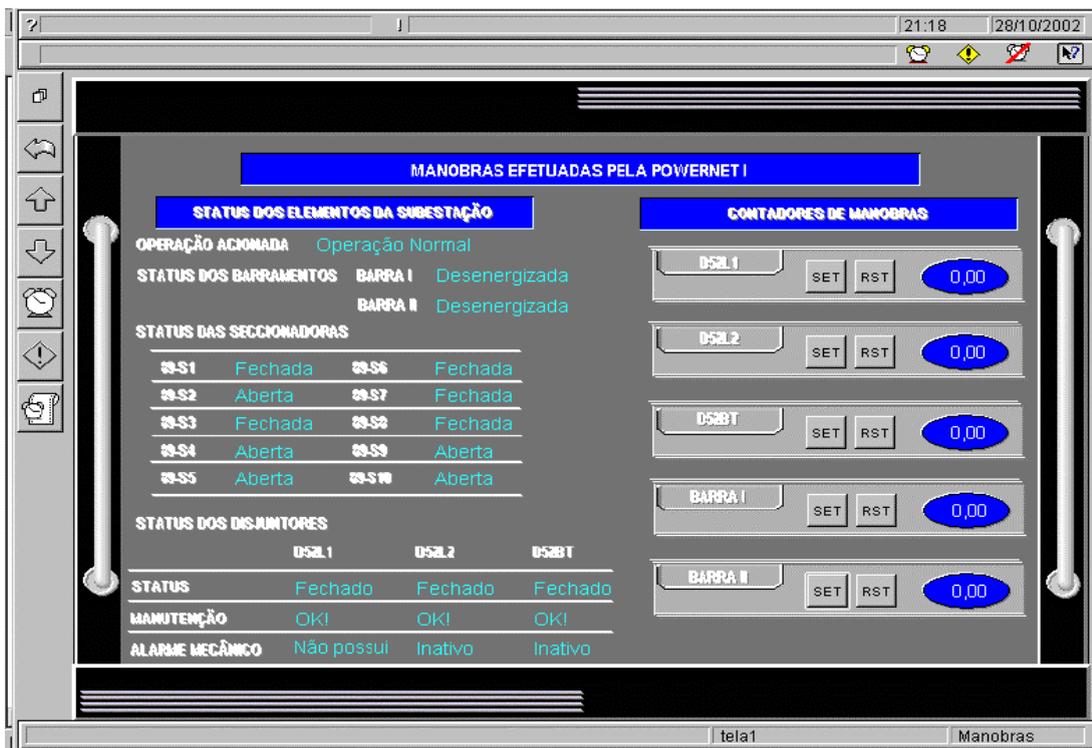
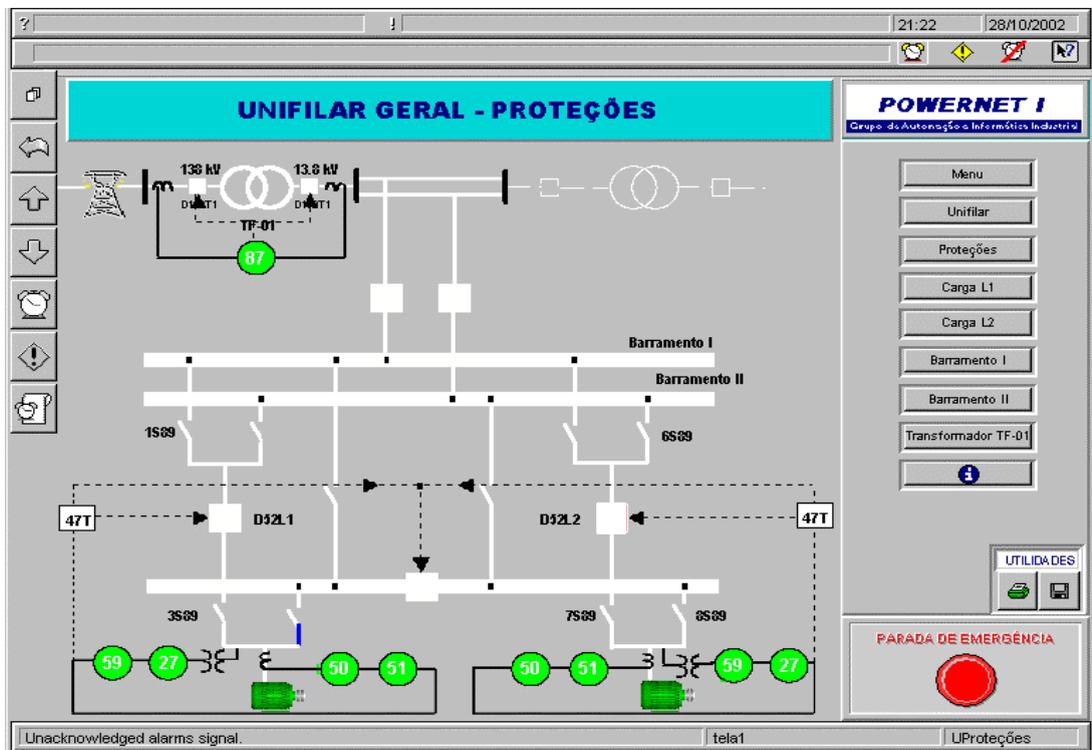
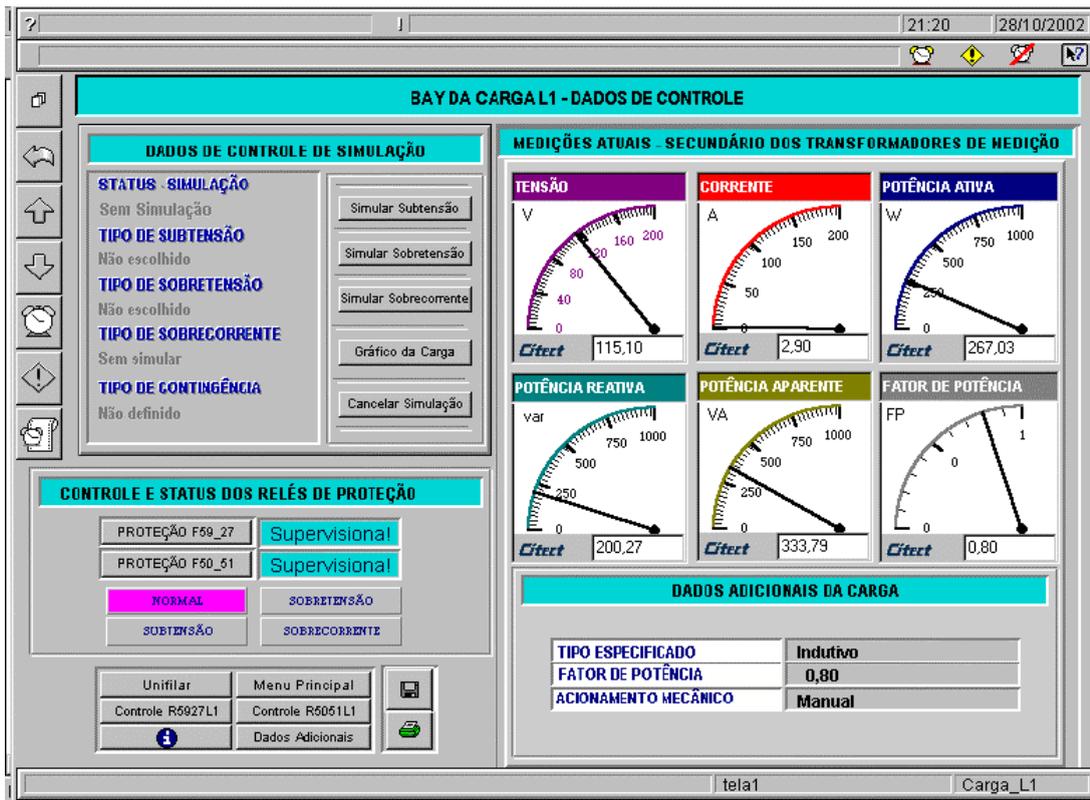


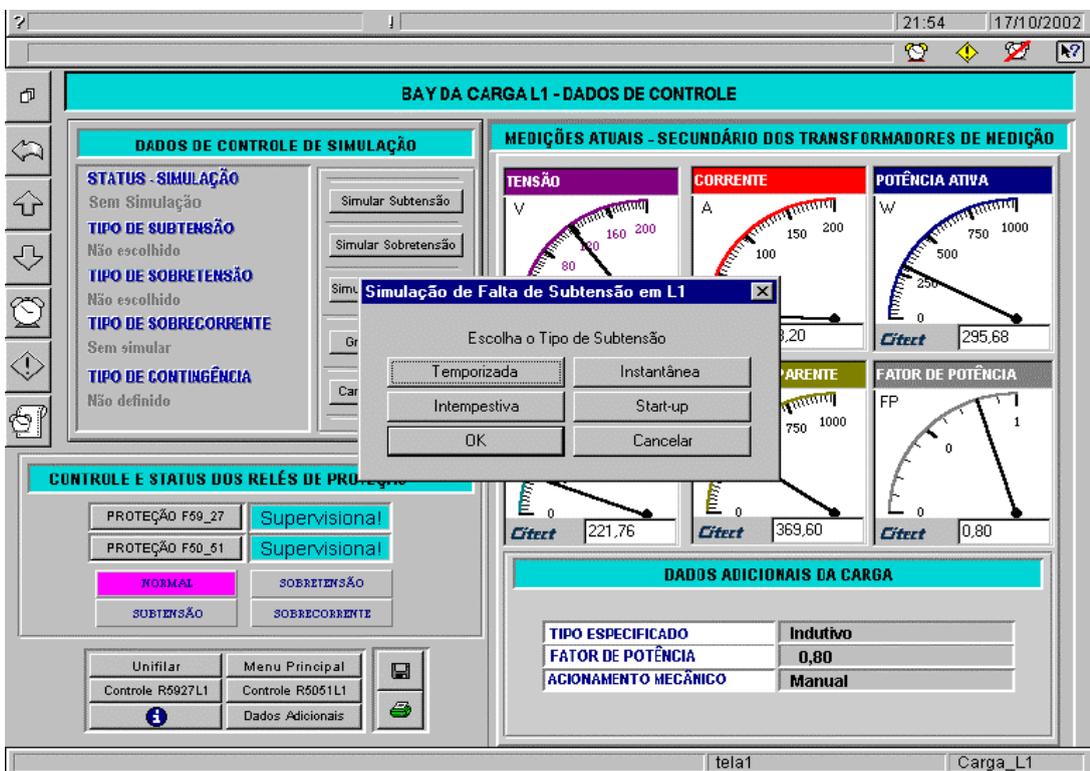
Diagrama unifilar das proteções implementadas



Dados de Controle e Simulações para a carga L1



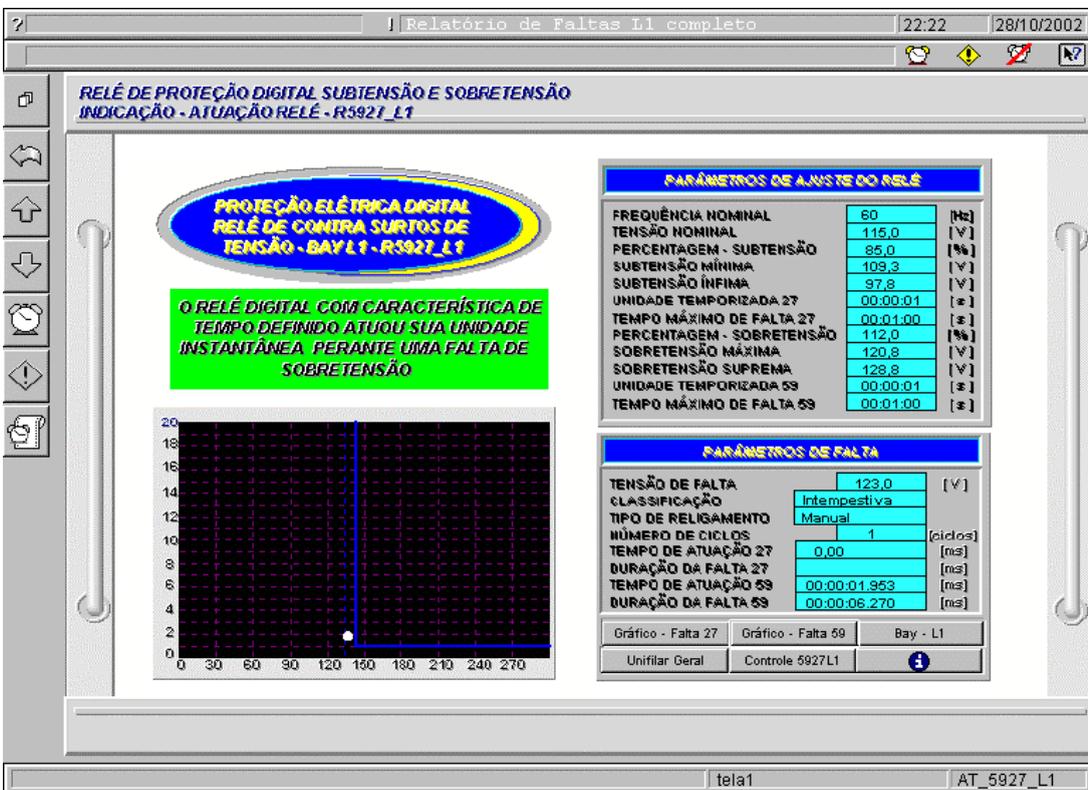
Caixa de diálogo para escolha do tipo de falta a simular



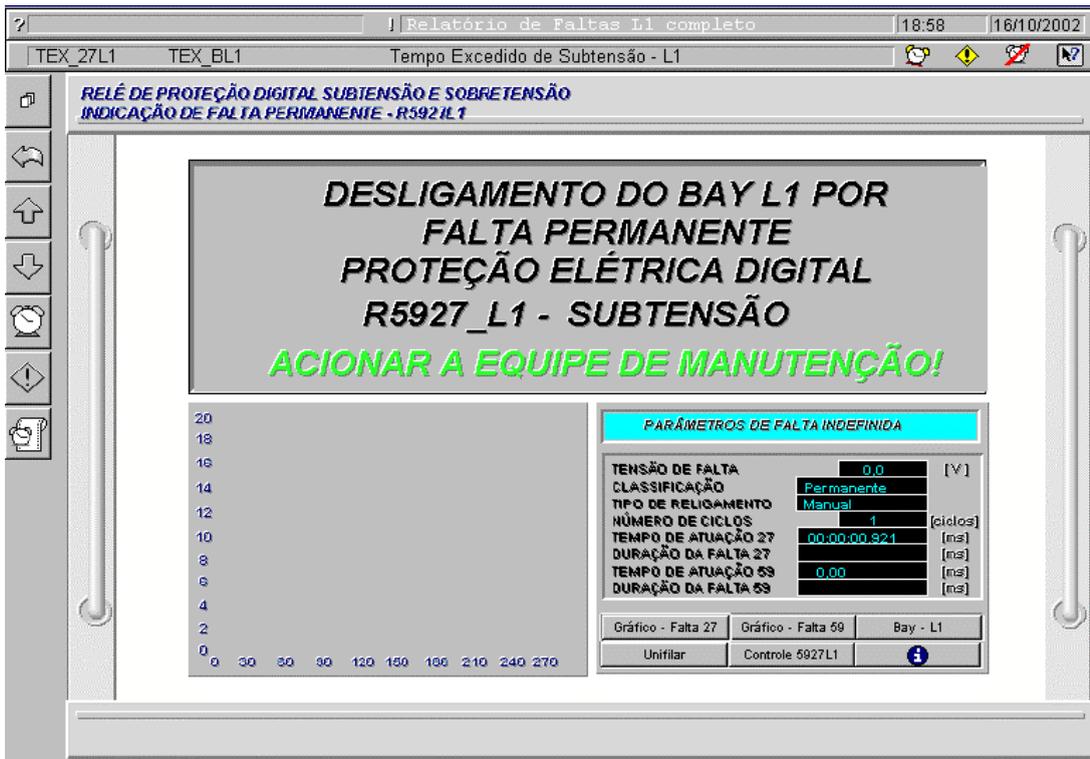
Apresentação da atuação do Relé de Sobretensão 59 – Falta Permanente



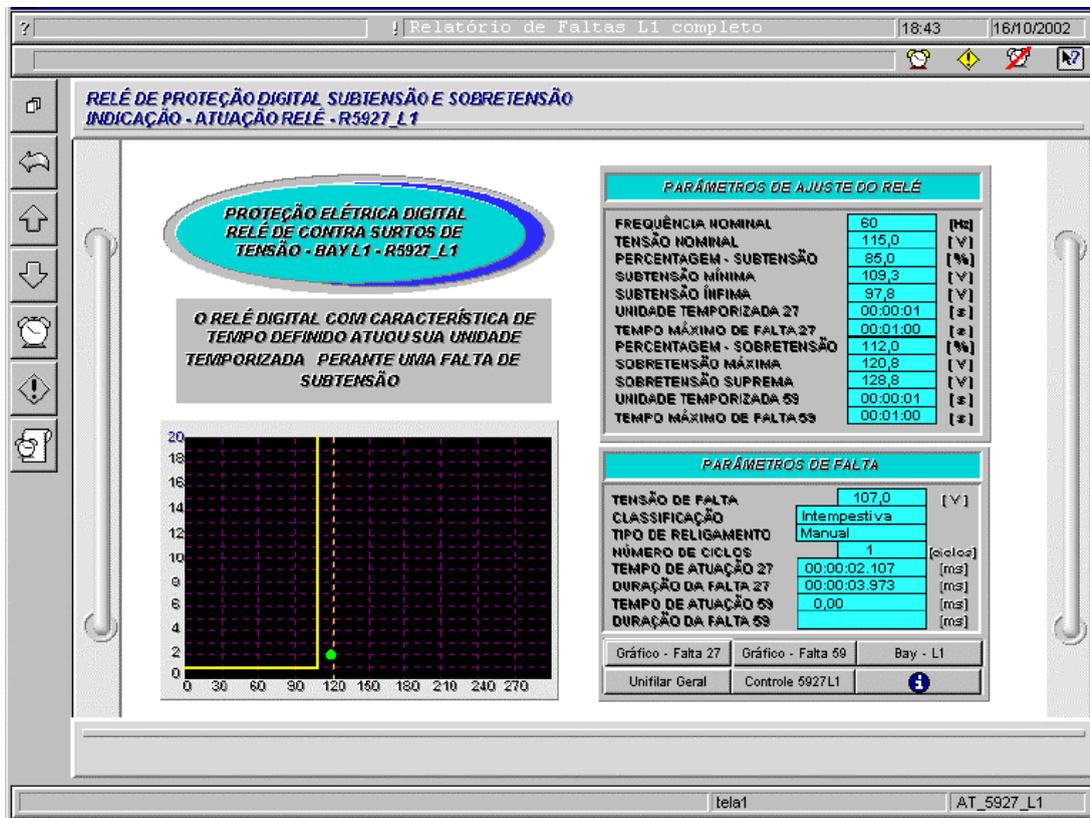
Apresentação da atuação do Relé de Sobretensão 59 – Falta Temporária



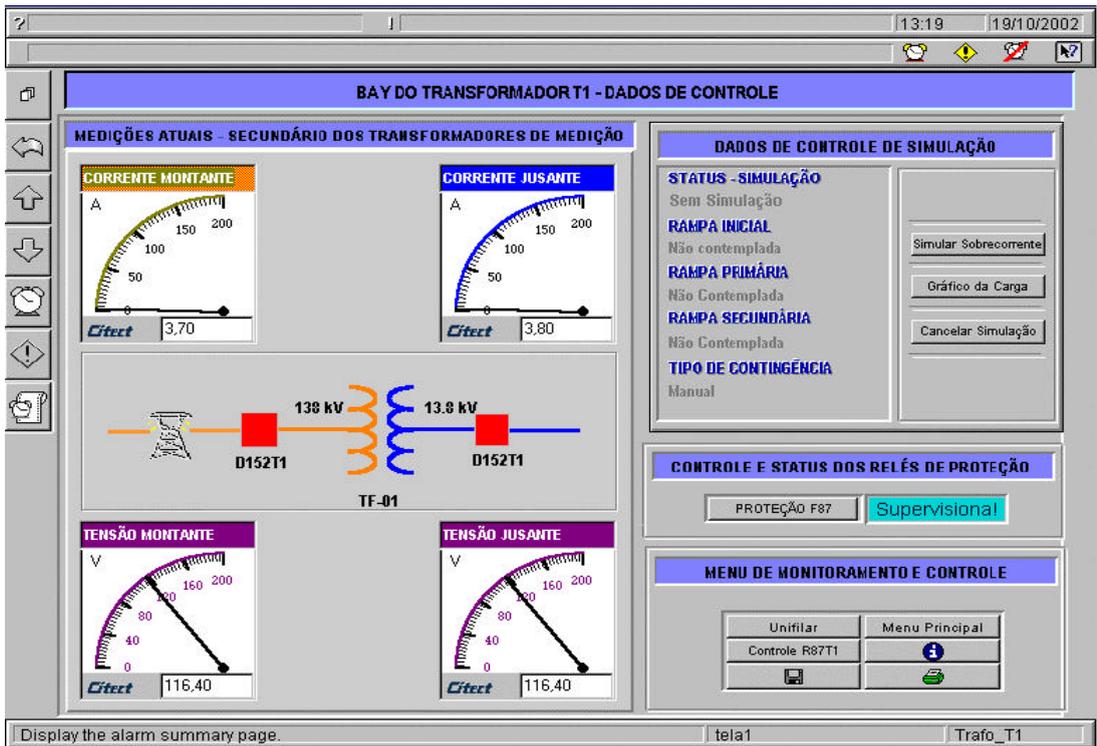
Apresentação da atuação do Relé de Subtensão 27 – Falta Permanente



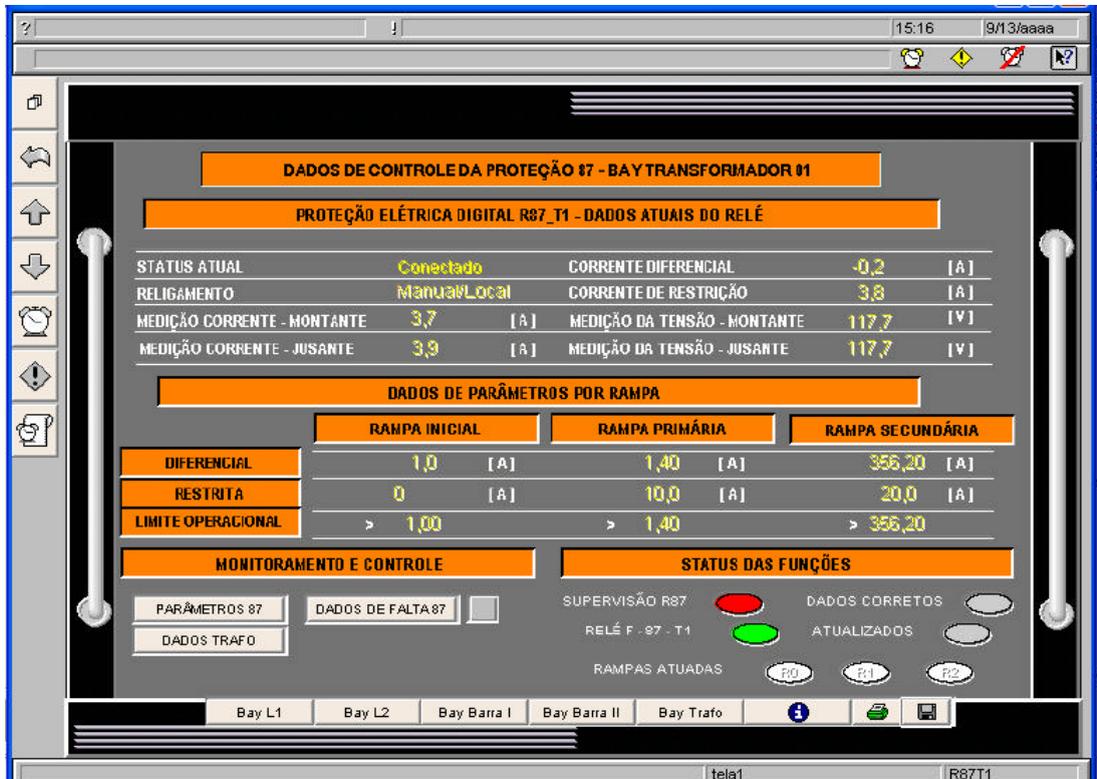
Apresentação da atuação do Relé de Subtensão 27 – Falta Temporária



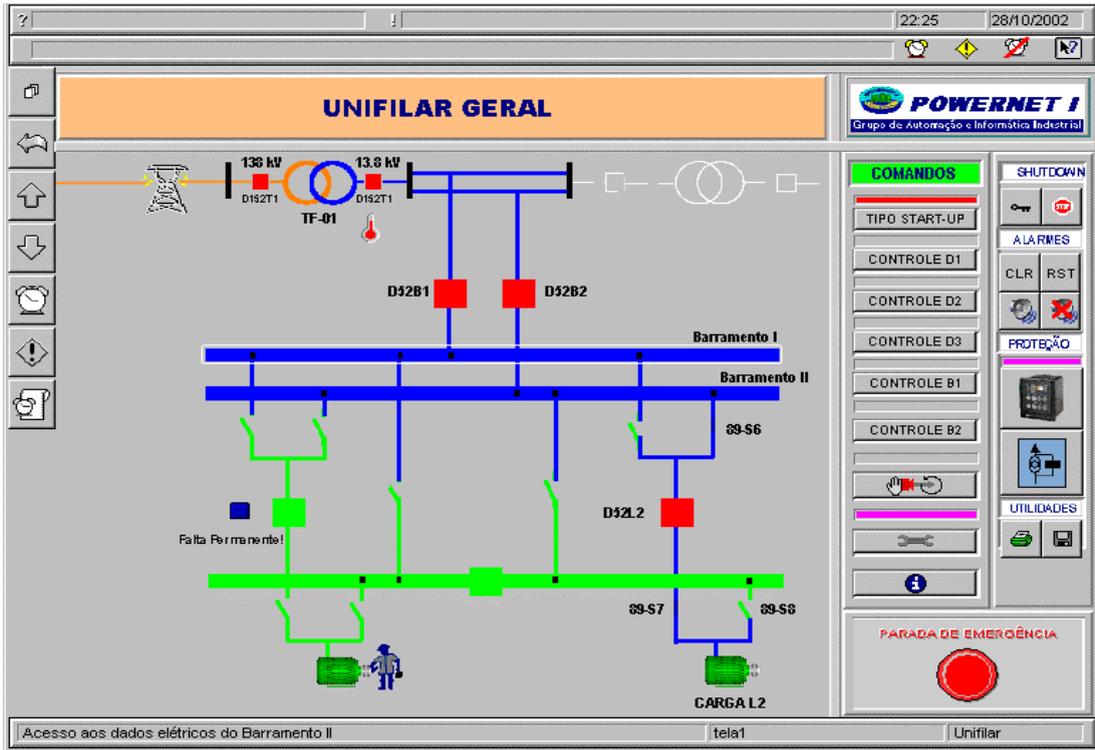
Dados de Controle e Simulações para o trafo TF-01



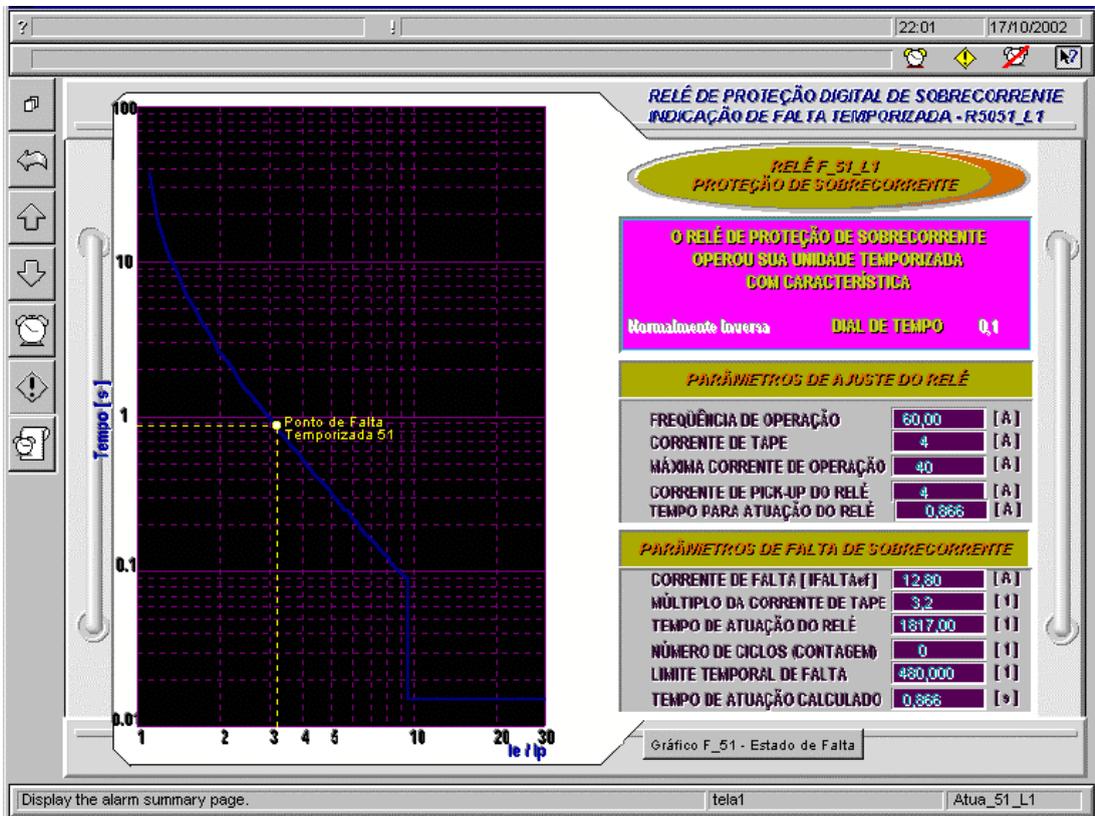
Controle de dados parametrizados para o Relé R87T1



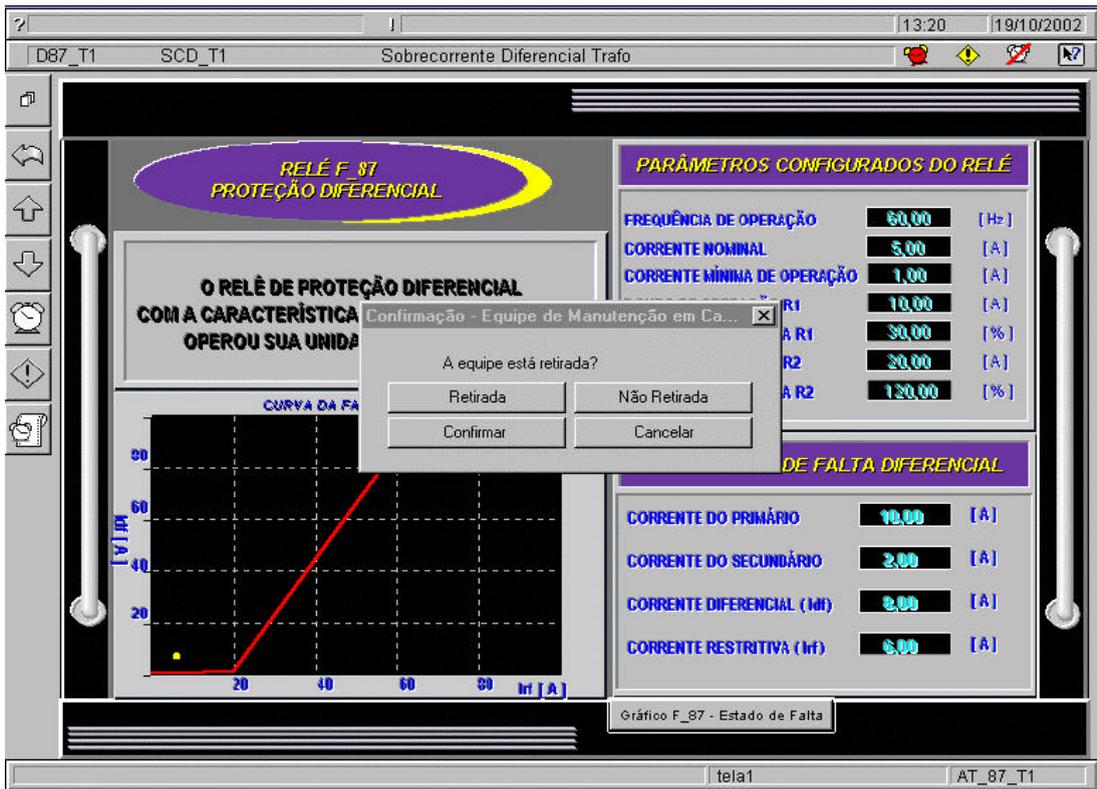
Apresentação do Diagrama Unifilar Geral para uma falta permanente



Atuação do Relé de Sobrecorrente R51L1 – Falta Temporizada



Atuação do Relé de Proteção por Sobrecorrente Diferencial – R87T1



Atuação do Relé de Proteção por Sobrecorrente Diferencial – R87T1

