

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

**GUSTAVO DE ANDRADE BARRETO**

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE UM SISTEMA DE  
MONITORAMENTO DE BAIXO CUSTO PARA OS SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO RETICULADOS SUBTERRÂNEOS**

**SÃO PAULO**

**2010**

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

GUSTAVO DE ANDRADE BARRETO

**ESTUDO DE VIABILIDADE DE UM SISTEMA DE MONITORAMENTO DE  
BAIXO CUSTO PARA OS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RETICULADOS  
SUBTERRÂNEOS**

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

Orientador: Prof. Dr. José Aquiles Baesso  
Grimoni

SÃO PAULO  
2010

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

### **FICHA CATALOGRÁFICA**

Barreto, Gustavo de Andrade.

Estudo de viabilidade de um sistema de monitoramento de baixo custo para os sistemas de distribuição reticulados subterrâneos/ Gustavo de Andrade; ; orientador José Aquiles Baesso Grimoni - São Paulo, 2010.

105p; il.; 30 cm.

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

1. Energia elétrica – qualidade
  2. Distribuição de energia elétrica
  3. Relés – proteção
- I. Título.

À minha família, em retribuição.

A todos os meus professores, como recompensa.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus e a toda espiritualidade pela oportunidade de ajudar ao progresso.

Ao meu orientador Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni pela confiança.

Ao Prof. Dr. Douglas Alexandre de Andrade Garcia pela importante contribuição a este trabalho e por primeiro ter cunhado a frase “Porque você não faz o mestrado aqui no IEE?”

Ao Prof. Dr. Geraldo Francisco Burani, ao MSc. Humberto de Alencar Pizza da Silva e ao Prof. Dr. Carlos Cezar da Silva pela contribuição à época do exame de Qualificação.

A João Carlos dos Santos da CEB por compartilhar sua longa experiência profissional.

A Edson, Jaime, João Alves, João Soares, José Holanda, Leossandro, Marcelo, Marcos, Neilon e Xavier, da equipe de subterrâneo da CEB, pela amizade e disposição.

Ao Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, pela oportunidade de trabalhar em seu Grupo de Pesquisas de Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico (GPSMD): ao coordenador de P&D, Prof. Dr. Geraldo Burani, ao Gerente de P&D, MSc. Humberto Pizza e aos pesquisadores Prof. Dr. José Aquiles B. Grimoni, Prof. Dr. Douglas Garcia e Eng. Dênis Miyahira.

Aos amigos Marisa, Fábio (meu sobrinho adotivo) e Mara por acreditarem num sucesso inevitável (um excesso, mas foi bom!).

Aos meus pais, Dirceu e Iolanda, e meus irmãos, Carmen, Paula, Luciane e Raphael, pelos sorrisos e abraços em cada estágio da minha vida.

À minha esposa Maria das Graças, pelo incentivo e paciência.

**OBRIGADO.**

## **RESUMO**

Barreto, Gustavo de Andrade; Grimoni, José Aquiles Baesso (Orientador). **Estudo de Viabilidade de um Sistema de Monitoramento de Baixo Custo para os Sistemas de Distribuição Reticulados Subterrâneos**. São Paulo, 2010. 105p. Dissertação de Mestrado – IEE/USP. 2010.

Este trabalho apresenta um estudo de viabilidade de um Sistema de Monitoramento de Baixo Custo (SMBC), por meio da observação de ganhos operacionais no caso de serem agregadas funções de monitoramento e controle aos relés eletrônicos dos protetores (equipamentos religadores do sistema de distribuição reticulado), visando a melhoria da qualidade no fornecimento de energia elétrica através da redução dos tempos de reação das concessionárias às falhas, do aumento da vida útil dos equipamentos e redução dos custos operacionais. Um relé para protetores de rede com características apropriadas foi desenvolvido pela empresa Futura, testado nos laboratórios do IEE/USP e instalado em campo, dentro do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL com a concessionária Companhia Energética de Brasília. A operação foi acompanhada por 13 meses avaliando as novas possibilidades de operação remota, os benefícios para a concessionária e os ganhos sociais. Os benefícios do uso do sistema, os ganhos operacionais, gerenciais e sociais, são relatados constatando a viabilidade técnica e econômica da adoção do sistema. Ao final, recomendações para a continuidade da pesquisa são feitas.

## **ABSTRACT**

Barreto, Gustavo de Andrade; Grimoni, José Aquiles Baesso (Orientador). **Estudo de Viabilidade de um Sistema de Monitoramento de Baixo Custo para os Sistemas de Distribuição Reticulados Subterrâneos**. São Paulo, 2010. 105p. Dissertação de Mestrado – IEE/USP. 2010.

This work presents a viability study for a Low-cost Monitoring System (SMBC), through the examination of the operational improvements on electrical network distribution systems when new functions are added to network protector's relays allowing remote monitoring and control using typical automation protocols. The improvements on energy supply quality by reducing response times to failures, extension of equipment life and pro-active actions are also evaluated. A network protector relay with the new features have been developed by Futura Automação and tested in the IEE/USP laboratories, within a Research & Development program promoted by the national electrical energy regulator, ANEEL, and the utility Companhia Energética de Brasília (CEB). The 7 new relays have been installed for field operation and for evaluation of the new possibilities of operation and possible gains for the utility took place in 13 months of continuous operation. The benefits, operational improvements, management and social gains are described assuring the technical and economical viability of the system. Recommendations for future research are made.



## SUMÁRIO

<b>FICHA CATALOGRÁFICA</b> .....	iii
<b>RESUMO</b> .....	vi
<b>ABSTRACT</b> .....	vii
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	ix
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	x
<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b> .....	xi
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	13
<b>1. Introdução</b> .....	13
<b>1.1 Justificativa</b> .....	18
<b>1.2 Metodologia</b> .....	26
<b>1.3 Objetivos</b> .....	27
<b>1.4 Apresentação da estrutura capitular</b> .....	28
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	30
<b>2.1 Origens do Sistema Reticulado Subterrâneo e o mercado mundial</b> .....	30
<b>2.2 Histórico do Sistema Reticulado Subterrâneo no Brasil</b> .....	32
<b>2.3 – Breve Histórico da Avaliação da Qualidade de Energia no Brasil</b> .....	44
<b>2.4 – O valor da confiabilidade na energia elétrica</b> .....	50
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	53
<b>3.1 A importância do monitoramento em baixa tensão</b> .....	53
<b>3.2 Requisitos do Sistema de Monitoramento de Baixo Custo - SMBC</b> .....	55
<b>3.3 Requisitos do ambiente de testes do SMBC</b> .....	59
<b>CAPÍTULO 4</b> .....	61
<b>4.1 Estudo de Caso – Projeto Piloto</b> .....	61
<b>4.2 A Área Piloto</b> .....	64
<b>4.3 – Considerações sobre o uso de sistemas de comunicação flexíveis em sistemas reticulados</b> .....	66
<b>4.4 – Os protocolos de comunicação e transporte</b> .....	69
<b>4.5 – Os registros de eventos com data e hora</b> .....	70
<b>4.6 – A parametrização remota</b> .....	71
<b>CAPÍTULO 5</b> .....	73
<b>5. Constatação da Viabilidade com o Sistema Em Operação</b> .....	73
<b>CAPÍTULO 6</b> .....	81
<b>6 Conclusões e Trabalhos Futuros</b> .....	81
<b>6.1 Conclusões</b> .....	81
<b>6.2 Recomendações e Trabalhos Futuros</b> .....	83

## LISTA DE TABELAS

TABELA 2.2.1: Comparação de confiabilidade entre sistemas de fornecimento de energia elétrica. Fonte: *Electric Power Research Institute, INC. (EPRI)*, 2002 37

TABELA 2.3.1: Multas aplicadas pela ANEEL tem crescido - Situação em julho de 2007 – 47  
Fonte: Dados compilados de [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), 03/2008

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Evolução da Carga de Energia Elétrica e da população no Brasil	14
Figura 1.2: Aumento de Domicílios em área urbana indica aumento da complexidade da rede de distribuição	15
Figura 1.3: Evolução da Demanda de Energia Elétrica nos países integrantes e não integrantes da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE)	16
Figura 1.4: Panorama mundial do emprego de medidores eletrônicos inteligentes (Google Maps, 2009).	21
Figura 1.5: Topologia do sistema Radial Simples	22
Figura 1.6: Topologia do sistema Radial com Recurso	23
Figura 1.7: Topologia do sistema Radial Reticulado	24
Figura 1.8: Topologia do sistema de Primário Seletivo	25
Figura 2.2.1: Diagrama esquemático unifilar de um sistema reticulado exclusivo ( <i>spot network</i> ) de distribuição, em uma Subestação de Baixa Tensão de 3 transformadores.	35
Figura 2.2.2: Diagrama esquemático unifilar de um sistema reticulado em malha ( <i>grid network</i> ) de distribuição, cada Subestação de Baixa Tensão normalmente possui apenas um transformador.	36
Figura 2.2.1.1 - Diagrama esquemático de uma falha de fornecimento (curto-circuito) e os fluxos de potência decorrentes	40
Figura 2.2.1.2: Protetor de Redes General Electric modelo MG9 de 1200 <sup>a</sup> @380V, instalado em 1970 na Companhia Energética de Brasília.	41
Figura 2.3.1: Média brasileira do indicador FEC no decorrer dos anos. Fonte: Elaborado com dados da ANEEL (extraídos em 28.04.2008)	48
Figura 4.1: Protetor de redes General Electric modelo MG-9 no IEE/USP. Equipado com relé eletromecânico (área indicada).	61
Figura 4.2: Relé eletrônico Futura modelo Netpro fixado ao suporte-conector para o protetor General Electric modelo MG-9.	62
Figura 4.2.1: Relé eletrônico Futura modelo Netpro montado em suporte-conector para o Protetor de redes Westinghouse modelo CM-22.	64
Figura 4.2.2: Tela do programa de PC para monitoramento em tempo real e georreferenciado das unidades instaladas	65
Figura 4.2.3: Esquema pictórico parcial de interligação da infraestrutura de comunicação do Projeto Piloto de testes.	67
Figura 4.4.1: Tela do programa CEBSup para visualização dos registros de eventos.	71
Figura 4.5.1: Tela do programa ModBus RTU para parâmetrização remota e outras funções.	72
Figura 5.1.1: Gráfico mostrando correntes reversas (valores negativos) causadas pelo desequilíbrio entre alimentadores da subestação. Elaborado com dados de monitoramento do P&D1616 CEB-IEE/USP, 2009	76
Figura 5.1.2: Gráfico mostrando tensões, correntes e temperaturas de dados que foram utilizados para solução de problemas na subestação.	77
Figura 5.1.3: Gráfico mostrando tensão e potência por fase do protetor R2.	78
Figura 5.1.4: Gráfico mostrando tensão e potência por fase do protetor R5	78
Figura 5.1.5: Gráfico mostrando tensão e potência por fase do protetor R8	79

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<b>CEB</b>	Companhia Energética de Brasília
<b>DEC</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - 3 Min.
<b>DEC1</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - 1 Min.
<b>DEC1i</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Decorrente de Rede Própria – 1 Min
<b>DEC1r</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (Racionamento)- 1 Min.
<b>DEC1x</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Fatores Externos - 1 Min.
<b>DECi</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Decorrente de Rede Própria - 3 Min.
<b>DECr</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (Racionamento)- 3 Min.
<b>DECx</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Decorrente Fatores Externos - 3 Min.
<b>DER</b>	Distributed Energy Resources
<b>DMIC</b>	Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora
<b>DMS</b>	Distribution Management System
<b>DNP3</b>	Distributed Network Protocol Version 3
<b>DRC</b>	Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica
<b>DRP</b>	Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária
<b>EEPROM</b>	Electric-erasable Programable Read Only Memory
<b>EMC</b>	Electromagnetic Compatibility
<b>EPRI</b>	Electric Power Research Institute
<b>EPUSP</b>	Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
<b>FAPESP</b>	Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado de São Paulo
<b>FEC</b>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - 3 Min.
<b>FEC1</b>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - 1 Min.
<b>FEC1i</b>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Decorrente Rede Própria - 1 Min
<b>FEC1r</b>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (Racionamento)- 1 Min.
<b>FEC1x</b>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Fatores Externos - 1 Min
<b>FECi</b>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Decorrente Rede Própria - 3 Min

<b>FECr</b>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (Racionamento)- 3 Min.
<b>FECx</b>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Decorrente Fatores Externos - 3 Min
<b>GD</b>	Geração Distrinuída
<b>IBGE</b>	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
<b>ICC</b>	Índices de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica
<b>ICMS</b>	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
<b>IED</b>	Intelligent Electronic Device
<b>IEE</b>	Instituto de Eletrotécnica e Energia
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<b>IHM</b>	Interface Homem Máquina
<b>NIE</b>	Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupções
<b>NumCon</b>	Número de Consumidores do Conjunto no Período
<b>NumConsAgt</b>	Número de Consumidores do Distribuidor no Período
<b>NumOcorr</b>	Número de Ocorrências Emergenciais no Conjunto no Período
<b>OCDE</b>	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
<b>OMS</b>	Outage Management System
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema
<b>P&amp;D</b>	Pesquisa e Desenvolvimento
<b>PCH</b>	Pequena Central Hidrelétrica
<b>PLC</b>	<i>Powerline Communication</i>
<b>PNAD</b>	Pesquisa Nacional por Amostragem de Domicílio
<b>PNIE</b>	Percentual do Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupções
<b>PRS</b>	Plano de Recuperação Setorial
<b>REVISE</b>	Revisão Institucional do Setor Elétrico
<b>SCADA</b>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>SMBC</b>	Sistema de Monitoramento de Baixo Custo
<b>SMS</b>	<i>Short Messaging Service</i>
<b>Std</b>	<i>Standard</i>
<b>STJ</b>	Superior Tribunal de Justiça
<b>TC</b>	Transformador de Corrente
<b>TMD</b>	Tempo Médio de Deslocamento
<b>TMM</b>	Tempo Médio de Mobilização
<b>TMP</b>	Tempo Médio de Preparação
<b>USP</b>	Universidade de São Paulo
<b>VPN</b>	<i>Virtual Private Network</i>
<b>XML</b>	<i>eXtended Markup Language</i>

## **CAPÍTULO 1**

### **1. Introdução**

Desde a sua origem, ainda no final do século 19, o setor elétrico brasileiro se organizou e se expandiu através da iniciativa privada, cabendo ao mercado estabelecer diretrizes de expansão e até parâmetros de operação. Neste período, houve fraca intervenção regulatória de órgãos governamentais. Numa segunda fase, o setor passou a ter o comando centralizador estatal. A intervenção econômica do Estado no setor surge de forma mais contundente em 1973 com a equalização das tarifas de energia elétrica em todo território nacional. O objetivo era o desenvolvimento de áreas distantes e/ou carentes, atendidas por concessionárias menos rentáveis. Esta prática gerou a ineficiência, uma vez que o regime tarifário estava centrado no custo dos serviços prestados e uma remuneração mínima passou a ser garantida, desestimulando esforços para otimização de custos, eficiência energética e melhoria de índices de qualidade.

A estatização se consolidou com a venda da LIGHT para a ELETROBRÁS em 1978 e a operação e expansão do setor ficou sob o comando de um planejamento centralizado. Vieram então os planos econômicos, nos quais as tarifas dos serviços públicos tornaram-se instrumentos de combate à inflação, reduzindo ainda mais as possibilidades de investimentos na manutenção e modernização das redes de distribuição.

Segundo o Ministério das Minas e Energia, o modelo de financiamento do setor entra em crise em 1981 iniciando um período de impasse e imobilismo. Estudos realizados pelo setor – em 1985 o Plano de Recuperação Setorial (PRS) e a Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE) em 1988 - apontavam para a necessidade da recuperação tarifária.

Após um período de 20 anos, em 1993 termina a equalização das tarifas em território nacional. As reformas setoriais que se sucederam, visaram à recuperação dos investimentos e dos níveis das tarifas e incluíram, entre outros, o estabelecimento de critérios tarifários que estimularam a eficiência econômica e preservaram os direitos dos consumidores (VINHAES, 1999).

Em 1995, foi implementado o Plano Real, o plano econômico de controle inflacionário que propiciou avanços econômicos e sociais. A melhoria da qualidade de

vida dos brasileiros se traduziu num aumento do consumo de energia *per capita* (Figura 1.1), tanto no segmento dos consumidores residenciais como dos industriais, e no aumento vertiginoso do número de novos domicílios.

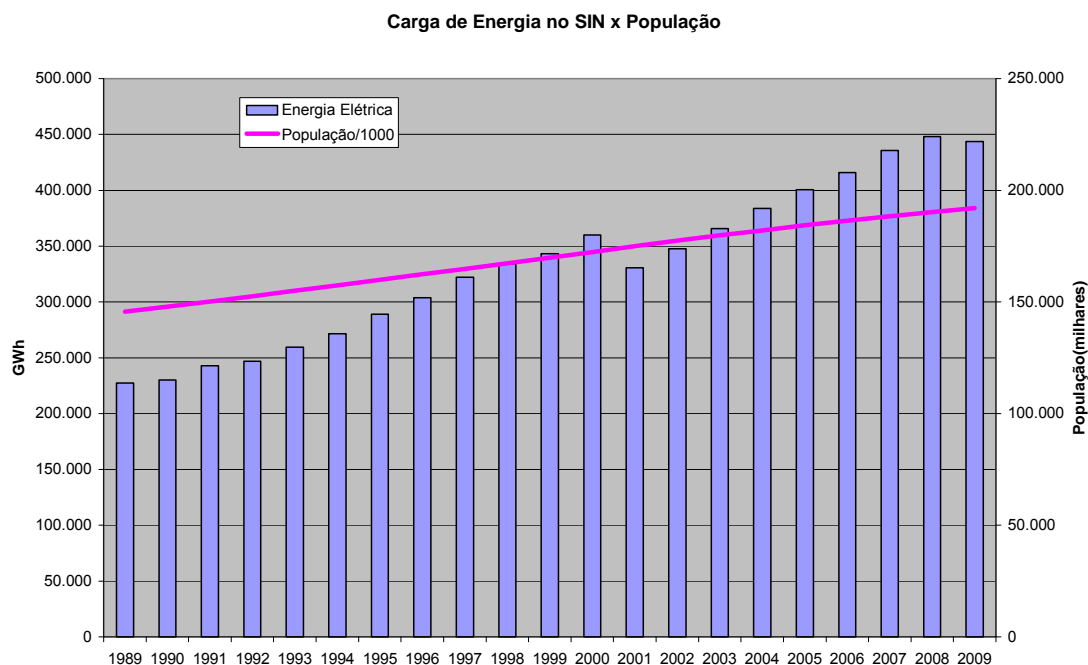


Figura 1.1: Evolução da Carga de Energia Elétrica e da população no Brasil – Elaborado com dados da ONS e IBGE, 2010.

Também em 1995, iniciou-se a terceira fase do setor elétrico brasileiro com o processo de privatização. O capital privado volta a gerenciar a operação e a expansão do setor - agora desmembrado em geração, transmissão e distribuição - , observado pelo novo órgão regulador criado em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

As empresas privadas concessionárias encontraram as redes de distribuição de energia elétrica debilitadas por décadas sem investimentos adequados. Com o aumento de demanda, passaram a operar cada vez mais próximas aos limites da sua capacidade. Paralelamente, o avanço do número de domicílios (Figura 1.2) vem contribuindo para o aumento da capilaridade e complexidade das redes de distribuição. Esse aumento advém do fenômeno da diminuição da taxa de fecundidade no Brasil e o conseqüente envelhecimento da população, resultando numa diminuição da ocupação dos domicílios e num aumento do número das novas instalações. Em 2005, a classe residencial representava apenas 25% do consumo de energia total, distribuídos em 85% do número

de domicílios (LEON, 2005).

Estes dois fatores, aumento de carga generalizado e aumento da complexidade da rede, diminuem rapidamente as margens de segurança de operação e degradam a confiabilidade, representando maior número de interrupções de fornecimento e instabilidades.

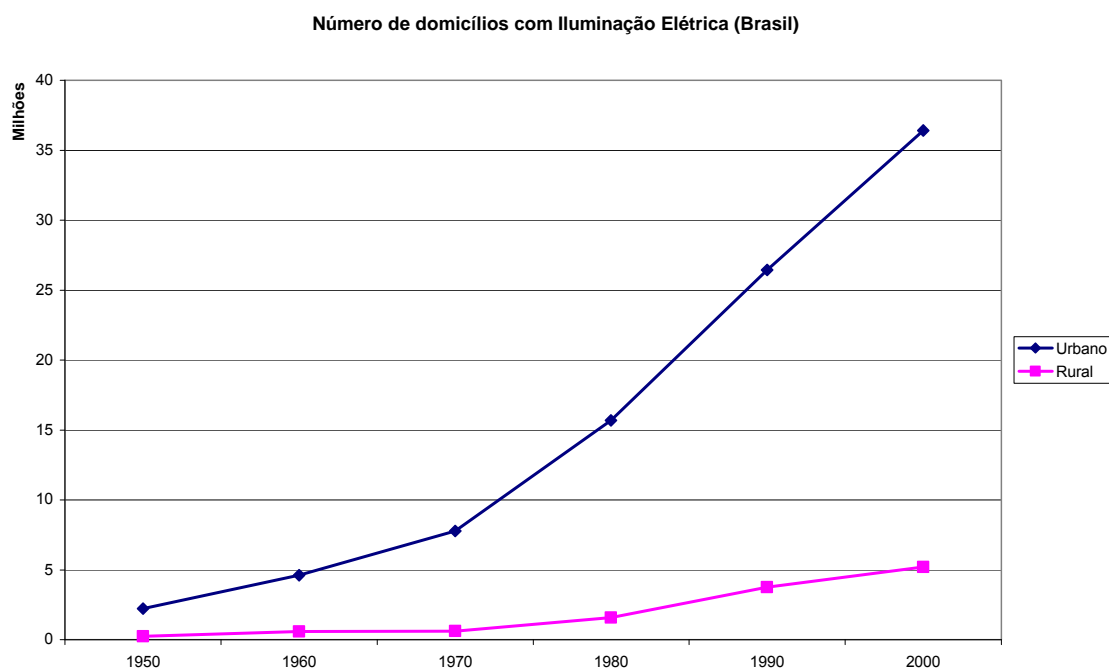


Figura 1.2: Aumento de Domicílios em área urbana indica aumento da complexidade da rede de distribuição – Elaborado com dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Censo 2002, Rio de Janeiro.

Algumas medidas de incentivo à eficiência energética e conservação de energia, principalmente as divulgadas durante o racionamento, causaram uma diminuição na demanda nacional em 2001 (Figura 1.1) e conduziram a mudanças de hábito que reduziram o consumo *per capita* de forma permanente. No entanto, a cada dia, mais e mais pessoas passam a contar com suprimento de energia elétrica em seus domicílios por meio de programas governamentais de inclusão social e cidadania, evidenciado pela Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) de 2007 do IBGE, na qual foi apurado que 98,5% dos domicílios brasileiros contavam com iluminação elétrica naquele ano.

A expectativa para os países em desenvolvimento, como o Brasil, é que o crescimento econômico e a melhoria da qualidade de vida impulsionem a procura por



energia elétrica em um ritmo anual bem maior que nos países mais desenvolvidos como os países integrantes da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), como demonstrado na Figura 1.3.

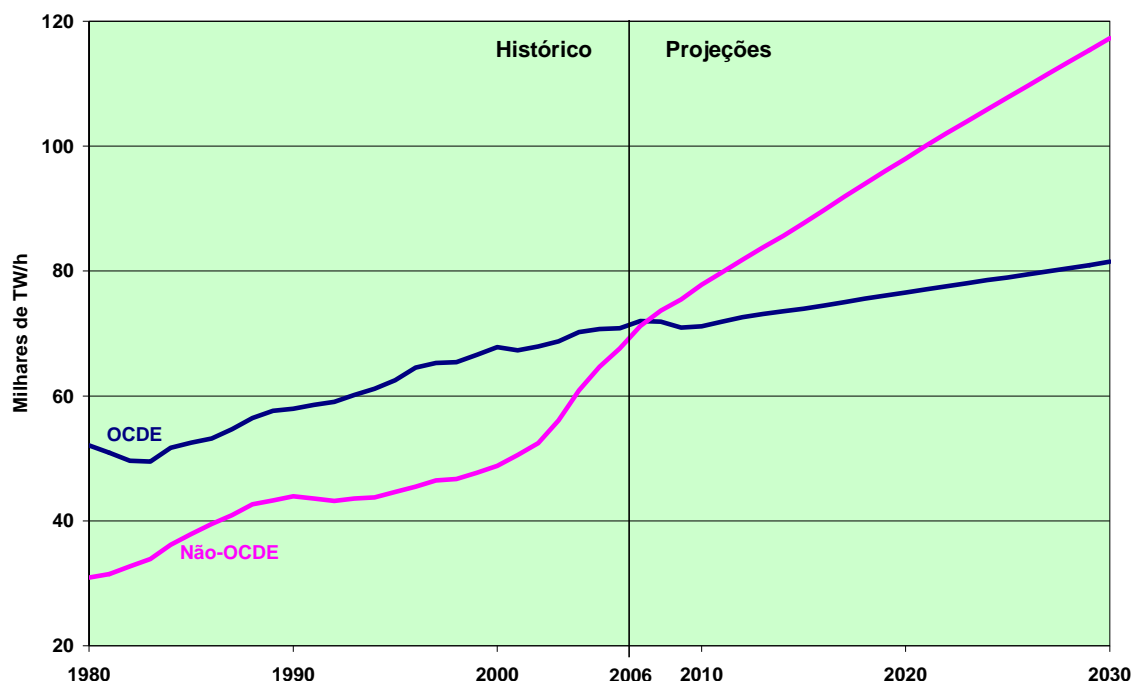


Figura 1.3: Evolução da Demanda de Energia Elétrica nos países integrantes e não integrantes da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) – Elaborado com dados da *Energy Information Administration*, EUA - 2009

Paralelamente, observa-se uma maior dependência da energia elétrica pelos consumidores, que trocam outras fontes de energia pela eletricidade considerando-a mais limpa e segura, como nas aplicações de aquecimento, ou incorporam ao seu cotidiano mais equipamentos elétricos. Numericamente, a quase totalidade desses novos equipamentos são cargas sensíveis a falhas de fornecimento, principalmente equipamentos com tecnologia digital e processamento local, tanto para o trabalho quanto para o lazer. Por exemplo, controles de motores e processos na indústria, equipamentos de monitoramento e estabilização de pacientes em hospitais, caixas eletrônicos nos bancos, máquinas registradoras no comércio, televisores, telefones e jogos eletrônicos nos lares e os computadores em todos estes lugares. Esses equipamentos são, em geral, sensíveis a interrupções momentâneas de fornecimento, mesmo que sejam de apenas alguns milésimos de segundos.

A disseminação acentuada do uso de computadores pessoais e dos equipamentos de comunicação para conexão destes com a internet tem sido responsável pela alteração da percepção de qualidade de fornecimento de energia pela sociedade. Segundo a PNAD (2006-2007), foi o bem durável que mais cresceu nos últimos anos.

Ao perceberem falhas de fornecimento cada vez menores, os consumidores passam a exigir a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica e pressionam a atuação da ANEEL, tanto de forma sistêmica como pontual.

A ANEEL tem por princípio maior a modicidade tarifária e não diferencia as tarifas de regiões atendidas por sistemas subterrâneos de altíssima confiabilidade, como os reticulados - descritos no próximo capítulo - de outras atendidas por redes aéreas, bem menos confiáveis e mais baratas. Assim, ela pressiona as empresas concessionárias por índices de continuidade sempre melhores como se a confiabilidade das redes de distribuição fosse homogênea e isto causa distorções.

Além disso, o sistema elétrico brasileiro passa pela necessidade de adaptação ao novo modelo de geração descentralizada (DER, da sigla em inglês), que desponta como tendência mundial, na qual os consumidores podem também participar da geração de energia elétrica por meio da instalação de algum tipo de gerador de energia em suas premissas. Porém, as redes de distribuição no Brasil foram concebidas para serem alimentadas a partir de um único sistema gerador estável: o Sistema Interligado Nacional (SIN), controlado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

O SIN reúne as grandes usinas e polos geradores brasileiros num sistema interligado que é visto pelas distribuidoras como um fornecedor único. No entanto, observa-se uma tendência mundial de descentralizar o parque gerador para propiciar maiores margens de segurança de operação ao sistema, especialmente em horários de pico.

O Brasil deu os primeiros passos nesta direção, na década de 1990, com a reforma do setor elétrico, abrindo caminho para as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). A geração elétrica perto do consumidor já foi padrão no Brasil até a década de 40. No entanto, o desenvolvimento tecnológico deste modelo de geração foi inviabilizado pela geração em grandes usinas, que na época tornou-se mais barata.

Não obstante, ainda falta um arcabouço legal e técnico para a conexão de geradores diretamente às redes de distribuição em baixa tensão. Geradores de pequena

capacidade de geração serão conectados diretamente às redes de distribuição (baixa tensão), fornecendo energia em lugares contíguos aos pontos de consumo, aliviando as redes de transmissão de longa distância. Esse sistema proporciona economia em investimentos na transmissão e redução das perdas em todo sistema, melhorando a estabilidade do serviço de fornecimento de energia elétrica localmente e mitigando riscos de planejamento.

A geração distribuída (GD) não se vincula a uma tecnologia em especial e pode adaptar-se a diferentes usos ou aplicações de acordo com a disponibilidade local de insumos (renováveis, como sol, biomassa e lixo ou não renováveis, como gás) e ao uso que se pretende dar ao sistema (geradores para emergência, para horário de pico, para autoconsumo ou para exportação de excedente).

Atualmente, essas redes não estão preparadas para a integração de uma geração descentralizada e intermitente. Para que seja possível a inserção destas novas fontes geradoras no sistema, há a necessidade prévia de conhecimento detalhado do funcionamento das redes de baixa tensão para que se possa especificar os parâmetros técnicos de conexão e balizar a criação de leis e fórmulas de tarifação/compensação.

### **1.1 Justificativa**

O mapeamento dos fluxos de potência através das redes de distribuição permitirá avaliar os impactos operacionais da inclusão de novas fontes em baixa tensão. Isso só poderá ser obtido pelo monitoramento constante durante um período suficientemente longo para a criação de bases de conhecimento e da modelagem do funcionamento dessas redes de distribuição.

Tipicamente, as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica se utilizam de sistemas SCADA (do inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition*), com terminais remotos coletando dados de estados de equipamentos e grandezas analógicas. Esses sistemas foram, em alguns casos, adicionados de funcionalidades de gerenciamento de falhas, conhecidos como OMS (do inglês, *Outage Management System*) que se utiliza dos dados de supervisão do SCADA e dos esquemas georreferenciados para tomar automaticamente providências de alarme e acionamento

de equipes de manutenção e emergência através de mensagens (*paggers, SMS, e-mail* etc.).

Atualmente, a tendência na Europa e nos Estados Unidos é a evolução desses sistemas de supervisão para um sistema de gerenciamento de distribuição de energia, conhecido como DMS (*Distribution Management System*). Esse novo conceito se apresenta como a evolução necessária dos sistemas de monitoramento/atuação de baixa tensão para fazer face aos novos desafios da geração distribuída e ao planejamento contínuo da operação em busca da eficiência energética.

Finalmente, convém ressaltar as vantagens da antecipação, pelas empresas, da aplicação de quaisquer novas regulamentações, assim que se tornem realidade e apresentem sinais de serem tendências irreversíveis (HODGKINSON, 2006). As empresas que se anteciparem aos novos padrões e demandas de qualidade terão sempre vantagens competitivas, pois terão mais tempo para consolidar o capital humano (*know-how*, capacitação, treinamento) para equacionar soluções econômicas e de engenharia (prototipagem, estudos de viabilidade econômica e técnica, experimentação) e ainda influenciar na adaptação da regulamentação para incorporar seus interesses (realidade local, especificidades técnicas, modelagem etc.) numa possível revisão normativa para acomodar diferentes situações não cogitadas numa primeira edição.

Assim, é importante observar a tendência mundial para a coleta de dados de consumo e qualidade de fornecimento diretamente dos medidores dos consumidores (Figura 4). Essa tendência está sendo adotada também pela ANEEL para os cálculos dos índices de qualidade pela instalação de medidores de energia capazes de comunicar eventos de continuidade e qualidade diretamente à concessionária ou à ANEEL. Atualmente, os dados sobre as falhas, interrupções e outros eventos de qualidade são gerados pelas próprias concessionárias em arquivos XML (*eXtended Markup Language*, da sigla em inglês), especialmente formatados e enviados por meio de um sistema de comunicação chamado DUTO.

O “Duto de Informações” é um canal de informações a ser utilizado como meio de transmissão para todos os arquivos a serem enviados para a ANEEL. As informações trafegam através de um canal criptografado de maneira a garantir a confidencialidade dos dados enquanto transitam pela rede mundial: a internet. A partir de cada empresa parceira da Agência, apenas os usuários autorizados poderão autenticar-se no sistema (login) para fazer a transmissão dos arquivos e também monitorar o estado de

processamento dos arquivos após sua chegada na ANEEL.

Como existem prazos para a coleta e organização dos dados dos eventos e o processamento dos dados pela concessionária e verificação pela ANEEL, os indicadores que constam na conta de luz dos consumidores, que são os da última apuração finalizada, referem-se geralmente aos de três meses atrás.



Figura 1.4: Panorama mundial do emprego de medidores eletrônicos inteligentes (Google Maps, 2009).

Pode-se observar na Figura 1.4 as iniciativas na utilização dos medidores eletrônicos: os marcadores vermelhos indicam medição de energia elétrica, enquanto os marcadores verdes e azuis ilustram medidores eletrônicos de gás e água, respectivamente. Os três marcadores em território brasileiro se referem a:

- Foz do Iguaçu-PR: “Sistema de Gerenciamento de Perdas e Medição”, projeto piloto da Fabricante de Medidores Landis+Gyr para a instalação de 11.175 medidores, usando radiofrequência (433MHz) para comunicação;
- Estado do Rio de Janeiro (área de concessão): projeto da Concessionária Ampla que teve início em 2005. Utiliza medidores Landis+Gyr e vários modos de comunicação, visando 400 mil consumidores residenciais e 20 mil comerciais; e

- Campinas-SP: projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) governamental da agência de fomento FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos sendo desenvolvido pela KNBS (*Knowledge Networks & Business Solution*). Teve início em 2009 e visa à medição remota de consumo de eletricidade e água em 50 residências utilizando a tecnologia PLC (*Power Line Communications*).

Essa tecnologia PLC é a mais nova opção de comunicação para os medidores pela recente regulamentação (resolução ANEEL nº 527, 08/04/09) que possibilitará a utilização da própria rede elétrica para transmissão de dados. Os medidores de energia elétrica deverão ser substituídos por modelos modernos capazes de registrar dados de consumo e as falhas de fornecimento (com marcação do horário das ocorrências) e transmitir esses dados quando requisitados. Segundo Lopes<sup>1</sup>, da ANEEL, está prevista a substituição de 48 milhões de medidores de energia antigos (podendo chegar a 64 milhões) por modelos eletrônicos com funções de registro de consumo, falhas e interrupções. Para o regulador, a implantação de sistemas com medidores eletrônicos em baixa tensão representa a possibilidade de aprimoramento no processo de fiscalização. Tais sistemas propiciam redução da assimetria de informações, à medida que facilitam a auditoria dos dados, principalmente na apuração dos indicadores de qualidade e faturamento.

Portanto, existe uma tendência de elevação das metas de qualidade e continuidade dos serviços de distribuição de energia e as concessionárias buscam atingir essas metas cada vez mais restritas de parâmetros de qualidade de energia (DUGAN, 2002), ao mesmo tempo que a fiscalização se torna mais acirrada. Uma resposta adequada seria a utilização de sistemas de distribuição reticulados subterrâneos, com seus baixíssimos índices de interrupções. Sistema Reticulado é a denominação de uma topologia de rede de distribuição de energia elétrica criada no início do século XX como alternativa a topologia do Sistema Radial no fornecimento de energia elétrica (Figura 1.5) que se mostrava problemática, à medida que a densidade de carga se elevava.

Os sistemas radiais simples são, geralmente, utilizados em áreas de baixa densidade de carga, principalmente rurais, nas quais os circuitos tomam normalmente

---

<sup>1</sup> Paulo Henrique Silvestri Lopes, da Superintendência de Regulação dos Serv.de distribuição da ANEEL - em palestra no II Fórum Latino Americano de Smart Grid. São Paulo, 2009.

rotas distintas pela própria distribuição geográfica dos consumidores. Não existem facilidades de contingenciamento, caracterizando-se basicamente pela existência de uma única fonte para cada parcela de carga. Uma falha do alimentador representa a interrupção de fornecimento para os consumidores daquela rede até que o reparo do circuito alimentador seja efetuado.

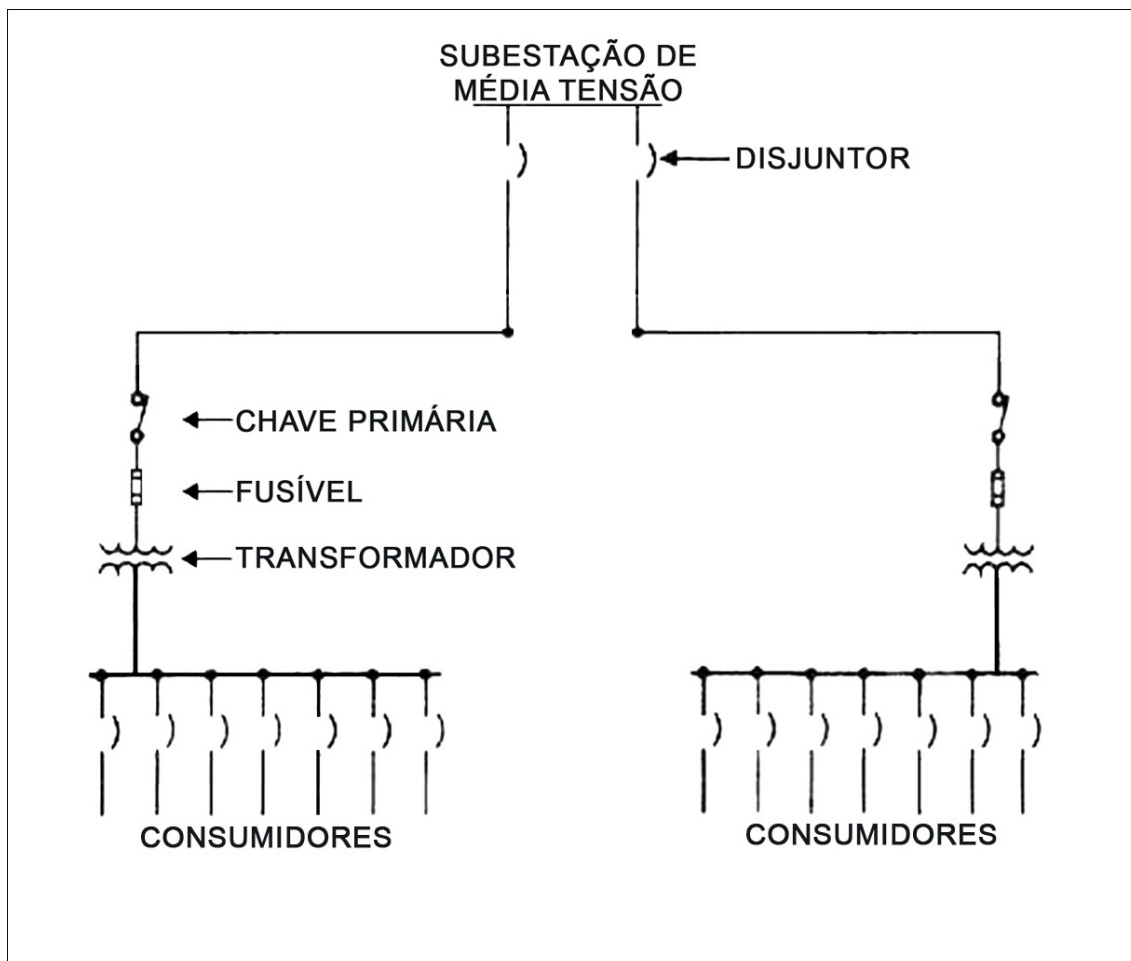


Figura 1.5: Topologia do sistema Radial Simples

Nos sistemas radiais com recurso (Figura 1.6) existem interligações, geralmente abertas, entre alimentadores adjacentes, partindo de uma mesma subestação ou de subestações diferentes. São geralmente empregados em áreas urbanas periféricas. Em caso de falha de um alimentador haverá uma interrupção de fornecimento para os consumidores até que seja efetuada uma manobra na interligação, conectando outro alimentador àqueles consumidores. Como um circuito alimentador pode receber temporariamente a carga de outro em caso de defeitos, são projetados de forma que exista uma certa reserva de capacidade em cada alimentador. É comum a existência de

dois ou no máximo quatro interligações, o que é suficiente para manter condições razoáveis de fornecimento. Porém, o tempo para se efetuar a manobra de troca de alimentadores depende de vários fatores, incluindo o deslocamento de equipes de manutenção caso a manobra não seja automatizada. Note-se que, em caso de falha de um alimentador, haverá uma interrupção no momento da falha até a ligação a outro alimentador e depois outra interrupção quando o alimentador original for restabelecido e o circuito voltar à configuração original.

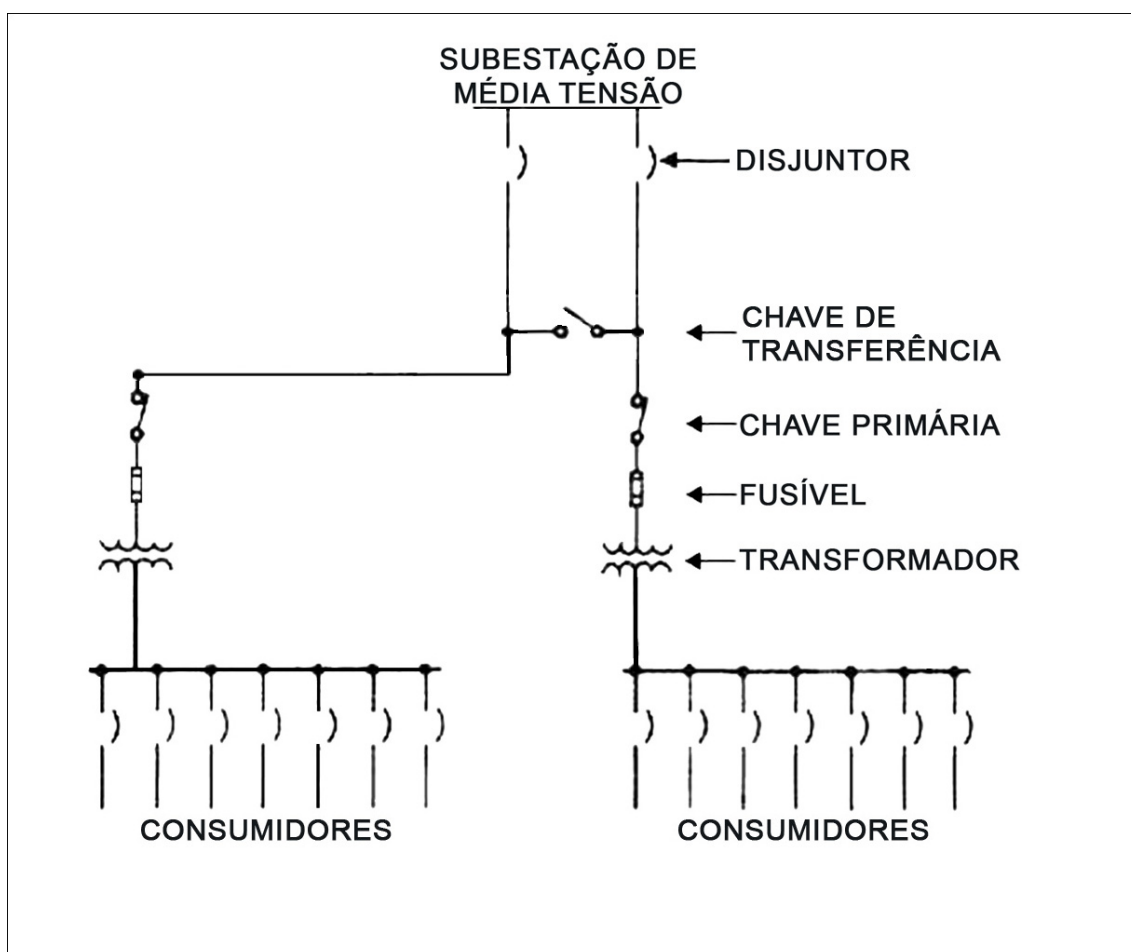


Figura 1.6: Topologia do sistema Radial com Recurso

Nos sistemas reticulados (Figura 1.7), cargas de toda uma região são supridas por uma rede de circuitos de baixa tensão interconectados e alimentados por vários transformadores ligados em paralelo, equipados com Protetores de rede (*Network Protectors*) que atuam interrompendo o circuito quando há fluxo de potência em sentido inverso (alimentação pelo secundário). Os transformadores, por sua vez, são alimentados por circuitos alimentadores primários independentes. Desta forma, a falha de um alimentador de média tensão não causa interrupção de fornecimento aos



consumidores, pois outros transformadores em paralelo assumirão a carga. Esse sistema é empregado em áreas de alta densidade de carga e são geralmente subterrâneos. Permitem com isto uma maior confiabilidade na continuidade do fornecimento em caso de falha nos alimentadores primários, nos transformadores ou nos próprios elementos de proteção, além de melhores índices de qualidade de energia fornecida aos consumidores. Em sistemas de distribuição, grande parte da energia elétrica fornecida aos consumidores nas grandes metrópoles ocorre por meio dos sistemas reticulados, sendo mais utilizados nas áreas urbanas com grande densidade de carga.

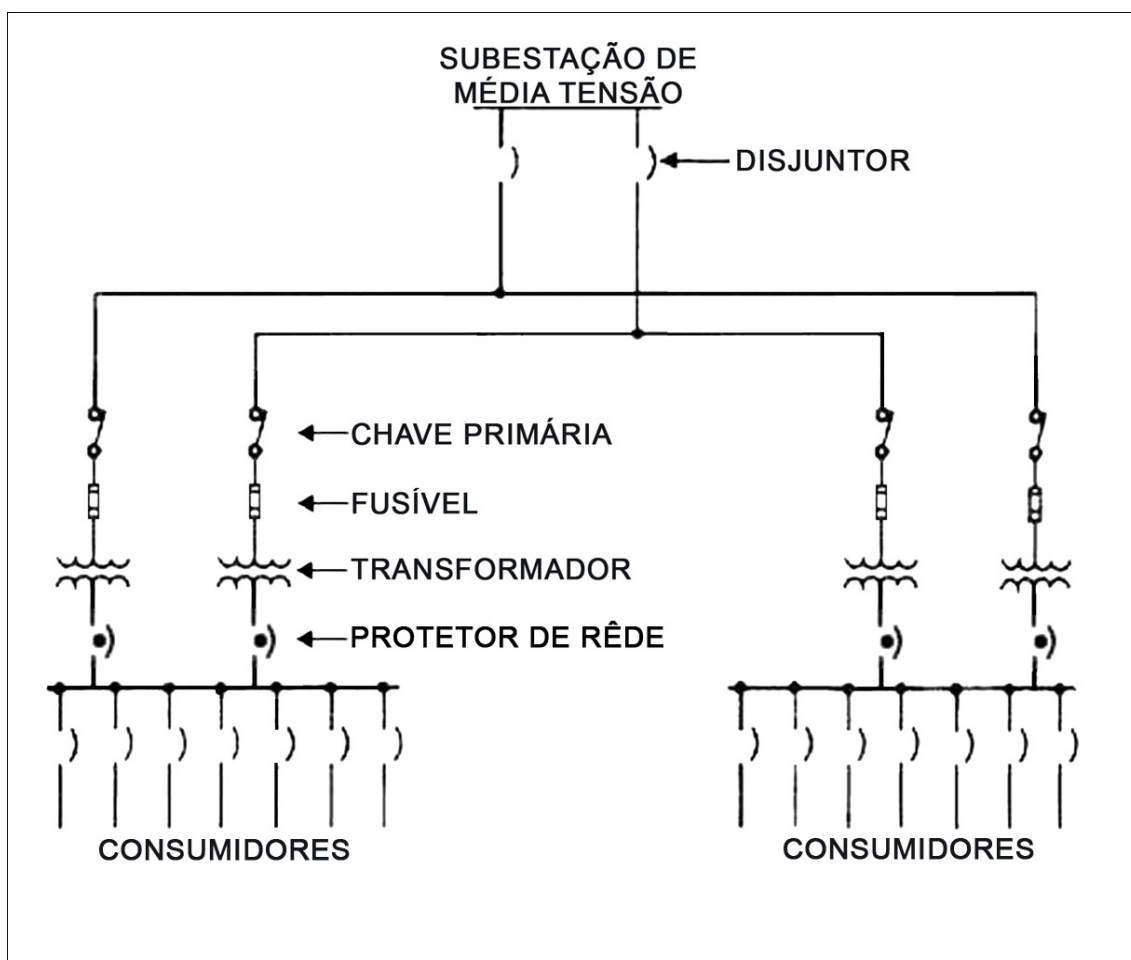


Figura 1.7: Topologia do sistema Radial Reticulado

Dos muitos outros arranjos possíveis vale mencionar a topologia do sistema Primário Seletivo (Figura 1.8), relevante por ser também empregado em sistemas subterrâneos e por competir atualmente com os sistemas reticulados.

É semelhante ao reticulado quanto à função, pois atende blocos de cargas concentradas. Caracteriza-se pela possibilidade de alimentação alternativa das cargas através da comutação do primário dos transformadores, por meio de chaves de

transferência. Essas podem operar manualmente ou automaticamente quando é detectada a falta de alimentação no primário.

Esse sistema oferece um grau de continuidade menor que o anterior já que, mesmo com chaves de transferência muito rápidas, existe uma interrupção durante a troca de alimentadores (na prática haverá outra quando o alimentador padrão, chamado *master*, for restabelecido). Em compensação, esta topologia apresenta um custo inicial mais reduzido, pois o secundário é ligado de forma radial, com maior fator de utilização dos transformadores.

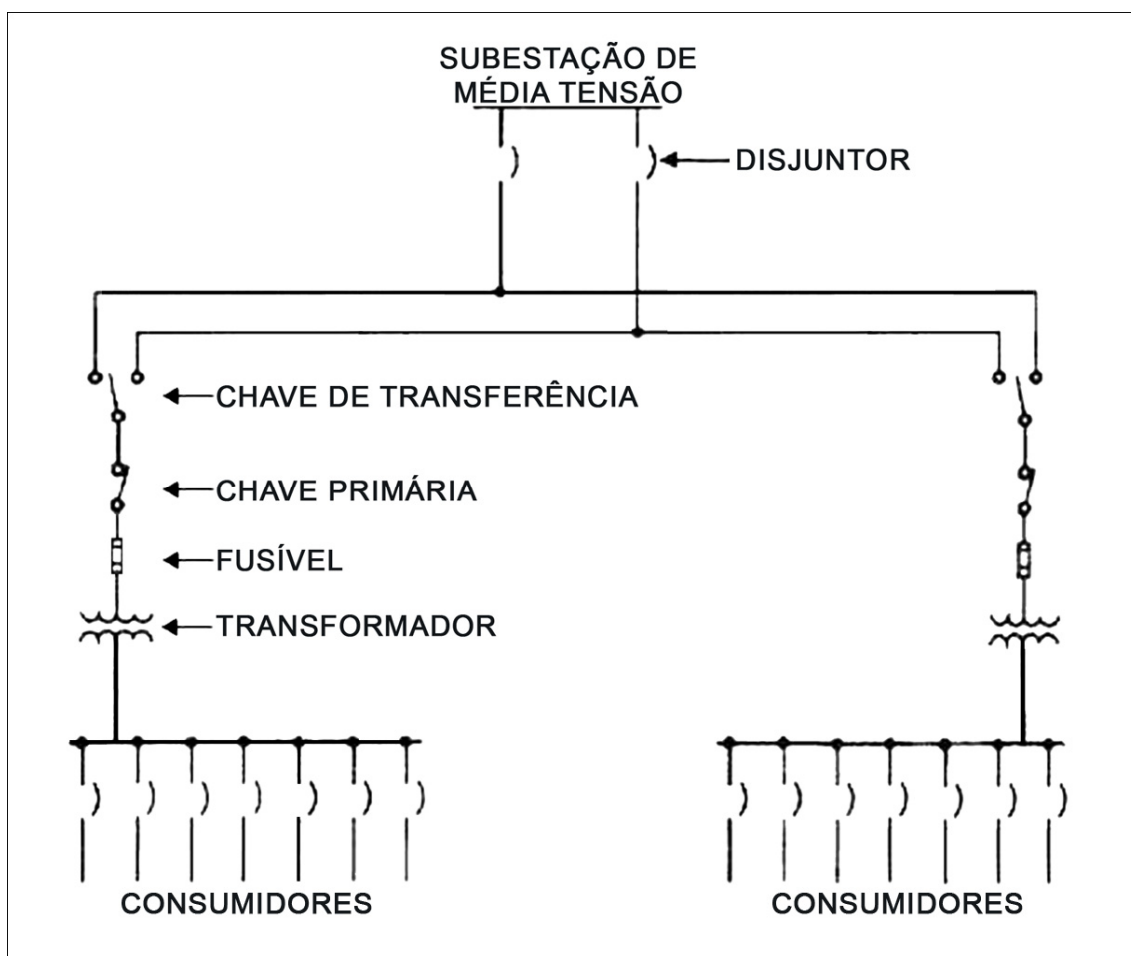


Figura 1.8: Topologia do sistema de Primário Seletivo

Sistemas de distribuição de energia elétrica que apresentam melhores índices de confiabilidade passaram a ser vistos sob uma nova óptica pelas companhias, representando a possibilidade de melhoria de seus índices de qualidade perante a ANEEL. É o caso dos sistemas reticulados, que apresentam os melhores parâmetros em quase todos os comparativos. No entanto, os benefícios deste sistema de distribuição são considerados caros e a sua viabilidade pode depender da possibilidade de modernização

de seus equipamentos existentes e dos decorrentes ganhos de vida útil e segurança.

## **1.2 Metodologia**

Este estudo avalia a viabilidade técnica e econômica da aplicação de um Sistema de Monitoramento de Baixo Custo (SMBC) implementado no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da ANEEL em conjunto com a Companhia Energética de Brasília (CEB) para os sistemas de distribuição reticulados subterrâneos, através da implementação de funções de comando e monitoramento aos Relés de Protetores de Rede para se obter um Dispositivo Eletrônico Inteligente (IED, do inglês, *Intelligent Electronic Device*) que tem por características:

- necessitar de intervenção presencial mínima;
- ter supervisão remota (facilitando e tornando mais seguras a operação em câmaras subterrâneas);
- oferecer monitoramento em tempo real, do estado e condições de operação;
- permitir o comando e parametrização remotos;
- possa ser adaptado para acoplamento a Protetores de Rede existentes na concessionária.

O conjunto de dados fornecidos através do Monitoramento em Tempo Real e as possibilidades de comando remoto são avaliados, bem como os possíveis ganhos gerenciais em vários níveis, desde a gestão de ativos até decisões de engenharia. Isso poderá servir como ponto de partida para que as concessionárias executem seus próprios testes de desempenho e aplicabilidade. São relatados estudos de casos reais em um projeto piloto, nos quais protetores de rede em subestações subterrâneas são interligados por um sistema de comunicação na cidade de Brasília e monitorados/comandados remotamente. Os resultados do monitoramento e comando remotos são utilizados na avaliação do custo/benefício, aplicabilidade e desempenho.

Como representa uma opção adicional de relé para os Protetores de Rede, a maior liberdade de escolha de equipamentos compatíveis é vista como um ganho do ponto de vista das concessionárias em geral, representando também maior independência de material importado. Porém, devido à baixa capacidade de

investimento das concessionárias, o cenário mais provável é que as empresas optem pela modernização paulatina dos equipamentos, utilizando o Sistema de Monitoramento de Baixo Custo (SMBC) para revitalizar e modernizar equipamentos existentes (*retrofit*), para obter os benefícios mencionados, e também, para prolongar a vida útil desses ativos. Além disso, consegue-se demonstrar os métodos que podem multiplicar esses benefícios e propiciar a formação de uma cultura de antecipação, de planejamento e direcionamento de recursos.

Foram observados os impactos de se disponibilizar informações para gerenciamento estatístico do equipamento e da rede da qual faz parte (seus estados e medidas durante períodos de monitoramento) induzindo a formação de uma base de conhecimento e, foram também relatados, os potenciais reflexos desse novo conhecimento na qualidade das decisões gerenciais, tanto do ponto de vista do equipamento como um ativo da concessionária (vida útil, adequação de carga e substituição) quanto aos aspectos de planejamento de rotinas de manutenção.

Atualmente, nos sistemas de distribuição reticulado subterrâneo, quem notifica/reclama sobre uma interrupção no fornecimento de energia é o consumidor após a falha ter ocorrido e gerado transtornos. Assim, foi avaliado como a implantação do SMBC, com a possibilidade de monitoramento em tempo real, pode contribuir nos índices de qualidade da concessionária. Foi possível inferir como este novo patamar de conhecimento do funcionamento da rede é favorável tanto às concessionárias quanto aos consumidores, por permitir um melhor gerenciamento dos equipamentos instalados, retardando ou evitando a substituição de equipamentos e, assim, aliviando as pressões que o aumento de demanda exerce sobre os custos das concessionárias.

Finalmente, foi observado o impacto social dentre os trabalhadores do sistema elétrico quanto aos seus procedimentos e segurança pessoal.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivos gerais**

Este estudo tem por objetivo geral avaliar a viabilidade técnica e econômica da utilização de um Sistema de Monitoramento de Baixo Custo (SMBC), por meio do estudo da implementação e funcionamento de um sistema no âmbito do Programa de

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da ANEEL em conjunto com a Companhia Energética de Brasília (CEB) para os sistemas de distribuição reticulados subterrâneos.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

Espera-se com este trabalho avaliar o conjunto de informações que se pode obter desse sistema de monitoramento, em tempo real e as informações memorizadas, e o conjunto de comandos que se pode executar remotamente.

Pelo relato de estudos de caso que ajudem a demonstrar o valor e aplicação das informações obtidas, avaliar a utilidade e a pertinência das mesmas.

Espera-se poder aferir se o sistema contribui para alongar a vida útil de equipamentos do sistema reticulado e para a redução do tempo de atendimento a falhas.

Quanto a contribuições de cunho social do uso do sistema, espera-se poder avaliar se existem aspectos da operação que reflitam em maior segurança para os profissionais da área.

Finalmente, visa-a avaliar o custo-benefício da adoção do sistema.

### **1.4 Apresentação da estrutura capitular**

O capítulo 1 contém a introdução ao assunto, com uma apresentação do cenário brasileiro do setor elétrico, desde suas origens até o momento atual. Apresenta os desafios atuais e as tendências mundiais sobre o setor. Também estão apresentados neste capítulo a justificativa, a metodologia e os objetivos da pesquisa.

No capítulo 2, conta-se a história do sistema reticulado de distribuição, desde as suas origens nos Estados Unidos, passando pela sua implantação no Brasil pela Empresa Light, e chegando aos dias atuais com a descrição da situação atual, com os desafios que o sistema enfrenta para sobrevivência deste confiável sistema de distribuição. São feitas explanações técnicas sobre as diferentes topologias mais utilizadas, os componentes do sistema reticulado e suas funções

Ainda no capítulo 2, há um histórico sobre a evolução da avaliação da qualidade da energia elétrica no Brasil que leva a comentários e definições sobre confiabilidade e seu valor intrínseco.

O capítulo 3 inicia-se avaliando a importância do monitoramento dos sistemas de distribuição de baixa tensão e as razões que levam as concessionárias de distribuição a evitá-los. A seguir é proposto um sistema de baixo custo para tornar mais atraente, economicamente, a sua utilização.

O capítulo 4, apresenta o estudo de um Projeto Piloto onde é implementado o sistema de monitoramento de baixo custo (SMBC) com as considerações e comentários sobre o processo de implementação do mesmo.

O capítulo 5 traz os resultados obtidos por meio do monitoramento e controle remotos e a constatação da viabilidade da implantação e operação do sistema.

O capítulo 6 apresenta as conclusões do estudo, ponderando se os objetivos foram atingidos, as recomendações finais e sugestões de continuidade da pesquisa.

## CAPÍTULO 2

### 2.1 Origens do Sistema Reticulado Subterrâneo e o mercado mundial

Segundo o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), a primeira rede reticulada de baixa tensão em corrente alternada de que se tem notícia, foi instalada na cidade de Memphis (Estado do Tennessee, Estados Unidos), por volta de 1907. Alimentadores primários chegavam através de valas até os transformadores que eram interligados numa malha de cabos de baixa tensão protegida por fusíveis. Na cidade de Seattle (Estado de Washington, EUA) em 1921, foram executados melhoramentos naquele sistema básico pela conexão dos terminais do secundário dos transformadores aos cabos rígidos da malha passando por protetores de rede (*Network Protectors*) que desarmariam automaticamente se houvesse fluxo reverso de potência (alimentação pelo secundário). Porém, tinham que ser rearmados manualmente a cada ocorrência.

Em abril de 1922, entrou em serviço a primeira rede reticulada na qual os protetores de rede funcionavam de forma totalmente automática na cidade de Nova Iorque (KEHOE, 1924). Tratava-se de uma malha trifásica (4 fios) e operou na tensão de 208/120V (secundário em estrela). Somente em 1925, no entanto, esse sistema ganhou aceitação para distribuição e iluminação.

Os princípios de funcionamento são os mesmos ainda hoje, porém foram ganhando em precisão dos parâmetros de abertura e fechamento e em velocidade de comutação, aumentando sua capacidade de corrente e tensão à medida em que as cargas aumentavam (IEEE Std C37.108, 1989).

Os sistemas reticulados de distribuição utilizados hoje em dia são muito similares ao sistema instalado em 1922, porém atualmente trabalham com tensões variadas (de primário e secundário). Existe ainda uma variação da topologia, chamada de reticulado exclusivo (*Spot Network*), que consiste de uma subestação de dois ou mais transformadores que fornecem energia a uma malha pequena, em geral representando um único consumidor como um edifício ou centro de compras (Figura 2.2.1). Outra evolução significativa encontrada nos equipamentos de proteção de baixa tensão (os protetores de rede), é a utilização de controladores microprocessados em vez do comando eletromecânico original.

Atualmente, existem poucos fabricantes do equipamento protetor de rede. Os que mais se destacam são a Eaton/Cutler-Hammer e a Richards Manufacturing Company, ambos nos Estados Unidos. Tais equipamentos utilizam relés de proteção digitais que possuem algumas funções de monitoramento da rede de baixa tensão. A fabricante GE vendeu sua fábrica de protetores de rede (direitos e responsabilidades) para a Richards e a Westinghouse Co. vendeu sua fábrica de protetores (direitos e responsabilidades) para a Eaton/Cutler-Hammer.

Segundo esses fabricantes, a expansão do sistema reticulado continua forte nos Estados Unidos e na Ásia, especialmente nos chamados “tigres asiáticos”. No Brasil, o mercado está estagnado (vendas de novos equipamentos) nas concessionárias AES Eletropaulo, CEMIG e Light Rio. As concessionárias CEB e COPEL são as que continuam comprando protetores, mais para substituição de equipamentos antigos do que expansão da rede reticulada.

A CEB tem buscado parceiros nacionais para fornecimento de protetores de rede. Adquiriu cerca de duzentos protetores da Beghim Equipamentos e Sistemas, mas a confiabilidade do produto a fez buscar novos padrões de qualidade nos fornecedores nacionais, aumentando inclusive os níveis de exigência quanto a ensaios de tipo e ensaios de compatibilidade eletromagnética (EMC) do relé de proteção. Buscou também melhor condição de segurança do equipamento fornecido (atendimento à norma brasileira NR-10) e de confiabilidade da parte disjuntora de potência do protetor.

O alto custo dos protetores de rede importados e a dificuldade de gerenciamento da rede têm onerado a manutenção dos sistemas reticulados já instalados em países em desenvolvimento pondo em cheque a sua expansão e até mesmo a sua continuidade. Isto faz com que as concessionárias brasileiras busquem topologias alternativas ao sistema reticulado bem como alternativas que garantam sua viabilidade.

É possível constatar esse movimento pelo aumento de projetos de pesquisa nessa área, como aqueles realizados pela Companhia Energética de Brasília (CEB) e o Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP), entre a AES Eletropaulo e a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP) e também entre a AES Eletropaulo e o fabricante de produtos de automação e distribuição Moeller (GARCIA, 2005).

Dos projetos brasileiros que buscam a viabilidade do sistema reticulado surgiram



relés acopláveis aos protetores de rede antigos (Westinghouse e GE) aos modelos mais modernos (Richards e Cutler-Hammer) que servem para a modernização do equipamento, revitalizando e agregando novas funções, e também como alternativa para minimizar os custos de substituição de relés danificados. Os já referidos fatores econômicos têm gerado pressão de mercado e protetores de rede completos têm sido lançados no Brasil pelas empresas Moeller e Pextron (fabricante de relés de proteção) em parceria com Beghim (fabricante de disjuntores). Todas são alternativas mais baratas para o mercado brasileiro (em torno de 50% do preço do produto importado segundo os preços praticados no pregão realizado pela CEB no final do ano de 2005) frente aos produtos importados em sua função básica de protetor de redes, mas problemas de confiabilidade têm demonstrado que esses produtos ainda não estão totalmente amadurecidos e podem ainda evoluir em segurança e qualidade.

Além disso, os dois fabricantes norte-americanos possuem um sistema proprietário de comunicação embutido em seus protetores cujo supervisor é vendido como acessório a um custo relativamente alto para os padrões das concessionárias brasileiras. Os sistemas proprietários de supervisão vêm sendo considerado um retrocesso num momento em que o setor elétrico mundial caminha para padrões de protocolos de comunicação abertos e para a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes.

## **2.2 Histórico do Sistema Reticulado Subterrâneo no Brasil**

A topologia de distribuição subterrânea reticulada de baixa tensão foi trazida para o Brasil de forma pioneira pela empresa Light na década de 1930, seguindo o conceito das metrópoles nos Estados Unidos, onde começou a ser utilizado apenas alguns anos antes (LIGHT, 2009). Representou um avanço tecnológico para o mercado brasileiro da época e propiciou um incremento na qualidade do serviço, especialmente no tocante à continuidade do fornecimento. As motivações da Light em trazer essa sofisticada tecnologia para o Brasil não são conhecidas, mas vale notar que a iniciativa é contemporânea a um movimento de regulação das concessões que pela primeira vez se preocupou com a qualidade do serviço prestado e que, em 1934, culminou no Código de Águas (BRASIL, 2006).

Nos grandes centros metropolitanos, com altas densidades de carga e de unidades consumidoras, as concessionárias utilizam complexos sistemas de distribuição de energia elétrica na tentativa de prover a maior confiabilidade possível ao fornecimento, utilizando múltiplos alimentadores para uma mesma carga. A busca de uma alta confiabilidade nestas áreas se deve ao potencial de grandes perdas de vendas de energia (faturamento) e às penalidades do órgão regulador em caso de falha de fornecimento.

Quando se fala da topologia de distribuição reticulada, a referência à alta confiabilidade é implícita e a importância disso para as empresas concessionárias advém das características particulares da energia elétrica como produto.

Muito se debateu nas cortes brasileiras sobre a conceituação da energia elétrica como produto ou como serviço, chegando a um consenso de que as características especiais do fornecimento de energia elétrica não permitiam que fosse tratada como serviço ou produto isoladamente, mas sim de forma complementar.

A energia circulante seria um “bem móvel” (portanto mercadoria ou produto) que utiliza o circuito completo (serviço de conexão e transporte), sendo que um não existe sem o outro. Por exemplo, para efeito de cobrança de imposto de circulação de mercadorias (ICMS) ou para tipificação do crime de furto, por exemplo, é considerada mercadoria, e nas relações entre concessionárias e o consumidor é considerada como serviço prestado.

*"O sistema elétrico nacional faz a conexão física de todos os geradores, transmissores, distribuidores e consumidores. Funciona, como já dito, analogamente a um sistema de 'caixa único', em um mesmo momento, recebe a energia de todos os geradores e alimenta todos os consumidores. Portanto, produção e consumo se dão instantaneamente, não havendo possibilidade de estoques entre os estágios intermediários de produção, transmissão e distribuição"*  
CAMPOS, Clever M., "Introdução ao Direito de Energia Elétrica", São Paulo, Ícone, 2001, p. 68.

*"No caso particular da eletricidade, a saída da usina, a entrega e o consumo coincide com a fabricação do produto e com o próprio consumo feito pelo usuário do serviço explorado pelo concessionário"*  
ÁLVARES, Walter T., "Instituições de Direito da Eletricidade", Ed. Bernardo Álvares, 1962, v. 2, p. 501

A jurisprudência utiliza o princípio dos circuitos elétricos ao dizer que a energia

elétrica que as concessionárias distribuem é um bem móvel que não pode ser armazenado ou depositado para consumo posterior. Ela só é gerada para ser imediatamente consumida, ou seja: a energia elétrica só é gerada porque é consumida (Superior Tribunal de Justiça - STJ, 2003).

Deste modo, é possível compreender a importância dada a alta confiabilidade dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição pois, caso a energia não chegue ao cliente ela não será consumida e, portanto, não será gerada, causando a perda irreparável da oportunidade de venda desta energia em toda a cadeia de fornecimento (geração, transmissão e distribuição). Isso significa a subutilização do sistema elétrico como um todo enquanto perdurar a falha que impede o consumo.

Essa visão capitalista é um fator importante na avaliação de viabilidade de implantação de um sistema reticulado: quanto maior a densidade de carga, maior o potencial de perda de oportunidades de venda de energia, ou seja, perda de faturamento.

Em 1980, as concessionárias consideravam os reticulados economicamente viáveis a partir de densidades de carga de 25 a 28MVA/km<sup>2</sup> (SILVA JUNIOR, 1980). Como exemplo de áreas com densidade de carga altas assim, podemos citar a área central da cidade de São Paulo. Porém, podem existir outros fatores além da densidade de carga, que justificam a sua aplicação como no Plano Piloto de Brasília, que utiliza reticulado exclusivo (*Spot Network*) pela sua confiabilidade e disponibilidade na área que abriga o governo central do país.

O sistema reticulado é projetado para suportar a perda de alimentadores de média tensão sem interrupção no fornecimento de energia para os consumidores ligados na rede de baixa tensão. Quando ocorre a perda de alimentador dizemos que a subestação está operando em “contingência”.

Com relação à capacidade de fornecimento, existe uma reserva de capacidade (estipulada durante o projeto) que é mais facilmente entendida quando estudamos uma subestação de reticulado exclusivo (Figura 2.2.1) já que no reticulado em malha, apesar dos fatores de reserva de capacidade serem os mesmos, o número de variáveis a serem consideradas é maior.

Pode-se verificar que o desligamento de até dois alimentadores não causariam a interrupção do fornecimento para os consumidores (baixa tensão), porém, neste caso, apenas um transformador arcaria com toda a carga da subestação. Na prática, há um

dimensionamento dos transformadores e respectivos protetores de rede para suportar a carga total durante um período de tempo curto. Esse período deve ser o suficiente para que se notifique a ocorrência, localize o problema e executem os reparos necessários ativando novamente os outros alimentadores para dividir a carga.

Se existir um monitoramento em tempo real da subestação, a falha do primeiro circuito (primeira contingência) será percebida de imediato e a localização da falha e reparos podem ter início rapidamente. Dessa forma, a probabilidade de um circuito ter que arcar sozinho com a carga total pode ser minimizada em muito e a capacidade de reserva poderia ser reduzida durante o projeto, barateando a implantação. Esse é um fator muito importante já que a capacidade de reserva existente nesta topologia também é vista como capacidade ociosa, já que passa longos períodos sem utilização. A avaliação, então, teria que levar em conta o aumento da vida útil dos equipamentos (representando ativos da empresa), que operariam com folga, contra o custo inicial desta capacidade ociosa. No entanto, essa avaliação foge do escopo deste trabalho.

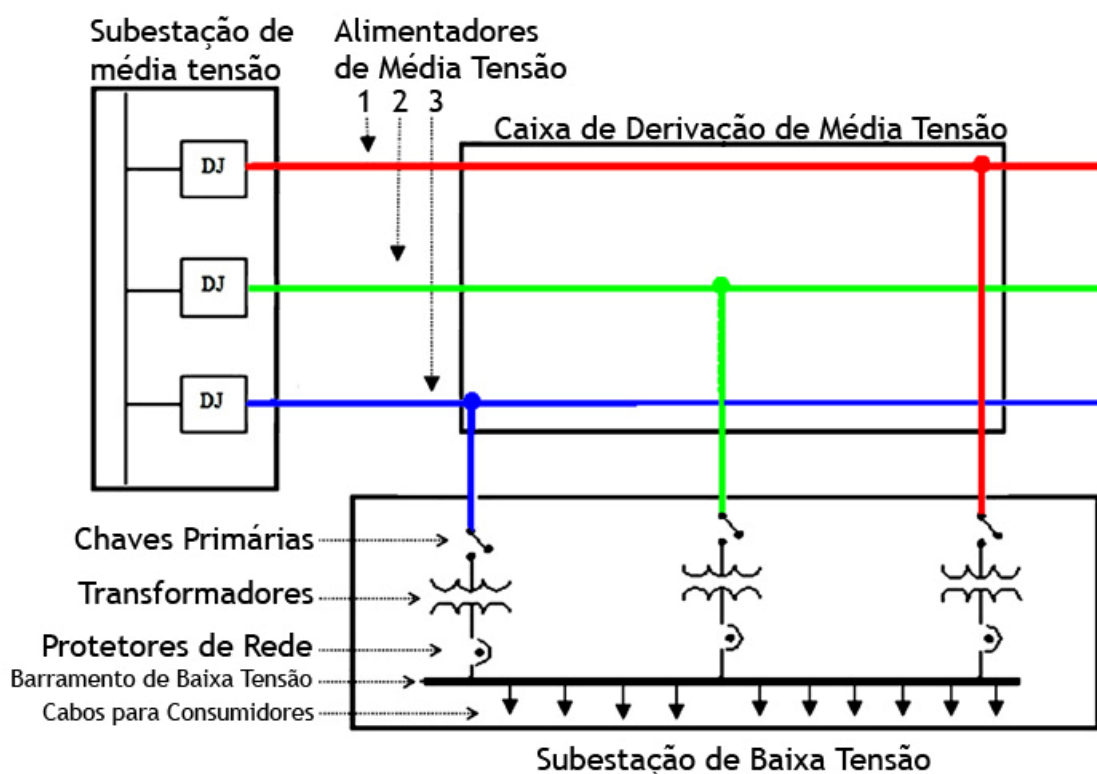


Figura 2.2.1: Diagrama esquemático unifilar de um sistema reticulado exclusivo (*spot network*) de distribuição, em uma Subestação de Baixa Tensão de 3 transformadores.

Do lado da rede de baixa tensão, a configuração pode ser exclusivo ou em malha. Na configuração reticulado exclusivo, mostrada na figura 2.2.1 (conhecida

também por *Spot-Network*, do inglês) cada subestação atende a demanda de uma parte isolada da rede (em geral um único local consumidor com grande densidade de carga, como um edifício), enquanto na configuração em malha, mostrada na figura 2.2.2 (conhecida também por *grid* ou apenas *network*, do inglês), as subestações fornecem energia para uma malha de baixa tensão onde estão ligados os consumidores.

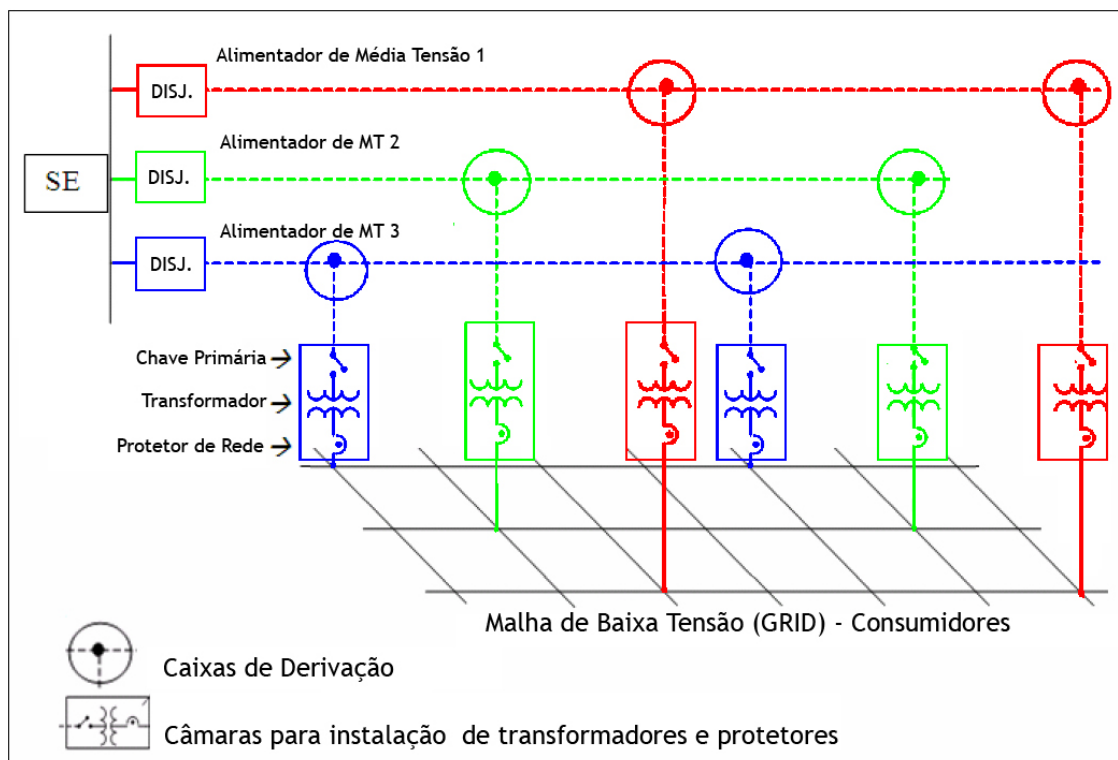


Figura 2.2.2: Diagrama esquemático unifilar de um sistema reticulado em malha (*grid network*) de distribuição, cada Subestação de Baixa Tensão normalmente possui apenas um transformador.

O sistema reticulado apresenta um baixíssimo índice de interrupções de fornecimento quando comparado a outras topologias. Como exemplo prático, podemos citar o indicador de continuidade contabilizado pela ANEEL, Frequência Equivalente de Interrupção por unidade Consumidora (FEC), da área atendida em sistema reticulado no conjunto Centro-Jardins em São Paulo, que no primeiro trimestre de 2009 apresentou FEC de 0,08 (equivalente a uma interrupção a cada 12,5 anos) ou o Plano Piloto Central em Brasília com FEC de 0,11 (equivalente a uma interrupção a cada 9 anos), segundo os índices publicados pela ANEEL no seu sítio na internet.

Na tabela 2.2.1 são mostrados valores típicos referentes a níveis de qualidade de fornecimento de diferentes sistemas de distribuição:

<b>Nível de qualidade de fornecimento da Concessionária (numero típico de eventos anuais)</b>				
	<b>1 Diminuição momentânea de tensão (SAG)</b>	<b>2 Diminuição severa de tensão (SAG)</b>	<b>3 Interrupção momentânea</b>	<b>4 Interrupções de longa duração</b>
<b>Distribuição Rural</b>	28	13	7	3
<b>Distribuição Subúrbio</b>	19	8	3	1.3
<b>Distribuição Urbana Convencional</b>	12	4	0.7	0.2
<b>Distribuição Urbana Reticulada</b>	12	4	0.02	0.02
<b>Transmissão</b>	5	1.5	0.9	0.7

TABELA 2.2.1: Comparação de confiabilidade entre sistemas de fornecimento de energia elétrica. Fonte: *Electric Power Research Institute, INC. (EPRI), 2002*

A confiabilidade e disponibilidade são os objetivos primários desta topologia. Por ser tolerante a falhas, é aumentada a confiabilidade do sistema, já que muitas interrupções potenciais são evitadas. Pela mesma razão, aumenta-se a disponibilidade do sistema, isto é, aumenta o tempo em que o sistema está disponível para prover serviços.

### **2.2.1 O Protetor de Redes (*Network Protector*)**

Dentre os equipamentos que compõem o sistema de distribuição reticulado (figuras 2.2.1 e 2.2.2) estão os Protetores de Rede. Um protetor de rede é formado por uma parte de potência que funciona basicamente como um religador de baixa tensão com comutação automática, comandado por um “relé”. Esse relé é de uso específico para os protetores de rede, e foi criado com a finalidade de perceber o fluxo reverso de potência (do lado do consumidor para o lado da concessionária) que passa através dos protetores, atuando, neste caso, para a abertura do disjuntor do protetor.

Esse fluxo reverso de potência é possível em sistemas reticulados em caso de

falha nos alimentadores primários de média tensão. Os outros circuitos paralelos continuarão alimentando o lado dos consumidores e o transformador do circuito em falha passará a levar energia para o lado de média tensão (do secundário para o primário). Isso pode alimentar uma linha em curto, danificando equipamentos na subestação ou alimentar uma linha que se acreditaria estar desenergizada, caso a falha seja de circuito aberto. Esse último caso colocaria em risco a vida do pessoal de manutenção que estaria procurando pela falha ou da população próxima ao local da pane.

Esses protetores têm seu funcionamento automático baseado no sensoramento contínuo das condições do reticulado (tensão, corrente, faseamento) ao qual estão ligados, operando adequadamente sob condições pré-programadas, para conectar ou desconectar o respectivo transformador à rede de baixa tensão. A programação do relé para seu funcionamento adequado se dá por meios mecânicos (ajuste de molas e limitadores de curso) em relés eletromecânicos e, por meio da entrada de parâmetros numéricos nos relés eletrônicos, utilizando-se para isso, terminais específicos.

A norma “IEEE *Standard Requirements for Secondary Network Protectors*” (IEEE Std C57.12.44, 2005) especifica os requisitos de funcionamento dos protetores de rede. Tal norma trata basicamente da performance elétrica, mecânica e de segurança, que os protetores como um todo devem satisfazer. No Brasil, não há nenhuma norma para protetores de rede. Outros países que têm sistemas de distribuição reticulados, também não possuem normas nacionais dedicadas aos protetores de rede.

Os protetores de rede são conectados nos terminais de baixa tensão dos transformadores e ao barramento de baixa tensão, que atende aos consumidores. O seu modo de operação pode ser dividido basicamente entre abertura e religamento automático dos contatos de potência, assim descritos (como na IEEE Std. C57.12.44, 2005):

*Operação de Abertura dos Contatos de Potência: os contatos de potência do protetor de rede devem abrir automaticamente caso o fluxo de potência seja da rede de baixa tensão para o transformador. Terá de operar em falhas do circuito primário e também do transformador ao qual está ligado. Também deverá atuar no caso de corrente reversa de magnetização do transformador via enrolamentos de baixa tensão (surge potência reversa com corrente de 3º harmônico), onde não haveria uma falha do sistema elétrico. Pode ter ajustes opcionais de: a) tempo de retardo de operação para casos específicos de variações cíclicas do fluxo de potência, também conhecidas como pumping; b) ângulo de operação em potência não reversa, mas que denota falha no primário, situação descrita como característica Watt-Var (ocorre no uso do sistema com cargas especiais, com fatores de potência diversos).*

*Operação de Fechamento dos Contatos de Potência: o protetor de rede deverá fechar seus contatos de potência automaticamente, para garantir que um fluxo de potência ativa ou reativa seja mantido no sentido do transformador para a rede de baixa tensão. Para tanto, deve verificar condições de diferença de tensão e fase entre as tensões trifásicas da rede e do transformador (tensão eficaz do transformador ligeiramente superior à da rede e diferença de fase situada entre +85° e -15°, tendo como referência a tensão da rede).*

Na figura 2.2.1.1, podemos ver um diagrama esquemático de uma falha num alimentador de média tensão de um sistema reticulado exclusivo (*Spot*) de três alimentadores. A contribuição dos outros dois alimentadores para a falha através da transformação e do barramento de baixa tensão é indicada pelas setas. O diagrama mostra o caso de um curto-circuito, ficando evidente a função da pronta atuação dos protetores de rede. Se a falha demonstrada fosse de alta impedância (circuito aberto) no mesmo alimentador, ainda assim haveria a abertura dos protetores evitando que a linha de média tensão ficasse energizada, impondo riscos de segurança pessoal a trabalhadores da concessionária e a população.



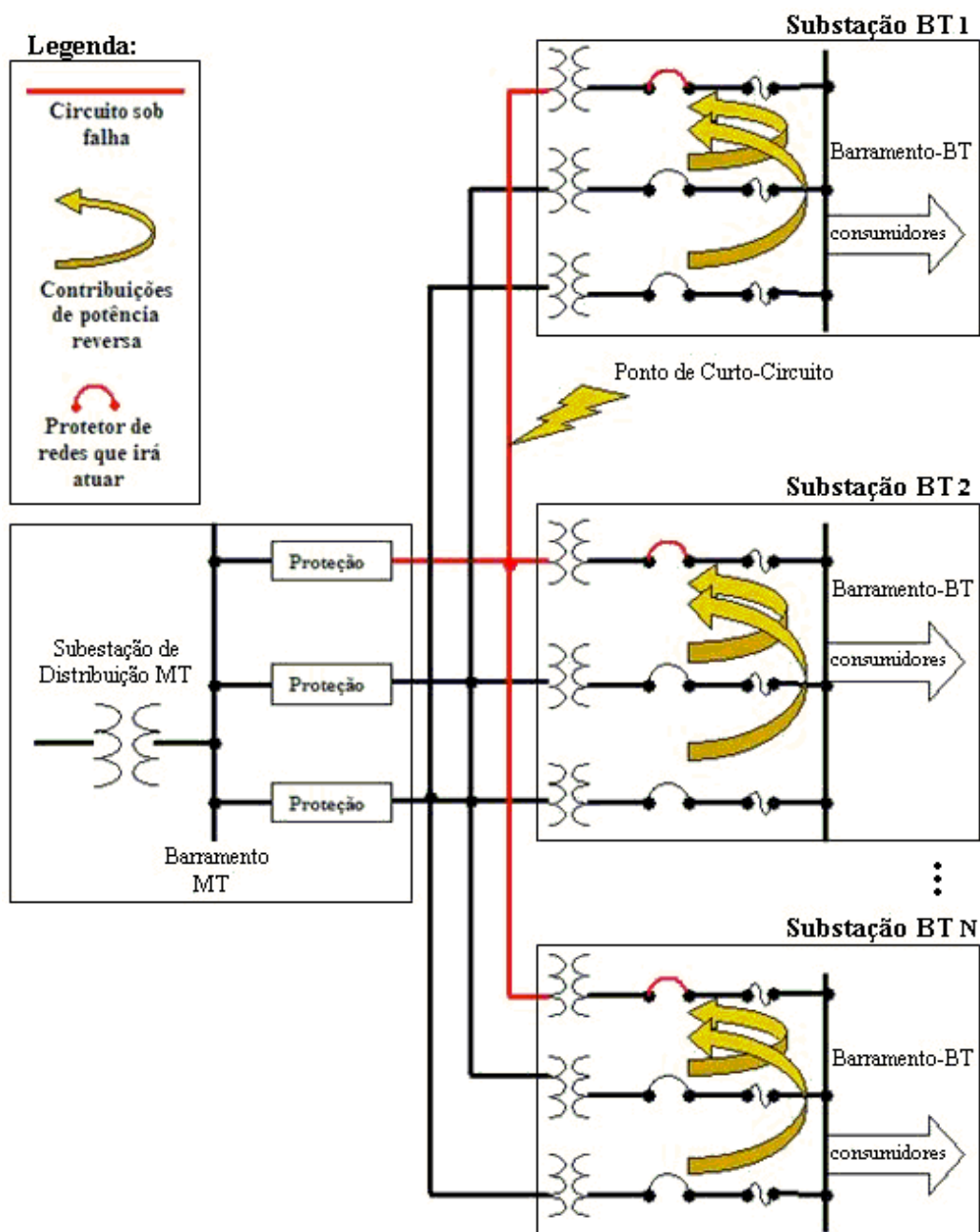


Figura 2.2.1.1 - Diagrama esquemático de uma falha de fornecimento (curto-circuito) e os fluxos de potência decorrentes. Fonte: GARCIA, 2006

Esses protetores de rede foram importados desde os anos 1930 e é comum encontrar unidades com mais de 40 anos de uso e que, apesar de envelhecidas, têm a sua função disjuntora em estado operacional e em condições de serem utilizados por mais algum tempo. Entretanto, muitos estão comprometidos em suas funções de comando, provavelmente aguardando algum evento operacional para apresentar defeitos que tendem a ser catastróficos.

Na unidade de comando desses protetores de rede existem relés

(eletromecânicos, de estado sólido ou eletrônicos). A denominação “Relé”, um pouco imprópria quando se trata dos modelos eletrônicos modernos, advém da similaridade com o funcionamento de um relé elétrico, pois nos primeiros relés eletromecânicos havia um contato-pêndulo que “flutuava” magneticamente entre dois contatos fixos: um que comandava a abertura e, o outro, o fechamento do disjuntor do protetor de acordo com o sentido esperado do fluxo de potência, reverso ou direto, respectivamente. Alguns modelos de relés necessitavam de ajustes precisos e delicados, por isso, as concessionárias mantinham em seus quadros, inclusive, um relojoeiro.



Figura 2.2.1.2: Protetor de Redes General Electric modelo MG9 de 1200A@380V, instalado em 1970 na Companhia Energética de Brasília. Fonte: foto cedida por João Carlos dos Santos, gerente CEB do P&D1616. 2009.

Essa unidade de comando (o relé) pode ser substituída por unidades mais inteligentes, com ajustes através de parâmetros digitais e facilidades de comunicação, permitindo o controle e monitoramento remotos.

Em decorrência de sua posição privilegiada na rede, na fronteira entre a média e a baixa tensão representando um nó de demanda, esses protetores poderiam fornecer, se estivessem sendo monitorados, informações e medidas cruciais para o entendimento de muitas situações momentâneas da rede, além do comportamento da demanda por prazos mais longos, inclusive sazonalmente. No entanto, desde a década de 1970 o custo elevado para manter essas redes reticuladas operando está desencorajando também a sua expansão (SILVA JUNIOR, 1980 e GOUVEIA, 2004).

Segundo a concessionária Light, numa argumentação pública (Desafios da Concessão) à ANEEL, 2008:

*“...este dispositivo de proteção (o protetor completo, nota do autor) não está disponível para aquisição no mercado nacional e sua importação apresenta um custo elevado, cerca de US\$ 40.000,00. ...”* (LIGHT,2008)

*...“Atualmente os relés eletromecânicos que compõem sua função disjuntora estão com sua fabricação descontinuada, portanto, a Light tem que substituí-los por relés eletrônicos também importados com custo em torno de US\$ 10.000,00 e que não possuem manutenção no território nacional.”* (LIGHT,2008)

O sistema reticulado provê maior confiabilidade, mas também carrega um maior custo inicial de instalação e vem sendo deixado de lado nos planejamentos de expansão das concessionárias em detrimento de topologias inicialmente mais baratas como o sistema de distribuição tipo primário seletivo e redes híbridas (GOUVEIA, 2004).

Atualmente, devido ao crescente problema de furto de energia e ativos (principalmente partes em cobre), o sistema subterrâneo voltou a figurar como opção atraente para as concessionárias, sendo menos vulnerável desde que as câmaras sejam monitoradas remotamente. A Light está estudando a utilização de cabeamento subterrâneo como forma de reduzir as suas perdas comerciais (roubo de energia). Convém ressaltar a tendência das municipalidades exigirem das concessionárias o enterramento das redes de distribuição. Essa é uma tendência urbanística mundial e já podemos ver muitas iniciativas nesse sentido, nas maiores cidades brasileiras, com várias regulamentações e estudos em andamento. No município de São Paulo, por exemplo, desde 2003, as novas instalações devem ser subterrâneas (lei 13.614 de 07/2003) e, em 2005, tornou-se obrigatória a conversão de todas as redes aéreas em subterrâneas (lei 14.023 de 07/2005). Desta forma, novas instalações aéreas somente são

autorizadas em caráter excepcional, por absoluta impraticabilidade de execução de redes subterrâneas. Para o trabalho de planejamento desta conversão em São Paulo foi criada a Câmara Técnica de Gestão de Redes Aéreas - CTGRA que, juntamente com as empresas de eletricidade, telefonia e telecomunicações, desenvolve o Plano de Enterramento de Redes Aéreas que prevê ações para os próximos vinte e quatro anos com revisão a cada dois.

O enterramento dos sistemas de distribuição, seus equipamentos e suas respectivas linhas de alimentação têm um custo elevado e para reduzir os custos iniciais, as concessionárias tendem a optar por topologias menos confiáveis de sistemas subterrâneos.

Uma melhor relação custo/benefício do sistema reticulado em malha ou do exclusivo pode tornar competitiva a sua utilização. A identificação mais precisa e rápida de interferências e perturbações, que acontecem no sistema ou que chegam a ele pela alimentação primária ou pelo lado consumidor, propiciando um diagnóstico confiável a partir do qual o sistema poderia ser reconfigurado para atender às novas situações de demanda e fornecimento, pode ser o diferencial necessário para tornar o sistema subterrâneo reticulado viável.

Produtos e sistemas com tecnologia nacional, como o estudado neste trabalho, na área de controle e proteção, trarão outras vantagens ao cenário brasileiro de energia elétrica, pois, ao resolver a questão da agilidade de resposta aos eventos, propiciarão também, o acompanhamento da situação das redes de distribuição em tempo real.

A sua utilização estará também favorecendo o estudo estatístico dos sistemas: o conhecimento do comportamento da rede elétrica durante as horas do dia e sazonalmente, o estudo detalhado das características locais de uma subestação em particular e dos hábitos dos consumidores. Em especial quando o crescimento do número de instalações urbanas representa um aumento da complexidade da rede de distribuição e uma necessidade maior de conhecimento sobre as condições da rede.

O conhecimento sobre as condições da rede subterrânea propiciará também o gerenciamento mais preciso da configuração e adequação da rede de distribuição ao perfil de consumo local com consequentes melhorias dos índices de qualidade, como *SAG*, *SWELL* e harmônicas, reduzindo custos sociais e desonerando as concessionárias das consequentes multas por baixa qualidade e custos de reparos de equipamentos de

consumidores. Com um maior conhecimento do comportamento de suas redes, as concessionárias poderão realizar rotinas de manutenção mais eficazes, evitando as paradas não programadas e atuando de forma mais pontual, antecipando possíveis falhas e, novamente, evitando prejuízos.

Apesar das vantagens aparentes na adoção dessas soluções, este é um passo que carecia de estudos que avaliassem o desempenho do SMBC à luz das práticas e possibilidades das concessionárias brasileiras, seus benefícios reais, os prazos para alcançar tais benefícios e os custos da implantação. Sem essas informações os atores do sistema elétrico nacional continuarão reticentes.

### **2.3 – Breve Histórico da Avaliação da Qualidade de Energia no Brasil**

No Brasil, o conceito de qualidade de energia sofreu variações desde o aparecimento da distribuição da energia elétrica, mas foi se consolidando à medida que os consumidores se concientizavam de seus direitos.

Inicialmente, bastava ter acesso ao suprimento de energia elétrica, mesmo que com interrupções e variações de tensão. Nos primórdios da distribuição da energia elétrica, ela era vista como um serviço não essencial. Mais tarde, a sociedade começou a se preocupar com a continuidade deste serviço, pois a eletricidade começou a tomar o lugar de outras fontes de energia, principalmente no serviço de iluminação, tornando-se cada vez mais importante.

Este sentimento ecoou no governo que inseriu na legislação o conceito de qualidade do serviço como algo a ser observado pelas empresas concessionárias de energia elétrica. No Decreto nº 24.643, de 1934 (o chamado Código das Águas), ocorre a primeira menção da qualidade de energia elétrica na legislação brasileira. Aquele documento utiliza as palavras “qualidade” e “quantidade” como parâmetros para as empresas distribuidoras. Desde aquela época, observa-se uma preocupação maior com a oferta de energia (quantidade), que continua atual em decorrência do crescimento do mercado consumidor, com várias fases de racionamento de energia elétrica desde então.

Foi considerado um marco regulatório muito importante, sendo esta a primeira regulamentação brasileira a mencionar conceitos de qualidade na distribuição de energia elétrica nos seus artigos 178 e 179, mostrados a seguir:

*“Art. 178. No desempenho das atribuições que lhe são conferidas, a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral fiscalizará a produção, a transmissão, a transformação e a distribuição de energia hidroelétrica, com o triplice objetivo de:*

***a) assegurar serviço adequado;***

*b) fixar tarifas razoáveis;*

*c) garantir a estabilidade financeira das empresas.*

*Parágrafo único. Para a realização de tais fins, exercerá a fiscalização da contabilidade das empresas.*

*(Redação dada pelo Decreto-lei nº. 3.763, de 25.10.1941)” (grifo do autor)(BRASIL, 2006)*

*“Art. 179. Quanto ao **serviço adequado** a que se refere a alínea "a" do artigo precedente, resolverá a administração, sobre:*

*a) **qualidade e quantidade do serviço;***

*b) extensões;*

*c) melhoramentos e renovação das instalações;*

*d) processos mais econômicos de operação;” (grifo do autor)(BRASIL, 2006)*

O Decreto nº 41.019, de 1957, estabeleceu a regulamentação dos serviços de energia elétrica de forma mais abrangente (produção, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica). Nova regulamentação foi adicionada, mas o decreto ainda era baseado no Código de Águas. Deve-se ressaltar a importante substituição da expressão “quantidade” por “continuidade” representando uma mudança de valores para o consumidor.

*“Art 119. O regime legal e regulamentar da exploração dos serviços de energia elétrica tem por objetivo:*

***assegurar um serviço tecnicamente adequado às necessidades do país e dos consumidores;” (BRASIL, 2009) (Grifo do autor).***

*A segunda citação está no artigo seguinte:*

*“Art 120. Compete à Administração Pública resolver sobre:*

*a) as condições técnicas, a **qualidade e quantidade do serviço;**” (BRASIL, 2009) (Grifo do autor).*

*“Art. 141. São de responsabilidade total do concessionário os encargos correspondentes a: (redação dada pelo Decreto nº 98.335, de 26.10.1989)*

*I- ...*

*II - obras necessárias para **atender aos níveis de continuidade e de qualidade de serviço** fixados pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, bem como aquelas atribuíveis ao concessionário em conformidade com as disposições regulamentares vigentes.” (BRASIL, 2009) (Grifo do autor).*

*“Art. 142. São de responsabilidade do consumidor o custeio das obras realizadas a seu pedido e relativas a: (redação dada pelo Decreto nº 98.335, de 26.10.1989)*

*I- ...*

*II - **melhoria de qualidade ou continuidade** do fornecimento em níveis superiores aos fixados pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, ou em condições especiais não exigidas pelas disposições regulamentares vigentes, na mesma tensão do fornecimento ou com mudança de tensão;” (BRASIL, 2009) (Grifo do autor).*

Outro marco acontece em 1978 quando o DNAEE, devido à necessidade de regulamentar a continuidade e a qualidade da energia elétrica, editou as Portarias nº 046 e 047, as quais buscaram regular a continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica inserindo dois indicadores de caráter coletivo, o DEC e o FEC.

O indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) representa o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor, num determinado conjunto, ficou privado do fornecimento de energia elétrica, num determinado período e o indicador FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) representa o número de interrupções que, em média, cada consumidor sofreu num determinado período.

Em 1996, o DNAEE foi substituído pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia e que tem as atribuições de regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

A nova agência passou a atuar com mais vigor nos setores de concessão, regulação, mediação e ainda na fiscalização dos serviços concedidos. Inicialmente de forma normativa e organizadora e, depois do ano 2000, de forma mais fiscalizadora e punitiva. Naquele ano, editou a Resolução nº 024, que introduziu a análise comparativa de desempenho, também denominada *yardstick competition* (Shleifer, 1985), na definição das metas de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras. Definiu-se, nessa regulamentação, um conjunto de consumidores como sendo uma parte da área de concessão da distribuidora, com condições de atendimento homogêneas e sobre a qual faz-se o acompanhamento dos eventos relacionados aos indicadores de continuidade.

Pela primeira vez, foram introduzidas penalidades pelo não cumprimento das metas de continuidade e estabeleceu-se a revisão periódica das metas de qualidade a cada revisão tarifária, criando um mecanismo que incentiva a melhoria progressiva da continuidade do fornecimento. Segundo Barbosa et al. (2004), 26 concessionárias foram multadas no ano de 2003 por terem violado as metas de DEC e FEC no ano anterior, quando foram registradas violações das metas em 2.050 conjuntos que abrangiam aproximadamente 16.837.000 unidades consumidoras (33% dos consumidores de todo sistema elétrico brasileiro em 2002). Essas multas por indicadores ruins totalizaram o montante de R\$ 35,3 milhões naquele ano.

TABELA 2.3.1: Multas aplicadas pela ANEEL tem crescido - Situação em julho de 2007 –  
Fonte: Dados compilados de [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), 03/2008

Ano	Multas*	Valor (R\$)	Ano	Multas*	Valor (R\$)
1998	4	1.075.221,70	2003	81	76.507.242,71
1999	93	31.540.109,75	2004**	54	35.218.874,26
2000	48	26.148.099,72	2005	64	36.585.861,33
2001	54	24.246.174,86	2006	57	44.493.201,30
2002	170	45.364.451,03	2007	23	8.557.937,12

\* Excluindo as multas ainda em processo de julgamento

\*\*Em 2004, houve alteração da regulamentação (Resolução nº. 63/2004)

\*\*\*Valores absolutos, não corrigidos

Em 1996, quando a ANEEL foi criada, o consumidor brasileiro ficava sem energia elétrica, em média, 21 vezes por ano (indicador FEC), que somadas duravam quase 26 horas (indicador DEC). Esses números caíram consideravelmente conforme



mostrado na figura 2.3.1.

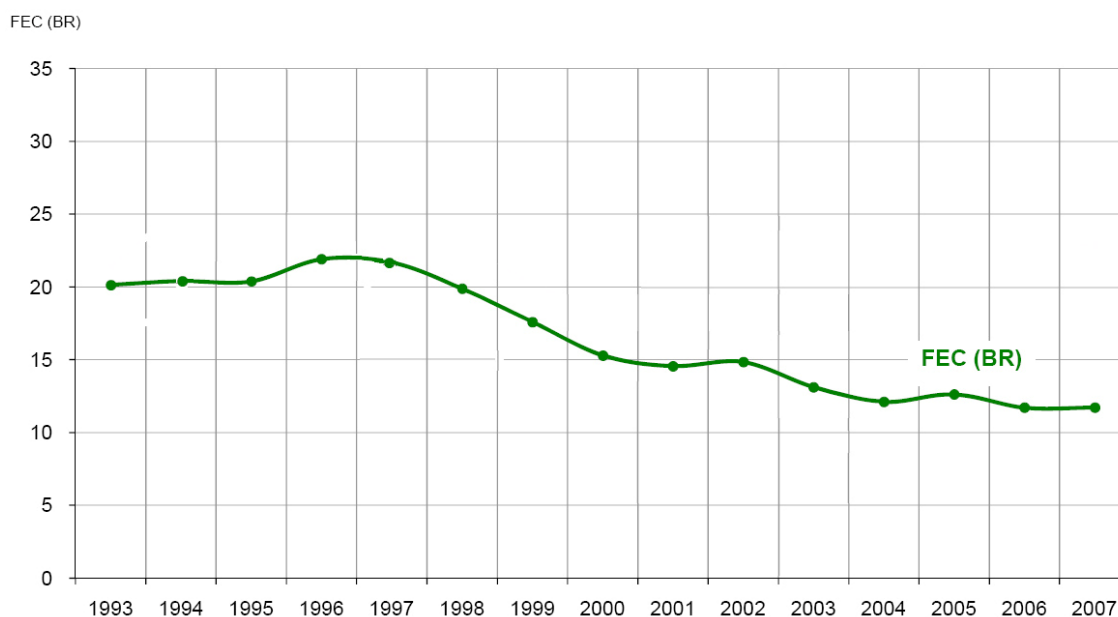


Figura 2.3.1: Média brasileira do indicador FEC no decorrer dos anos. Fonte: Elaborado com dados da ANEEL (extraídos em 28.04.2008)

Esse avanço, alcançado em 12 anos, representa uma medida do êxito das ações dos órgãos reguladores para garantir a segurança da energia fornecida, dentro do propósito fiscalizador, mais educativo que punitivo. Os índices e indicadores contabilizados pela ANEEL têm evoluído e sugerem o caminho para uma fiscalização mais acirrada e precisa.

A evolução dos índices monitorados pela ANEEL:

- **Continuidade** - DEC, FEC – DEC<sub>r</sub>, FEC<sub>r</sub> – DEC<sub>i</sub>, FEC<sub>i</sub> – DEC<sub>x</sub>, FEC<sub>x</sub>  
resolução 24/2000
- **Conformidade** - DRP, DRC, ICC  
resolução 505, 2001
- **Atendimento Emergencial** - TMP, TMD, TMM e PNIE, OCCOR  
resolução 520, 2002

Por enquanto (2009), a ANEEL, ao avaliar o desempenho das concessionárias e aplicar penalidades, tem monitorado apenas os indicadores de continuidade dos serviços, o índice DEC - “Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor”, medido em horas e centésimos de horas e o FEC - “Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor”, medido em número de interrupções num período.

A formação desses índices ainda depende de dados enviados pelas próprias empresas concessionárias, mas está sendo implantado um sistema de monitoramento de qualidade mais abrangente que incluirá outros índices. Além dos índices de continuidade coletivos (DEC, FEC) e individuais (DIC e FIC) - relativos à duração e frequência das interrupções, por conjunto de consumidores e por consumidor individual - serão adicionados os índices que quantificam as transgressões de qualidade no tocante aos níveis de tensão contratada pelo consumidor. São eles o DRP (Duração Relativa da transgressão máxima de tensão Precária), o DRC (Duração Relativa da transgressão máxima de tensão Crítica) e o ICC (Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica). A tensão é considerada adequada pela ANEEL se está entre 95% e 105% da tensão contratada, precária se estiver entre 93% e 95% e crítica se estiver abaixo de 93% ou acima de 105% da tensão contratada pelo consumidor.

Desde a desestatização do setor elétrico, os investimentos na expansão do setor passa pelo crivo da avaliação do capital privado e o direcionamento e montante desses investimentos dependerão fortemente da viabilidade econômica de cada novo projeto. Isso tem provocado a estagnação da renovação dos equipamentos dos sistemas reticulados devido aos altos custos das soluções importadas, aliadas à relutância das concessionárias em investir sem que sejam atendidas suas reivindicações de repasse de tais custos ao consumidor. Os defeitos que já se tornam iminentes podem ser indutores de grandes falhas em cascata (*Blackouts*), de efeitos desastrosos para a qualidade e continuidade do serviço, acarretando prejuízos sociais e multas pesadas, eventualmente adicionadas ao custo do sistema como um todo.

## **2.4 – O valor da confiabilidade na energia elétrica**

Durante décadas, o setor elétrico teve o gerenciamento verticalizado, com controle da geração centralizado, utilizando o sistema de transmissão e distribuição para a entrega de energia ao consumidor final. Todo o conjunto era projetado para ser econômico, seguro e confiável. A partir de 1995, com as privatizações, houve a reestruturação do setor elétrico brasileiro e o surgimento de um novo modelo no qual as empresas estatais, ligadas ao setor elétrico, deixaram de ser verticalizadas e passaram a ser divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização (CCEE, 2009).

Com o mercado de energia agora privatizado, passou a existir competição na geração e comercialização de energia, permitindo a contratação direta entre geradores e consumidores, independente de suas localizações no sistema elétrico interligado. Esse modelo incentiva a geração próximo aos centros de carga, naturalmente pelos custos de trechos do sistema de transmissão utilizados.

*Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de uma tarifa justa, como também garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição para que ela possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias.*  
(ANEEL, em seu sítio na internet, 2010)

A ANEEL tem utilizado a expressão “confiabilidade” nos contratos de concessão de distribuição apenas no que se refere à manutenção e posse dos equipamentos inventariados no início da concessão, visando à manutenção da confiabilidade original (do início da concessão) do sistema. No entanto, os requisitos de confiabilidade dos consumidores crescem a cada dia e de forma heterogênea.

Uma panificadora com fornos elétricos não sofreria perda de produção com uma falha de alguns segundos, porém, a uma indústria têxtil poderia perder milhares de reais por causa de uma falha de fornecimento de apenas alguns milésimos de segundo. Obviamente, esses consumidores têm uma visão diferenciada do que é confiabilidade porque suas necessidades são diferentes.

O conceito básico de confiabilidade em engenharia é “a probabilidade de um componente, sistema ou equipamento executar funções pré-fixadas sob certas condições

operacionais durante um período determinado de tempo”, sendo que a importância da confiabilidade de um sistema cresce com os seguintes fatores (BORGES,1998):

- Complexidade tecnológica;
- Exigências severas das condições operativas;
- Exigências de alto grau de automação;
- Expectativas de desempenho (eficácia);
- Escassez de recursos financeiros.

Esse conceito pode ser adaptado para incluir o ponto de vista do consumidor do sistema elétrico, aquele que exerce a confiança em última instância, ficando então “a probabilidade do fornecimento de energia elétrica ser realizado de acordo com os níveis de expectativa do consumidor final em seu local de consumo de forma contínua (todo o tempo)”.

O valor dessa confiabilidade sobre a disponibilidade da energia na geração é contabilizada em contratos de comercialização de energia sendo que, segundo Silva, em contribuição de uma audiência pública na ANEEL:

*“Cada MWh gerado possui uma confiabilidade intrínseca, que depende do critério de suprimento energético estabelecido. Uma mesma usina pode ter diferentes quantidades de garantia física, dependendo da confiabilidade de abastecimento exigida. Quanto maior a confiabilidade exigida, menor será a garantia física associada à mesma capacidade instalada. O custo de construção da usina independe da confiabilidade exigida; o que se altera é a qualidade do produto ofertado, ou seja, quanto maior a confiabilidade da energia a ser gerada, maior será seu custo de produção. Além de possuir custo de produção mais elevado, um MWh gerado com 96% de confiabilidade é um produto de maior qualidade que um MWh com 95% de confiabilidade, podendo ser consumido hoje com mais conforto, pois o risco de déficit futuro será menor.  
(Silva, M.T., 2002)*

Os grandes consumidores ou comercializadores se preocupam em obter o produto (por contratos futuros) e poder contar com ele no momento estabelecido (lembrando que a energia elétrica não pode ser aguardar consumo posterior), atribuindo um valor diferenciado para uma energia mais garantida.

Da mesma forma, consumidores que precisam de uma confiabilidade de fornecimento de padrão superior para si mesmos (indústrias, por exemplo) ou desejam

oferecê-la a seus clientes (*data centers, shopping centers, hospitais* etc) investem na compra de sistemas de alta confiabilidade. Se o negócio estiver apenas começando, procuram se alojar em áreas com melhores índices de DEC e FEC (como as áreas atendidas por sistemas reticulados) para desfrutar das vantagens sem custo adicional, já que o setor imobiliário considera a localização e acesso no contexto urbano como fatores de maior importância, sendo que a confiabilidade do sistema elétrico raramente é lembrada. Quando a escolha de localização não é possível, os empreendedores instalam em suas premissas uma subestação de reticulado exclusivo (com equipamento homologado pela concessionária da região), doando todo o equipamento à concessionária, como parte de um contrato de fornecimento especial, para continuidade da manutenção.

Considerando toda a argumentação até aqui apresentada, no próximo capítulo será desenvolvida a especificação de um sistema de monitoramento de baixo custo que pode ser instalado nas subestações de distribuição de baixa tensão e que pode agregar eficiência e valor ao sistema reticulado subterrâneo, modernizando e viabilizando sua operação e expansão, preparando-o para a evolução das redes inteligentes.

## **CAPÍTULO 3**

### **3.1 A importância do monitoramento em baixa tensão**

As atividades de monitoramento e controle nos sistemas de média e alta tensão são consideradas economicamente viáveis em decorrência, principalmente, do valor dos equipamentos monitorados, o tempo de manobra e reparos mais longos e da abrangência geográfica de influência das interrupções nestes equipamentos.

Abaixo da média tensão, no entanto, excetuando-se medições esporádicas de testes para fins específicos ou cargas/clientes especiais, restavam apenas os medidores dos consumidores como meio de quantificar o fluxo da energia no sistema. O fluxo de potência no percurso das subestações de média tensão, passando pela transformação até a distribuição final em baixa tensão é, ainda, desconhecido pelas concessionárias brasileiras.

Esse desconhecimento dos fluxos de potência através das redes de distribuição é ainda mais evidente para o sistema reticulado subterrâneo, pois, com os recursos de contingenciamento dos circuitos de que dispõe, as falhas neste tipo de sistema não causam interrupções imediatas para o consumidor. Porém, podem causar sobrecargas em vários equipamentos de circuitos paralelos por dias, antes de serem descobertas, geralmente por meio de reclamações dos consumidores sobre variações de tensão. Isso se forem encontradas antes de causarem danos e falhas de maiores proporções.

O monitoramento dos sistemas de distribuição de baixa tensão é um tema atual, relacionado à necessidade de conhecimento sobre o funcionamento desta área do sistema elétrico brasileiro, de forma mais precisa e abrangente, à possibilidade de intervenção inteligente de controle e manutenções, à redução de perdas (eficiência energética) e à segurança pessoal dos operadores.

A percepção da importância de se tentar controlar o fluxo de energia nos circuitos da empresa distribuidora nasceu juntamente com a própria distribuição de energia elétrica. Já em 1897, era patenteado um sistema que permitia o ajuste da tarifação no medidor do consumidor a partir da carga da estação geradora por meio da transmissão de pulsos pela própria rede elétrica (uma forma rudimentar de PLC), criando uma tarifação horo-sazonal para desencorajar a sobrecarga da estação geradora

em horários de pico (ROUTIN, 1897). Essa noção de importância renasce agora no contexto das redes inteligentes, as *Smart Grids*, que são vistas como uma saída para o aumento da eficiência energética do sistema.

Conforme mencionado anteriormente, o Protetor de Rede está localizado na fronteira entre a média e baixa tensão (em nível de tensão de distribuição aos consumidores), e é um ponto particularmente vantajoso para coleta de medidas elétricas e controle.

Assim, pode-se ter a informação dos níveis de tensão na rede (lado do consumidor) em tempo real e, caso o protetor esteja aberto, do transformador-abaixador (lado da concessionária) separadamente. Some-se a isto o fato dos protetores de rede já estarem equipados com transformadores de corrente (TCs) para medida do valor e sentido da corrente que flui através dele, abrindo um grande leque de opções de diagnósticos e possibilidades de estudos que podem ser feitos pelo acúmulo desses valores ao longo do tempo.

Nos protetores com relés eletromecânicos essas medidas servem apenas para a decisão momentânea pela abertura ou fechamento do disjuntor do protetor. Já nos relés eletrônicos, os valores intermediários usados para tomar a mesma decisão podem ficar memorizados (no momento da abertura ou fechamento) ou ainda serem coletados em tempo real por um computador remoto, permitindo diagnósticos diversos e formação de bases de dados históricos.

Alguns desses dados são disponibilizados em relés eletrônicos importados que vêm sendo comprados pelas concessionárias para substituição dos modelos eletromecânicos avariados, já que estes últimos não são mais fabricados. Porém, segundo João Carlos<sup>2</sup>, da empresa CEB, esses relés eletrônicos funcionam com padrões de comunicação proprietários, de instalação dispendiosa e incompatível com os sistemas de supervisão instalados na concessionária.

Percebeu-se o anseio dos técnicos, gerentes e estudiosos da área de distribuição para a obtenção de um sistema que lhes permitisse conseguir informações que subsidiassem suas ações de manutenção cotidiana, bem como suas decisões e avaliações de planejamento futuro. Anseio por um sistema flexível em sua construção,

---

<sup>2</sup> JOÃO CARLOS DOS SANTOS. Sobre protocolos de comunicação. Companhia Energética de Brasília, Brasília-DF. 2009.

independente de soluções proprietárias, e ao mesmo tempo, robusto e eficiente, como o protótipo de laboratório apresentado nos estudos de Silva *et al* (2006), do qual o presente estudo pode ser visto como uma evolução ao sistematizar tal conceito, implementando e testando as funções de monitoramento em campo, agora numa plataforma. Um sistema maduro, de utilização real e imediata pelas concessionárias que utilizam os sistemas reticulados, testando a dimensão real dos benefícios atuais e possibilidades de evolução tecnológica que esse sistema tem para chegar às redes inteligentes, padrões das redes *Smart Grid*.

### **3.2 Requisitos do Sistema de Monitoramento de Baixo Custo - SMBC**

Já foi dito anteriormente que a viabilidade de tecnologias de monitoramento nos sistemas de média e alta tensão pode ser facilmente justificada pelo elevado valor agregado dos ativos que visam proteger, além das potenciais perdas financeiras e de imagem que podem ser evitadas.

Nos sistemas de distribuição, a situação é diferente porque o valor unitário dos equipamentos é bem menor e a quantidade de circuitos é muito maior. Também é reduzido o potencial de perdas financeiras e de imagem, em relação aos sistemas de média e alta tensão, pela maior capilaridade do sistema, ou seja, a falha de um equipamento na distribuição custa menos, atinge menos usuários e numa área menor.

A maneira encontrada para tornar um sistema de monitoramento em baixa tensão viável foi embarcar esse monitoramento em equipamentos existentes, utilizando-os como uma plataforma. Dessa forma, o custo de engenharia para quem fornece os equipamentos seria diluído em muitas unidades, pois o número de circuitos é naturalmente bem maior na distribuição do que na transmissão ou subtransmissão (capilaridade). E o custo de aquisição para quem compra – concessionárias - não seria alterado, pois as vantagens do monitoramento viriam na forma de funções extras agregadas às funções tradicionais do equipamento.

Nessa lógica ganha-ganha, restaria à concessionária apenas implementar a infraestrutura de comunicação, interconectando os pontos monitorados à sua rede, para começar a contar com as reduções de custo operacional advindas do uso inteligente do monitoramento. E quando a empresa começar a contabilizar esse aumento em eficiência, poderá estabelecer em que ritmo deseja efetuar as substituições conforme a



percepção das vantagens auferidas.

Assim, a distribuidora pode decidir ir trocando as unidades, à medida em que ocorrem substituições de equipamento avariado, já que possui custo equivalente ou pode impor um ritmo mais forte de troca para implementar o monitoramento em áreas que julga consideravelmente críticas, por exemplo.

No caso do reticulado subterrâneo, o equipamento ideal para embarcar o monitoramento é o protetor de redes. Esse equipamento é vantajoso por várias razões:

- Está em posição privilegiada no circuito, na fronteira entre a média e baixa tensões, representando um nó de demanda;
- Por representar um nó de demanda, as informações colhidas terão grande utilidade em decisões gerenciais e de engenharia para eficiência energética;
- Permitirá seccionar a rede de baixa tensão, agilizando o retorno depois de Blecautes;
- Conta com transformadores de corrente incorporados.

Mais especificamente, o equipamento que comporta o embarque de funções adicionais de monitoramento é a unidade de controle do protetor de redes: o relé. Para facilitar o entendimento do que se quer demonstrar com este estudo de viabilidade para monitoramento em baixa tensão, vamos descrever as funções básicas tradicionais e as de monitoramento.

Partindo-se do princípio de que um relé de protetor de redes deve minimamente ter características que façam o protetor atender à norma IEEE Std C57.12.44-2005, no tocante ao comando da unidade disjuntora. Devido o relé desenvolvido pela empresa Futura Automação ser microprocessado, possui uma série de requisitos extras, comentados a seguir, que representam o diferencial daquela solução, tornando-o atraente técnica e comercialmente para as concessionárias, permitindo o monitoramento das leituras instantâneas e disponibilizando informações que possibilitem o conhecimento mais detalhado sobre a rede de distribuição subterrânea para diagnósticos e estudos posteriores.

Esta configuração do elemento chave do conjunto relé-protetor é que possibilita a viabilidade de um SMBC apresentado neste estudo. Desta forma, as características descritas a seguir inerentes ao conjunto relé-protetor contabilizam as vantagens adicionais do sistema avaliado.

a) Registro de todas as medidas pertinentes para uma tomada de decisão de mudança de estado e medidas relevantes ao momento do fechamento ou abertura do disjuntor, que possam ajudar a aferir o funcionamento e a prontidão dos mecanismos de abertura e fechamento do protetor, bem como a qualidade da decisão tomada pelo relé.

b) Acessibilidade das leituras instantâneas relacionadas ao fluxo de energia pelo protetor (tensão, corrente e fator de potência por fase), caso esteja com seu disjuntor fechado e, caso esteja aberto, as leituras relevantes de tensão (tensões da rede e do transformador, ângulo e tensão do fasor  $V_F$  (*Phasing Voltage Phasor*), que representa a diferença instantânea de tensão entre a rede e o transformador.

c) Disponibilização de entradas digitais para conexão de contatos de estado de outros dispositivos escolhidos pela concessionária e entradas para três sensores de temperatura (inicialmente pensou-se na temperatura interna do painel do protetor, a do respectivo transformador e a do ambiente da subestação). Monitorar os elementos que costumemente apresentam defeitos como os mecanismos de abertura e fechamento, com possibilidade de realizar testes periódicos desses mecanismos.

d) Memória de massa para reter dados de eventos ocorridos com o protetor, incluindo registros com data e hora de eventos, tais como: aberturas do disjuntor, fechamentos, alarmes, alterações de parâmetros etc. e, conseqüentemente, um relógio interno de tempo real ajustável remotamente. Esses registros, em conjunto, devem ser suficientes para o entendimento das ocorrências e das ações tomadas pelo relé quando lidos posteriormente e a capacidade de acúmulo de ocorrências deve ser suficiente para tolerar períodos sem comunicação (falhas da rede de comunicação), sem perda de registros.

e) Comunicação incorporada no relé, tanto o meio físico como o protocolo de comunicação utilizados são abertos e de uso corrente, evitando soluções proprietárias ou exclusivas. Possuindo endereçamento individual a partir de um computador remoto, com informações sobre como acessar as informações de medidas e eventos em seus registros internos disponibilizadas a qualquer interessado no uso do equipamento.

f) Diferentes topologias de rede física de comunicação podem ser consideradas, favorecendo ainda mais a viabilização de outras opções que atendam às especificidades de cada concessionária. Porém, esse quesito é considerado de menor importância, pois, desde que os protocolos de comunicação e a camada física de operação sejam abertos, a

flexibilidade está garantida e cada concessionária poderia construir sua rede de comunicação facilmente e a um custo acessível.

g) O *hardware* e *firmware* de comunicação implementado em um modelo de relé eletrônico de protetor de rede, devendo ter a opção de se comunicar através dos protocolos ModBus e DNP3 (os mais populares nos sistemas SCADA), devendo ter igual funcionalidade e disponibilidade de informação nos dois protocolos.

O SMBC deve ser testado em condições reais, com múltiplas unidades sendo monitoradas numa área piloto de subestações funcionais e com cargas reais. Toda funcionalidade dos comandos remotos e a validade dos dados registrados pelo relé em condições reais de operação devem ser observados e validados em conjunto com os profissionais das concessionárias e sugestões e contribuições dos trabalhadores e técnicos do setor deveriam ser consideradas e, os melhoramentos serem incorporados ao sistema.

O conjunto de dados disponibilizados pelo relé, tanto dos dados instantâneos como dos registros de eventos, devem conter as informações consideradas relevantes e apropriadas para monitoramento de redes subterrâneas. Os dados analógicos instantâneos (sem data e hora) devem ser suficientes para se conhecer a carga do momento e o estado dos protetores. O registros de eventos (com data e hora), além de precisos quanto ao tempo em que ocorreu o evento, devem fornecer informações que permitam entender as razões para as ocorrências e as ações comandadas pelo relé para sanar o problema.

O conjunto de funções, locais e remotas devem ser avaliados pelo pessoal de manutenção e operação, bem como os especialistas dos sistemas SCADA das concessionárias, e aprimorado agregando suas contribuições.

E, finalmente, o relé deve manter um conjunto de parâmetros e opções programáveis para se manter flexível quanto à sua adaptação ao sistema existente em cada concessionária.

### **3.3 Requisitos do ambiente de testes do SMBC**

É necessária a elaboração de um programa de computador para demonstração do monitoramento remoto (supervisório), da parametrização remota, da leitura de registros de ocorrências e ainda para teste de desempenho de comunicação. Esse programa deverá rodar em computadores pessoais atuais, sem requisitos especiais de *hardware*.

O método de comunicação do meio físico independe das funções de monitoramento, podendo ser adequado às facilidades disponíveis dependendo das conveniências da empresa.

O programa de computador deve ser capaz de demonstrar o funcionamento remoto, possibilitando avaliar a operação cotidiana de um supervisório e ainda avaliar as possibilidades do acúmulo de informações para estudos específicos sobre as subestações ou algum protetor individualmente.

Para especificar o modo de operação do SMBC da forma descrita acima, foram feitas entrevistas e reuniões com técnicos e engenheiros de manutenção e operação das concessionárias, bem como pesquisadores do IEE, sobre os problemas e as dificuldades mais comuns encontrados nos sistemas subterrâneos de forma geral e, em especial, sistemas reticulados. Procurou-se saber sobre as dificuldades de localização de falhas e o que se podia fazer como prevenção dessas falhas.

Observou-se que, aparentemente, o problema era bem simples: os sistemas subterrâneos estavam sem nenhuma supervisão em tempo real e qualquer monitoramento seria um grande salto qualitativo para a operação do sistema.

Mesmo assim, a viabilidade econômica do sistema era questionada pelos entrevistados até compreenderem a lógica de embarcar as funções de monitoramento sem custo adicional no relé em estudo, levando o custo das novas funções a praticamente zero. Isso acontece se a empresa efetuar as substituições como reposição de equipamentos defeituosos, já que a reposição teria que acontecer de qualquer forma.

Este fato exemplifica a noção corrente no setor elétrico de que é muito difícil atingir a viabilidade econômica para sistemas de monitoramento da rede de distribuição de baixa tensão.

Como a finalidade deste estudo é avaliar um sistema de monitoramento que possa ser montado e operado com facilidade e flexibilidade suficientes para acomodar

diferentes topologias de comunicação e sistemas supervisórios existentes nas concessionárias, algumas variações de métodos de comunicação foram consideradas e são relatadas no próximo capítulo.

## CAPÍTULO 4

### 4.1 Estudo de Caso – Projeto Piloto

O estudo de caso que demonstra viabilidade do SMBC, objeto deste trabalho, partiu de um sistema formado por um relé eletrônico já desenvolvido no âmbito de um projeto anterior de Pesquisa Inovativa em Pequenas Empresas – PIPE, com apoio da Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), fabricado pela empresa Futura como relé de protetor de redes com função de monitoramento e comunicação incorporados, tendo sido consolidado com respeito às normas e ensaios aplicáveis a este tipo de equipamento.

Um protetor de redes General Electric, modelo MG-9, foi fornecido pela CEB, dentro do P&D 1616 CEB-IEE/USP para os testes e desenvolvimento, sendo instalado em suporte apropriado nos laboratórios do IEE/USP (figura 4.1) e alimentado com conexão trifásica por meio de um transformador isolador de 220V/380V (delta-estrela, secundário 380V fase-fase) que é a tensão de trabalho do equipamento no sistema em Brasília.

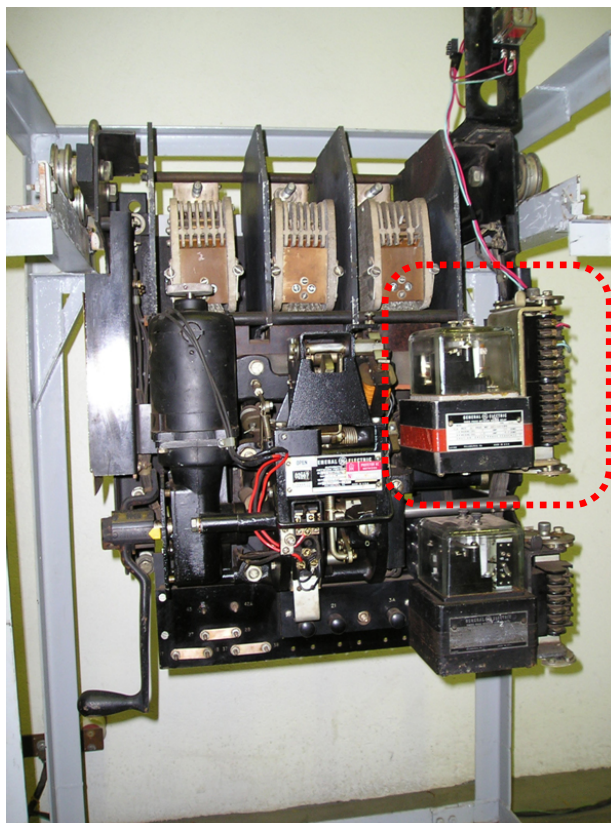


Figura 4.1: Protetor de redes General Electric, modelo MG-9, no IEE/USP. Equipado com relé eletromecânico (área indicada). Fonte: Relatório técnico do projeto P&D1616-CEB-IEE/USP, 2008

O relé eletrônico, modelo Netpro Futuras, fixado a um suporte-conector adequado ao protetor de redes GE modelo MG-9 (figura 4.2) e instalado no protetor para avaliação das condições de operação do conjunto.



Figura 4.2: Relé eletrônico Futura, modelo Netpro, fixado ao suporte-conector para o protetor General Electric modelo MG-9. Fonte: Descritivo técnico do Fabricante, 2008

Com o auxílio de uma maleta de testes especial para protetores de rede foi possível testar o desempenho e funcionalidades do relé pelos procedimentos da norma IEEE C57.12.44 que especifica o funcionamento dos protetores de rede, com resultados positivos.

O relé eletrônico (separado do protetor) já havia sido ensaiado quanto a: climáticos (calor úmido 40°C @ 93% e calor seco 85°C, ambos por 96 horas), ensaio de Grau de Proteção IP-68, ensaio de compatibilidade eletromagnética (EMC) e ensaio de vibração, resultando positivamente em todos esses ensaios, condição considerada adequada pela CEB para homologação do equipamento e possibilidade de sua utilização em subestações da empresa.

No início deste estudo, esse relé já dispunha de relógio interno de tempo real com bateria de longa duração (10 anos), 7 entradas digitais, 3 entradas para sensores de temperatura e duas portas de comunicação serial, uma no padrão elétrico EIA-485 e outra exclusiva para uma unidade de interface homem máquina (IHM) do fabricante, memória de massa não volátil para registro de ocorrências e memória para gravação de parâmetros de funcionamento (EEPROM).

A esse relé foram agregadas as funções de comunicação, através do *firmware*, para utilização da porta EIA-485 com o protocolo ModBus-RTU e criada uma tabela de registros para alocação das leituras analógicas instantâneas (tensões, correntes e temperaturas) e estado lógico do disjuntor (a tabela de registros em sua versão final encontra-se no apêndice, anexo I).

Um programa de computador PC foi criado para os testes de comunicação que utilizava um computador, um conversor do padrão serial EIA232 para EIA485 e cabos de conexão serial do laboratório do IEE/USP.

Esse estágio inicial foi útil para avaliar os limites da comunicação serial que se mostrou frágil para as condições esperadas nas câmaras subterrâneas, onde existe muito ruído elétrico partindo dos equipamentos e cabos de média tensão.

O *hardware* de comunicação foi alterado para uma saída Ethernet com IP programável e mantido o protocolo ModBus-RTU que foi encapsulado no datagrama IP. Novas funções de comando e leitura e um sistema de registro de eventos (*LOG*) foram implementadas no *firmware* do relé nesta segunda versão.

Foi considerada a possibilidade da utilização da versão do protocolo ModBus nativa para redes TCP/IP (o ModBus-TCP), menos complexo que o ModBus-RTU, mas este foi preterido para manter a compatibilidade com o sistema SCADA da concessionária e possibilidade futura de interconexão física entre este último e o projeto piloto. A preocupação com a segurança das informações e comandos também influenciou a decisão já que, da forma como ficou, o esquema de detecção de erros do ModBus-RTU foi mantido.

O novo *firmware* foi testado em laboratório no IEE/USP e todas as suas funções verificadas. Nesta época, houve o acompanhamento de técnicos da CEB que opinaram sobre o conjunto de dados disponibilizados e a aplicabilidade dos conceitos de monitoramento e controle. O desempenho da comunicação com o relé foi avaliada



usando um programa analisador de protocolos, o Ethereal, com resultados positivos nos quesitos de latências e fluxo de dados, não sendo detectadas perdas de dados ou retransmissões.

## **4.2 A Área Piloto**

Para o estudo de viabilidade em questão foi utilizada uma área piloto no âmbito do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL no P&D1616 CEB-IEE/USP, o sistema em questão pôde ser avaliado em campo a partir de dezembro de 2008, numa subestação com carga real, com um protetor da marca Westinghouse modelo CM-22. Como o tipo de conexão elétrica é diferente do modelo GE/MG-9, testado nos laboratórios do IEE/USP, foi utilizado outro suporte-conector apropriado para este modelo de protetor (figura 4.2.1) fornecido pelo fabricante.

A subestação onde foi instalado o sistema é do tipo reticulado exclusivo (*Spot Network*), com três transformadores de 1KVA, que fornece energia para um centro empresarial.



Figura 4.2.1: Relé eletrônico Futura, modelo Netpro, montado em suporte-conector para o Protetor de redes Westinghouse modelo CM-22. Fonte: Descritivo técnico do fabricante., 2008

Integrando o sistema, foi utilizado um conversor para conectar o cabo de rede ethernet do tipo UTP ao enlace de fibra óptica que possibilitou a comunicação entre o relé e o centro de operações da CEB. A partir daí foi configurada uma conexão segura VPN (do inglês, *Virtual Private Network*) para permitir a comunicação com o relé, através da internet, a partir do IEE/USP em São Paulo para continuidade do estudo. A VPN foi necessária para não colocar em risco a segurança da rede de dados da concessionária.

Um computador do IEE/USP foi dedicado para o monitoramento desse primeiro relé e para testes da operação remota. À princípio, contava-se com o acompanhamento dos técnicos da CEB que ficavam do lado externo da subestação sempre que os testes incluíssem manobras de abertura e fechamento do protetor. Tal procedimento retardava a evolução dos testes pois dependia da disponibilidade e deslocamento das equipes, mas foi logo abandonado, à medida que melhoramentos de comportamento do relé foram sendo inseridos e a confiança no equipamento consolidou-se.

Um programa remoto de apoio (figura 4.2.2) foi usado com 6 relés disponibilizados dentro do projeto de P&D e instalados em campo formando um ambiente piloto de testes, de tamanho suficiente para testar e avaliar outras hipóteses de estudo.



Figura 4.2.2: Tela do programa de PC para monitoramento em tempo real e georreferenciado das unidades instaladas.

### **4.3 – Considerações sobre o uso de sistemas de comunicação flexíveis em sistemas reticulados**

Devido à flexibilidade de escolha de topologias de comunicação, torna-se impraticável a recomendação de uma ou outra em especial, pois essa recomendação se daria considerando o ambiente de uma empresa, podendo não representar a melhor opção para a maioria delas. Assim, optou-se por tecer considerações sobre os pontos relevantes que podem influenciar no projeto dessa infraestrutura.

Como o relé utilizado com protocolos que permitem o endereçamento individual (o endereço do relé na sub-rede serial é programável por meio de interface local, IHM), conforme descrito no capítulo 3, e contam ainda, com o padrão de comunicação serial EIA485 ou Ethernet, a montagem de uma rede de protetores monitorados torna-se bastante flexível.

Pode-se adotar o padrão físico Ethernet usando *Switchs* com cabeamento em cobre para conexão local de vários protetores e sair da subestação com um único *link* em fibra, como a configuração final escolhida no projeto piloto (figura 4.2.3). No entanto, poderíamos ter feito uma rede local (dentro de cada subestação) serial EIA485, conectada a um concentrador EIA485 com saída IP e sair da subestação como no caso anterior. Do caso anterior, também seria possível trocar o concentrador por um conversor simples de EIA485 para fibra óptica, saindo da subestação com um sinal em luz (livre de ruídos), mas carregando dados seriais a serem agregados a uma rede maior. Outra variação: como os cabos de fibra óptica contém geralmente múltiplas fibras, seria possível ligar cada protetor numa fibra individual fazendo a concentração em um local mais central.

Enfim, o que direciona o projeto dessa infraestrutura são fatores como o número de subestações, quantos protetores existem em cada uma delas, se as subestações estão próximas (agrupadas), se existe alguma estrutura de comunicação pré-existente, se existem outros projetos que serão beneficiados (e que tipo de comunicação eles usam), etc.

Como exemplo, citamos o próprio projeto piloto que foi executado da maneira descrita anteriormente porque já havia um anel de comunicação em fibra óptica com

protocolo TCP/IP ligando as subestações de média tensão para monitoramento (reforçando o argumento de que as concessionárias consideram viável o monitoramento em média e alta tensões), bastando conectar as subestações de distribuição em baixa tensão ao ponto mais próximo desse anel pré-existente.

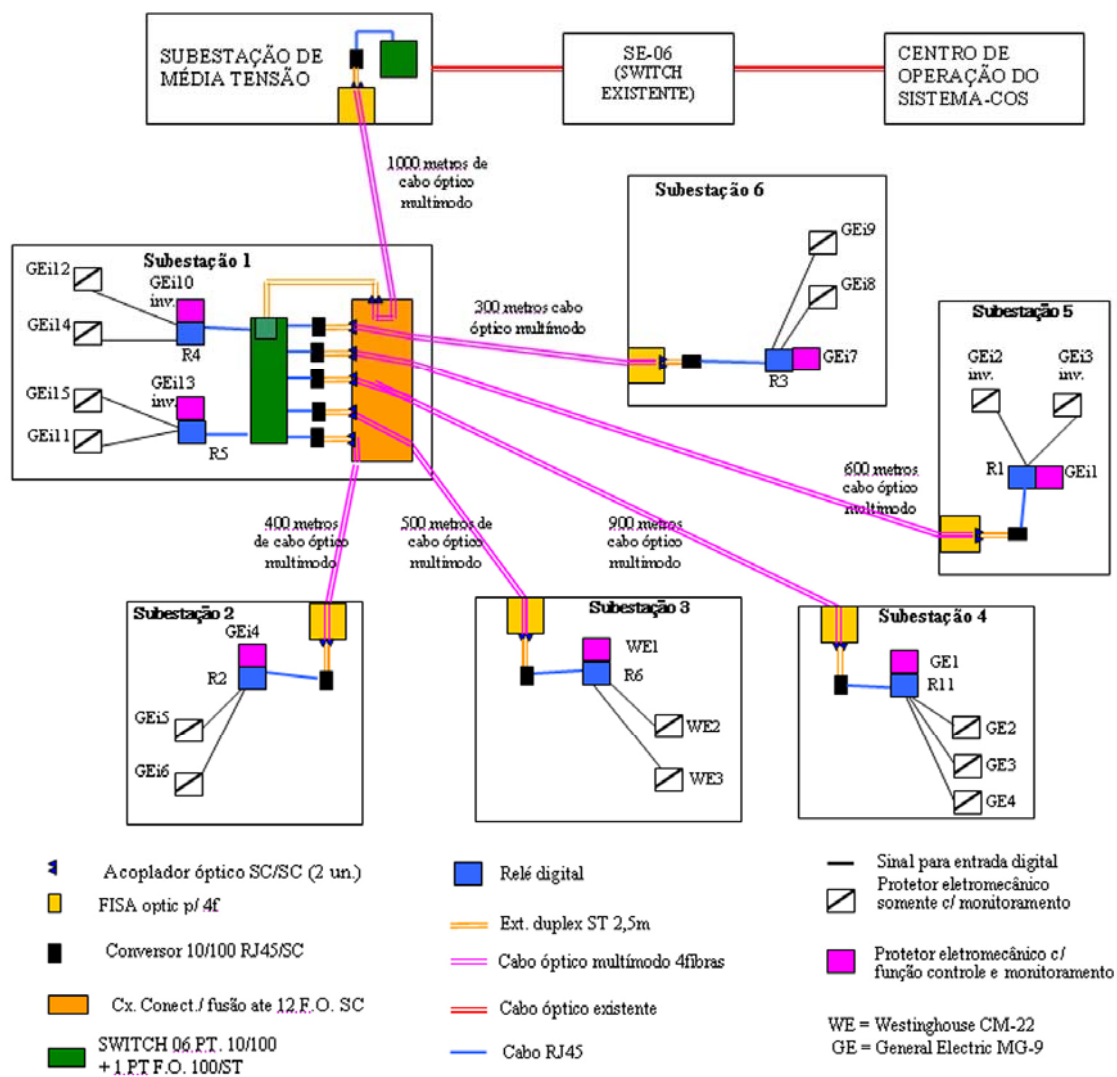


Figura 4.2.3: Esquema pictórico parcial de interligação da infraestrutura de comunicação do Projeto Piloto de testes. Fonte: Relatório técnico do Projeto CEB1616 com a ANEEL

Portanto, a escolha criteriosa de meios adequados para a camada física da comunicação com os relés, no ambiente de cada concessionária, pode significar uma redução importante de investimentos de infraestrutura, pois as concessionárias têm muitos protetores de rede espalhados numa área de vários quilômetros quadrados. Devido a esta capilaridade, os equipamentos se multiplicam e qualquer alteração na infraestrutura necessária pode ter um impacto significativo no custo total de

implantação do SMBC. Porém, vale ressaltar que a existência dessa infraestrutura deverá viabilizar outros projetos que compartilhariam dos seus recursos, justificando ainda mais sua implantação, como o *Smart Grid*.

A situação das concessionárias quanto à infraestrutura de comunicação ou pré-disposição para a sua instalação é bastante contrastante.

A infraestrutura da cidade de Brasília, por exemplo, foi planejada desde o nascimento, enquanto que a cidade de São Paulo, teve problemas para fazer a distribuição subterrânea da área central já em 1930, visto que, à época, já tinha mais de 300 anos e pouco tempo e espaço para efetuar suas reformas de infraestrutura.

O resultado é que, em São Paulo, existem várias câmaras subterrâneas de distribuição sem uma estrutura de comunicação, sendo que o custo de enterramento apenas para cabos de comunicação é elevado, restando poucas opções além da comunicação sem fio (por exemplo, modems celulares: baixo investimento inicial e custo fixo mensal). Em Brasília, no entanto, existem dutos e galerias interligando todas as câmaras subterrâneas (em alguns trechos pode-se ir andando de uma câmara para outra), sendo que a instalação de fibras ópticas, o melhor meio físico para ambientes com muito ruído elétrico, torna-se descomplicada e barata. A fibra óptica tem investimento inicial mais alto mas não tem custo fixo mensal.

O tipo de reticulado também influencia na escolha da infraestrutura adequada. Em Brasília é utilizado o tipo exclusivo (*Spot network*), onde a maioria das subestações tem três ou seis protetores (quando há dois *spots* numa mesma câmara) e possibilita compartilhar um canal de comunicação para todos os protetores da subestação. Já o sistema reticulado em malha (*Grid*), maioria em São Paulo, apresenta apenas um protetor por câmara aumentando o número de canais necessários.

Outra possibilidade que se apresenta é o PLC<sup>3</sup> (*Power Line Communication*), tecnologia recentemente regulamentada (resolução ANEEL nº 527, 08/Abr/2009), que permite o envio de dados por meio dos próprios cabos elétricos. Essa pode ser uma opção interessante como meio físico para as concessionárias pois os cabos já estão instalados, interligam todo o sistema e não tem custo fixo adicional. Os *modems* e acessórios já estão se tornando acessíveis e confiáveis com os últimos avanços na

---

<sup>3</sup> O PLC se refere à comunicação digital em geral, enquanto a BPL (Broadband Powerline), mencionada em algumas publicações, se refere mais precisamente a um canal de banda larga em protocolo TCP/IP para conexão à internet.

tecnologia.

Um ponto a considerar sobre o uso dessa tecnologia é que, por questões de segurança na transmissão de dados, do ponto de vista de invasões (*hackers*), é preferível manter o tráfego de dados do lado da média tensão, de acesso restrito à concessionária, se houver facilidade de adquirir *modems* para essa faixa de tensão. Porém, o PLC não foi incluído neste estudo por ainda ser incipiente e ainda depender de material importado.

#### **4.4 – Os protocolos de comunicação e transporte**

Conforme descrito no capítulo 3, o relé usa os protocolos abertos mais difundidos no setor elétrico e na indústria: ModBus e DNP3. Esses protocolos têm enorme base instalada, são protocolos abertos e têm boa oferta de mão de obra especializada. Conversores, concentradores e mapeadores destes para outros protocolos também podem ser encontrados comercialmente ou encomendados, em casos especiais.

Protocolos de comunicação e transporte podem ser considerados um fator decisivo para a viabilidade da solução SMBC, pois implica em compatibilidade com os sistemas de automação e supervisórios já instalados nas concessionárias e aos quais o SMBC deve se reportar.

Estão diferenciados aqui (comunicação e transporte) porque, da forma que foi descrito (capítulo 3), existe um protocolo interno do relé (selecionável atualmente entre ModBus e DNP3) que são protocolos seriais de natureza hierárquica (mestre/escravo). Esses protocolos podem ser utilizados diretamente quando a configuração física da porta de comunicação do relé estiver no padrão EIA485.

Quando o padrão Ethernet for utilizado, os protocolos seriais internos são encapsulados no protocolo IP que faz o transporte da informação através da rede (*switches*, roteadores, internet, *VPNs* etc) até o seu destino. Desta forma, manteve-se a compatibilidade com sistemas seriais, mas tendo as vantagens inerentes do protocolo IP, como a citada possibilidade de se implementar mecanismos de segurança no tráfego dos dados (*firewalls*, por exemplo), facilidade de endereçamento, ampla gama de fabricantes de equipamentos e ainda as possibilidades que o tráfego através da internet proporciona

(atingir grandes distâncias sem custo adicional).

Ressalta-se que o endereçamento é diferente nos dois padrões de comunicação física e deve ser levado em consideração pelo pessoal de tecnologia da informação quando do projeto da infraestrutura. Quando ligado em EIA485, o endereçamento segue a norma do protocolo que estiver programado, e quando o relé estiver no padrão Ethernet, deverá ser programado um endereço IP único de acordo com a estratégia de endereçamento da sub-rede ao qual o relé está ligado. Como o protocolo ModBus ou DNP3 estará encapsulado no protocolo TCP/IP, o endereço da mensagem serial também deve estar de acordo com o trecho serial da comunicação: no caso do uso de concentradores pode-se acessar o concentrador via TCP/IP, fornecendo o endereço do relé que se quer acessar dentro desta sub-rede.

#### **4.5 – Os registros de eventos com data e hora**

O relé possui uma fila circular de registros de eventos (Log) onde é armazenado o histórico de eventos que ocorreram no protetor. A tabela completa de eventos memorizáveis pode ser consultada no Apêndice - TABELA DOS VALORES DO LOG. O registro contém a data e hora do evento, o status anterior do processo (o que o relé estava fazendo) e o status atual do processo (em geral identifica o problema que levou ao evento). Juntamente com esta informação são armazenadas todas as leituras analógicas (tensões e correntes, temperaturas, ângulo de fase, etc) para um retrato completo do momento do evento.

O detalhamento do histórico permite a reconstrução lógica do evento para entendimento da falha. O programa de demonstração de operação do projeto percebe que um relé tem Logs em sua memória, recolhe essas informações para o computador local, valida-as e, só então, apaga-as da memória do relé. Após recolher as informações, um aviso informa que aquele relé tem registros não visualizados. Abaixo podemos ver a tela de leitura de registros armazenados de um relé (figura 4.4.1) numa situação em que o protetor acabou de fechar. Pode-se ver as leituras analógicas e as tensões vetoriais (Vf) e ângulo deste vetor e outras informações que foram consideradas pelo relé para tomar a decisão de fechar o disjuntor (Quadro “Status para Rearme”). Também é registrado o estado das entradas digitais no momento do evento.



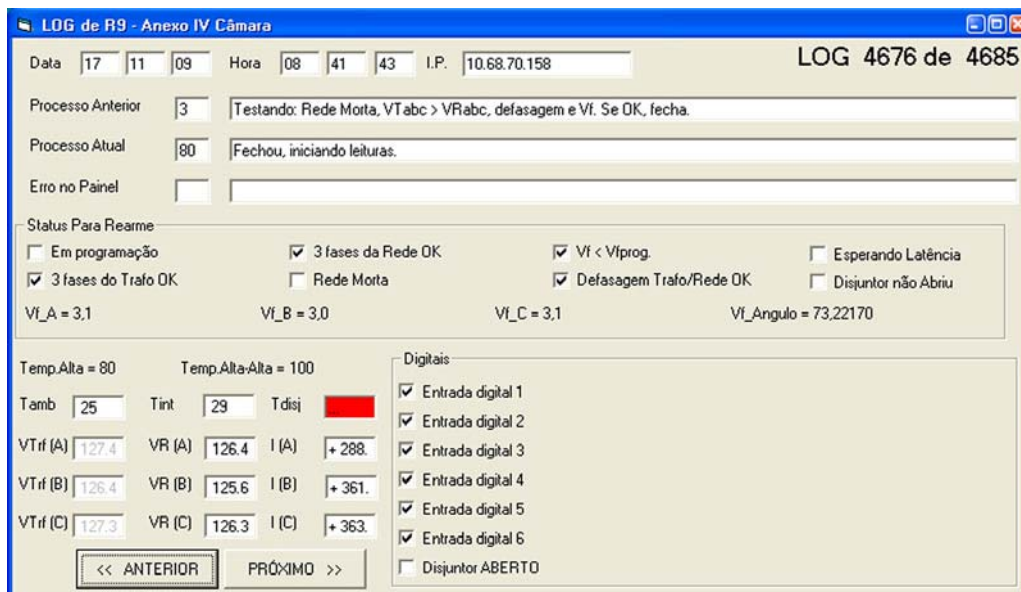


Figura 4.4.1: Tela do programa CEBSup para visualização dos registros de eventos.

#### **4.6 – A parametrização remota**

Um mecanismo de leitura e escrita dos parâmetros do cliente permite que os parâmetros de operação do protetor e alguns do relé possam ser alterados sem a necessidade de remoção do relé ou mesmo da presença de pessoal técnico no local.

Principais parâmetros que podem ser alterados remotamente:

- ✓ Corrente Nominal do Transformador;
- ✓ Corrente de Trip por corrente reversa;
- ✓ Temporizador de Trip por corrente reversa;
- ✓ Curva de fechamento (Circular ou Paralela);
- ✓ Ligar/Desligar o monitor de desequilíbrio de carga entre fases;
- ✓ Percentual máximo de desequilíbrio;
- ✓ Ligar/Desligar monitor de sobrecarga;
- ✓ Percentual máximo de sobrecarga curta;
- ✓ Tempo de sobrecarga curta;
- ✓ Percentual máximo da sobrecarga longa;
- ✓ Tempo da sobrecarga longa;
- ✓ Defasagem mínima de tensão para rearme;
- ✓ Defasagem máxima de tensão para rearme;



- ✓ Valor mínimo de Vf (diferença de tensão entre transformador e rede);
- ✓ Tempo de latência para rearme (depois de um Trip);
- ✓ Habilita/desabilita rearme do protetor;
- ✓ Corrente reversa instantânea;
- ✓ Habilita/Desabilita rearme para rede morta;
- ✓ Habilita/Desabilita Modo sensibilizado;
- ✓ Atraso para iniciar (latência após energização);
- ✓ Liga/Desliga monitor de corrente instantânea direta;
- ✓ Valor limite para corrente instantânea direta;
- ✓ Habilita/Desabilita a proteção de PUMP (batimento).

Os parâmetros de comunicação (endereço da unidade e protocolo usado), bem como a senha para acesso local (IHM) à programação não podem ser alterados remotamente por comprometerem o acesso ao equipamento.

Toda reprogramação, tanto local como remota, gera um registro (Log) com data e hora para controle gerencial de acesso. Para a parametrização remota foi criado um programa de serviço (figura 4.5.1) que, além da alteração de parâmetros, tem funções pré-programadas (como acerto de hora, por exemplo) e pode alterar registros.

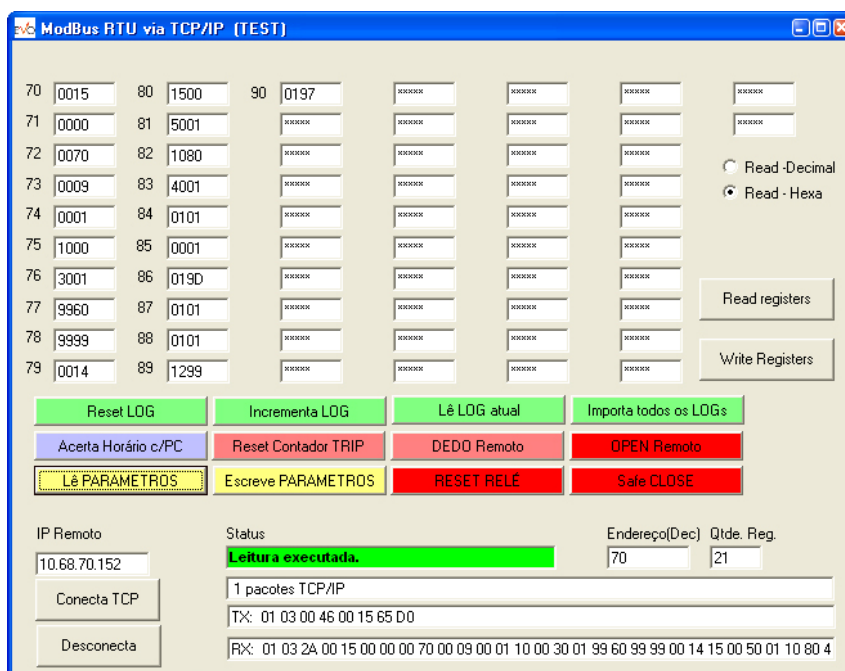


Figura 4.5.1: Tela do programa ModBus RTU para parametrização remota e outras funções.

## CAPÍTULO 5

### 5. Constatação da Viabilidade com o Sistema Em Operação

Durante o estudo, pelo contato com o *modus operandi* da concessionária avaliada, a CEB, foi possível testar várias topologias de comunicação em laboratório e em campo que seriam alternativas para uso pelas empresas. Logo percebeu-se que a flexibilidade do sistema quanto à comunicação, além das vantagens da utilização dos dois protocolos de comunicação abertos e populares, também permite a utilização de múltiplos arranjos da topologia que ajudam na adaptação do sistema às infraestruturas pré-existentes nas empresas, reduzindo as demandas para sua adoção.

Essa avaliação foi muito importante, tendo em vista que a existência de uma infraestrutura de comunicação é o único requisito para utilização imediata do SMBC.

Também foram testados esquemas de controle de risco pessoal para os comandos e as possibilidades de interação remota e local simultâneas. Dos estudos das normas do Ministério do Trabalho e Emprego, NR-10 e NR-33, e das conversas com pessoal de operação e manutenção surgiram comandos que reduzem os riscos pessoais dos trabalhadores, ajudando na prevenção de acidentes e denotam uma contribuição social do projeto e redução de custos decorrentes de acidentes de trabalho..

As funções existentes no relé utilizado no estudo que auxiliam o cumprimento da NR-33, possibilitam a abertura do protetor por comando remoto de modo que a equipe possa aguardar do lado de fora do espaço confinado da câmara subterrânea enquanto a manobra é executada. O comando prevê que, depois de aberto, o rearme do protetor fique inibido por *software*, dando a chance ao pessoal de manutenção entrar e efetuar o bloqueio físico de rearme. Terminado o trabalho, a equipe deixa o protetor liberado fisicamente (chaves locais) e a liberação por *software* para fechamento do disjuntor pode ser feita remotamente, depois que a equipe confirmar a saída do espaço confinado. Caso a equipe deixe o protetor em modo automático diretamente, existe um tempo de latência programável (de 0,1 a 9,9 minutos) que permite que a equipe deixar a parte interna da câmara antes do relé começar a avaliar as condições para o fechamento do protetor. Pelas mesmas razões de segurança, não é possível o fechamento incondicional do disjuntor do protetor por meio de um comando remoto ou local. O relé sempre avalia as condições de segurança elétrica para fechamento, como faseamento

correto e diferença de tensão vetorial entre as tensões do transformador e do barramento de distribuição. A única exceção é o caso particular do barramento de distribuição estar completamente sem tensão, situação conhecida como “rede morta”. Nesse caso o relé não tem condições de avaliar a segurança do fechamento e a rede de distribuição pode estar em curto. No entanto, a existência do tempo de latência permitirá que os trabalhadores deixem a aérea de risco antes da manobra ser efetuada.

O amadurecimento das funções remotas e dos registros de eventos implementados foi notável, especialmente depois da instalação do primeiro relé em campo, distante de 1000km do IEE, acessível apenas pelo programa do computador. A distância e a impossibilidade de acesso físico de forma rápida deu a exata proporção das necessidades de operação de uma rede subterrânea, onde não se vê ou ouve os equipamentos, nem se tem idéia das condições ambientais do protetor (ao contrário da fase de testes de laboratório), devendo-se assegurar que as leituras mostradas são fidedignas e que os comandos emitidos para os relés são compreendidos e têm sua execução confirmada ou rejeitada formalmente.

Durante esse processo de amadurecimento percebeu-se que na operação remota da rede subterrânea não há lugar para suposições e, por isso, foram criados mecanismos lógicos que permitem ao relé validar os comandos quanto a erros de conteúdo por meio de esquema de *CRC* (do inglês *Cyclic Redundancy Check*) e quanto a autoridade do emissor dos comandos através de senhas e registros/conteúdos especiais (além de todas as verificações formais dos protocolos ModBus e DNP3). O emissor terá acesso a registros que possibilitam saber se os comandos foram executados ou as causas que impedem a sua execução pelo relé.

Observou-se que as necessidades das concessionárias têm pequenas variações, tanto de parametrização do relé para controlar o funcionamento tradicional de relé de protetor, como para se adequar ao sistema supervisorio a que serão ligados, por isso algumas premissas de funcionamento do relé passaram a ser parametrizáveis para atender a essas especificidades locais. Houve ainda a implementação do segundo protocolo de comunicação, o protocolo DNP3 e diversas novas funções que são pré-requisitos deste tipo de comunicação para permitir a sua conexão ao centro SCADA da AES Eletropaulo.

Constatou-se que o padrão Ethernet é o mais bem aceito devido ao baixo custo e popularidade dos equipamentos, cabos e terminais, à abundância de mão de obra

especializada e a possibilidade de conexão à internet como parte do percurso de trânsito das informações.

Um consenso entre os que trabalham na operação e manutenção das redes de distribuição foi a necessidade de parametrização remota. A necessidade de ajustes finos para uma determinada subestação confirmou as expectativas de que cada subestação tem um comportamento de carga diferenciado e deve ter seus parâmetros definidos sob medida para se atingir objetivos de comportamento e eficiência energética. A parametrização uniforme de todos os relés em bancada, como acontecia com os relés eletromecânicos, é prejudicial ao funcionamento eficiente do sistema como um todo, e acabava gerando muitas manobras desnecessárias ou mesmo indevidas.

Para ilustrar o uso da parametrização remota, vejamos a situação encontrada numa das subestações do projeto piloto durante este estudo. Naquela subestação, o protetor estava abrindo todas as noites com registro de corrente reversa, religando na manhã seguinte quando a carga começava a aumentar.

Depois de conversar por telefone com o gerente do projeto, pudemos, a partir de São Paulo, alterar temporariamente os parâmetros de tolerância à corrente reversa de um protetor da subestação para estudo de fluxo de potência. Tornando o protetor mais tolerante e armazenando as leituras de corrente por fase continuamente, foi possível perceber um desequilíbrio entre alimentadores de média tensão que causava o retorno de potência (valores negativos) por duas fases do protetor monitorado causando perdas de energia desnecessárias no sistema como mostrado na figura 5.1.1.

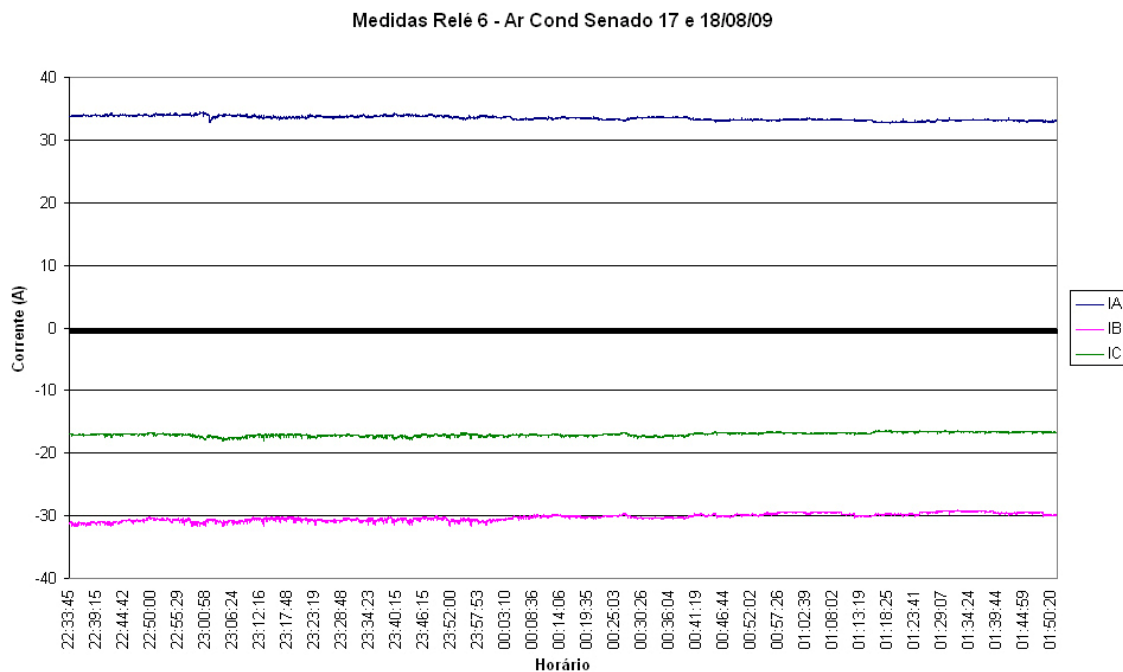


Figura 5.1.1: Gráfico mostrando correntes reversas (valores negativos) causadas pelo desequilíbrio entre alimentadores da subestação. Elaborado com dados de monitoramento do P&D1616 CEB-IEE/USP. 2009

Também foi possível, através de acúmulo de dados de determinadas subestações, o estudo e diagnóstico de problemas de comportamento de cargas e sua solução pela alteração dos parâmetros de funcionamento do relé remotamente. Na figura 5.1.2 pode ser visto o efeito do desligamento de grandes motores que causavam a abertura do disjuntor de protetores de redes eletromecânicos. Também pôde-se perceber o desequilíbrio de carregamento das fases.

Durante este estudo foi detectada uma falha em outro protetor do mesmo *spot*, equipado com relé eletromecânico: o relé não conseguia comandar a abertura do disjuntor por causa de um problema na bobina de abertura do protetor que impedia que o comando de abertura fosse obedecido pela parte disjuntora. Neste caso foi acionada a equipe de manutenção que efetuou o reparo do circuito de abertura do protetor e depois, por segurança, os testes de abertura e fechamento foram feitos remotamente a partir de São Paulo.

Os desligamentos foram resolvidos pela adequação de parâmetros do relé eletrônico dos protetores para aquele *spot* e para o desequilíbrio entre fases, foi feito contato com os eletricitistas do cliente para melhor distribuição de cargas monofásicas (esta subestação *SPOT* tem apenas um cliente).

Estudos de curvas aquecimento com relação à carga, efeitos transitórios de

partidas e paradas de grandes máquinas também foram realizados.

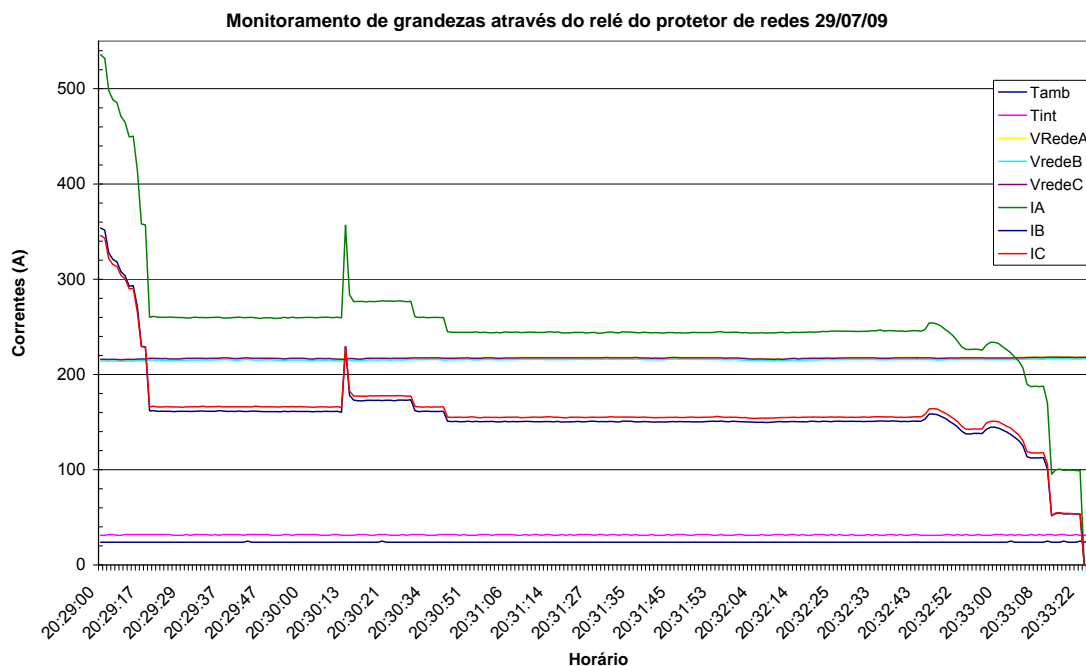


Figura 5.1.2: Gráfico mostrando tensões, correntes e temperaturas de dados que foram utilizados para solução de problemas na subestação. Elaborado com dados de monitoramento do P&D1616 CEB-IEE/USP. 2009

Pôde-se observar que os tempos de atendimento a falhas diminuíram significativamente para as subestações do projeto piloto e nenhuma interrupção foi observada, no período de testes de um ano, que pudesse ser evitada pelo SMBC: apenas dois blecautes devidos ao sistema de transmissão em alta tensão. Por ocasião dos blecautes, os registros de “FE-Faltou energia” e de “FF-Energizado” com data e hora, foram utilizados para relatórios da empresa sobre a duração do blecaute no plano piloto de Brasília.

Essa melhora de qualidade se deve principalmente à notificação instantânea de abertura de um protetor (primeira contingência) possibilitando o início imediato do processo de apuração das causas, localização do problema e ações corretivas. Em alguns casos, o problema foi resolvido por ações remotas.

No provimento de informações para controle da qualidade do serviço, o SMBC demonstrou a facilidade com que se provê informações para decisões gerenciais e embasamento de argumentação. Depois de reclamações de clientes sobre tensão alta, a gerência do projeto nos requisitou uma monitoração especial por uma semana para

averiguação da reclamação. Foi acionada a coleta de dados e produzidos os seguintes gráficos:

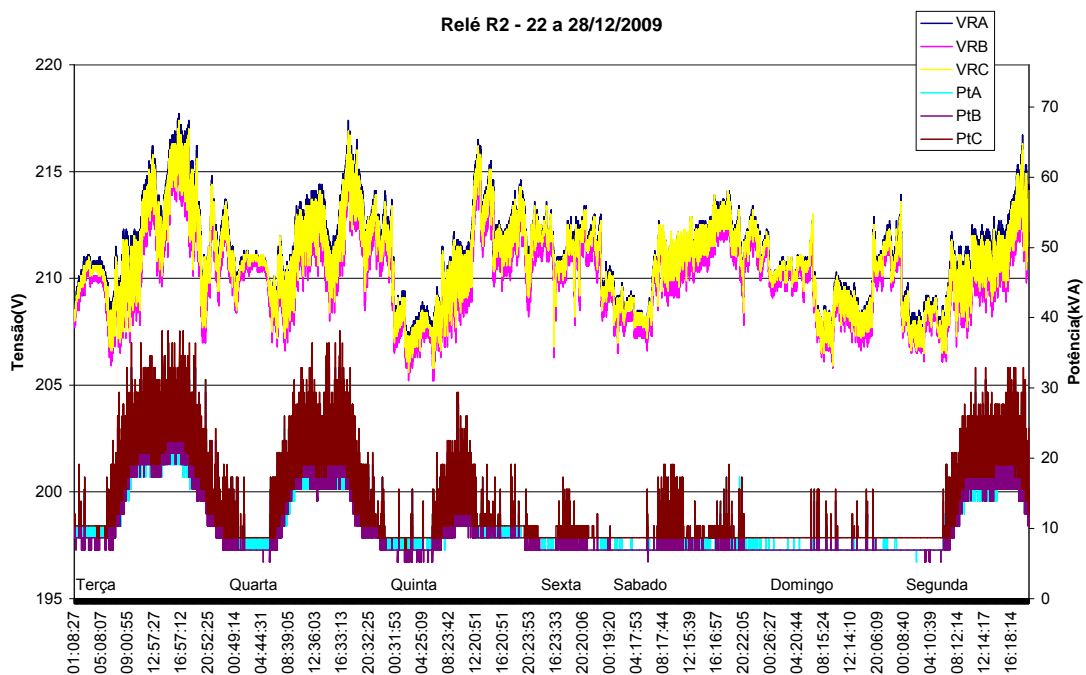


Figura 5.1.3: Gráfico mostrando tensão e potência por fase do protetor R2. Elaborado com dados de monitoramento do P&D1616 CEB-IEE/USP. 2009

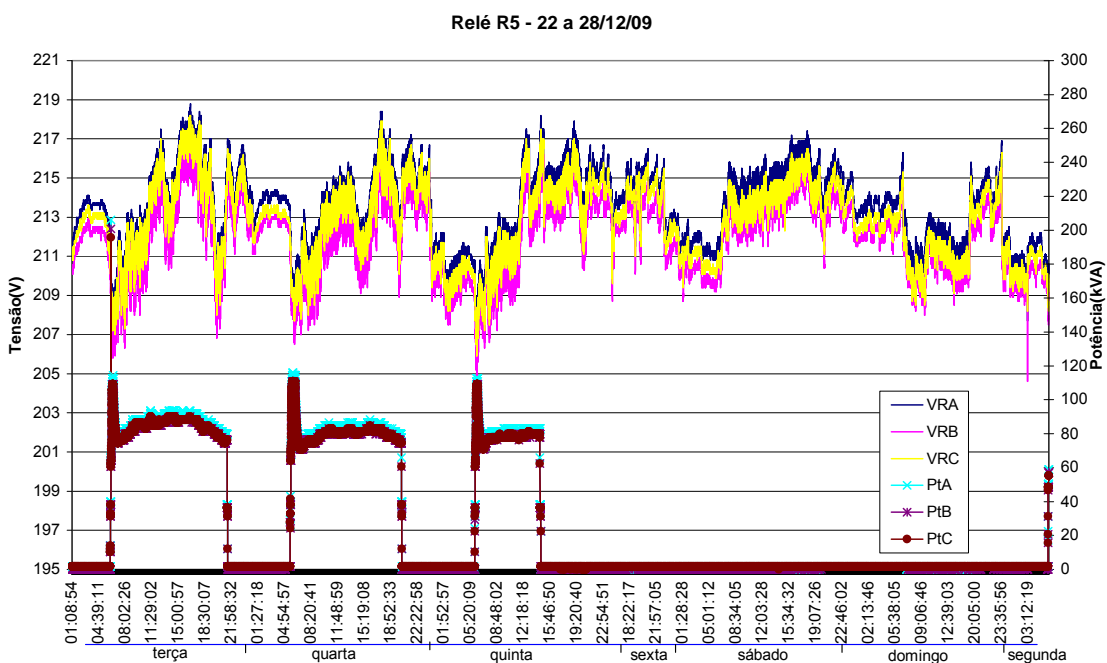


Figura 5.1.4: Gráfico mostrando tensão e potência por fase do protetor R5. Elaborado com dados de monitoramento do P&D1616 CEB-IEE/USP. 2009

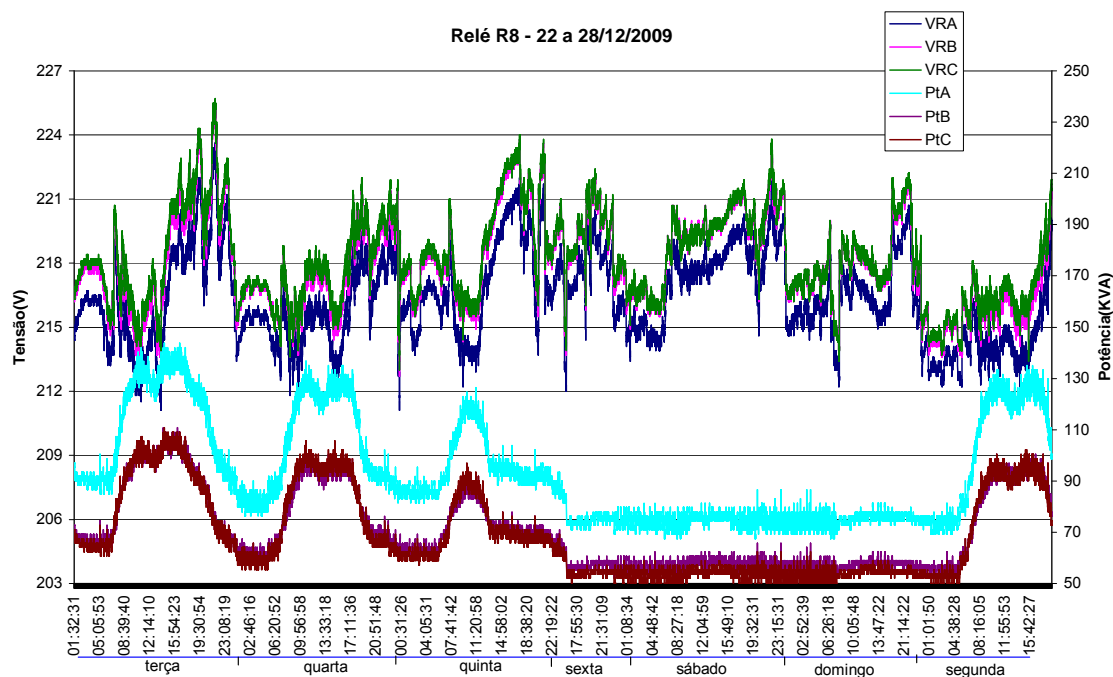


Figura 5.1.5: Gráfico mostrando tensão e potência por fase do protetor R8. Elaborado com dados do autor a partir de monitoramento. 2009

As grandezas de potência foram inseridas juntamente com as tensões para acompanhamento da carga, apenas como referência. A pedido da concessionária, não foi aplicado nenhum filtro ou média móvel para ser possível a verificação de elevações súbitas de tensão.

O desempenho do sistema não foi afetado pela coleta de dados, já que os dados eram lidos de qualquer forma para visualização na tela do programa, sendo que a única diferença era o armazenamento na base de dados, resultando num acréscimo irrelevante de tempo. Os gráficos acima são compostos de leituras sequenciais adquiridas pelo programa de demonstração de supervisorio do projeto e, convém ressaltar, que o sistema de pesquisa circular (*polling*) dos relés tem pausas pré-estabelecidas entre relés para possibilitar a leitura da tela pelo operador e pausas maiores para aguardar a resposta caso um relé não responda. Este fato limita bastante a quantidade de leituras de um mesmo relé.

Com o programa idealizado para um sistema de 12 relés a serem consultados, mas tendo apenas 7 instalados (portanto 5 consultas aguardavam o tempo máximo sem resposta) pôde-se obter uma média de 200 leituras por hora, resultando nos gráficos mostrados anteriormente. Num teste de consultas sequenciais a um mesmo relé, obteve-se a média de 3450 leituras por hora. Estes números se referem a conexão via VPN a



partir de São Paulo.

Esses números são apenas referências de desempenho, já que a ANEEL, para efeito de monitoramento de reclamações de níveis de tensão irregulares, exige um período de medidas de 168 horas, totalizando 1.008 leituras válidas (ou seja uma a cada 10 minutos por uma semana) conforme a resolução normativa nº 395 de 15/12/2009 (o PRODIST, primeira revisão).

## **CAPÍTULO 6**

### **6 Conclusões e Trabalhos Futuros**

#### **6.1 Conclusões**

O sistema SMBC foi testado em circuitos reais de subestações subterrâneas do sistema reticulado da concessionária Companhia Energética de Brasília num projeto piloto de 7 subestações durante 14 meses e os resultados operacionais foram considerados excelentes pelos agentes que tiveram contato com o projeto. Os elementos que compõem o sistema foram homologados pela concessionária CEB para utilização em sua rede reticulada, além dos limites estabelecidos no projeto piloto, atestando a qualidade do produto, reconhecendo sua excelência técnica e a viabilidade econômica necessária para sua continuidade.

Com a implantação do SMBC, obteve-se uma imediata melhora dos tempos de atendimento nas subestações monitoradas, essencialmente pelo fato da notificação imediata de falhas nos protetores monitorados (primeira contingência).

Os tempos de resposta a falhas foram mínimos e, devido às características de contingenciamento, alguns problemas que poderiam levar interrupções ou instabilidades foram sanados rapidamente sem impor maior risco para o fornecimento para os consumidores. Pode-se dizer que o consumidor vinculado às facilidades oferecidas nas subestações monitoradas tiveram uma melhoria na qualidade da energia fornecida e velocidade no atendimento de suas demandas.

Como foi relatado no capítulo 5, a utilização das informações, ainda em exploração, atestam as vastas possibilidades de estudos e pesquisas que podem beneficiar todos os níveis de operação das empresas concessionárias e também à população por meio de uma melhor qualidade de energia e redução de gastos. Esses novos estudos já foram solicitados ao IEE/USP como continuidade do projeto de P&D, com grande entusiasmo, pela CEB

As expectativas de um melhor gerenciamento dos equipamentos instalados, retardando ou evitando a sua substituição, foram demonstradas pela instalação dos novos relés eletrônicos em protetores de mais de 40 anos de idade que atuaram em

conformidade com a norma que regula os protetores de rede. Isso demonstra o potencial de economia de recursos e as possibilidades de se modernizar a operação a um custo reduzido.

Os ganhos de eficiência energética ainda vão requerer estudos para apontar os equipamentos e cabos em sobrecarga e os subutilizados, desequilíbrio entre fases, equipamentos com problemas latentes e perdas comerciais por reativos, porém agora já se dispõe da ferramenta para atingir esses objetivos.

Finalmente, foi observado o impacto social nos trabalhadores da empresa que se sentem valorizados por entenderem que a companhia toma medidas concretas para reduzir os riscos a que estão expostos no trabalho cotidiano, modernizando o parque subterrâneo com a inserção de novas tecnologias e exigindo de seus fornecedores uma comprovada melhoria de qualidade e um novo patamar de excelência tecnológica. Com esses objetivos alcançados, resta repensar os procedimentos no que se refere a manobras em espaços confinados, aproveitando dos recursos disponíveis no SMBC, por meio de novos treinamentos e capacitações quanto ao uso do novo sistema.

Os maiores benefícios para a Operação & Manutenção vieram do fato de que, vários problemas que estavam dormentes foram identificados através do monitoramento em tempo real, principalmente pelo sistema de registro de eventos com data e hora. Foi possível descobrir e sanar várias falhas remotamente e em outros casos ter conhecimento da existência de um problema e programar a intervenção local em horário e dia oportunos, dependendo da disponibilidade de pessoal e recursos.

Ajustes de mecanismos, sensores de portas, conexões de gavetas de equipamentos e fusíveis queimados apenas indicam a necessidade de uma rotina de testes que poderiam ser agendados e realizados automaticamente em dias e horários oportunos, evitando que os problemas aparecessem em condições de plena carga ou quando a subestação já estivesse operando em contingência, gerando inclusive relatórios para ordens de serviço de intervenções necessárias ao gerente da rede. .

A maior sensibilidade e precisão do sistema testado causaram, a princípio, alguns transtornos devido às deficiências de manutenção nos equipamentos antigos, principalmente nos comandos dos circuitos de abertura e fechamento do disjuntor. Mas logo percebeu-se tratar de um efeito positivo, pois eram pequenos problemas que estavam ocultos e que poderiam surgir em situações bem menos favoráveis, como

quando da necessidade de abertura do disjuntor que, frustada, geraria uma falha (com possibilidade de efeito cascata no sistema).

Percebeu-se uma grande preocupação dos trabalhadores de campo das concessionárias de energia elétrica com acidentes envolvendo vidas humanas. Quando foi demonstrada a operação remota de equipamentos, houve grande interesse e várias manifestações pela adoção desses equipamentos em toda rede e especulações sobre tipos de acidentes e riscos que poderiam ser evitados com estes procedimentos remotos. Esta preocupação é cultural nas empresas de eletricidade entre o pessoal de operação e manutenção, que agora se vê aliviado do duplo risco de operar manualmente os equipamentos sob carga e em espaços confinados.

Conclui-se que o SMBC é viável tecnicamente, substituindo com larga vantagem as unidades eletromecânicas e os relés eletrônicos importados com soluções proprietárias de comunicação. A lógica de se embarcar o sistema de monitoramento em equipamentos já existentes na rede subterrânea, com suas funções de comando específicas e a possibilidade de flexibilidade de implantação de novos processos trouxe ganhos técnico-comerciais-operacionais à concessionária, devido a uma melhor relação com fabricantes envolvidos, num círculo virtuoso de ganhos e benefícios.

O círculo virtuoso não se estabeleceria caso não houvesse interesse de ambas as partes (técnico-comerciais), mas certamente não se estabeleceu nos últimos trinta anos de relacionamento com fabricantes de outros países e seus produtos importados. Além disso, maior liberdade de escolha de equipamentos de tecnologia nacional compatíveis com importados ou mais modernos que estes, já é ,por si só, um ganho do ponto de vista das concessionárias, representando um maior leque de opções e maior competição, devendo beneficiar as empresas e a sociedade.

## **6.2 Recomendações e Trabalhos Futuros**

Como sugestão de discussão para o setor elétrico, se faz necessário esclarecer a diferenciação conceitual da continuidade do fornecimento e da qualidade da energia elétrica, já que o órgão regulador claramente indica que passará a cobrar maior atenção das distribuidoras para a qualidade da energia, indo além dos índices de continuidade. As concessionárias, por sua vez, têm dificuldades em manter e expandir o seu sistema de maior confiabilidade, o reticulado subterrâneo, e, paralelamente, a ANEEL se

movimenta para alterar a estrutura tarifária dos consumidores. Num momento como este, seria oportuno colocar em discussão o valor comercial dessa qualidade, diferenciando a energia como serviço e como produto. Certamente há um mercado de muitas empresas e pessoas que estariam dispostas a pagar por um fornecimento de energia elétrica de padrão superior .

É o momento de perceber que tarifas iguais para confiabilidades diferentes estão causando o mesmo efeito pernicioso da equalização tarifária em todo território nacional, vigente de 1973 a 1993, que deixou sua marca de atraso e ineficiência. É preciso premiar esforços de qualidade e confiabilidade.

Estabelecendo como ponto de partida o estágio presente do SMBC, são apresentadas a seguir algumas considerações sobre o desenvolvimento de trabalhos futuros, a fim de dar continuidade à pesquisa.

Seguindo as tendências do setor elétrico mundial e as recomendações de antecipação contidas neste trabalho, seria de interesse do sistema elétrico brasileiro dar andamento a pesquisas no sentido de adequar o setor às demandas das redes inteligentes (Smart Grid), que vem se apresentando com maior intensidade no cenário internacional.

Essas pesquisas são de grande importância pois, sem elas, todo parque elétrico brasileiro ficará à mercê de normas e técnicas importadas que desconsideram as especificidades locais dos sistemas de geração, transmissão e distribuição.

As novas tecnologias de geração distribuída, das quais o Brasil tem a possibilidade de se tornar um representante de peso, pelos recentes anúncios do domínio de purificação do silício e dos processos industriais para manufatura de painéis fotovoltaicos, exigirão do país também o domínio das técnicas de conexão e controle dessas novas fontes ao sistema elétrico em diferentes níveis de tensão.

Para amparar estas pesquisas, seria de vital importância que estudos dos fluxos de carga na rede de distribuição fossem conduzidos de modo a permitir a modelagem dos fluxos de carga e maior compreensão dos desafios de se conectar essas novas fontes intermitentes ao sistema (fotovoltaico, turbinas, geradores etc.).

Outra possibilidade que se apresenta com o uso do SMBC é a modelagem da vida útil dos equipamentos dos sistemas reticulados, com base nos dados de carga coletados pelo SMBC, com o objetivo de predição de falhas e manutenção pró-ativa.

Do ponto de vista das relações de consumo e estrutura tarifária, seria muito relevante que o valor da confiabilidade para a sociedade fosse estudado, seus impactos positivos e os prejuízos causados pela falta. Paralelamente, uma pesquisa de cunho mercadológico sobre a aceitação de uma estrutura tarifária diferenciada, que premiasse o distribuidor de energia que oferecesse um produto de maior valor por meio da confiabilidade e disponibilidade do suprimento da energia

**APÊNDICE****– Anexo I –****TABELA DE REGISTROS ModBus**

END	CONTEUDO	Formato	R/W	TAM	OBSERVAÇÕES
00	ENTRADAS DIGITAIS	Bin	R	1	
01	TEMPERATURA 1	Bin	R	1	FE=sem leitura
02	TEMPERATURA 2	Bin	R	1	FE=sem leitura
03	TEMPERATURA 3	Bin	R	1	FE=sem leitura
04	TENSAO DO TRAFIO A	Bin	R	2	FE=sem leitura
05	TENSAO DO TRAFIO B	Bin	R	2	FE=sem leitura
06	TENSAO DO TRAFIO C	Bin	R	2	FE=sem leitura
07	TENSAO DA REDE A	Bin	R	2	FE=sem leitura
08	TENSAO DA REDE B	Bin	R	2	FE=sem leitura
09	TENSAO DA REDE C	Bin	R	2	FE=sem leitura
10	CORRENTE FASE "A"	Bin	R	2	FE=sem leitura
11	CORRENTE FASE "B"	Bin	R	2	FE=sem leitura
12	CORRENTE FASE "C"	Bin	R	2	FE=sem leitura
13	FATOR DE POTENCIA "A"	Bin	R	1	X,xx
14	FATOR DE POTENCIA "B"	Bin	R	1	X,xx
15	FATOR DE POTENCIA "C"	Bin	R	1	X,xx
16	EXISTE LOG ( SIM)	Bin	R	2	0 = tem LOG
17	STATUS PARA REARME	Bin	R	1	Ver tabela
18	STATUS POS.ANTERIOR DO PROCESSO	Bin	R	1	Ver tabela
19	STATUS DO PROCESSO	Bin	R	1	Ver tabela
20	NUMERO DO ERRO (MENSAGEM ATENCAO)	Bin	R	1	Ver tabela
21	MODÉLO DO EQUIPAMENTO (parte XX) V8XX_YY (ASCII)	ASCII	R	4	
22	MODÉLO DO EQUIPAMENTO (parte YY) V8XX_YY (ASCII)	ASCII	R	4	
23	TEMPO DE FECHAMENTO DO DISJUNTOR x.xx"	BCD	R	2	
24	TEMPO DE ABERTURA DO DISJUNTOR (SO'MSB) 0.xx"	BCD	R	1	
25	N/A	BCD	R	2	
26	CONTADOR TRIP	BCD	R	2	
27	POTENCIA APARENTE "A"	Bin	R	2	

28	POTENCIA APARENTE "B"	Bin	R	2	
29	POTENCIA APARENTE "C"	Bin	R	2	
30	TENSAO DO FASOR "A"	Bin	R	2	
31	TENSAO DO FASOR "B"	Bin	R	2	
32	TENSAO DO FASOR "C"	Bin	R	2	
33	ANGULO DO FASOR "A" (LSB,NSB)	Bin	R	4	
34	ANGULO DO FASOR "A" (MSB,EXP)	Bin	R	4	
35	STATUS DOS SENTIDOS DAS CORRENTES	Bin	R	1	A,B,C (bit0=A, bit1=B, bit2=C) Pot.Negativa
36	DIA/MES(LOG)	BCD	R	2	LOG
37	ANO/HORA (LOG)	BCD	R	2	LOG
38	MINUTO/SEGUNDO (LOG)	BCD	R	2	LOG
39	STATUS PARA REARME/POSICAO ANTERIOR DO PROCES(LOG)	Bin	R	2	LOG
40	POSICAO DO PROCESSO/NUMERO DO ERRO (LOG)	Bin	R	2	LOG
41	TEMP1X/TEMP2X (LOG)	Bin	R	2	LOG
42	TEMP3X/TENSAO DO TRAF0"A"MSB (LOG)	Bin	R	2	LOG
43	TENSAO DO TRAF0"A"LSB/TENSAO DO TRAF0"B"MSB (LOG)	Bin	R	2	LOG
44	TENSAO DO TRAF0"B"LSB/TENSAO DO TRAF0"C"MSB (LOG)	Bin	R	2	LOG
45	TENSAO DO TRAF0"C"LSB/TENSAO DA REDE"A"MSB (LOG)	Bin	R	2	LOG
46	TENSAO DA REDE"A"LSB/TENSAO DA REDE"B"MSB (LOG)	Bin	R	2	LOG
47	TENSAO DA REDE"B"LSB/TENSAO DA REDE"C"MSB (LOG)	Bin	R	2	LOG
48	TENSAO DA REDE"C"LSB/CORRENTE"A"MSB (LOG)	Bin	R	2	LOG
49	CORRENTE"A"LSB/CORRENTE"B"MSB (LOG)	Bin	R	2	LOG
50	CORRENTE"B"LSB/CORRENTE"C"MSB (LOG)	Bin	R	2	LOG
51	CORRENTE"C"LSB/ENTRADAS (LOG)	Bin	R	2	LOG
52	TENSAO DO FASOR"A" (LOG)	Bin	R	2	LOG
53	TENSAO DO FASOR"B" (LOG)	Bin	R	2	LOG



54	TENSAO DO FASOR"C" (LOG)	Bin	R	2	LOG
55	ANGULO DO FASOR"A"(LSB,NSB) (LOG)	Bin	R	4	LOG
56	ANGULO DO FASOR"A"(MSB,EXP) (LOG)	Bin	R	4	LOG
57	Sentido das Correntes/CHECK LOG	Bin	R	2	LOG
58	DIA/MES (NAO DO TIMEKEEPING)	BCD	R/W	2	Consultar e acertar
59	ANO/SEGUNDO (NAO DO TIMEKEEPING)	BCD	R/W	2	Consultar e acertar
60	MINUTO/HORA (NAO DO TIMEKEEPING)	BCD	R/W	2	Consultar e acertar
61	ALTERAR DATA/TEMPO (DO TIMEKEEPING)	Bin	R/W	2	A55A =>SIM
62	PROXIMO LOG (INCREM.INDEXADOR)	Bin	R/W	2	A55A =>SIM
63	REINICIAR BANCO DE DADOS	Bin	R/W	2	A55A =>SIM
64	RESETAR CONTADOR DE TRIP	Bin	R/W	2	A55A =>SIM
65	RESETAR EQUIPAMENTO REMOTAMENTE	Bin	R/W	2	A55A =>SIM
66	DEDO REMOTO (PARA SAIR DE UM ERRO REMOTAMENTE)	Bin	R/W	2	A55A =>SIM
67	FORCA STATUS NAO COMUTADO	Bin	R/W	2	A55A =>SIM
68	SAFE-CLOSE REMOTO	Bin	R/W	2	A55A =>SIM
69	LER DADOS DO PROGR.CLIENTE	Bin	R/W	2	A55A =>SIM
70	ISSETCLI/CORRNOM(MSB)	Bin	R/W	2	Param.Cliente
71	CORRNOM(LSB)/SEQFASE	BCD	R/W	2	Param.Cliente
72	CORTTRIP(MSB)/(LSB)	BCD	R/W	2	Param.Cliente
73	TEMPTRIP(MSB)/(LSB)	BCD	R/W	2	Param.Cliente
74	CURFECHA/RELATC	BCD	R/W	2	Param.Cliente
75	VAGOZ/UDESBTRIP	BCD	R/W	2	Param.Cliente
76	DESBTRIP/USOBRECAR	BCD	bin R/W	2	Param.Cliente
77	SOBRECUR/TSOBRECUR	BCD	R/W	2	Param.Cliente
78	SOBRELOM/TSOBRELOM	BCD	R/W	2	Param.Cliente
79	DEFMINT/DEFMAXT	BCD	R/W	2	Param.Cliente
80	DIFVTVR/LATREARM(MSB)	BCD	R/W	2	Param.Cliente
81	LATREARM(LSB)/CONFREARM	BCD	R/W	2	Param.Cliente
82	SAGMIN/SAGMAX	BCD	R/W	2	Param.Cliente
83	SWELLV/SWELLI	BCD	R/W	2	Param.Cliente
84	HABREAR/OVCORTTRIP(MSB)	BCD	R/W	2	Param.Cliente
85	OVCORTTRIP(LSB)/TCOMUNI	BCD	R/W	2	Param.Cliente
86	ADDRESS/SENCLI	BCD	R/W	2	Param.Cliente

87	REDEMOR/SENSIBI	BCD	R/W	2	Param.Cliente
88	ATRASOI/UIINSTA	BCD	R/W	2	Param.Cliente
89	IINSTA(MSB)/(LSB)	BCD	R/W	2	Param.Cliente
90	USAPUMP/CHKCLI	BCD	R/W	2	Param.Cliente
91	ALTERAR DADOS DO PROGR. CLIENTE	Bin	R/W	2	A55A=SIM

Notas:

1) Tamanho em bytes

2) Nos conteúdos de 1 bytes, desprezar o LSB do registro

## – Anexo II –

**Perfil do dispositivo de acordo com protocolo DNP 3  
(Device Profile Document)**

**DNP 3.0 – Device Profile**

<b>DNP V3.0</b> <b>DEVICE PROFILE DOCUMENT</b> This document must be accompanied by a table having the following headings:		
<b>Object Group</b> <b>Object Variation</b> <b>Object Name (optional)</b>	<b>Request Function Codes</b> <b>Request Qualifiers</b>	<b>Response Function Codes</b> <b>Response Qualifiers</b>
<b>Vendor Name: Futura Engenharia Ltda.</b>		
<b>Device Name: Network Protector</b>		
<b>Highest DNP Level Supported:</b>  <b>For Requests: none</b>  <b>For Responses: none</b>	<b>Device Function:</b>  <input type="checkbox"/> <b>Master</b>  <input checked="" type="checkbox"/> <b>Slave</b>	
<b>Notable objects, functions, and/or qualifiers supported in addition to the highest DNP Levels Supported (the complete list is described in the attached table):</b>  <p align="center">=NONE=</p>		
<b>Maximum Data Link Frame Size (octets):</b>  <b>Transmitted: ---</b>  <b>Received: ---</b>	<b>Maximum Application Fragment Size(octets):</b>  <b>Transmitted: 282</b>  <b>Received: 282</b>	
<b>Maximum Data Link Re-tries:</b>  <input checked="" type="checkbox"/> <b>None</b> <input type="checkbox"/> <b>Fixed at ____</b> <input type="checkbox"/> <b>Configurable, range 0 to 10</b>	<b>Maximum Application Layer Re-tries:</b>  <input checked="" type="checkbox"/> <b>None</b> <input type="checkbox"/> <b>Configurable, range 0 to 10</b>	
<b>Requires Data Link Layer Confirmation:</b>  <input checked="" type="checkbox"/> <b>Never</b> <input type="checkbox"/> <b>Always</b> <input type="checkbox"/> <b>Sometimes</b> <input type="checkbox"/> <b>Configurable</b>		

**Requires Application Layer Confirmation:**

- Never  
 Always (not recommended)  
 When reporting Event Data (Slave devices Only)  
 When sending multi-fragment responses (Slave devices Only)  
 Sometimes  
 Configurable    If Configurable, how? \_\_\_\_\_

**Timeouts while waiting for:**

- Data Link Confirm             None  Fixed at \_\_\_\_\_  Variable  Configurable  
 Complete Appl.Fragment     None  Fixed at \_\_\_\_\_  Variable  Configurable  
 Application Confirm         None  Fixed at \_\_\_\_\_  Variable  Configurable  
 Complete Appl.Response     None  Fixed at \_\_\_\_\_  Variable  Configurable

Others \_\_\_\_\_

Attach explanation if 'Variable' or 'Configurable' was checked for any timeout

**Sends/Executes Control Operations:**

- WRITE Binary Outputs         Never  Always  Sometimes  Configurable  
 SELECT/OPERATE             Never  Always  Sometimes  Configurable  
 DIRECT OPERATE             Never  Always  Sometimes  Configurable  
 DIRECT OPERATE – NO ACK  Never  Always  Sometimes  Configurable

- Count >1             Never  Always  Sometimes  Configurable  
 Pulse On             Never  Always  Sometimes  Configurable  
 Pulse Off             Never  Always  Sometimes  Configurable  
 Latch On             Never  Always  Sometimes  Configurable  
 Latch Off             Never  Always  Sometimes  Configurable

- Queue             Never  Always  Sometimes  Configurable  
 Clear Queue     Never  Always  Sometimes  Configurable

Attach explanation if 'Variable' or 'Configurable' was checked for any operation

**FILL OUT THE FOLLOWING ITEM FOR MASTER DEVICES ONLY:**

=== not applicable ===

**FILL OUT THE FOLLOWING ITEM FOR SLAVE DEVICES ONLY:**

**Reports Binary Input Change Events when no specific variation requested:**

- Never  
 Only time-tagged  
 Only non-time-tagged  
 Configurable to send both, one or the other (attach explanation)

**Reports time-tagged Binary Input Change Events when no specific variation requested:**

- Never  
 Binary Input Change With Time  
 Binary Input Change With Relative Time  
 Configurable (attach explanation)

<p><b>Sends Unsolicited Responses:</b></p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Never</p> <p><input type="checkbox"/> Configurable (attach explanation)</p> <p><input type="checkbox"/> Only certain objects</p> <p><input type="checkbox"/> Sometimes (attach explanation)</p> <p><input type="checkbox"/> ENABLE/DISABLE UNSOLICITED function codes supported</p>	<p><b>Sends Static Data in Unsolicited Responses:</b></p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Never</p> <p><input type="checkbox"/> When Device Restarts</p> <p><input type="checkbox"/> When Status Flags Change</p> <p>No other options are permitted.</p>
<p><b>Default Counter Object/Variation:</b></p> <p><input checked="" type="checkbox"/> No Counters Reported</p> <p><input type="checkbox"/> Configurable (attach explanation)</p> <p><input type="checkbox"/> Default Object 20 and 21, Default Variation 5</p> <p><input type="checkbox"/> Point-by-point list attached</p>	<p><b>Counters Roll Over at:</b></p> <p><input checked="" type="checkbox"/> No Counters Reported</p> <p><input type="checkbox"/> Configurable</p> <p><input type="checkbox"/> 16 Bits</p> <p><input type="checkbox"/> 32 Bits</p> <p><input type="checkbox"/> Other value _____</p> <p><input type="checkbox"/> Point-by-point list attached</p>
<p><b>Sends Multi Fragment Responses:</b> <input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No</p>	

## Implementation Table

<b>ANALOG INPUTS</b>				
Object Number: <b>30</b>				
Supported Request Function Code (FC): <b>1 (READ)</b>				
Supported Request Qualifiers: 00 (Range, 8bit start and stop addresses)				
Variation reported when variation 0 requested: <b>4 (16 bit analog input without flag)</b>				
<b>Object</b>	<b>Index Point</b>	<b>Description</b>	<b>Function Codes Allowed</b>	<b>Initial Value</b>
30	0	Entradas Digitais 1 a 7 (bits 1 a 7, bit 0 não usado)	1	0
30	1	Temperatura 1	1	0
30	2	Temperatura 2	1	0
30	3	Temperatura 3	1	0
30	4	Tensão A do Trafo	1	0
30	5	Tensão B do Trafo	1	0
30	6	Tensão C do Trafo	1	0
30	7	Tensão A da Rede	1	0
30	8	Tensão B da Rede	1	0
30	9	Tensão C da Rede	1	0
30	10	Corrente RMS A	1	0
30	11	Corrente RMS B	1	0
30	12	Corrente RMS C	1	0
30	13	Fator de Potencia A	1	0
30	14	Fator de Potencia B	1	0
30	15	Fator de Potencia C	1	0

## Implementation Table

<b>BINARY INPUTS</b>				
Object Number: 1				
Supported Request Function Code (FC): <b>1 (READ)</b>				
Supported Request Qualifiers: 00 (Range, 8bit start and stop addresses)				
Variation reported when variation 0 requested: <b>1 (binary input without status)</b>				
Object	Index Point	Description	Function Codes Allowed	Initial Value
1	0	Não usado	1	0
1	1	Entrada Digital 6	1	0
1	2	Entrada Digital 7 – Estado do Protetor. 0 = Aberto	1	0
1	3	Entrada Digital 3	1	0
1	4	Entrada Digital 4	1	0
1	5	Entrada Digital 5	1	0
1	6	Entrada Digital 1	1	0
1	7	Entrada Digital 2		
Nota: Entradas binárias são reportadas em formato byte, sendo o index 0 localizado no bit menos significativo do byte.				

## Implementation Table

<b>BINARY OUTPUT - Control relay output block (CROB)</b>				
Object Number: <b>12</b>				
Supported Request Function Code (FC): <b>3,4(SELECT/OPERATE)</b> <b>5 (DIRECT_OPERATE)</b> <b>6 (DIRECT_OPERATE_NR)</b>				
Supported Request Qualifiers: 17 (object list)				
Variation reported when variation 0 requested: <b>1 (binary output without status)</b>				
<b>Object</b>	<b>Index Point</b>	<b>Description</b>	<b>Function Codes Allowed</b>	<b>Initial Value</b>
12	0	OP.TRIP = Abre Disjuntor ( INCONDICIONAL ) OP.CLOSE = Fecha Disjuntor ( FECHAMENTO SEGURO – sujeito a critérios internos do relé )	3,4,5,6	0
12	1	RELÉ OUT 1 = saída a relé	3,4,5,6	0
12	2	RELÉ OUT 2 = saída a relé	3,4,5,6	0
<b>Notas:</b>				
1) Só serão aceitos 1 CROB por requisição DNP				
2) On-time e Off-time nas requisições são ignorados, são usados tempos internos pré-configurados				
3) Deve ser acessado com Qualifier = 17 (Object List), Object list = 0				



## Implementation Table

### OCTET STRING

Object Number: **110**

Supported Request Function Code (FC): **1 (READ), 2 (WRITE)**

Variation reported when variation 0 requested: **2 (Variation = Length in bytes)<sup>1</sup>**

Object	Index Point	Description	Format	Function Codes Allowed	Initial Value
110	0	Entradas Digitais 1 a 7 (bits 1 a 7, bit 0 não usado)	BIN	1	0
110	1	Temperatura 1	BIN	1	FF
110	2	Temperatura 2	BIN	1	FF
110	3	Temperatura 3	BIN	1	FF
110	4	Tensão A do Trafo	BIN	1	0
110	5	Tensão B do Trafo	BIN	1	0
110	6	Tensão C do Trafo	BIN	1	0
110	7	Tensão A da Rede	BIN	1	0
110	8	Tensão B da Rede	BIN	1	0
110	9	Tensão C da Rede	BIN	1	0
110	10	Corrente RMS A	BIN	1	0
110	11	Corrente RMS B	BIN	1	0
110	12	Corrente RMS C	BIN	1	0
110	13	EXISTELOG <sup>3</sup>	BIN	1	FFFF
110	14	Status para rearme <sup>2</sup>	BIN	1	-
110	15	Status Anterior do Processo <sup>2</sup>	BIN	1	-
110	16	Status do Processo <sup>2</sup>	BIN	1	-
110	17	Numero do erro <sup>2</sup>	BIN	1	-
110	18	Modêlo do Equip.V8XX_YY (parte XX, ASCII)	ASCII	1	-
110	19	Modêlo do Equip.V8XX_YY (parte YY, ASCII)	ASCII	1	-
110	20	Tempo Fechamento Disj.	BCD	1	0
110	21	Tempo Abertura Disj.	BCD	1	0
110	22	Tempo Fechamento Mola	BCD	1	0
110	23	Contador de TRIPs	BCD	1	-
110	24	Potência Aparente A	BIN	1	0
110	25	Potência Aparente B	BIN	1	0

110	26	Potência Aparente C	BIN	1	0
110	27	Tensão do Fasor A	BIN	1	0
110	28	Tensão do Fasor B	BIN	1	0
110	29	Tensão do Fasor C	BIN	1	0
110	30	ANGULO DO FASOR "A" (LSB,NSB)	BIN	1	-
110	31	ANGULO DO FASOR "A" (MSB,EXP)	BIN	1	-
110	32	Sentido das correntes	BIN	1	-
110	33	Dia/Mês	BCD	1	log
110	34	Ano/Hora	BCD	1	log
110	35	Min/Seg	BCD	1	log
110	36	Status p/Rearme + Pos.Ant.Proc.	BIN	1	log
110	37	Pos.do Processo + Num.Erro	BIN	1	log
110	38	TEMP1 + TEMP2	BIN	1	log
110	39	TEMP3 + VTRAFA(MSB)	BIN	1	log
110	40	VTRAFA(LSB) + VTRAFB(MSB)	BIN	1	log
110	41	VTRAFB(LSB) + VTR AFC(MSB)	BIN	1	log
110	42	VTR AFC(LSB) + VREDEA(MSB)	BIN	1	log
110	43	VREDEA(LSB) + VREDEB(MSB)	BIN	1	log
110	44	VREDEB(LSB) + VREDEC(MSB)	BIN	1	log
110	45	VREDEC(LSB) + VILRMSA(MSB)	BIN	1	log
110	46	VILRMSA(LSB) + VILRMSB(MSB)	BIN	1	log
110	47	VILRMSB(LSB) + VILRMSC(MSB)	BIN	1	log
110	48	VILRMSC(LSB) + ENTRADAS	BIN	1	log
110	49	Tensão do Fasor A	BIN	1	log
110	50	Tensão do Fasor B	BIN	1	log
110	51	Tensão do Fasor C	BIN	1	log
110	52	ANGULO DO FASOR (LSB,NSB)	BIN	1	log
110	53	ANGULO DO FASOR (MSB,EXP)	BIN	1	log
110	54	CHECKSUM do LOG	BIN	1	log
110	55	DIA/MÊS	BCD	1, 2	-
110	56	ANO/SEGUNDO	BCD	1, 2	-
110	57	MINUTO/HORA	BCD	1, 2	-
110	58	ALTERA DATA/HORA <sup>3</sup>	BIN	1, 2	FFFF
110	59	INCREMENTA LOG <sup>3</sup>	BIN	1, 2	FFFF
110	60	RESET PONTEIRO DE LOG <sup>3</sup>	BIN	1, 2	FFFF
110	61	RESET CONTADOR DE TRIP <sup>3</sup>	BIN	1, 2	FFFF
110	62	RESET EQUIPAMENTO REMOTAMENTE <sup>3</sup>	BIN	1, 2	FFFF
110	63	LIBERAÇÃO REMOTA <sup>3</sup>	BIN	1, 2	FFFF
110	64	FORÇA TRIP (OPEN) <sup>3</sup>	BIN	1, 2	FFFF

110	65	SAFE-CLOSE Remoto <sup>3</sup>	BIN	1, 2	FFFF
110	66	LER PARÂMETROS CLIENTE <sup>3</sup>	BIN	1, 2	FFFF
110	67	ISETCLI/CORRNOM(MSB)	BCD	1, 2	
110	68	CORRNOM(LSB)/SEQFASE	BCD	1, 2	
110	69	CORTRIP(MSB)/(LSB)	BCD	1, 2	
110	70	TEMPTRIP(MSB)/(LSB)	BCD	1, 2	
110	71	CURFECHA/RELATC	BCD	1, 2	
110	72	VAGOZ/UDESBTRIP	BCD	1, 2	
110	73	DESBTRIP/USOBRECAR	BCD	1, 2	
110	74	SOBRECUR/TSOBRECUR	BCD	1, 2	
110	75	SOBRELON/TSOBRELON	BCD	1, 2	
110	76	DEFMINT/DEFMAXT	BCD	1, 2	
110	77	DIFVTVR/LATREARM(MSB)	BCD	1, 2	
110	78	LATREARM(LSB)/CONFREARM	BCD	1, 2	
110	79	SAGMIN/SAGMAX	BCD	1, 2	
110	80	SWELLV/SWELLI	BCD	1, 2	
110	81	HABREAR/OVCORTRIP(MSB)	BCD	1, 2	
110	82	OVCORTRIP(LSB)/TCOMUNI	BCD	1, 2	
110	83	ADDRESS/SENCLI	BCD	1, 2	
110	84	REDEMOR/SENSIBI	BCD	1, 2	
110	85	ATRASOI/UIINSTA	BCD	1, 2	
110	86	IINSTA(MSB)/(LSB)	BCD	1, 2	
110	87	USAPUMP/CHKCLI	BCD	1, 2	
110	88	ALTERA PARÂMETROS CLIENTE <sup>3</sup>	BIN	1, 2	

Notas:

- 1) Este grupo deve ser acessado sempre com Variation = 2 que neste grupo estabelece o comprimento das strings em bytes, correspondendo a valores de 16 bits.
- 2) Vide tabelas de formatos anexa
- 3) Vide Procedimentos Operacionais Remotos a seguir.

TABELA DO STATUS PARA REARME (Bit zero=menos significativo)

Bit	Sim	Não	Significado
0	0	1	EM PROGRAMACAO
1	0	1	AS 3 FASES DO TRAFIO OK
2	0	1	AS 3 FASES DA REDE OK
3	0	1	REDE MORTA
4	0	1	VTABC > VRABC
5	0	1	DEFASAGEM TRAFIO REDE OK
6	0	1	ESPERANDO LATÊNCIA PARA REARME
7	0	1	DISJUNTOR NÃO ABRIU (EMERGÊNCIA)

TABELA DOS VALORES DO LOG (STATUS DO PROCESSO)

Valor HEX	Significado
00	Leituras inativas (tensões, etc). Pode estar em programação.
01	Habilitadas Leituras lado Trafo
02	Habilitadas Leituras lado Rede (Teste de rede morta)
03	Se 6 tensões presentes, $V_{tabc} > V_{rabc}$ , Defasagem entre $V_t$ e $V_r$ , valor de $V_f$ . Manda o pulso para o disjuntor fechar.
80	Início do modo comutado
81	Apos as primeiras leituras
82	Softtrip (Por IHM ou comunicação)
83	Faltou alguma Fase
84	TRIP por I instantanea direta. Fase A
85	TRIP por I Reversa (OC – Over Current). Fase A
86	TRIP por I Reversa sensibilizada. Fase A
87	TRIP por I instantanea direta. Fase B
88	TRIP por I Reversa (OC – Over Current). Fase B
89	TRIP por I Reversa sensibilizada. Fase B
8A	TRIP por I instantanea direta. Fase C
8B	TRIP por I Reversa (OC – Over Current). Fase C
8C	TRIP por I Reversa sensibilizada. Fase C
8D	TRIP por desequilibrio excessivo de carga ( $I_{max} \geq 512A$ e $I_{min} < 64A$ ,sensib.)
8E	TRIP por chave OPEN com disjuntor fechado
8F	TRIP por contato térmico do TRAFIO
90	TRIP por relé de sobrecarga do disjuntor
D0	Saiu da Programacao pelo IHM
D1	Entrou em Programação por IHM; não gera LOG se estiver comutado (modo somente leitura)
D2	Saiu da programação por carga de dados externa (remota)
E0	Comutado externamente (manual)
E1	Descomutado externamente (manual)
F0	Erro (mensagem de Atencao no IHM). Ver NUMERO DE ERRO na tabela.
FD	Reset remoto (via comunicação)
FE	Faltou energia – desligando
FF	Energizado - iniciando

TABELA DE NUMEROS DE ERRO (Só quando STATUS DO PROCESSO = F0)

Valor	Significado	Requer Liberação?
1	Sequencia de FASE do TRAFO Invertida	NÃO
2	Sequencia de FASE da REDE Invertida	NÃO
3	Frequencia do TRAFO Diferente da Programada	NÃO
4	Defasagem > Defasagem MAX.	NÃO
5	Defasagem < Defasagem MIN.	NÃO
6	Mola do Disjuntor Descarregada	NÃO
7	Chave OPEN ou porta aberta	NÃO
8	NAO Habilitado para REARME	NÃO
9	Disjuntor NAO Comutou	NÃO
10	Disjuntor NAO Abriu	NÃO
11	Mola do Disjuntor NAO Carregou	SIM
12	Tensao Baixa no Trafo R	NÃO
13	Tensao Baixa no Trafo S	NÃO
14	Tensao Baixa no Trafo T	NÃO
15	TRIP POR I Instantaneo	SIM
16	TERMICO TRAFO	SIM
17	RELE DE SOBRECARGA	SIM
18	FASES ROTACIONADAS	SIM
19	ESPERAR 5 SEG.PARA HABILITAR ROT.ATENCAO	-

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 345**, de 16 de dezembro de 2008 (PRODIST), Disponível em:  
<<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82&idPerfil=2>> Acesso em: 27 ago.2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, disponível em:  
<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/apresentacao/apresentacao.htm>>. Acesso em 01 jul.2009

\_\_\_\_\_. **Resolução No 24**, de 27 de janeiro de 2000

APOSTOLOV, A.P.; Integration of legacy intelligent electronic devices in UCA based digital control systems. In: IEEE CONFERENCE ON POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2002.**Proceedings**, p.v.2 / 648 - 653.

BARBOSA,A.S.; CARVALHO,P.L.; SILVA,J.O.F. & LOPES,P.H.S. **Procedimento para aplicação de penalidade por violação dos padrões dos indicadores de continuidade DEC e FEC**. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 16, 2004, Brasília. **SENDI 2004 . Anais**.

BASTOS, Mário Roberto. A evolução dos sistemas de proteção e controle com a IEC 61850. **Eletricidade; Moderna**, São Paulo: Aranda, n. 374, p. 168-177, maio, 2005.

BORGES, C.L.T. **Avaliação da confiabilidade composta de sistemas de potência em ambientes computacionais paralelos**. Tese (Doutorado). Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, 1998.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 24.643**, de 10 de julho de 1934. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/D24643.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D24643.htm)> . Acesso em: 01 ago.2009.

\_\_\_\_\_. Presidência da República. “**Decreto nº 41.019**, de 26 de fevereiro de 1957.” Disponível em: <<http://www.presidencia.gov.br/>>. Acesso em: 01 ago.2009.

\_\_\_\_\_. Presidência da República. “**Decreto nº 3743**, de 25 de outubro de 1941.” Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto-lei/1937-1946/Del3763.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del3763.htm)>. Acesso em: 01 ago.2009.

\_\_\_\_\_. Presidência da República. “**Lei nº 8.987**, de 13 de fevereiro de 1995.” Disponível em: <<http://www.presidencia.gov.br/>>. Acesso em: 01 ago.2009.

\_\_\_\_\_. Ministério do Trabalho e Emprego. “**NR-33 SEGURANÇA E SAÚDE NOS TRABALHOS EM ESPAÇOS CONFINADOS**”, Portaria SIT n.º 202, 22 de dezembro de 2006 . Publicação D.O.U.22/12/2006.

\_\_\_\_\_. Ministério do Trabalho e Emprego. “**NR 10 – SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE**”. Portaria GM n.º 3.214, de 08 de junho de 1978. Publicação D.O.U. 06/07/78

\_\_\_\_\_. DNAEE. **Portaria no 046/78**, de 17 de abril de 1978. DNAEE. 1978.

\_\_\_\_\_. Superior Tribunal de Justiça - STJ. **RECURSO ESPECIAL Nº 586.120 - MG** (2003/0167036-1), Relator: Ministro João Otávio De Noronha.2003.

CASTELO BRANCO, E. A Reestruturação e a Modernização do Setor Elétrico Brasileiro. In:REVISTA NOVA ECONOMIA. Belo Horizonte, v. 6, n.º 01, julho, pp.105-141. 1996

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, **Histórico do setor elétrico brasileiro**.Acessado em: 03/11/2009. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>. 2009.

COCCO JUNIOR, Joseph A., **Failure trending analysis for substations**. In: SUBSTATION EQUIPMENT DIAGNOSTICS CONFERENCE, Proceedings. EPRI, 1994

CONROY,Mark W., Conidi,John. **Substation Maintenance Practices**. In: SUBSTATION EQUIPMENT DIAGNOSTICS CONFERENCE, Proceedings. EPRI, 1994

DHILLON, B. S., **Reliability Engineering In Systems Design and Operation**, New York :Van Nostrand Reinhold, 1982.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W.; **Electric Power Systems Quality**. 2nd Edition, McGraw Hill, 2002.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, **Analysis of Extremely Reliable Power Delivery Systems**. California: EPRI, 2002.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, E.U.A., **International Energy Outlook 2009**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/world.html>>. Acesso em 07 set.2009

FANTANA, N., Pettersson, L., **Condition-based evaluation, Lifetime Management**. ABB Review, n.4, 2000.

FESMIRE, Bob. **IEC 61850 Goal to ‘Simplify, Harmonize, Lower Costs**. Utility, Automation & Engineering T&D, Dez., 2006.

GARCIA, Douglas A. A. **Metodologia de diagnóstico automático de falhas de curto circuito em alimentadores primários de sistemas de distribuição reticulados tipo Spot**. São Paulo, 2006. 177 p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

GARCIA, D. A. A.; PEREIRA, S. L.; SILVA, H. A. P.; Grimoni, J. A. B.; ARAÚJO FILHO, E. D.; **Monitoramento de Sistemas Reticulados de Baixa Tensão – Viabilidade Econômica**, T&D Latin América 2004 - IEEE-PES, São Paulo, 2004.

GOUVEA, M. R.;BELVEREDE, E. C. Desenvolvimento de Padrões para Redes Subterrâneas Híbridas.In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 16, 2004, Brasília. **SENDI 2004 . Anais**.

HODGKINSON,David; **Standardization And Business Development: The Global Impact Of The Iosa Standards And The Value Of Anticipation**, 2006

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 1159: Recommended Practices for Monitoring Electric Power Quality**. Piscataway: IEEE, 1995.

\_\_\_\_\_. IEEE Std C57.12.44-2005 **IEEE Standard Requirements for Secondary Network Protectors**. Nova Iorque, EUA, 2006.

\_\_\_\_\_. IEEE Std C37.108-1989 **IEEE Guide for the Protection of Network Transformers**. Nova Iorque, EUA, 1989.



INTELLIGRID CONSORTIUM, **Communication Standards for Future Integration of Distributed Energy Resources – DER**. Disponível em: , <<http://www.epriweb.com/public/000000000001012062.pdf>>. EPRI(Electric Power Research Institute) – 2005. Acesso em: 17 mar.2008.

INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION. **IEC-61850**: Standard: Communication networks and systems. Geneva: IEC, 2007.

KEHOE, A. H. **Underground Alternating Current Network Distribution for Central Station Systems**. Transactions of American Institute of Electrical Engineers, Volume XLIII, Jan. 1924 Page(s):844 – 853. IEEE, 1924.

LIGHT S/A. **Desafios da Concessão**: 2ª revisão tarifária periódica. Rio de Janeiro, 2008. Audiência Pública Nº 056 / out. 2008.

LIGHT S/A. **O Grupo Light, História**. Disponível em <<http://www.light.com.br/web/institucional/cultura/seculolight/teseculo.asp?mid=8687942772267226>> Acesso em: 01 ago.2009

LABORATÓRIO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **A história da eletricidade no Brasil**. Disponível em: <<http://www.sel.eesc.sc.usp.br/protacao/conteudodehistoricobrasil.htm>>. Acesso em: 01 set. 2009.

LEON, Nelson; Pessanha, José Francisco M., **Projeções da população e do número de domicílios**: uma incerteza para a projeção do mercado de energia elétrica em um horizonte de dez anos? In Workshop Demografia dos Negócios, 20 e 21 de setembro de 2005. Salvador,. 2005.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Avaliação da Evolução da carga X PIB**, disponível em:< [http://www.ons.org.br/download/sala\\_imprensa/Boletim\\_Carga\\_2008-PIB.pdf](http://www.ons.org.br/download/sala_imprensa/Boletim_Carga_2008-PIB.pdf)>. Acesso em 05 jun. 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Boletim de Carga Anual 2008**. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/sala\\_imprensa/Boletim\\_Carga\\_Anual-2008.pdf](http://www.ons.org.br/download/sala_imprensa/Boletim_Carga_Anual-2008.pdf)>. Acesso em 05 jun.2009.

\_\_\_\_\_.ONS no VII Simpase. **Ligação**, v.9,n.107, p.6, ago. 2007. Disponível em: < [http://www.ons.com.br/download/biblioteca\\_virtual/jornal\\_ligacao/ligacao107.pdf](http://www.ons.com.br/download/biblioteca_virtual/jornal_ligacao/ligacao107.pdf)> , Acesso em 17 mar.2008.

PURUCKER, Steven L., Borys, S., **Substation Reliability Centered Maintenance**, Proceeding: Substation Equipment Diagnostics Conference, EPRI- 1994.

REIS, Rogerio M.M.; TEIXEIRA, Arilton C.C.; PIRES, Mirian A. . **Os Benefícios Da Privatização: Evidência No Setor Elétrico Brasileiro**. Revista de Contabilidade e Organizações, v.1, n. 1, p. 56-70, set./dez. 2007. São Paulo. Disponível em <http://www.rco.usp.br> . Acesso em: 08 set. 2009.

ROUTIN, Joseph; BROWN, Charles Eugen Lancelot, **Patent 24833** 26/10/1897, UK Intellectual Property Office, Inglaterra, 1897. Disponível em: <  
[http://v3.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=GB&NR=189724833A&KC=A&FT=D&date=18981026&DB=EPODOC&locale=en\\_gb](http://v3.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=GB&NR=189724833A&KC=A&FT=D&date=18981026&DB=EPODOC&locale=en_gb) > Acesso em: 24 set.2009

SHLEIFER, A. A theory of yardstick competition. **Rand. Journal of Economics**, v.16, n.3, p.319-327, Autumn, 1985.

SCHWARZ, K., **Seamless Communication with IEC 61850 (UCA) for Distributed Power Generation**, NettedAutomation GmbH, Disponível em :  
<<http://www.NettedAutomation.com>.> . Acesso em: 24 set. 2009.

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

SILVA, H. A. P. ; GARCIA, Douglas A. de A. ; GRIMONI, J. A. ; MIYAHIRA, D.K. ; ARAÚJO FILHO, E. D. . **Sistema de Proteção de Redes (*Network Protector*) com Monitoramento, Telecomando e Controle para Circuitos de Distribuição em Sistemas Subterrâneos Reticulados**. In: CIDEL - Congresso e Exposição Internacional de Distribuição Elétrica, 2006, Buenos Aires, 2006

SILVA JUNIOR, **Bases Para Estudos de Sistemas “Spot Network”**. 85f. Dissertação (Mestrado)– Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1980.

VILLACORTA Cardoso, C. A. **Automação de Usinas Hidroelétricas**: aplicação do padrão UCA – Utility Communication Architecture. Tese (Doutorado) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

VINHAES, E. **A Restruturação da Indústria de Energia Elétrica Brasileira**: uma avaliação da possibilidade de competição através da Teoria de Mercados Contestáveis. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina, 1999.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)