

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO INTEGRADO  
DE RECURSOS NA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO:  
UM ESTUDO DE CASO**

Dissertação submetida à  
Universidade Federal de Santa Catarina  
Como parte dos requisitos para a  
Obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

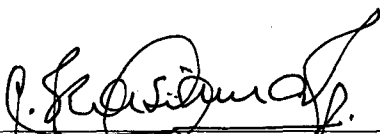
**CINARA RIBEIRO SOARES**

Florianópolis, Março de 2000

# APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS NA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO: UM ESTUDO DE CASO

Cinara Ribeiro Soares

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’



---

Prof.: C. Celso de Brasil Camargo, D. Eng.  
Orientador

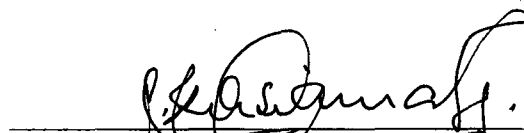


---

Prof.: Idemar Cassana Decker, D. Sc.

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



---

Prof.: C. Celso de Brasil Camargo, D. Eng.  
Presidente



---

Prof.: Hans Helmut Zürn, Ph. D.



---

Prof.: Jorge Coelho, D. Sc.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao professor C. Celso de B. Camargo pela orientação na realização desta dissertação.

Aos professores Hans H. Zürn e Jorge Coelho pela participação na banca examinadora e pelas contribuições feitas à este trabalho.

Ao LABPLAN e a Universidade Federal de Santa Catarina pela recepção e disponibilização de sua infra-estrutura.

À CAPES pelo suporte financeiro.

Extendo meus sinceros agradecimentos a todos os Colegas e Professores, que de uma forma ou outra, contribuíram para a realização deste trabalho.

Agradeço também a colaboração das Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC, sem a qual a realização deste trabalho não seria possível.

Agradeço aos Familiares e Amigos pelo incentivo recebido.

*Agradeço, principalmente a Deus, pela oportunidade de crescimento.....*

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

## **APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS NA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO: UM ESTUDO DE CASO**

**CINARA RIBEIRO SOARES**

Março/2000

Orientador: Prof.: C. Celso de Brasil Camargo, Dr. Eng.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: conservação de energia e reestruturação dos sistemas elétricos, planejamento integrado de recursos, gerenciamento pelo lado da demanda.

Número de Páginas: 128

A presente dissertação aborda os seguintes enfoques: a problemática contribuição do setor elétrico aos problemas ambientais e os efeitos da reestruturação deste setor sobre a Conservação de Energia. Baseado nesta discussão e com o intento de atender às necessidades impostas por estas duas perspectivas, este trabalho sugere o Planejamento Integrado de Recursos – PIR como alternativa adequada, onde o setor elétrico e principalmente a concessionária procuram delinear suas estratégias considerando objetivos sociais, ambientais, econômicos e de qualidade. Com base num Estudo de Caso, em um sistema de distribuição, procurou-se avaliar os efeitos da inclusão de programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda – GLD no processo tradicional de planejamento da expansão dos sistemas elétricos, realizando assim uma análise detalhada de PIR. Os resultados indicaram que o GLD constitui-se numa boa oportunidade da concessionária postergar investimentos na expansão do sistema, concluindo-se que esta estratégia caracteriza-se como uma interessante alternativa a ser acrescida no planejamento dos sistemas elétricos.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

**APPLICATION OF METHODOLOGY OF INTEGRATED RESOURCES  
PLANNING IN EXPANSION OF THE DISTRIBUTION:  
A CASE STUDY**

**CINARA RIBEIRO SOARES**

March/2000

Advisor: C. Celso de Brasil Camargo

Area of Concentration: Laboratory of Electrical Systems Planning.

Keywords: Energy Conservation and Restructuring of Electric Sector, Integrated Resources Planning – IRP, Demand Side Management – DSM.

Number of pages: 128

The present dissertation includes the following approaches: the problematic contribution of the electric sector to the environment wear and the effect of the restructuring of this sector on the energy conservation. Based on this discussion and aiming to keep the needs imposed by these two perspectives, this work suggests the Integrated Resources Planning – IRP, as an adequate alternative, where the electric sector and mainly the utility looks to outline its strategies considering social, environmental, economic and quality objectives. Based on a Case Study, was analysed the effect of the inclusion of programs of Demand Side Management - DSM in the traditional process of electric systems distribution expansion planning. The results indicated that the DSM represents a opportunity for the utility to delay investments in the system expansion and concluding that this strategy is characterized as an interesting alternative to be used in electrical systems planning.

# SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABELAS.....	ix
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xi
<b>CAPÍTULO 1 Apresentação.....</b>	<b>1</b>
1.1 Introdução.....	1
1.2 Motivação.....	10
1.3 Objetivos.....	11
1.4 Estrutura da Dissertação.....	11
<b>CAPÍTULO 2 Revisão Bibliográfica.....</b>	<b>13</b>
2.1 A Conservação de Energia e a Reestruturação do Setor Elétrico.....	13
2.1.1 Efeitos Negativos da Reestruturação sobre a Conservação de Energia.....	20
2.1.2 Efeitos Positivos da Reestruturação sobre a Conservação de Energia.....	25
2.2 Experiências Nacionais em Conservação de Energia.....	27
2.2.1 Aspectos Regulatórios.....	31
2.2.2 Reestruturação do Setor Elétrico Nacional e a Conservação de Energia .....	33
2.2.3 O Planejamento, a Reestruturação e a Conservação de Energia.....	36
2.3 Conclusões.....	38
<b>CAPÍTULO 3 Planejamento dos Sistemas Elétricos.....</b>	<b>40</b>
3.1 Planejamento Tradicional dos Sistemas Elétricos.....	40
3.1.1 Previsão do Mercado Consumidor.....	42
3.1.2 Planejamento da Expansão e a Conservação de Energia.....	42
3.1.3 Planejamento da Expansão da Distribuição da Energia Elétrica.....	44
3.2 Planejamento dos Sistemas Elétricos: Novo Enfoque.....	46
3.3 Planejamento Integrado de Recursos - PIR.....	47
3.3.1 Gerenciamento pelo Lado da Demanda – GLD .....	54
3.3.2 Tipos de programas de GLD.....	56
3.3.3 Principais Experiências com programas de GLD.....	59

3.3.4	Avaliação dos programas de GLD.....	61
3.4	Conclusões.....	63
CAPÍTULO 4 Metodologia.....		65
4.1	Considerações Gerais.....	65
4.2	Caracterização do Sistema.....	66
4.3	Previsão de Carga.....	68
4.4	Características dos Consumidores.....	69
4.5	Análise Econômica dos programas de GLD.....	69
4.5.1	Análise de Custos sob a perspectiva do Consumidor.....	69
4.5.2	Análise de Custos sob a perspectiva da Sociedade.....	70
4.5.2.1	Método de Cálculo do Custo Unitário Evitado.....	71
4.5.3	Análise de Custos sob a perspectiva da Empresa.....	75
4.6	Conclusões.....	78
CAPÍTULO 5 Estudo de Caso.....		79
5.1	Caracterização do Sistema a ser Analisado.....	79
5.2	Previsão de Carga do Sistema a ser Analisado.....	81
5.3	Análise de Desempenho do Sistema.....	82
5.4	Soluções.....	84
5.4.1	Solução Programada.....	84
5.4.2	Soluções Alternativas.....	86
5.4.2.1	GLD – Iluminação Eficiente.....	87
5.4.2.2	GLD – Tarifa Diferenciada.....	92
5.5	Análise Econômica dos Programas.....	96
5.5.1	Análise Econômica do GLD – Iluminação Eficiente.....	98
5.5.2	Análise Econômica do GLD – Tarifa Diferenciada.....	104
5.6	Conclusões.....	109
CAPÍTULO 6 Conclusões.....		111
6.1	Conclusões Específicas do Estudo de Caso.....	111
6.2	Conclusões Gerais.....	115
6.3	Contribuições.....	118
6.4	Sugestões para Futuros Trabalhos.....	119
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		120

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Contribuição dos Gases do Efeito Estufa.....	8
Figura 2: Investimentos em GLD nos EUA.....	21
Figura 3: Participação de Conservação de Energia no Planejamento do Setor Elétrico Nacional.....	43
Figura 4: Corte de Carga.....	57
Figura 5: Deslocamento de Carga.....	57
Figura 6: Curva de Energia Flexível.....	57
Figura 7: Conservação Estratégica.....	58
Figura 8: Crescimento Estratégico da Carga.....	58
Figura 9: Fluxograma do Desenvolvimento da Análise Simplificada de PIR.....	79
Figura 10: Diagrama do Sistema de Sub-Transmissão – Região Planalto Central.....	81
Figura 11: Tendência Futura da Composição do Setor Elétrico.....	119



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Indicador de Impacto Ambiental.....	3
Tabela 2: Dados de Barra de um Sistema Elétrico.....	67
Tabela 3: Dados de Linha de um Sistema Elétrico.....	67
Tabela 4: Constantes para Cálculo dos Custos Unitários Evitados.....	73
Tabela 5: Dados de Barra do Sistema de Sub-Transmissão – Região Planalto Central.....	80
Tabela 6: Dados de Linha do Sistema de Sub-Transmissão – Região Planalto Central.....	81
Tabela 7: Crescimento Anual de Carga – Região Planalto Central.....	81
Tabela 8: Previsão de Carga – Região Planalto Central.....	82
Tabela 9: Perfil de Tensão – Região Planalto Central.....	82
Tabela 10: Fluxo de Potência – Região Planalto Central.....	83
Tabela 11: Previsão de Carga considerando a nova SE.....	85
Tabela 12: Perfil de Tensão considerando a nova SE.....	85
Tabela 13: Fluxo de Potência considerando a nova SE.....	86
Tabela 14: Municípios atendidos pela SE São Cristóvão.....	89
Tabela 15: Porcentagem por classe de consumidores atendidos pela SE São Cristóvão.....	89
Tabela 16: Número estimado por classe de consumidores atendidos pela SE São Cristóvão.....	90
Tabela 17: Perfil de Carga com GLD – Iluminação Eficiente.....	91
Tabela 18: Perfil de Tensão com GLD – Iluminação Eficiente.....	91
Tabela 19: Fluxo de Potência com GLD – Iluminação Eficiente.....	92
Tabela 20: Valores para Tarifa Diferenciada.....	93
Tabela 21: Perfil de Carga com GLD – Tarifa Diferenciada.....	94
Tabela 22: Perfil de Tensão com GLD – Tarifa Diferenciada.....	95
Tabela 23: Fluxo de potência com GLD – Tarifa Diferenciada.....	95
Tabela 24: Tarifa Horo-sazonal Azul – CELESC.....	99
Tabela 25: Efeitos do GLD – Iluminação Eficiente sobre as Perdas.....	102
Tabela 26: Custo Total Evitado das Perdas com GLD – Iluminação Eficiente.....	102
Tabela 27: Custo Evitado de Oferta com GLD – Iluminação Eficiente.....	103
Tabela 28: Economia Líquida Anual com GLD – Iluminação Eficiente.....	103
Tabela 29: Redução de Carga com GLD – Tarifa Diferenciada.....	104
Tabela 30: Redução das Perdas com GLD – Tarifa Diferenciada.....	106
Tabela 31: Custo Total Evitado das Perdas com GLD – Tarifa Diferenciada.....	107
Tabela 32: Custo Evitado com GLD – Tarifa Diferenciada.....	107

Tabela 33: Custo de Oferta Evitado com GLD – Tarifa Diferenciada.....	108
Tabela 34: Perda de Rendimentos com GLD – Tarifa Diferenciada.....	108
Tabela 35: Economia Líquida Anual com GLD – Tarifa Diferenciada.....	109

## LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAP	Custo Anualizado do Projeto
CBEE	<i>California Board Energy Efficiency</i>
CE	Custo Unitário de Energia Evitada
CECT	Custo Evitado de Compra e Transmissão de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CFE	Custo de Financiamento Evitado
CHESF	Companhia Elétrica do Vale do São Francisco
CODI	Comitê de Distribuição
COE	Custo de Oferta Evitado
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CP	Custo Unitário de Demanda Evitada
CPUC	<i>California Public Utilities Commission</i>
CTEP	Custo Total Evitado das Perdas
CTP	Custo Total do Projeto
CTPA	Custo Total do Projeto Anualizado
DMA	Demanda Máxima Consumida
EA	Energia Anual Consumida
EL	Economia Líquida
ELA	Economia Líquida Anual
ESCO	Empresa de Serviços de Conservação de Energia Elétrica
FC	Fator de Carga do Sistema
FCP	Fator de Carga das Perdas
FRC	Fator de Recuperação de Capital
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
IeBT	Índice de Perdas de Energia no segmento de Baixa Tensão
LFC	Lâmpada Fluorescente Compacta
LI	Lâmpada Incandescente
PFE	Perdas Financeiras por Energia
PFP	Perdas Financeiras por Potência

PIR	Planejamento Integrado de Recursos
PR	Perda de Rendimentos
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
RCB	Relação Custo Benefício
RGR	Reserva Global de Reversão
TOU	<i>Time Of Use</i>

## CAPÍTULO 1 APRESENTAÇÃO

### 1.1 - Introdução

A Questão Energética vem apresentando ao longo dos vários contextos históricos uma importância ascendente, evidenciada pela estreita relação entre os estágios de desenvolvimento do homem e a energia por ele utilizada. A própria definição de energia como “capacidade de gerar trabalho”, mostra que a sua presença é indispensável para a realização de qualquer atividade, sendo indiscutivelmente necessária à nossa sobrevivência e propiciadora de uma melhor qualidade de vida. A utilização da energia, em todas as suas formas, contribuiu para a evolução da humanidade e continua sendo responsável, em grande parte, pelo seu desenvolvimento.

A energia pode ser vista pela sociedade sob vários aspectos, dependendo do nível de decisão, influência e necessidades dos diferentes grupos sociais. Pode ser tratada como uma mercadoria, uma necessidade social, um recurso estratégico ou recurso ecológico (JANNUZZI e SWISHER, 1997). Embora estas diversas perspectivas, de modo geral, a energia assume papel de extrema importância no desenvolvimento social e econômico da sociedade. O desenvolvimento social está intimamente relacionado a uma melhor qualidade de vida, sendo esta, na maioria das vezes, proporcionada por avanços tecnológicos dependentes cada vez mais da disponibilidade de energia. Em termos econômicos, a energia relaciona-se tanto direta quanto indiretamente ao consumo final de bens e serviços, atuando como insumo básico nos processos de produção.

Neste contexto, onde todas as formas de energia contribuem para o funcionamento normal da sociedade moderna, a Energia Elétrica apresenta-se inserida de forma particular, possuindo como forte característica o amplo contato estabelecido com os consumidores, independentes da classe a que pertençam.

Segundo BORENSTEIN e CAMARGO (1997), a presença da eletricidade tem-se tornado imprescindível à sociedade, podendo ser considerada tanto como um bem social, quanto uma variável estratégica de desenvolvimento. O planejamento de setores como indústria, transporte, serviços, agricultura e habitação, considera a energia elétrica como importante variável, pois sua indisponibilidade pode afetar o desempenho e crescimento desejados para tais setores. Além destes, aspectos como aumento populacional, avanços tecnológicos, desenvolvimento industrial, fatores econômicos e outros, permitem concluir que a sociedade apresenta uma necessidade cada vez maior de eletricidade, possibilitando afirmar que a demanda de energia elétrica possui característica crescente. Entretanto, como contradição a esta posição favorável da energia elétrica em termos sociais, a relação entre a produção desta e o meio ambiente apresenta comportamento conflitante.

O setor elétrico cria diferentes tipos de impactos ambientais, sendo que a maioria ocorre no processo de geração da eletricidade. De acordo com JANNUZZI e SWISHER (1997), estes impactos são classificados em:

- Uso do Solo
- Armazenamento de Resíduos
- Resfriamento
- Emissões Atmosféricas

Torna-se interessante a análise particular de cada um desses impactos:

a) Uso do Solo

Neste caso, a mineração de carvão constitui um dos maiores problemas, produzindo impactos severos no uso da terra, especialmente em áreas onde a mineração a céu aberto é predominante. Outro impacto relacionado ao uso do solo, refere-se a

inundação de áreas para os reservatórios das usinas hidrelétricas, que podem incluir vales férteis com alto valor de biodiversidade. A área inundada depende da capacidade do reservatório e da topografia da região. As hidrelétricas causam impactos físicos e bióticos em relação ao solo, devido à necessidade de formação de lagos e a interferência sobre o fluxo dos rios. A necessidade de grandes áreas comprometidas para a geração e transmissão elétrica, dificulta ou torna bastante controversa a instalação de usinas, torres e linhas de transmissão.

Segundo GOLDEMBERG (1995), o impacto causado por uma hidrelétrica pode ser estimado pelo indicador "Potência Gerada por Hectare de Reservatório". Quanto menor este indicador, maior o impacto ambiental, pois seria necessário uma área maior para produzir uma mesma quantidade de energia. A tabela 1 apresenta algumas hidrelétricas brasileiras, sua potência e seu respectivo indicador kW/hectare.

**Tabela 1: Indicador de Impacto Ambiental**

Fonte: GOLDEMBERG (1995)

Usina (existente ou em Construção)	Potência gerada (MW)	kW/hectare
Xingu	5000	588,2
Segredo	1260	152,7
Itá	1620	116,7
Itaipu	12600	93,6
Belo Monte	11000	89,8
Machadinho	1200	45,8
Garabi	1800	22,5
Itaparica	1500	18
Tucuruí	3900	13,9
Três Irmãos	640	99
Porto Primavera	1800	8,4
Serra de Mesa	1200	6,7
Camargos	45	6,1
Manso	210	5,4
Samuel	217	3,3
Sobradinho	1050	2,5
Balbina	250	1,1
Média		21,7

Constata-se como exemplo de grande impacto ambiental, a usina hidrelétrica de Balbina:

*“Para a usina de Balbina, de 250 MW de potência, localizada em Presidente Figueiredo no Amazonas, foram gastos US\$ 1 bilhão na inundação de 2380 km<sup>2</sup> de floresta para seu lago; cerca de 25 mil animais perderam seu hábitat e terras indígenas ficaram submersas. A energia, considerada a mais cara do país com o custo de R\$ 90 por MW/hora, não supre a demanda dos 1,5 milhões de habitantes de Manaus. A empresa que administra a usina, vem lançando projetos para minimizar o impacto ambiental, que consomem R\$ 1 milhão por ano” (O Estado de São Paulo, Ciência e Tecnologia, 19/05/99).*

#### b) Armazenamento de Resíduos

A geração de eletricidade produz diferentes tipos de resíduos, que necessitam de muita segurança no seu manuseio. Os grandes volumes de cinzas criados pela combustão do carvão e o resíduo sedimentado dos equipamentos de controle de poluição do ar, criam um problema de armazenamento de resíduos, alguns dos quais são radioativos e altamente tóxicos. Outra questão refere-se ao lixo radioativo, que apesar de extensiva pesquisa, o depósito de usinas térmicas nucleares ainda caracteriza-se como um grande problema (JANNUZZI e SWISHER, 1997).

#### c) Resfriamento

Todas as usinas nucleares e a carvão, assim como algumas usinas térmicas de queima de óleo diesel ou combustível, usam turbinas de vapor de ciclo Rankine para converter a energia térmica em potência elétrica. Estes ciclos requerem uma grande quantidade de resfriamento para manter as condições de operação eficientes e, em razão da capacidade térmica do ar ser muito baixa para remover efetivamente este calor (evaporação e aquecimento), grandes quantidades de água fria devem ser utili-



zadas. Conseqüentemente, a água aquecida será descarregada no ambiente, produzindo uma poluição térmica, devido às temperaturas muito altas diminuir o conteúdo de oxigênio dissolvido na água, o que é perigoso para a vida aquática, principalmente em locais já poluídos por outros agentes (JANNUZZI e SWISHER, 1997).

#### d) Emissões Atmosféricas

Em países onde o combustível fóssil é usado predominantemente para geração de energia elétrica, os impactos ambientais mais sérios são as emissões de gases na atmosfera como subproduto da combustão. Algumas emissões resultam de impurezas existentes nos combustíveis, tais como particulados e dióxido de enxofre do carvão; outras vem do ar utilizado no processo de combustão, como os óxidos de nitrogênio; e algumas são os produtos finais inerentes da combustão de hidrocarbonetos, tais como dióxido de carbono e o vapor de água, embora este último raramente seja um problema.

Os particulados incluem tanto partículas de poeira visíveis quanto as microscópicas emitidas no processo de combustão, especialmente quando o combustível é carvão ou óleo diesel; embora as partículas maiores criem um impacto visual pela formação de neblina e conseqüente redução de visibilidade, as microscópicas podem ocasionar sérios problemas à saúde devido à sua inalação pelas pessoas.

O dióxido de enxofre ( $\text{SO}_2$ ) é um gás corrosivo, sendo um perigo direto para a saúde humana quando em altas concentrações, especialmente quando na presença de concentrações altas de particulados; este gás reage com o vapor da água da atmosfera produzindo ácido sulfúrico.

Os óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) emitidos pelas usinas termelétricas incluem o NO e em alguns casos o  $\text{NO}_2$ , sendo que este último em quantidades adicionais na atmosfera, reduz a visibilidade, juntamente com outros produtos secundários, como o ácido nítrico e o nitrato de peróxiacetil, um irritante dos olhos.

Estes dois gases ( $\text{SO}_2$  e  $\text{NO}_x$ ) provocam a formação do ácido nítrico ( $\text{HNO}_3$ ) e do ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), sendo estes os principais elementos presentes na Chuva Ácida. Estes dois ácidos baixam o pH da chuva, neblina e neve, ameaçando a vida aquática e das plantas, podendo atingir localidades distantes da fonte original de poluição (até 1000 km da área onde ocorreu a emissão), podendo causar também complicações diplomáticas (JANNUZZI e SWISHER, 1997). O problema da chuva ácida repercute mundialmente e tem merecido atenção por parte de muitos países, como pode-se observar nos exemplos mencionados a seguir:

a) *“Como pode a chuva ser ácida? Essa é uma pergunta que muitos canadenses estão fazendo aos americanos, pois cada vez mais, as chuvas no leste do Canadá são ácidas. A poluição do ar nos EUA parece ser a causa. Está acontecendo nos EUA também, chuva tão ácida “quanto limão”, caiu em Wheeling, Virgínia Ocidental, e muitos lagos no Estado de Nova York estão morrendo devido à chuva ácida. Há chuva ácida também na Floresta Negra Alemã”* (CHURCH, 1995).

b) *“Chuva Ácida: segundo o Fundo Mundial para a Natureza, cerca de 35% dos ecossistemas europeus já estão alterados em função da acidez da chuva . No Brasil, a chuva ácida é mais comum nos grandes centros industriais, como a região metropolitana de São Paulo e Cubatão, Rio de Janeiro, e na região Sul, onde se utiliza o carvão como combustível”* (O Estado de São Paulo, Ciência e Tecnologia, 22/05/99).

Problemas de emissões poluentes também podem ocorrer com outras substâncias, como por exemplo o mercúrio, como pode ser visto pelo exemplo:

*“Mercúrio: termelétricas dos EUA são acusadas de provocar poluição do ar por mercúrio. Pesquisadores brasileiros reunidos no Rio de Janeiro, na 5ª Conferência Internacional do Mercúrio como Poluente Global, alegaram que a liberação de mercúrio na atmosfera pelas termelétricas dos EUA é o maior fator de risco à saúde da população mundial, superando os ga-*

*rimpos na Amazônia e indústrias sem fiscalização. A coordenadora da conferência, disse que o carvão mineral usado pelas usinas libera resíduos do mercúrio a longa distância” (O Estado de São Paulo, Geral, 25/05/99).*

#### e) Gases Estufa

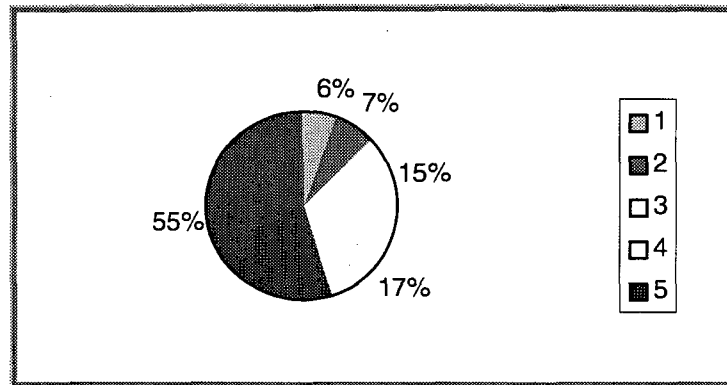
A atmosfera terrestre é constituída quase que totalmente, por gases transparentes à radiação do sol. Porém, é formada também por gases que não são transparentes à radiação térmica, os “Gases do Efeito Estufa” (GHG) e pelos aerossóis. A presença dos gases GHG aquece a Terra, ou seja, a atmosfera fica mais quente do que ficaria sem a presença deles. Os aerossóis (partículas pequenas) provenientes dos vulcões, das emissões de sulfatos pelas indústrias e de outras fontes, também podem absorver e refletir radiação, e na maioria dos casos, tendem a resfriar o clima.

Mudanças causadas pela ação humana no equilíbrio irradiante da Terra, sendo aumento nos gases do efeito estufa ou nos aerossóis, implicarão em alterações nas temperaturas atmosféricas e oceânicas, na circulação associada e no tipo de clima (JANNUZZI e SWISHER, 1997). Os gases mais relevantes neste problema são o CO<sub>2</sub>, clorofluorcarbonos, incluindo o CFC-11 e CFC-12, e óxido de nitrogênio. O CO<sub>2</sub> é o principal contribuidor no aquecimento pelo efeito estufa, como pode ser observado na figura 1 (GOLDEMBERG, 1995).

As crescentes emissões atmosféricas de dióxido de carbono vem aumentando as preocupações em relação à ameaça potencial das mudanças climáticas globais. A principal fonte de CO<sub>2</sub> é a queima de combustível fóssil, e o setor elétrico vem apresentando significativa participação neste problema; as companhias elétricas contribuem com cerca de um terço das emissões globais de CO<sub>2</sub> (GOLDEMBERG, 1995).

Este fato indica a necessidade de repensar o posicionamento do setor elétrico em relação à contribuição às mudanças climáticas em termos globais.

1 - CFC<sub>s</sub> 11 e 12    2 - Outros CFC    3 - N<sub>2</sub>O    4 - CH<sub>4</sub>    5 - CO<sub>2</sub>



**Figura 1: Contribuição dos Gases do Efeito Estufa**  
**Fonte: GOLDEMBERG (1995)**

Alguns exemplos confirmam a seriedade do problema, como pode ser constatado pelas seguintes informações:

a) *“Efeito Estufa na Antártida: os pesquisadores da Universidade do Colorado (EUA) e da British Antarctic Survey (Inglaterra) revelaram imagens de satélite mostrando que duas grandes plataformas de gelo da Antártida estão diminuindo. Elas perderam 3 mil quilômetros quadrados só em 1998. O problema estaria relacionado com o aquecimento global dos últimos 20 anos”* (O Estado de São Paulo, Ciência e Tecnologia, 10/04/99).

b) *“Efeito Estufa prejudica saúde: a Organização Mundial de Saúde informou em Genebra, Suíça, que o aquecimento global nas últimas décadas pode estar favorecendo o aumento de doenças infecciosas. O efeito estufa é causado pela queima de carvão e derivados de petróleo, que emitem gases na atmosfera”* (Folha de São Paulo, Mundo, 22/03/99).

c) *“Plantas confirmam aquecimento do planeta: um exame em plantas na Europa parece confirmar os dados obtidos indiretamente pelos cientistas de que quanto mais a atmosfera da Terra se aquece, a primavera começa mais cedo e o inverno mais tarde no Hemisfério Norte. Dois pesquisadores da Universidade de Munique, na Alemanha, constataram que nas 3 últimas décadas a primavera foi antecipada em 6 dias, em média, e o outono chegou com atraso de*

*em 5 dias. A causa encontrada foi o aumento das temperaturas no planeta” (O Estado de São Paulo, Ciência e Tecnologia, 13/03/99).*

*d) “Raios ultravioletas afetam os peixes: a diminuição da camada de ozônio pode estar afetando os peixes, segundo uma pesquisa do Laboratório Marinho de Plymouth, na Grã-Bretanha. Os peixes de pele clara, inclusive os que vivem em águas profundas, estariam sofrendo sérias queimaduras de sol, assim como os humanos” (Jornal do Brasil, Ciência, 13/03/99).*

*e) “Mudanças climáticas afetam a fauna: o clima da Terra, que está se tornando mais quente a cada dia, está afetando a vida dos animais, de acordo com os pesquisadores da Universidade de Leeds, Inglaterra. Eles estudaram a rota de várias espécies de pássaros e notaram uma mudança no rumo adotado por elas, sempre durante o período de clima mais quente” (O Estado de São Paulo, Ciência e Tecnologia, 29/05/99).*

As considerações e os fatos analisados até então, indicam a necessidade de se procurar estabelecer um equilíbrio entre a complexa relação estabelecida entre a Questão Energética, Sociedade, Desenvolvimento e Meio Ambiente. Surge assim a necessidade do estudo e desenvolvimento de meios e políticas alternativas para obtenção e gerenciamento da eletricidade, que objetivem maior eficiência na geração, transmissão, distribuição e consumo final da energia elétrica, minimizando tais efeitos negativos sob a perspectiva ambiental.

Com o intento de atender a esta necessidade, as propostas de Conservação de Energia fundamentam-se no fornecimento do serviço de energia elétrica, procurando atender aos requisitos necessários de qualidade e confiabilidade sob os pontos de vista técnico, ambiental e social. A Conservação de Energia segue o conceito da Sustentabilidade ou Energia Sustentada, onde o objetivo básico consiste em reduzir os efeitos adversos do setor de energia sobre o meio ambiente, mediante a promoção de

políticas ou programas que visam aumentar a contribuição dos sistemas energéticos ambientalmente seguros e saudáveis (FURTADO, 1996).

Segundo BORENSTEIN e CAMARGO (1997), a Sustentabilidade compreende um número de práticas, políticas e tecnologias que buscam o fornecimento da energia ao menor custo Financeiro, Ambiental e Social. Tais ações incluem dois agrupamentos: Eficiência Energética e Energia Renovável.

A Energia Renovável pode ser entendida como energia natural que se renova e não polui o meio ambiente, freqüentemente de uso local, compreendendo as seguintes fontes: Solar, Biomassa, Eólica, Hidrelétrica, Geotérmica e outras tecnologias.

A Eficiência Energética compreende as políticas ou práticas que nos ajudam a avaliar o custo global das nossas escolhas em energia, permitindo ganhar mais por cada unidade de energia. A energia pode ser conservada através da minimização de perdas, utilização de equipamentos mais eficientes, aprimoramento de processos produtivos e mudanças de hábitos de consumo. A eficiência Energética pode ser obtida através das seguintes práticas:

- Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD.
- Planejamento Integrado de Recursos - PIR.
- Eficiência na Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.
- Eficiência no Uso Final.

## **1.2 Motivação**

O conhecimento dos sérios problemas ambientais associados à obtenção da Energia Elétrica e a compreensão de serem os Profissionais da área de Engenharia, os principais agentes responsáveis pela reversão ou minimização desta situação, motivaram a realização deste trabalho, o qual envolve as estratégias de Conservação de Energia, o Planejamento dos Sistemas Elétricos e a Reestruturação do Setor Elétrico.

### **1.3 - Objetivos**

O objetivo geral deste trabalho consiste em, através de um Estudo de Caso, testar a metodologia de Planejamento Integrado de Recursos - PIR, considerando algumas simplificações e direcionando-se principalmente ao emprego do Gerenciamento pelo Lado da Demanda -GLD. Os objetivos específicos referem-se a:

- Analisar os efeitos da introdução da competitividade no setor elétrico sobre a conservação de energia, como consequência da reestruturação.
- Levantar a discussão de como o PIR vem ao encontro das exigências que vêm sendo impostas pelas mudanças estruturais do setor elétrico e pela problemática questão ambiental.
- Avaliar os efeitos proporcionados pela utilização de programas de GLD no planejamento dos sistemas elétricos, visando principalmente, a utilização destes como recursos alternativos à expansão imediata destes sistemas.

### **1.4 - Estrutura da Dissertação**

Este trabalho está organizado em seis capítulos.

Neste capítulo inicial, procurou-se situar e justificar os estudos de Conservação de Energia em vista do problemático contexto da questão ambiental. Com base nestas justificativas, foram propostos os objetivos deste trabalho.

O Capítulo Dois apresenta a revisão bibliográfica realizada para fundamentação desta dissertação, procurando-se analisar os efeitos da Reestruturação do Setor Elétrico sob a perspectiva da Conservação de Energia, com base em experiências internaci-

onais. Também discute-se a posição da Conservação de Energia no cenário elétrico nacional.

O Capítulo Três aborda a discussão entre o Planejamento Tradicional do Sistema Elétrico e o Planejamento Integrado de Recursos, direcionando-se ao Gerenciamento pelo Lado da Demanda, sua principal característica.

No Capítulo Quatro apresenta-se a Metodologia a ser utilizada como base no Estudo de Caso. Este capítulo apresenta todas as informações, variáveis e equações necessárias para o desenvolvimento das análises, desde a caracterização do sistema até as análises econômicas finais.

O Capítulo Cinco apresenta a aplicação prática da Metodologia mencionada no capítulo anterior; os resultados obtidos da realização de uma análise simplificada de PIR, considerando dados e informações da concessionária de energia elétrica colaboradora.

No Capítulo Seis estão as conclusões, contribuições deste trabalho e sugestões de novas linhas de pesquisa relacionadas com o tema em questão. Por último são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas no presente estudo.



## CAPÍTULO 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta a Revisão Bibliográfica realizada para a fundamentação teórica deste trabalho. Primeiramente, serão analisados os efeitos da Reestruturação do Setor Elétrico sobre a Conservação de Energia, com base em experiências internacionais. Em segundo lugar, serão abordadas as experiências nacionais em Conservação de Energia e as possíveis implicações que a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro pode causar.

### 2.1 - A Conservação de Energia e a Reestruturação do Setor Elétrico

Como visto anteriormente, a realidade revela que os desgastes ecológicos vem sendo agravados continuamente pela utilização ineficiente dos sistemas energéticos, levando governos de muitos países a discutirem e avaliarem a contribuição do setor elétrico nesta questão, fazendo surgir interesse pela conservação de energia.

Experiências também mostram que em alguns casos, a conservação de energia vem sendo utilizada como alternativa à escassez de recursos para investimentos no setor elétrico. Alguns exemplos nacionais enquadram-se neste contexto, como as experiências da CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais, que vem utilizando técnicas de GLD para melhorar as condições operativas do sistema (SILVA, 1998) (BURGOA *et al.*, 1998) (BURGOA, 1998) (NOBRE, 1996); como também as iniciativas de GLD adotadas pela CHESF - Companhia Elétrica do Vale do São Francisco, objetivando a modulação de carga de determinados consumidores (CHESF, 1997); entre outros.

De um modo geral, sob uma estrutura de monopólio governamental, tanto aspectos ambientais quanto econômicos, podem induzir as concessionárias de energia elétrica a interessarem-se pelas estratégias de conservação de energia. Atualmente,

porém, cresce a tendência mundial em desestatização das empresas públicas do setor elétrico, diminuindo a influência governamental sobre este setor.

FRASER (1997), relata que as experiências de reestruturação de vários países revelam, que em geral, inicialmente tem-se procurado atingir os seguintes objetivos:

- Tecnológicos: colher eficientemente os benefícios dos avanços da geração, diminuindo capacidades centralizadas de geração.
- Econômicos: colher os benefícios da substituição de uma estrutura industrial monopolizada por uma estrutura de competição na geração.
- Ideológicos: transferir publicamente recursos possuídos pelo Estado para o setor privado.

Como pode ser observado, o ambiente não tem sido uma diretriz no processo de reestruturação do setor elétrico e o grau em que as considerações ambientais tem sido um fator importante neste processo, são diferentes em cada país. Nas experiências em geral, as questões ambientais vieram a ser consideradas no processo de reestruturação do setor elétrico apenas depois que persistentes defensores ambientais participaram ativamente no processo. Salienta-se que em países como a Austrália, Nova Zelândia, Suécia e Espanha, os mecanismos ambientais foram incluídos como uma idéia tardia, como resultado de fortes pressões de grupos ambientais.

Apenas a Noruega incluiu objetivos ambientais no princípio da formulação do seu mercado competitivo, assim como também tem implementado o mais liberal de todos os mercados de eletricidade, onde as concessionárias de distribuição são responsáveis pela eficiência energética e por programas de energia renovável. Entretanto, todas estas jurisdições têm implementado alguma forma de mecanismo ambiental, incluindo ações como (FRASER, 1997):

- Padrões e Regulações ambientais adicionais.

- Eficientização nas áreas de geração e transmissão.
- Preço da eletricidade (Preço Verde).
- Taxas sobre as emissões.
- Entidades alternativas para implementar GLD, Fontes Renováveis e Pesquisas.
- *Systems benefit charge*<sup>1</sup>
- Planejamento Integrado de Recursos com as Externalidades<sup>2</sup> valorizadas.

No caso da Grã-Bretanha (LEES, 1998), historicamente a eficiência energética foi realizada através de programas de informação, pesquisa e desenvolvimento; programas sociais e regulamentos para construções. Padrões de desempenho foram estabelecidos para a eletricidade, salientando as seguintes medidas:

- Controle de preços sobre a geração, introduzido em 1994/1995 pelo regulador.
- Criação de um Fundo de Recursos para aplicação em conservação de energia, a partir da contribuição de £ 1 por ano de cada consumidor, pago nas suas faturas de energia.

Os resultados obtidos com estas medidas, até 1998, foram:

- Redução de 60% das despesas dos consumidores de baixa renda.
- Melhoria no conforto de 200.000 casas.
- Economia de emissões de CO<sub>2</sub>, em torno de 6 milhões de toneladas/ano.

---

<sup>1</sup> *Systems benefit charge*: Quantia a ser paga por todos os consumidores, independente da escolha do fornecedor de geração, solicitando acessar a rede de distribuição e transmissão. Tais preços podem ser fixos, baseados no uso ou porcentagem do custo da eletricidade; são preços não transferíveis e competitivamente neutros (DONALD, 1997).

<sup>2</sup> Externalidades: Efeitos resultantes de uma determinada atividade econômica, quando não é possível sua incorporação na formação de preços (JANNUZZI e SWISHER, 1997).

- Benefícios gerados para o consumidor: economia na conta de eletricidade e mais conforto.
- Custo Nacional reduzido, pois o custo de conservar é 1,8 p/kWh; enquanto necessita-se de 4,3 p/kWh para gerar e transmitir.

Mais recentemente foi estabelecido o órgão *Energy Saving Trust* e atualmente, procura-se atingir os seguintes objetivos relativos à eficiência energética:

- Obrigação sobre os fornecedores de energia em oferecer informações sobre eficiência energética.
- Obrigação sobre os reguladores em promover o uso eficiente da energia elétrica.

Nos Estados Unidos, as experiências com GLD surgiram durante os anos 70, quando o setor elétrico apresentava estrutura verticalizada. Foi caracterizado como uma ferramenta usada para melhorar o retorno econômico do investimento realizado e/ou postergar novas instalações. Atuava, na maior parte das vezes, na compatibilização do fator de carga da região com a oferta de energia. Na década de 80, os órgãos reguladores tornaram-se mais sensíveis ao assunto, tornando-se mais exigentes em relação às questões ambientais, ao aumento nas taxas de emissões e às questões éticas, acompanhando leis federais que foram elaboradas em apoio à conservação.

As iniciativas em conservação de energia procuraram envolver não apenas programas de informação geral e programas de descontos e incentivos, mas também programas direcionados, que melhor correspondessem às necessidades do consumidor e levassem a maiores garantias de conservação de energia; também procurou-se dar maior atenção às melhorias de eficiência de longo prazo, influenciando os fabricantes de equipamentos e projetistas de construções a oferecer produtos de maior eficiência energética (JANNUZZI e SWISHER, 1997).

Mais recentemente, muitos estados estão revisando a regulação do setor de eletricidade e questões como acesso a varejo e a introdução da competição por vendas à atacado, salientando que nos estados onde ambientalistas tem uma forte tradição em dar formas às regulações ambientais, esta tradição tem continuado em relação à reestruturação do setor elétrico, como ocorre na Califórnia, Massachusetts, Minnesota, New York, Nevada, Oregon, Wisconsin (FRASER, 1997). Pesquisas nos Estados Unidos, revelam que a reestruturação do setor elétrico pode oferecer contribuições positivas e negativas em relação à conservação de energia, sendo que as contribuições positivas corresponderiam a (NEMTZOW, 1998):

- Maior eficiência na geração.
- Preços mais baixos para os consumidores.
- Melhoria nos serviços oferecidos aos consumidores.
- Possibilidade de maiores escolhas de projetos de eficiência energética e/ou serviços de eficiência pelo consumidor.

Entretanto, contribuições negativas também podem ocorrer, sendo indicadas pelos seguintes sinais:

- Risco de aumento da poluição do ar e de emissão dos gases estufa.
- Foco apenas sobre o preço, não sobre o custo total da produção de eletricidade.
- Potencial para aumento da demanda.
- Perda da base de planejamento para eficiência energética.
- Alguns consumidores podem ver poucos benefícios na conservação de energia.

Como resposta à reestruturação do setor de energia elétrica nos Estados Unidos, a tendência é que os programas de conservação apresentem as seguintes características (NEMTZOW, 1998):

- Os programas deverão ser direcionados para configurações de menor custo.
- As experiências de GLD deverão ser transmitidas para as companhias de serviço de energia não reguladas.
- O GLD deverá focalizar mais a transformação do mercado do que os incentivos específicos.
- A eficiência deverá tornar-se competitiva, fazendo parte do oferecimento de Serviços de Energia.

No contexto norte-americano, cabe salientar a experiência do estado da Califórnia, que possui um histórico muito significativo em eficiência energética, devido principalmente à existência de fortes e atuantes defensores ambientais. De acordo com GAMSON (1998), a Califórnia tem promovido eficiência energética através das concessionárias de energia elétrica, utilizando a intervenção política como fonte de aquisição de recursos. Os programas de conservação de energia mais antigos incentivaram a compra de equipamentos mais eficientes para a classe residencial, procuraram medir os impactos reais dos programas sobre a economia de energia e demanda, incentivaram novas construções que visassem maior eficiência energética e focalizaram a população de baixa-renda com programas para economia financeira.

A partir de 1995, a CPUC - *California Public Utilities Commission*, adotou o mercado reestruturado de energia, sendo criado o CBEE - *California Board Energy Efficiency*. Em decorrência deste novo contexto, as mudanças refletiram-se na obtenção de dois objetivos gerais, onde o primeiro objetivo referiu-se à avaliação minuciosa do desempenho dos programas, considerando custos, benefícios e externalidades ambientais. O segundo objetivo relacionou-se à transformação do mercado, onde as estraté-

gias referiram-se à uma intervenção de mercado, projetando criar um aumento na demanda e na fonte de produtos e serviços de eficiência energética. Tem-se procurado atingir não apenas a economia de energia a um custo eficaz, mas também fornecer às empresas privadas oportunidades de vender eficiência energética, onde as mudanças ocorridas nos programas obedecem a novos contratos, verificando-se as condições (GAMSON, 1998):

- O pagamento do serviço de eficiência energética realiza-se através das economias de energia atingidas pelo consumidor.
- As economias deverão ser medidas e a instalação de equipamentos verificada, usando protocolos estabelecidos.
- As regras, exigências, preços e contratos do programa serão padronizados para todos os participantes.

Neste novo ambiente, programas estão sendo desenvolvidos, sendo citados como exemplos (GAMSON, 1998):

- Programa de eficiência energética na comunidade.
- Estudos sobre a produtividade da luz do dia.
- Programas de avaliação da eficiência energética no lar.

De um modo geral, o processo de reestruturação do setor elétrico, propondo a transformação de uma estrutura de monopólio para um mercado de energia elétrica competitivo, tem provocado mudanças no modelo estrutural deste setor, refletindo-se em alterações no comportamento e relacionamento entre consumidores, concessionária e reguladores. Estas modificações são vistas com grande importância pela questão da conservação, pois neste novo ambiente, onde as concessionárias de energia elétrica serão orientadas economicamente, o objetivo principal de defender e atender os inte-

resses sociais não mais representará a linha mestra de orientação destas empresas, provocando reflexos diversos sobre a conservação de energia.

De acordo com DONALD (1997), a introdução da competição no setor elétrico significa que haverá competição nos serviços de geração, permitindo aos consumidores (em geral ou específicos) escolherem seu fornecedor de geração. Contratos financeiros provavelmente serão usados para controlar a volatilidade do preço da geração e, surgirá a necessidade de serviços destinados a coordenar a operação das unidades de geração. A distribuição e a transmissão elétrica, os despachos determinados e os serviços de coordenação, historicamente foram e provavelmente continuarão a ser regulados.

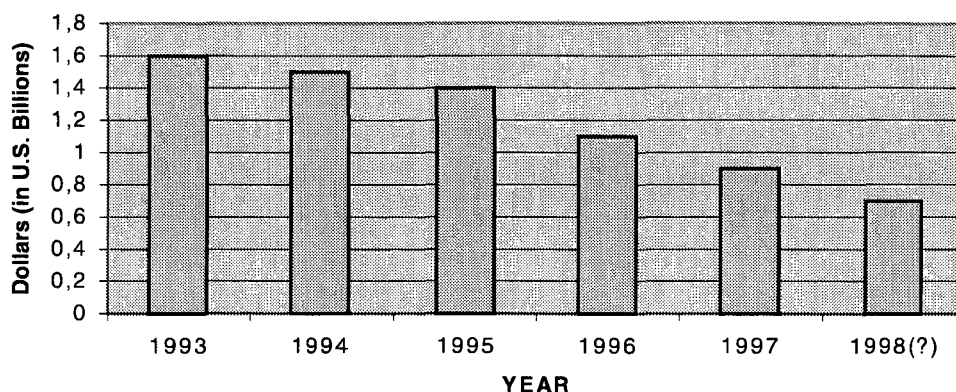
Distinguir as funções do setor elétrico em que haverá competição daquelas em que a competição será limitada, é importante para compreender e identificar as oportunidades potenciais de implementar a conservação de energia, principalmente o GLD.

### **2.1.1 - Efeitos Negativos da Reestruturação sobre a Conservação de Energia**

Experiências vem mostrando que o processo de reestruturação do setor elétrico baseado em ambiente competitivo, tem produzido reflexos não muito positivos sobre os programas de GLD. Como exemplo, observa-se que nos Estados Unidos, devido às mudanças propostas pela reestruturação, os investimentos em GLD têm declinado muito nos últimos anos, caindo quase pela metade, como observa-se na figura 2 (NEMTZOW, 1998).

Para analisar a influência da reestruturação sobre a conservação de energia, é útil analisar como esta pode afetar os interesses da concessionária.





**Figura 2: Investimentos em Programas de GLD nos EUA**  
 Fonte: NEMTZW (1998)

Num ambiente regulado, a concessionária tem como diretriz cumprir seu objetivo social, o qual inclui a obrigação de construir ou adquirir recursos de geração; neste contexto, os programas de eficiência energética oferecem um caminho atrativo para evitar a necessidade de investimentos em novas capacidades, além de contribuir para um dos objetivos dos serviços tradicionais da concessionária: ajudar consumidores a reduzirem suas contas de energia.

Já no ambiente competitivo, a atuação da concessionária pode direcionar-se apenas a prestar o serviço de transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo do interesse dos fornecedores de geração competitivos e das concessionárias privatizadas, vender mais energia a preços de mercado cada vez mais elevados. Neste contexto, programas de Eficiência Energética podem entrar em conflito com estes novos interesses, pois tipicamente, reduzem o consumo de eletricidade, podendo diminuir os lucros da concessionária numa análise de Curto Prazo.

Concessionárias americanas apontam os impactos econômicos negativos relacionados aos programas de conservação de energia, como as razões da possível diminuição pelo interesse na economia de energia e demanda. Estes impactos referem-se às perdas de rendimentos associados com a redução das vendas da concessionária, os

custos diretos e indiretos dos programas e a diminuição da receita do fornecedor de energia elétrica. Porém, o fator de maior peso é a perda de rendimentos, que ocorre sob a estrutura das tarifas convencionais.

Entretanto, como as concessionárias movem-se em direção a um ambiente competitivo, o preço da energia provavelmente será direcionado ao custo marginal e a tarifa tende a ser “desembrulhada”, com o preço dos serviços competitivos separados dos outros componentes da conta do consumidor e direcionados aos seus custos marginais. Com o aumento da competição, estruturas mais eficientes para as tarifas provavelmente serão propostas, reduzindo significativamente os impactos econômicos negativos que tem sido associados aos programas de eficiência energética. A idéia de perda de rendimentos associada à conservação, principalmente num ambiente competitivo, pode ser minimizada e até eliminada, pela regulação que permite e encoraja as concessionárias a aplicar o princípio de preço baseado no custo marginal da produção de energia elétrica, ou seja, fazer com que as tarifas dos consumidores sejam niveladas aos custos marginais da concessionária. Defende-se que os rendimentos perdidos de uma concessionária são relacionados a uma estrutura de taxas inadequadas e não às ações de conservação de energia e também, que o preço refletindo o custo marginal comunica a informação correta a respeito do custo social verdadeiro, originado pelo uso ou pela economia de energia (DONALD, 1997).

Outra perspectiva a ser analisada, refere-se aos efeitos da competitividade sobre o interesse da concessionária em estimular os consumidores a conservarem energia.

Sob este ponto de vista, vem sendo discutida principalmente, a questão da “Habilidade do Mercado em Adotar Oportunidades de Eficiência Energética a Custo Atrativo”. Pesquisas nos Estados Unidos revelam que muitos melhoramentos de eficiência energética com custo atrativo e disponíveis comercialmente, não são adotados rapidamente pelo mercado. Este fato tem sido suportado pelo variável comportamento do consumidor. Pesquisadores vem debatendo a respeito da origem deste

comportamento, observando que isto pode ser resultado de barreiras para a adoção de medidas de eficiência, as quais podem representar os custos reais dos melhoramentos ou as falhas de mercado que impedem a operação eficiente. Três perspectivas preliminares estão sendo discutidas neste debate (DONALD, 1997).

Em primeiro lugar, alguns economistas discutem a existência de "custos ocultos" associados à adoção de medidas de eficiência. Neste posicionamento, é analisado se as falhas de mercado para adotar medidas de eficiência, devem ser atribuídas a algum custo não considerado na análise convencional de benefício/custo. Podem haver custos ocultos, tais como inconveniências menores ou diferenças de desempenho associadas com a adoção de algumas medidas de eficiência; também podem existir "benefícios ocultos", tais como pequenos melhoramentos no desempenho ou conveniências que não são consideradas no estudo convencional de benefício/custo. Porém, a hipótese de "custo oculto" torna-se incompleta em casos em que há pouca ou nenhuma possibilidade de custo oculto, e mesmo assim, as medidas de eficiência não são adotadas largamente, como no caso do reator de iluminação eficiente, refrigerador, computador pessoal e televisão.

Em segundo, alguns analistas relacionam o *gap* de eficiência à incerteza sobre o futuro preço da energia ou outras condições de mercado. Em face às incertezas, um consumidor pode desconsiderar investimentos em eficiência. A maioria dos melhoramentos de eficiência energética são feitos como parte de uma decisão para investir em equipamentos novos ou em construções novas. Se as decisões para adotar medidas de eficiência não forem tomadas no momento em que um edifício foi projetado ou na hora da decisão de compra do equipamento eficiente, a oportunidade está perdida. Nestas circunstâncias, consumidores eficientes devem tomar decisões baseados sobre o resultado esperado de suas escolhas, sem considerar a extensão das incertezas sobre as condições de mercado.

Um terceiro ponto de vista, analisado por economistas, suportado por pesquisadores da ciência social e implícito nas posições de muitos tecnólogos é que parte do

*gap* da eficiência pode ser resultado de falhas de mercado relacionadas com a natureza da informação envolvida nos investimentos de eficiência energética. Os economistas identificam dois tipos de falhas de mercado neste sentido:

- Informações sobre o uso da energia de vários produtos e serviços, não estão disponíveis ou evidentes para muitos consumidores, quando estes fazem investimentos em eficiência energética. Isto também contribui para dificultar a divulgação dos benefícios dos investimentos em eficiência energética. Esta divulgação é importante, pois o uso da energia pode ser de baixa prioridade para alguns estabelecimentos comerciais e industriais, onde os custos da energia representam aproximadamente 3% dos seus custos totais.
- Consumidores podem ter falta da experiência necessária para deduzir, processar, e aplicar informações, para fazer as escolhas mais apropriadas de eficiência energética. Resultados de pesquisas nos Estados Unidos, mostram que consumidores tendem a repetir decisões anteriores quando frente a escolhas não familiares. No mercado, tal comportamento impede a comercialização de novas tecnologias de eficiência energética.

Tais falhas de mercado podem impactar a aceitação de novas tecnologias, limitando a habilidade dos fornecedores de conseguir economias de escala, de reduzir preços dos produtos e de fazer tecnologias de eficiência energética mais competitivas e extensamente disponíveis (DONALD, 1997).

A concessionária possui papel muito importante na ultrapassagem destas barreiras, principalmente por ser o representante do setor elétrico mais próximo do consumidor. Estando esta desinteressada da conservação de energia, conseqüentemente o estímulo aos consumidores em adotar oportunidades de eficiência energética pode ser prejudicado.

### 2.1.2 - Efeitos Positivos da Reestruturação sobre a Conservação de Energia

A introdução da competição no mercado de energia elétrica, também produz efeitos favoráveis à conservação. Num horizonte de curto prazo, os preços da energia não serão uniformemente baixos para todas as horas e localizações. No longo prazo, preços mais altos para o serviço de geração podem ocorrer. Considerando estas implicações, trabalhar com GLD e eficiência energética pode contribuir para aumentar a competitividade de uma empresa.

Sob a perspectiva de longo prazo, as concessionárias vêm descobrindo que a utilização do GLD para otimizar o uso da capacidade existente, ou adiar investimentos em capacidade de transmissão e distribuição, podem produzir benefícios substanciais, não previamente considerados na análise custo/benefício de curto prazo (DONALD, 1997) (AMÊNDOLA e ROCHA, 1998) (BURGOA *et al.*, 1998). Os maiores benefícios do GLD não são percebidos numa análise imediatista, mas sim numa análise que contempla prazos maiores, ou seja, sob a visão do planejamento da expansão do sistema elétrico.

Sob a perspectiva de curto prazo, o interesse competitivo em expandir as vendas não significa que oportunidades de GLD e eficiência energética precisam ser ignoradas. Pesquisas revelam que concessionárias americanas questionadas sobre os impactos da crescente competição sobre as atividades de GLD, indicaram que a intenção será focalizar cada vez mais, o oferecimento de Serviços de GLD (DONALD, 1997).

A prestação de Serviços de GLD, baseia-se no fato de que sob a regulação tradicional, muitos consumidores são servidos de taxas baseadas sobre custos médios, recebendo um único, alto nível de confiabilidade de serviços. Para muitos consumidores, aplica-se a mesma taxa todo o ano ou largos períodos do ano, sem considerar o custo real para a concessionária da geração de eletricidade a qualquer hora, ou o custo real de distribuição de eletricidade para qualquer parte particular da rede de

distribuição e transmissão. Como resultado, os consumidores têm pouca oportunidade de controlar seus gastos com eletricidade através da combinação de suas preferências, necessidades, custo, tempo e confiabilidade de serviço (DONALD, 1997).

Entretanto, o desenvolvimento de novas tecnologias de comunicação vem possibilitando oferecer ao consumidor, sinal de preço variável e uma cadeia de outros serviços pelo lado da demanda. Preço por tempo de uso, preço de tempo real - *spot* e outros programas de modulação de carga flexíveis, podem aproveitar as vantagens oferecidas pela substancial variação de tempo e localização, esperadas num mercado competitivo. Como exemplo, algumas concessionárias têm começado a oferecer preço *spot* para seus maiores consumidores e realizado programas piloto residenciais, envolvendo gerenciamento automatizado de energia, sistemas de comunicação e preço por tempo de uso (DONALD, 1997).

Os preços *spot* flutuarão baseados sobre níveis de carga, disponibilidade de maiores unidades de geração e limitantes da transmissão; durante escassez de capacidade os preços podem refletir o custo da construção de nova unidade de geração para servir cargas de pico, sendo necessários sinais de preço para combinar a demanda com a fonte disponível. Na indústria reestruturada, a união de serviços de telecomunicações e energia torna possível expandir o GLD e disponibilizar outros serviços aos consumidores, incluindo:

- Preço Spot e Preço por Tempo de Uso: sistemas de telecomunicações podem ser usados para enviar sinais de preços variáveis ou programar períodos de tempo para níveis de preço alto, moderado ou baixo. A tecnologia usada para receber e responder a tais sinais de preço, será por sistemas de gerenciamento de energia automatizados, que implementam as preferências pré-determinadas dos consumidores, considerando a combinação entre custo, conforto e conveniência.

- Gerenciamento de Carga Influenciada pelo Consumidor: sistemas de telecomunicações permitem que as concessionárias realizem gerenciamento de carga nas propriedades e níveis de uso-final. Concessionárias podem oferecer serviços de controle de carga, que incluem opções de ultrapassagem para o consumidor, com conta dependente se a opção for exercida.
- Serviço de Informação de Energia: sistema integrado de comunicação e gerenciamento de informações, podem ser usados para fornecer aos consumidores a disponibilidade de informações gerais sobre a energia.

Benefícios vindos da leitura de medidor automatizado, serviços conectados/desconectados remotos, conta eletrônica, pagamento de conta automatizada, detecção de furto ou violação, podem contribuir para a relação de custo/benefício dos sistemas integrados de gerenciamento de energia e telecomunicações. A utilização de tais sistemas oferecem às concessionárias um novo e promissor ramo de negócios e tem despertado grande interesse da indústria elétrica americana (DONALD, 1997).

Além destas oportunidades, a concessionária ainda pode atuar como Empresa de Serviços de Conservação de Energia - ESCO, vendendo serviços de Auditorias e Diagnósticos Energéticos (McCLELLAND, 1998).

## **2.2 - Experiências Nacionais em Conservação de Energia**

As experiências nacionais em conservação de energia são estritamente relacionadas ao surgimento, em 1985, do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, atual PROCEL. Este é um programa do Governo Federal, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, cuja secretaria executiva é a ELETROBRÁS. Este programa tem por objetivo racionalizar a produção e o consumo de energia elétrica no País, ou seja, combater o seu desperdício, visando reduzir custos e investimentos no

setor energético. Dados revelam que este Programa atingiu a economia de 1,9 bilhões de kilowatts-hora e retirou 440 megawatts do horário de pico, no ano de 1998; com recursos de R\$ 150 milhões, o programa obteve resultados que permitiram ao sistema elétrico evitar investimentos de R\$ 880 milhões (PROCEL, 1999). O PROCEL define estratégias e mobiliza segmentos da sociedade que possam contribuir para o combate ao desperdício de energia elétrica; dentre outros participantes, destacam-se empresas de energia elétrica, órgãos de governo, instituições de pesquisa, escolas, associações de classe, fabricantes, organizações não-governamentais e agentes de financiamento nacionais e estrangeiros. O trabalho realizado por este programa é desenvolvido obedecendo às seguintes estratégias:

- Coordenar o marketing do combate ao desperdício em âmbito nacional.
- Criar a consciência sobre o problema do uso inadequado de energia elétrica, alertando que a energia elétrica é um bem escasso. Em realidade, o fornecimento da energia elétrica se faz às custas do capital natural, que não é infinito e ainda é necessário para outras atividades humanas.
- Promover junto aos fabricantes acordos para aumento da eficiência de equipamentos elétricos.
- Implementar projetos de racionalização do uso de energia elétrica em cada segmento de consumo através de consumidores-chave que possam vir atuar como formadores de opinião em seus respectivos setores.
- Buscar junto aos agentes de financiamento, recursos para viabilização de projetos de combate ao desperdício.
- Tornar as instituições de ensino agentes multiplicadores da idéia do combate ao desperdício de energia elétrica.
- Propor medidas nas áreas de legislação e normalização no sentido de obter padrões mínimos de eficiência energética.



Existem várias formas de financiamento dos projetos de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica, variando conforme a natureza do contratante. Para projetos realizados pelas concessionárias, a ELETROBRÁS/PROCEL dispõem de linha de crédito específicas, utilizando recursos próprios ou da Reserva Global de Reversão - RGR<sup>3</sup>. Para projetos realizados por consumidores finais (industriais, comerciais e residenciais de grande porte) existem duas formas de obter-se financiamento:

- Diretamente por intermédio de instituições de crédito oficiais do governo, assim como internacionais.
- Por meio de Empresas de Serviços de Conservação de Energia - ESCOs - que fazem os investimentos necessários, remunerando-se com base nas economias obtidas nos projetos.

O PROCEL planeja suas atividades em um nível estratégico e outro tático-operacional; o primeiro abrange um horizonte de dez anos e apresenta as diretrizes gerais sobre objetivos e metas a serem atingidos e os meios para tanto. O segundo abrange um horizonte mais curto, de três anos, visando ações específicas; sendo revisado anualmente, ou quando a situação ambiental exigir mudança de rumo. A meta global é obter uma economia progressiva de energia elétrica que deverá alcançar 130 milhões de MWh no ano de 2015 (ELETROBRÁS, 1999).

De acordo com PROCEL (1998), os programas de GLD no Brasil, iniciaram-se em 1994, quando este programa resolveu ajudar financeiramente a implementação de um projeto de GLD na região do Vale do Jequitinhonha, no Estado de Minas Gerais, que passou a ser referência para os projetos que se seguiram. Atualmente existem vários projetos em andamento e ou em estudo, envolvendo programas relativos à:

- Iluminação residencial e pública.

---

<sup>3</sup> RGR: Fundos constituídos por contribuições das próprias empresas e gerido pela ELETROBRÁS.

- Concessão de incentivos para compra de refrigeradores e aparelhos de ar-condicionado eficientes.
- Dispositivos limitadores de demanda, cuja utilização ocorreu inicialmente no projeto do Vale do Jequitinhonha, visando inibir o uso do chuveiro elétrico durante o período de ponta do sistema da região.
- Projetos piloto de tarifa horo-sazonal para consumidores residenciais.

O atendimento à demanda máxima, em várias regiões brasileiras, tem-se constituído num problema para o sistema elétrico, em função dos “gargalos” na transmissão e distribuição e por esta razão, o PROCEL, através de linhas de financiamento especial, tem incentivado o uso de limitadores de demanda pelas concessionárias, para ajudar na resolução deste problema. Também vale ressaltar o amplo programa de substituição de lâmpadas ineficientes na iluminação pública, realizado principalmente nas regiões norte e nordeste, onde mais de um milhão de pontos serão substituídos nos próximos dois anos, representando uma redução da demanda na ponta de aproximadamente 50 MW (PROCEL, 1998).

A estratégia que o PROCEL tem utilizado para incentivar o GLD nas concessionárias não inclui somente o financiamento através de recursos da RGR, mas também a disponibilização de recursos a Fundo Perdido para o desenvolvimento de projetos-piloto pelas concessionárias; também tem prestado assistência técnica às empresas através de consultores especialmente contratados para a elaboração de pesquisas, desenvolvimento de metodologias e procedimentos para a completa implementação de GLD. A atuação do PROCEL também direciona-se aos aspectos da legislação e da regulamentação do setor, no sentido de criar obrigações por parte das concessionárias em relação à conservação de energia.

### 2.2.1 - Aspectos Regulatórios

Segundo PROCEL (1998), sob a perspectiva da regulação, estão sendo avaliadas as instituições de duas ações a favor da conservação de energia elétrica. A primeira refere-se à criação da Lei Nacional de Eficiência Energética, cujas linhas de atuação direcionam-se às concessionárias de eletricidade e ao desempenho dos equipamentos elétricos. A segunda diz respeito à Institucionalização de Recursos para Eficiência Energética pelo Poder Regulador, ou seja, a criação de Fundos de origem Pública, com a finalidade de arrecadar recursos a serem aplicados em programas de conservação de energia, a exemplo de experiências internacionais.

Ainda referente à Institucionalização de Recursos e como um efeito positivo da reestruturação do setor elétrico, a ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica, vem incluindo nos novos contratos de concessão assinados com as empresas concessionárias, uma cláusula regulamentando a conservação de energia elétrica. A questão da eficiência energética tem sido abordada nestes novos contratos, considerando a obrigatoriedade da aplicação de um percentual mínimo do faturamento anual da empresa a ser aplicado em programas de eficiência energética. De acordo com ANEEL (1999), os concessionários do serviço público de distribuição de energia elétrica, cujos contratos de concessão prevejam o desenvolvimento de ações com o objetivo de incrementar a eficiência no uso e na oferta de energia elétrica, devem elaborar e submeter à ANEEL, anualmente, um programa de combate ao desperdício de energia elétrica.

As concessionárias deverão aplicar recursos de no mínimo 1% da sua receita anual e o montante a ser investido, por tipos de programas, é definido por:

a) Do montante a ser aplicado, no mínimo, 0,25% da receita anual deverá ser destinado a ações especificamente vinculadas ao uso final de energia elétrica, seguindo os seguintes limites:

- No máximo, 50% do valor referido no item a), poderá ser alocado em projetos de iluminação pública e marketing.
- No mínimo, 0,025% da receita anual, deverá ser destinado para projetos abrangendo a classe de consumidores industriais.
- No mínimo, 0,025% da receita anual, deverá ser destinado para projetos abrangendo a classe de consumidores residenciais.
- No mínimo, 0,025% da receita anual, deverá ser aplicado em projetos destinados a conservação de energia em prédios públicos.
  
- Caso o somatório dos valores alocados nos projetos indicados acima não totalize o valor mínimo estabelecido de 0,25% da receita anual, o concessionário deverá aplicar a diferença em outros projetos vinculados ao uso final da energia elétrica.

b) A diferença entre o valor previsto, de no mínimo 1% da receita anual a ser investido em projetos para incrementar a eficiência no uso e na oferta de energia elétrica, e o total utilizado nos projetos referidos no item a), deverá ser aplicada em projetos vinculados a ações voltadas ao aumento da oferta de energia elétrica:

- No mínimo, 30% dos valores a que se refere o item b), deverá ser destinado para projetos de melhoria do fator de carga e/ou novas modalidades tarifárias, quando forem desenvolvidos por concessionários das regiões sul, sudeste e centro-oeste.
- No mínimo, 10% dos valores a que se refere o item b), deverá ser destinado para projetos de melhoria do fator de carga e/ou novas modalidade tarifárias, quando foram desenvolvidos por concessionários das regiões norte e nordeste.

- Caso o somatório dos valores alocados nos projetos indicados acima não totalize o valor estabelecido, o concessionário deverá aplicar a diferença em outros projetos vinculados ao aumento da oferta de energia elétrica.

### **2.2.2 - A Reestruturação do Setor Elétrico Nacional e a Conservação de Energia**

Segundo GOMES (1998), a reestruturação está sendo utilizada como recurso para solucionar a crise enfrentada pelo setor elétrico em conjunto com a economia nacional, pois a necessidade de vultuosos investimentos previstos para atender ao crescimento futuro da demanda de energia elétrica entra em conflito com a insuficiência da capacidade financeira do Estado.

As mudanças que vem sendo introduzidas seguem as tendências mundiais da reestruturação, referindo-se ao livre acesso às linhas de transmissão, privatizações das empresas, introdução de produtores independentes e consumidores livres. Entretanto, para concretizar a reestruturação completa da indústria de energia elétrica, uma nova regulamentação e um novo modelo estrutural devem ser adotados.

O Governo Federal vem analisando a proposta de um novo modelo estrutural amplamente abrangente, propondo um rearranjo da estrutura comercial do setor; mudanças em âmbito legal (contratos, entidades legais envolvidas, documentação, etc.); alterações na regulamentação econômica, técnica e qualidade da prestação de serviço; mudanças institucionais; reorganização das atribuições e funções da ELETROBRÁS e órgão regulador; redefinição do agente financeiro; levantamento e alocação dos riscos dos negócios envolvidos na indústria e definição das taxas de retorno apropriadas para os investimentos de acordo com os riscos envolvidos nos negócios.

Resumidamente, o novo modelo pressupõe a livre competição na geração de energia; permanecendo o controle da transmissão com o Estado, a fim de assegurar o acesso dos produtores aos seus consumidores, pagando uma espécie de pedágio pelo uso da rede elétrica (CAMARGO, 1999); a distribuição tende a passar ao capital pri-

vado. Dentro deste novo contexto, cabe analisar as conseqüências destas mudanças sobre a perspectiva da conservação de energia.

Segundo o relatório da empresa consultora responsável pelo modelo proposto de reestruturação para o setor elétrico (COOPERS & LYBRAND, 1997), o Brasil apresenta um farto campo para estudos e desenvolvimento de projetos nesta área. De acordo com recentes pesquisas, a maioria do estoque brasileiro de equipamentos de uso final são velhos e ineficientes e em alguns casos, companhias e usuários não utilizam equipamentos elétricos de uso final apropriados. Estes resultados levam a acreditar que o Brasil representa um dos maiores mercados de eficiência energética do mundo, sendo o setor comercial e industrial responsável por aproximadamente 90% deste futuro mercado de eficiência energética.

Além desta realidade, constata-se que os investimentos em conservação de energia no Brasil, vêm sendo adiados devido a uma variedade de fatores, sendo considerado um dos mais salientes, o problema das tarifas subsidiadas em várias categorias de consumidores. Devido a este fator e a instabilidade econômica, os investimentos em eficiência energética vêm sendo taxados como não econômicos ou de grande risco. Embora significativo aumento tarifário tenha ocorrido nos últimos anos, o Brasil continua a ter preços de geração e transmissão abaixo do custo econômico, e em termos de conservação, preços distorcidos não criam incentivos corretos de longo prazo para os consumidores reduzirem seus custos com energia. Estas considerações levam a subentender que muitas das dificuldades enfrentadas pelo PROCEL e pelos esforços de conservação, no setor elétrico nacional, originam-se da falta de uma estrutura regulatória adequada.

A fim de ultrapassar as debilidades da situação atual em relação a questão da conservação de energia, a consultora britânica COOPERS & LYBRAND, apresentou em seu relatório algumas conclusões e recomendações. Primeiramente, concluiu-se que os esforços em conservação de energia no Brasil ainda estão em fase inicial, havendo um significativo potencial para a conservação, tanto do lado da fonte quanto do

lado da demanda e dada a multiplicidade de agentes envolvidos nesta complexa situação, sustenta-se a existência de uma agência de coordenação central responsável pela conservação de energia, podendo também ser benéfico, criar agências de coordenação a nível estatal. Portanto, será particularmente importante fortalecer o papel institucional do PROCEL através de garantia efetiva, sendo propostas por três opções:

- PROCEL como um ramo executivo do governo.
- PROCEL como um departamento da ANEEL.
- PROCEL como parte da organização sucessora da ELETROBRÁS.

Referente aos consumidores, constata-se que por uma razão ou outra, estes são muitas vezes relutantes/mal informados para investir em eficiência energética. Para esta questão, recomenda-se o estímulo à criação de ESCOs, que devem ter papel mais ativo em identificar oportunidades de racionalização e em contratos de serviço com usuários finais para implementar programas de conservação de energia. O desenvolvimento de ESCOs parece ser um bom caminho para negociar com a natureza fragmentada das oportunidades de conservação, segundo as experiências internacionais.

A respeito da estrutura regulatória, sugere-se adotar uma nova forma de controle de preços para distribuição e varejo, procurando incorporar elementos de rendimento fixos e variáveis na sua fórmula, como ocorre na sugerida metodologia do *Price Cap*. Este mecanismo procura garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, propondo que as fórmulas que determinarão o nível máximo das receitas a serem colhidas pelas companhias, deverão conter componentes fixos e variáveis. Para o caso das empresas de distribuição, somente uma parte da receita estaria ligada ao volume de energia distribuída, pois alguns custos são fixos e não alteram-se com as variações do volume de energia comercializado.

Se isto for feito corretamente, companhias de distribuição e varejo se tornarão mais indiferentes aos efeitos da conservação da energia sobre os seus rendimentos. A adoção deste dispositivo inibiria o desejo das companhias em incentivar o gasto de energia por parte dos seus consumidores, uma vez que a receita não estará vinculada totalmente ao volume de energia vendida. Essa medida, se realmente adotada, contribuirá significativamente para a conservação de energia, pois o desacoplamento de lucros e vendas constitui-se num mecanismo eficiente de conservação de energia, muito utilizado na Califórnia, por exemplo (JANNUZZI e SWISHER, 1997).

Além do controle de preços, metas de economia de energia específicas para a concessionária de distribuição, combinadas com a ANEEL, podem ser realizadas, onde as companhias podem ser solicitadas a reunir fundos fornecidos sob sua fórmula de controle de preço. Ao encontro desta recomendação, está a nova cláusula nos contratos de concessão, obrigando as concessionárias a investirem um valor mínimo de seus rendimentos anuais em conservação de energia, comentada anteriormente.

### **2.2.3 - O Planejamento, a Reestruturação e a Conservação de Energia**

As mudanças introduzidas pelo processo de reestruturação causarão impactos ideológicos, econômico-financeiros e empresariais diretos sobre as empresas do setor de energia elétrica e conseqüentemente aos consumidores, sociedade e meio ambiente. Portanto, torna-se necessário analisar este novo contexto sob uma perspectiva mais ampla.

Entre os vários efeitos da reestruturação, salienta-se a forte tendência para o interesse em centrais térmicas. Estas centrais, devido a características específicas como menor investimento inicial, menor prazo de implantação e maior flexibilidade operacional (WASHINGTON, 1996), provocam maior atratividade nos investidores de geração. Também, a introdução da figura do produtor independente levará a uma maior opção pela adoção de unidades térmicas, até pelo próprio fato de serem mais



apropriadas para este caso. Porém, a geração térmica contribui significativamente aos desgastes ambientais, principalmente se o combustível utilizado for o carvão, como visto anteriormente. Provavelmente, este será um ponto negativo da reestruturação sob a perspectiva ambiental; lembrando ainda, que a poluição provocada pelas emissões será considerada uma situação nova para a sociedade brasileira, pois a característica do setor elétrico nacional até então é predominantemente hídrica, o que não implica neste tipo de problema.

Outro aspecto a ser analisado é o fator de risco, que neste novo ambiente passa a ter maior peso nas decisões de investimento, pois o desenvolvimento de projetos no setor elétrico demanda vultuosos investimentos, longo prazo de maturação e consequentemente elevado risco. O fator incerteza deverá ser incorporado no planejamento das empresas sujeitas a um mercado competitivo, traduzido por uma adequada avaliação de risco dos negócios.

Considerações como estas, mostram que a reestruturação também passará a afetar o planejamento dos sistemas elétricos; sugerindo que neste novo ambiente, um estilo de planejamento mais amplo seja adotado, o qual procure trabalhar com um número maior de variáveis como o fator incerteza, conflito de interesses dos diversos grupos que participam do setor, risco, meio ambiente, aspectos sociais, novas opções de oferta, gerenciamento da demanda, eficiência energética.

GOMES (1998) afirma que a competitividade deverá estar ligada aos novos padrões das relações sócio-econômicas que estão emergindo nas atividades empresariais. Variáveis como o respeito ao consumidor e a preocupação com o meio ambiente provavelmente serão incorporadas no pensamento empresarial. O planejamento deverá apresentar caráter mais inovativo e criativo, tornando as empresas mais ágeis para enfrentar um ambiente mais dinâmico e competitivo. Neste novo contexto o planejamento integrado da oferta e demanda tenderá a substituir os métodos tradicionais de atendimento, sendo focalizado como uma oportunidade de melhorar o desempenho empresarial das concessionárias de energia elétrica.

Assim, o Planejamento Integrado de Recursos - PIR, vem sendo indicado como alternativa adequada no novo ambiente, onde a empresa procura delinear suas estratégias levando em conta objetivos sociais, ecológicos, econômicos, financeiros e de qualidade do produto.

#### **2.2.4 - Conclusões**

Neste capítulo foram discutidos inicialmente, com base em experiências internacionais, os efeitos do processo de reestruturação do setor elétrico sobre a conservação da energia, verificando que na maioria dos casos, as preocupações com o meio ambiente não têm sido uma diretriz neste processo e que, a consideração dos objetivos ambientais surgem apenas como resultados de fortes pressões de grupos ambientais.

A competitividade introduzida pela reestruturação, provoca implicações negativas e positivas sobre a conservação de energia. O efeito negativo de maior peso refere-se à associação da conservação de energia à perda de rendimentos da concessionária. Porém, segundo especialistas da área, este impacto pode ser minimizado pela regulação que encorajar as concessionárias a aplicar o princípio de preço baseado no custo marginal de produção de energia elétrica. Os efeitos positivos referem-se a dois fatores: o oferecimento de Serviços de GLD como novo ramo de negócios sob uma perspectiva de curto prazo; e o uso do GLD para postergar a necessidade de expansão do sistema de transmissão e distribuição existentes sob uma perspectiva de médio e longo prazos. Sob a ótica da reestruturação, conclui-se que as mudanças propostas estão exigindo que a conservação de energia assuma nova postura, a fim de identificar e aproveitar as possibilidades em que os programas possam ser implementados e bem sucedidos, direcionando esforços para ultrapassar as barreiras impostas por este novo ambiente.

Em relação ao cenário nacional, pode-se concluir que a utilização do GLD ainda é muito limitada, porém acredita-se que o estímulo dado pelo poder regulador em

cobrar das concessionárias projetos de conservação de energia, levará estas empresas a descobrir mais rapidamente o potencial associado principalmente ao GLD, o que pode transferir gradualmente a idéia de *Obrigatoriedade* para *Oportunidade*.

Conclui-se por fim, que os efeitos da reestruturação em termos de planejamento do setor elétrico, sugerem um modelo que acrescente novas variáveis no seu desenvolvimento, indicando o Planejamento Integrado de Recursos como alternativa adequada ao novo ambiente.

## CAPÍTULO 3 PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

Este capítulo apresenta uma noção geral sobre o Planejamento dos Sistemas Elétricos de Potência no cenário nacional e a participação da Conservação de Energia no seu desenvolvimento. A necessidade de um novo enfoque sobre Planejamento é discutida, direcionando-se ao Planejamento Integrado de Recursos - PIR. Sob a perspectiva do PIR, é analisada a sua ferramenta mais característica: o Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD.

### 3.1 - Planejamento Tradicional dos Sistemas Elétricos

A meta principal do planejamento dos sistemas de potência é atender as necessidades de energia elétrica dos consumidores, tão economicamente quanto possível, dentro de padrões compatíveis de segurança e qualidade. Esta tarefa exige diversos estudos, de modo a equacionar o crescimento da demanda com os menores custos possíveis, ao mesmo tempo em que são consideradas restrições ambientais e financeiras (BORENSTEIN e CAMARGO,1997).

O planejamento do setor elétrico está inserido no planejamento global da economia brasileira, devido à essencialidade da energia elétrica em âmbito social e econômico. Particularmente, o planejamento da expansão dos sistemas elétricos, em função da característica de suas obras, muitas das quais de grande porte e longa maturação, exige vultosos investimentos a curto prazo a fim de prevenir maiores prejuízos a longo prazo, implicando na necessidade de conciliação entre objetivos sócio-econômicos de curto e longo prazo. Esta atividade relaciona-se às decisões de aumento da capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica, sendo considerada como etapa estratégica. Nesta fase busca-se determinar quais as decisões a serem tomadas, considerando um ou mais cenários possíveis de crescimento do mercado de

energia elétrica, de tal forma que o consumidor final seja atendido sob as condições de custo mínimo e com um serviço de qualidade adequada (ELETROBRÁS, 1992).

Basicamente, o processo de planejamento da expansão está relacionado ao equacionamento de três questões:

- Quando haverá necessidade de expandir os sistemas elétricos?
- Como e onde deverá ser feita a expansão necessária?
- De quanto deverá ser a expansão dos sistemas elétricos?

Em relação à primeira questão, o cenário de demanda tem importância fundamental, pois é através dele que serão impostas as ações necessárias de expansão da oferta. A incerteza no mercado consumidor constitui-se no grande desafio metodológico e processual do planejamento da expansão do sistema elétrico, no sentido de compatibilizar a qualidade e os custos do serviço de energia elétrica. Demandas futuras acima das previstas no planejamento podem acarretar medidas extremas de racionamento ao consumidor final, devido ao desequilíbrio da oferta/demanda. Por outro lado, demandas futuras abaixo das previstas podem induzir decisões de expansão irreversíveis, devido à antecipação de investimentos que poderiam ser mais úteis em outros segmentos do setor elétrico (ELETROBRÁS, 1992).

A segunda questão tem o desafio de escolher os recursos energéticos mais econômicos, a fim de garantir uma expansão da oferta ao mínimo custo e, como consequência, obter a localização destes recursos, as demandas de viabilização da sua inserção sócio-econômica e da transmissão da energia associada. Para a última questão, a resposta relaciona-se à definição dos critérios de qualidade e garantia de atendimento ao consumidor final. Observa-se que este ponto apresenta natureza conflitante, pois uma elevada qualidade de serviços exige pesados investimentos que, por sua vez, devem ser racionalizados para permitir baixos custos finais da produção, transmissão e distribuição da energia elétrica. Aqui, cabe à sociedade, via órgão regulador,

arbitrar o nível de qualidade do serviço de energia elétrica que está disposta a pagar (ELETROBRÁS, 1992).

### **3.1.1 - Previsão do Mercado Consumidor**

Devido às suas características, as decisões de investimentos financeiros sobre o setor elétrico, apresentam retorno após um período não muito curto, muitas vezes em torno de uma década ou mais. Portanto, para este setor, a Previsão de Mercado é diretriz no processo de planejamento, ou seja, este é realizado em função dos possíveis cenários de demanda de energia elétrica, a fim de obter como resultado um plano de planejamento condizente com as necessidades reais de eletricidade (ELETROBRÁS, 1992).

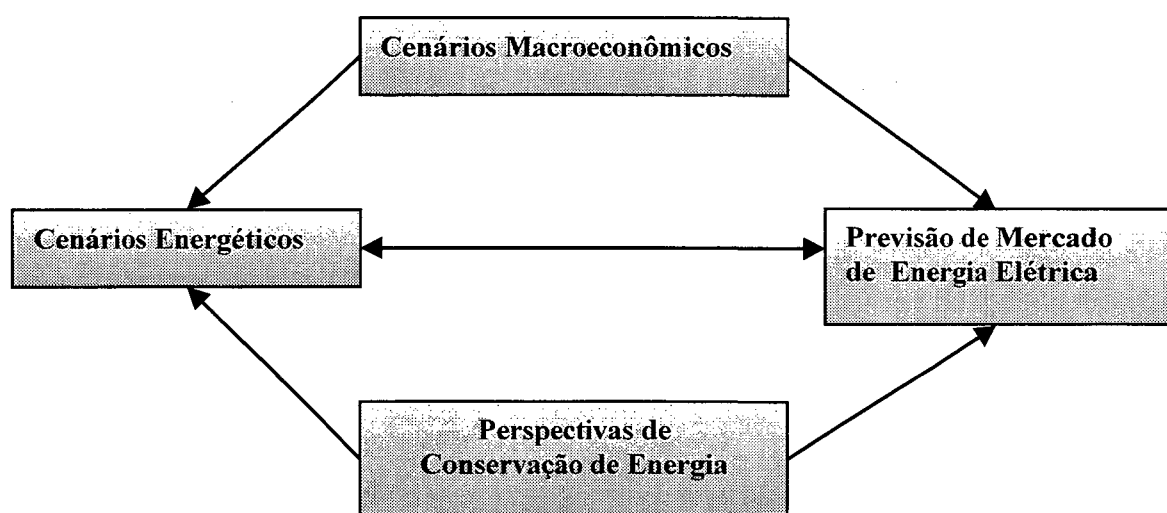
Os estudos de mercado de energia elétrica são elaborados com base em hipótese sobre a evolução dos preços dos energéticos e de um conjunto de variáveis macroeconômicas, demográficas e de domicílios, além de informações sobre as perspectivas de novos contratos de suprimento de porte significativo e sobre programas setoriais específicos, a nível federal e estadual. Também leva-se em conta o comportamento do mercado no passado recente, considerando-se além das tendências, eventuais distorções das séries históricas, devido à inadequação do atendimento (ELETROBRÁS, 1992).

### **3.1.2 - Planejamento da Expansão e Conservação de Energia**

Dentre os vários objetivos a serem alcançados pelo planejamento da expansão do sistema elétrico nacional, destaca-se o seguinte (ELETROBRÁS, 1992):

*“Prever as ações necessárias sobre a formação da demanda, ampliando o escopo de atuação do planejamento, principalmente no que se refere às ações de Conservação e Racionalização, resultando numa elevação da Eficiência no Uso da Energia Elétrica.”*

Neste contexto, realizam-se estudos específicos sobre os principais setores industriais e sobre as possibilidades de racionalização do emprego dos recursos energéticos disponíveis, mediante adoção de mecanismos para promover a conservação e substituição entre energéticos. Os estudos de conservação de energia no Brasil, participam da metodologia de previsão de mercado conforme o fluxograma mostrado na figura 3 (ELETROBRÁS, 1992).



**Figura 3: Participação da Conservação de Energia no Planejamento dos Sistemas Elétricos Brasileiros**  
 Fonte: ELETROBRÁS (1992)

Os cenários de demanda resultantes deste estudo estão associados aos hábitos de consumo e ao padrão dos equipamentos elétricos atualmente existentes no país, o que permite observar que não são conservativos. Com base nos estudos de previsão de mercado, o PROCEL estima as quantidades de energia que poderão ser conservadas ao longo do período em análise; e após a subtração dos valores estimados pela

conservação e da parcela referente à autoprodução, determina-se o possível cenário de demanda de energia elétrica que deverá ser suprida pelo sistema elétrico.

Estudos de planejamento realizados pela ELETROBRÁS em conjunto com o PROCEL, estimaram economias de demanda de eletricidade variando de 10 a 13% da demanda de eletricidade total estimada para o ano 2015 nos cenários projetados, devido à consideração de políticas de conservação de energia (ELETROBRÁS, 1992).

### **3.1.3 - Planejamento da Expansão da Distribuição de Energia Elétrica**

Segundo a Metodologia de Planejamento da Expansão da Distribuição apresentada no Plano 2015 (ELETROBRÁS, 1992), o objetivo do planejamento da distribuição é atender tanto o crescimento vertical (densidade) quanto o crescimento horizontal (novos consumidores) da carga, programando novas obras viáveis técnico e economicamente. Sob esta ótica, é essencial organizar uma hierarquia dos Estudos de Longo Prazo para os Estudos de Curto Prazo, orientando as decisões de investimento através de metodologias compatíveis e coerentes. Estes planos dependem do detalhamento do horizonte do estudo a analisar, da disponibilidade de dados sobre a rede atual e da evolução da carga no tempo. A complexidade dos fatores envolvidos, está vinculada a variáveis de difícil equacionamento, como por exemplo o crescimento sócio-econômico da região (que afetará a localização temporal e espacial da carga) e o surgimento de novas tecnologias.

A hierarquização do planejamento da distribuição pode ser efetuada do seguinte modo:

#### **a) Estudos de Longo Prazo**

Estes estudos contemplam de 10 a 20 anos a frente, simplificando a topologia da rede com a finalidade de estudar linhas mestras da expansão; novas subestações e



novos alimentadores primários. As diretrizes de longo prazo devem considerar metas de redução de perdas elétricas e aumento da eficiência energética da distribuição. As definições técnicas básicas incluem os níveis de tensão a serem adotados, a configuração, os padrões, etc., prevendo ainda a evolução dos materiais e equipamentos. Nesta etapa devem ser revistos também os critérios adotados, como níveis de carregamento, por exemplo.

#### b) Estudos de Médio e Curto Prazos

Num horizonte de 5 a 10 anos, são realizados os estudos de médio prazo que incluem a evolução da configuração do sistema: subestações e as redes primárias urbana e rural. Devem ser observadas as decisões de investimento de longo prazo, projetando as etapas de evolução da expansão da rede atual, determinando o plano de obras distribuídas no tempo e no espaço. O produto final são os novos circuitos requeridos, divisões de circuitos existentes, troca de transformadores, etc., representando as necessidades globais por área de estudo e tipo de obra. Finalmente, com base nos planos de expansão, normalmente decenais, é definido o programa de obras para o primeiro ano do horizonte.

As etapas para o processo de planejamento envolvem:

- 1) Diagnóstico do sistema atual: são avaliadas as condições físicas e elétricas da distribuição, sob a ótica dos critérios de planejamento adotados. Estas condições são analisadas em condições normais e em regime de contingência.
- 2) Previsão de carga: através de análise do histórico e de sua projeção. Os consumidores de baixa tensão são agrupados nos transformadores de distribuição e os consumidores de alta tensão são localizados nos alimentadores primários. A previsão de carga deve considerar tanto o crescimento horizontal quanto o crescimento

vertical das cargas. Mudanças na tendência de consumo do mercado devem ser devidamente observadas.

- 3) Simulações do desempenho do sistema e formulação de alternativas de expansão: devem ser efetuadas com o auxílio de programas computacionais (cálculo de perdas elétricas, índices de continuidade, fluxo de carga, etc.) A configuração atual será analisada frente à demanda prevista na etapa anterior. Se necessário, devem ser propostas alternativas de expansão que assegurem o atendimento das metas de qualidade de serviço previstas. Estas alternativas devem ser compatíveis com as metas do planejamento de maior prazo.
- 4) Análise técnico-econômica das alternativas: realizada para determinar a melhor solução. Uma função custo incluirá os investimentos anualizados e as despesas anuais de exploração (operação e manutenção, perdas, energia não suprida).
- 5) Otenção do plano de expansão: baseado na alternativa selecionada é efetuada uma proposta de obras apresentando as necessidades de expansão e melhoras do sistema elétrico.

### **3.2 - Planejamento dos Sistemas Elétricos: Novo Enfoque**

O planejamento dos sistemas elétricos de potência, conta com várias fontes de incertezas durante seu desenvolvimento. Muitas variáveis que devem ser consideradas neste processo precisam ser previstas, tornando-se condições de incerteza, como:

- Previsão de demanda de energia elétrica.
- Preços de combustíveis.
- Custos de construção.
- Disponibilidade e preço da energia a ser comprada de outras empresas.
- Pressões ecológicas crescentes.
- Dimensão econômica-política-social do país.

Em conjunto a estes fatores, somam-se ainda as mudanças trazidas pela reestruturação do setor elétrico, que insere este num ambiente mais aberto e competitivo, como visto anteriormente. Este conjunto de condições formado por incertezas e transformações, naturalmente também afeta o planejamento do setor elétrico, sugerindo que este assuma uma postura mais dinâmica, englobando características de Gerenciamento Estratégico, onde procura-se continuamente monitorar o planejamento, adaptando a empresa às mudanças ocorridas no ambiente onde ela atua (BORENSTEIN e CAMARGO, 1997).

Segundo CAMARGO (1999), neste novo ambiente, questões ligadas à gerência de mercado, gestão ótima de recursos naturais, qualidade no suprimento, aspectos sociais e ecológicos, controle social das organizações e o próprio gerenciamento estratégico das organizações induzem a um novo modelo de planejamento. Além destes fatores, o planejamento dos sistemas elétricos deverá acrescentar outros dois condicionantes na sua análise:

- Maior diversidade de opções, incluindo alternativas pelo lado da demanda.
- Objetivos conflitantes dos diferentes grupos detentores de interesse.

### **3.3 - Planejamento Integrado de Recursos - PIR**

O Planejamento Integrado de Recursos - PIR define-se como o desenvolvimento combinado da oferta de eletricidade e de opções de gerenciamento do lado da demanda (GLD), para fornecer serviços de energia a custo mínimo, incluindo custos sociais e ambientais. Este tipo de planejamento incorpora o esforço de se contabilizar o potencial de recursos em melhorias do uso de energia com o mesmo rigor empregado para se inventariar os recursos de oferta de energia.

O planejamento com enfoque moderno apresenta a necessidade de considerar objetivos econômicos, sociais e ambientais. Requer para isso a utilização de um pro-

cesso de planejamento mais complexo, que integre esses objetivos quase sempre conflitantes e ao mesmo tempo, considere a utilização dos recursos energéticos alternativos e convencionais, o mais amplamente possível. O PIR procura integrar uma gama mais ampla de opções tecnológicas, incluindo tecnologias para a eficiência energética e a gestão da carga no lado da demanda, assim como fontes de geração descentralizadas e produtores independentes; também procura integrar uma faixa mais ampla dos componentes de custo, incluindo custos ambientais e outros sociais, dentro da avaliação e da seleção das alternativas técnicas (JANNUZZI e SWISHER, 1997).

NADEL et al. (1995), definem o PIR como um planejamento que tem por finalidade, alcançar custos globais menores dos que resultariam apenas da consideração das opções do lado da oferta. Segundo os autores, os programas de GLD são um dos aspectos mais importantes de um PIR. Ressalta-se que o PIR é muito mais do que um programa de GLD, pois inclui muitas medidas do lado da oferta, variando desde plantas de energia tradicionais até as mais inovadoras fontes de fornecimento, tais como compras de eletricidade, plantas independentes, co-geração e fontes renováveis de energia.

CAMARGO (1999) comenta que o PIR trata a demanda como uma variável que pode ser alterada incentivando a conservação e a eficiência, propicia mais opções para a economia de combustíveis, diminui custos globais e reduz os impactos ambientais de uma maneira que não seria possível, caso fossem consideradas apenas alternativas do lado da oferta. Também favorece a minimização do risco associado ao planejamento, pois procura atender a demanda com maior número de alternativas e não apenas com a expansão da capacidade.

Em resumo, pode-se dizer que o planejamento elétrico tradicional tem procurado expandir os recursos da oferta com o propósito de atender ao crescimento da demanda com segurança, minimizando os custos econômicos desta expansão. Neste planejamento, os planejadores levam em consideração a demanda a ser satisfeita, a confiabilidade a ser atingida, as políticas e regulamentos governamentais a serem

respeitados. Assim são selecionados os tipos de combustíveis, as usinas de energia, os sistemas de distribuição e padrões, e as compras de energia que permitirão alcançar estes objetivos sob o requisito de mínimo custo econômico. As opções são selecionadas apenas do lado da oferta, ou seja, opções para fornecer mais capacidade. Já o PIR procura incorporar na abordagem do planejamento tradicional diversos estágios adicionais, implicando em considerações como (NADEL et al., 1995):

- 1) Avaliar todas as opções, a partir de ambos lados da oferta e da demanda, numa maneira harmonizada e consistente.
- 2) Minimizar os custos para todos os investidores (e não só os custos para a concessionária).
- 3) Criar um plano flexível que permite incertezas e ajustes em resposta à mudanças de circunstâncias.

No PIR, as metas principais referem-se ao serviço confiável, a eficiência econômica, a proteção ambiental, e a equidade. O serviço confiável necessita do balanceamento entre interesses dos consumidores e investidores, ou seja, balancear a qualidade de serviço contra o custo. A equidade necessita do balanceamento dos interesses de várias classes de consumidores, tanto quanto dos interesses de gerações presentes e futuras. A eficiência econômica está baseada no critério de custo mínimo, porém neste enfoque, procura-se considerar os custos relativos aos danos sociais e ambientais com maior significância.

Com a utilização do PIR, pretende-se criar um ambiente econômico mais favorável para o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias de uso final eficientes, tecnologias limpas e tecnologias de produção de energia menos centralizadas, incluindo fontes renováveis. Trabalhar com PIR significa que estas opções serão consideradas e com a inclusão dos custos ambientais estas alternativas poderão parecer mais atraen-

tes quando comparadas às opções de oferta tradicionais. A implementação do PIR requer em geral as seguintes etapas:

- Coleta de dados confiáveis sobre os padrões de uso-final da eletricidade e alternativas técnicas para melhorar suas eficiências energéticas ou perfil de carga (o tratamento da demanda deve ser mais em termos dos serviços de energia do que estritamente em kW).
- Definição e projeção das demandas por serviços de energia.
- Cálculo dos custos das alternativas do lado da demanda e dos impactos sobre a curva de carga.
- A comparação dos custos das alternativas do lado da demanda com os custos e impactos ambientais das ofertas de eletricidade (alternativa e convencional).
- A elaboração de um plano integrado de opções de oferta e ações no lado da demanda que satisfaçam critérios de custo e qualidade ambiental.
- Implementação do plano.

A seguir, apresenta-se uma síntese das principais etapas do processo PIR (JANNUZZI e SWISHER, 1997):

#### a) Coleta de Dados e Previsão de Demanda

A etapa de projeção de demanda de energia elétrica num PIR caracteriza-se como um processo complexo, que necessita de um alto nível de detalhe e informações de qualidade, exigindo muitas vezes pesquisas de campo, utilização de questionários, auditorias e medições energéticas, dados sobre vendas de eletrodomésticos, etc.

Para a realização desta etapa, utiliza-se o Modelo de Usos Finais como método de projeção de demanda de energia elétrica. O principal objetivo deste tipo de análise

é criar uma descrição quantitativa da estrutura tecnológica do uso da energia, iniciando com uma estimativa atual da demanda desagregada por serviços de energia e a partir desta base, propor cenários futuros. Esta metodologia possibilita através do conhecimento detalhado das características das cargas consumidoras, melhor identificar oportunidades onde programas de GLD e de eficiência energética possam ser implementados e quais usos finais e setores de consumo devem ser priorizados.

O modelo por Uso Final procura obter a projeção da demanda de energia elétrica de forma desagregada, por uso final de cada classe de consumidor. As projeções são feitas por “serviços de energia” (iluminação, condicionamento de ar, etc), considerando as bases tecnológicas que suprem estes serviços de energia e os fatores sócio-econômicos associados.

#### b) Análise das Alternativas do Lado da Demanda

Após a identificação dos programas de conservação de energia possíveis de serem implementados, torna-se necessário avaliar os seus efeitos sobre a curva de carga, assim como os custos associados. A avaliação das conseqüências destes programas verifica a resposta dos consumidores em relação aos diferentes tipos de níveis de informação e incentivos. Os programas podem ser avaliados sob a perspectiva do Processo e do Impacto.

A Avaliação do Processo refere-se a avaliar o desempenho de um programa, comparando os objetivos projetados com os realmente ocorridos. Procura identificar as barreiras enfrentadas e quais etapas do programa que foram satisfatórias. Este tipo de avaliação é qualitativa, baseada em entrevistas e focaliza sobre as operações do programa, procurando sugerir melhorias para o desempenho de programas futuros.

A Avaliação do Impacto examina os resultados do programa em relação à energia conservada e carga reduzida. Procura-se analisar a relação custo/benefício, assim como taxas de participação e aceitação dos programas pelos consumidores. É impor-

tante ressaltar que a relação custo/benefício dos programas de GLD depende da penetração de mercado que determinado programa consegue atingir através do tempo, dos custos administrativos e das incertezas associadas às implementações.

Avaliar o impacto de um programa está associado a estimar a quantidade de economias que este pode gerar. Estas estimativas podem ser realizadas através de Análises Técnicas, as quais envolvem informações sobre características técnicas dos equipamentos e dados de participação dos consumidores no programa. Nesta avaliação, também é necessário considerar todos os custos relacionados à implementação do programa, sejam diretos ou indiretos, sendo a definição destes dada por:

- Custos Diretos: incluem os custos diretamente associados às medidas de eficiência, como por exemplo, num programa de descontos, referem-se à quantidade gasta pela concessionária para subsidiar a compra de um novo equipamento.
- Custos Indiretos: incluem os custos fixos e variáveis do gerenciamento do programa, como por exemplo novamente num programa de descontos, os custos da campanha de informação, salário da equipe envolvida, custos de avaliação e monitoramento dos resultados do programa.

O desempenho de um programa de conservação de energia está relacionado à Economia Líquida (EL) que pode causar. Estas economias são obtidas por:

$$EL = COE - CTP \quad (1)$$

Onde:

$$\text{Custo de Oferta Evitado (COE)} = \text{Carga Evitada} \times \text{Custo de Oferta} \quad (2)$$

$$\text{Custo Total do Programa (CTP)} = \text{Custos Diretos} + \text{Custos Indiretos} \quad (3)$$



A relação custo/benefício RCB é dada por:

$$RCB = CTP / COE \quad (4)$$

c) Integrar Opções do Lado da Oferta e da Demanda

Como já visto, o PIR propõe a elaboração de um plano que incorpore programas de eficiência energética e de GLD em conjunto com opções de oferta de energia elétrica. Trabalhar com estas perspectivas acentua a necessidade de que os critérios utilizados para a comparação e seleção entre estas alternativas, devem incorporar os custos sociais e ambientais referentes a cada uma delas, procurando acentuar cada vez mais no processo de planejamento, a consideração da interrelação do setor elétrico com a sociedade e o meio ambiente.

No planejamento tradicional da expansão, o principal critério do custo é a renda esperada com as vendas de eletricidade, que deve ser suficiente para cobrir todos os custos dos serviços e dar um retorno aceitável aos investidores. No PIR, além deste critério, os impactos ambientais e sociais são levados em consideração, procurando-se monetarizá-los adequadamente.

Se os custos ambientais, não podem ser monetarizados de forma segura, eles podem ser considerados proporcionais às emissões que originam (cada kWh de eletricidade produzida pode estar associado a taxas de emissões para cada poluente gerado, no caso da termelétrica) ou área alagada (subtraída da agricultura, no caso da hidrelétrica). Os custos ambientais podem ser utilizados para classificar as novas fontes de recursos energéticos de acordo com o custo da emissão evitada, ou pela adição de impostos aos custos de produção de eletricidade, de acordo com o grau de poluentes da fonte. Estes custos também podem ordenar o despacho das usinas, dando prioridade às menos poluidoras. Este método denomina-se Despacho Ambiental e geral-

mente acrescenta uma componente ao custo variável de operação da usina na proporção das suas emissões.

O processo de seleção entre as opções baseia-se no Custo Marginal de Longo Prazo<sup>4</sup>, onde o cenário que apresentar alternativas de menor custo tem preferência, concedendo ao PIR um carácter de planeamento de custo mínimo.

### **3.3.1 - Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD**

Alcançar o uso eficiente de energia elétrica através da alteração dos hábitos dos consumidores, refere-se ao Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Segundo BORENSTEIN e CAMARGO (1997), o GLD compreende o planeamento, implementação e acompanhamento de atividades ou estratégias que visam modificar a curva de carga dos consumidores. O Gerenciamento pelo Lado da Demanda constitui-se como uma das alternativas mais características do Planeamento Integrado de Recursos.

Os sistemas elétricos de uma forma geral possuem uma característica marcante, pois o perfil de demanda caracteriza-se por apresentar dois momentos distintos de solicitação de energia: o horário de ponta, com demanda concentrada num curto intervalo de tempo e o horário fora de ponta, com demanda distribuída ao longo do restante do dia. Essa configuração de carga, requer do sistema elétrico, uma capacidade suficiente para atender as máximas demandas do horário de ponta, período no qual a probabilidade de problemas é maior, permanecendo esta capacidade muitas vezes ociosa no horário fora de ponta. Considerando esta particularidade do sistema elétrico, os programas de GLD apresentam como objetivos:

- Incentivar o consumidor a usar a eletricidade em períodos favoráveis, ou seja, nos períodos em que o sistema não esteja tão sobrecarregado.
- Dificultar o uso em períodos críticos.

- Deslocar a carga para períodos mais favoráveis, quando possível.

Embasados nestes objetivos, um programa de GLD inclui medidas que visam, principalmente, otimizar o uso do sistema elétrico existente, postergando assim, a necessidade de novas instalações.

Os programas de GLD procuram promover mudanças nos padrões de uso da eletricidade como alteração de hábitos, horários de utilização de equipamentos, tempo de utilização de equipamentos; assim como mudanças nas características técnicas dos equipamentos (tecnologias mais eficientes). Estes programas são atividades desenvolvidas e implementadas principalmente pelas Companhias de Eletricidade, embora experiências mostrem programas de GLD realizados através de incentivos governamentais, como regulações e padrões de eficiência (JANNUZZI e SWISHER, 1997). Segundo NADEL et al. (1995), numerosos estudos na China e em outros países, têm concluído que os programas de GLD podem reduzir o uso da eletricidade e a demanda de ponta de 20 a 40%.

Conservar energia através de GLD relaciona-se a uma maior interação entre a concessionária de energia elétrica e os consumidores, sendo necessário que a concessionária conheça a estrutura do perfil de carga e as tecnologias de uso final (iluminação, força motriz, aquecimento de água, etc.) para determinar o programa mais apropriado para cada tipo de consumidor (substituição de lâmpadas, motores eficientes, aquecimento solar, etc.). Conhecimento detalhado dos usos finais (características e particularidades), maior contato e melhor relacionamento com os consumidores são fatores essenciais para o sucesso de um programa de GLD.

O processo para projetar e implementar os programas de GLD, consiste geralmente dos seguintes passos:

- Identificar os setores, usos-finais e as medidas de eficiência necessárias.

---

<sup>4</sup> Custo Marginal de Longo Prazo: Custo de produzir a próxima unidade considerando a expansão da capacidade

- Compreender os impactos causados pelas medidas que serão adotadas, em relação aos setores, à concessionária e ao mercado.
- Desenvolver o programa.
- Análise de custo/benefício do programa.
- Implementação e avaliação dos programas.

### 3.3.2 - Tipos de programas de GLD

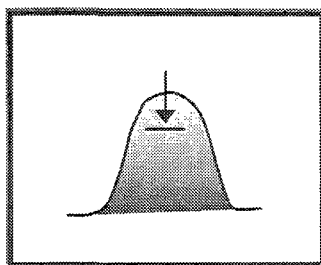
Os programas de GLD podem ser divididos em dois grupos básicos (BORENS-TEIN e CAMARGO, 1997):

- Programas que possibilitam o Controle Direto da carga do consumidor .
- Programas que visam mudar os Hábitos de Consumo através de esforços de marketing, campanhas educativas e sinal de preço (estrutura tarifária).

Sob esta divisão básica, os programas geralmente classificam-se em:

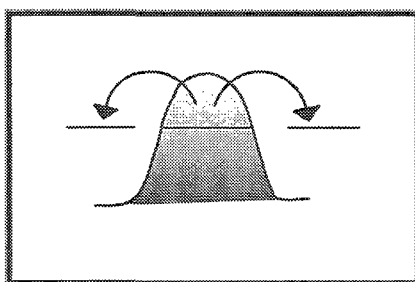
a) Gerenciamento de Carga: a forma da curva de carga pode ser alterada pelas seguintes maneiras:

- Corte da ponta: programas para alívio da carga, controle direto da carga, tarifas variáveis no tempo. Observar a figura 4.



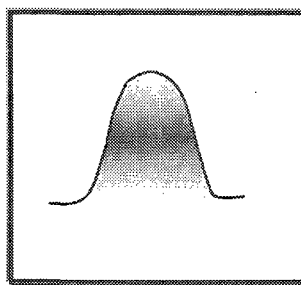
**Figura 4: Corte de Carga**  
**Fonte: BORENSTEIN e CAMARGO (1997)**

- Deslocamento da carga: programas para armazenamento de energia térmica, tarifas variáveis no tempo, controle de equipamentos (ciclos de funcionamento). Observar a figura 5.



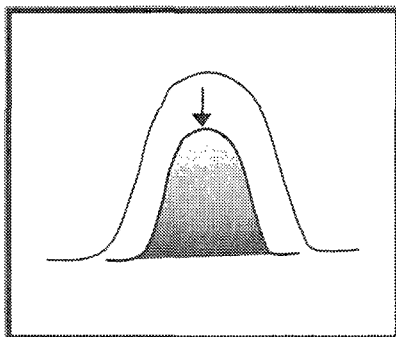
**Figura 5: Deslocamento de Carga**  
**Fonte: BORENSTEIN e CAMARGO (1997)**

- Curva de carga flexível: este conceito associa-se à confiabilidade do serviço. O programa oferece aos consumidores, a possibilidade de escolher vários níveis de qualidade em troca de incentivos financeiros. Neste caso, os programas referem-se a serviço de subscrição de demanda, preço variável com a confiabilidade e tarifas de interrupção. Observar a figura 6.



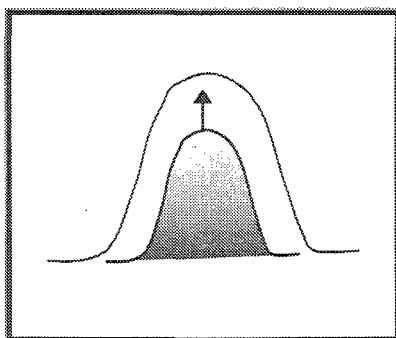
**Figura 6: Curva de Energia Flexível**  
**Fonte: BORENSTEIN e CAMARGO (1997)**

b) Conservação Estratégica: estes programas originam-se do interesse das concessionárias, em a modificar o uso final de energia. Os tipos de programas a serem empregados neste caso são: auditorias de energia, empréstimos subsidiados, uso final via energia solar, tarifas para conservação e co-geração. Observar a figura 7.



**Figura 7: Conservação Estratégica**  
Fonte: BORENSTEIN e CAMARGO (1997)

c) Crescimento Estratégico da Carga: neste caso, a modificação na curva de carga ocorre devido ao aumento nas vendas da energia elétrica, além do enchimento dos vales da curva de carga, sendo os programas referentes à utilização tarifas promocionais, novas tecnologias industriais intensivas em energia elétrica, parcela maior de mercado. Observar a figura 8.



**Figura 8: Crescimento Estratégico da Carga**  
Fonte: BORENSTEIN e CAMARGO (1997)

d) Geração pelos consumidores: refere-se ao uso de alternativas como geradores eólicos, energia solar, geradores em estado de reserva operativa, cogeração e pequenas centrais hidrelétricas.

### **3.3.3 - Principais Experiências com Programas de GLD**

Para a implementação dos programas de GLD, a experiência tem demonstrado o uso dos seguintes enfoques:

- Programas de educação do consumidor (MARQUES, 1997) (NOBRE, 1996).
- Programas envolvendo ação direta sobre o cliente (SILVA, 1998).
- Programas de cooperação, envolvendo grupos que podem influir na aceitação de programas de GLD (OLIVEIRA, 1998).
- Programas envolvendo promoções e publicidade através dos meios de comunicação, seminários, treinamento, impressão de folhetos e mensagens aos consumidores; objetivando informá-los das várias opções de eficiência energética, assim como sobre medidas de GLD apropriadas para uma dada empresa ou domicílio particular (PINTO, 1997).
- Incentivos diretos oferecidos pelas concessionárias, como empréstimos e descontos (MORET, 1996).
- Programas de Transformação de Mercado, que objetivam alterar o mercado para uma tecnologia particular ou serviço, até que esta nova tecnologia seja de uso suficientemente expressivo, sem a intervenção contínua da concessionária (incentivos aos fabricantes de equipamentos elétricos) (JANNUZZI e SWISHER, 1997).
- Programas envolvendo o uso de tarifas alternativas (ALVES, 1998), (BUISON, 1998) (OLIVEIRA, 1998).

Em relação às experiências apresentadas, observa-se que as concessionárias de energia elétrica tem-se interessado cada vez mais pela adoção de incentivos tarifários com o objetivo de gerenciar a demanda pelo lado do consumidor. Entre os incentivos que tem sido oferecidos destacam-se os seguintes (BORENSTEIN e CAMARGO, 1997):

- Tarifas de Interrupção: oferecem crédito aos consumidores, caso estes permitam que o suprimento de energia elétrica seja interrompido após um período especificado de tempo, que segue ao aviso da concessionária.
- Tarifas Variáveis no Tempo (*Time of Use - TOU*): taxam tanto a demanda como a energia de modo diferente ao longo de determinados períodos, refletindo variações nos custos de produção da empresa.
- Tarifas para Blocos Crescentes de Consumo: a concessionária incentiva o uso da energia elétrica com tarifas especiais para um maior consumo. Este tipo de tarifa é utilizada pelas concessionárias de energia elétrica que competem com outras formas de energia.
- Serviços de Subscrição de Demanda: a concessionária estabelece um certo nível firme de consumo e fornece um crédito aos consumidores, proporcional à diferença entre este nível e a ponta estimada dos mesmos. A concessionária terá permissão para, após um período de aviso, limitar o consumo do cliente ao nível de serviço subscrito por até 6 horas e no máximo 15 vezes por ano. Isto é feito via sinal remoto que aciona um disjuntor localizado nas instalações do usuário.
- Taxas para Demanda Coincidente: de modo análogo ao anterior, procura-se reduzir a demanda coincidente principalmente em horas de ponta de carga, estimulando o uso de determinados equipamentos nos períodos fora de ponta.



- Tarifa em Tempo Real: este tipo de tarifa procura estimar e sinalizar seus valores o mais próximo possível do consumo, por exemplo, um dia antes.
- Tarifas para o Desenvolvimento Econômico/Incentivos Industriais: tarifas especiais destinadas a certos setores responsáveis pelo desenvolvimento econômico.

### **3.3.4 - Avaliação dos Programas de GLD**

De acordo com BORENSTEIN e CAMARGO (1997), a efetividade econômica do programa de GLD e a sua influência sobre os lucros da empresa, podem ser avaliadas através da determinação dos impactos sob três aspectos:

- Sob a ótica da Sociedade.
- Sob a ótica dos Consumidores.
- Sob a ótica da Concessionária.

#### **a) Perspectiva da Sociedade**

A contribuição mais significativa dos programas de GLD para a sociedade encontra-se na redução da agressão ambiental, devido à utilização mais eficiente do sistema elétrico existente, assim como a postergação de novas unidades geradoras.

Além destes benefícios, outra característica inerente aos programas de GLD é o fato de possibilitar à sociedade a oportunidade de influir e participar no uso da energia elétrica.

## b) Perspectiva do Consumidor

Para os consumidores participantes dos programas, o benefício econômico reflete-se diretamente na redução da conta de energia. Para os consumidores de um modo geral, relaciona-se a um aumento evitado ou uma redução nas tarifas, devido à possibilidade de postergação de investimentos em novas instalações elétricas.

## c) Perspectiva da Concessionária

Do ponto de vista das concessionárias de energia elétrica, os programas de GLD causam influências no sistema elétrico sob dois aspectos: planejamento e operação.

Torna-se importante avaliar quanto pode ser postergado em capacidade geradora e em instalações de transmissão e distribuição; assim como é importante avaliar os efeitos do programa sobre a operação diária do sistema.

Programas de GLD que causam alterações na curva de carga através de mudanças induzidas nos hábitos de consumo de energia elétrica, devem ser considerados na fase de planejamento. Já os programas que permitem o controle direto da carga do consumidor podem ser considerados como um recurso operativo e devem ser analisados na operação do sistema da concessionária.

Sob a perspectiva da concessionária, para realizar a análise custo/benefício relativa aos programas de GLD, é fundamental computar todos os custos associados ao programa, incluindo uma possível diminuição de rendimentos, bem como avaliar todas as economias proporcionadas pelo programa, desde os custos evitados de oferta de energia elétrica até os benefícios financeiros proporcionados pela postergação de investimentos em novas obras.

### 3.4 - Conclusões

Neste capítulo discutiu-se inicialmente a questão do planejamento dos sistemas elétricos, salientando que a meta principal deste processo é atender as necessidades de energia elétrica dos consumidores, tão economicamente quanto possível, dentro de padrões compatíveis de segurança e qualidade. Em seguida, foi ressaltada a importância da previsão do mercado consumidor, sendo esta etapa considerada como diretriz no processo de planejamento.

Analisou-se também, a participação da conservação de energia no planejamento da expansão do setor elétrico nacional, evidenciando a grande importância do papel do PROCEL. Porém, sob o enfoque do planejamento tradicional do setor elétrico, esta participação atua com papel coadjuvante, pois até então, as técnicas de conservação de energia não se apresentam inseridas formalmente no planejamento das empresas de distribuição de energia elétrica.

Sob o enfoque do planejamento dos sistemas de distribuição, foram vistos os objetivos, a hierarquia dos estudos e suas etapas. Salienta-se que o planejamento dos sistemas de distribuição é afetado por fatores como mudanças de hábito de consumo e alterações das condições sócio-econômicas, devido à sua proximidade com o consumidor. Sob a ótica do consumidor, os fatores mais relevantes na operação deste sistema são a continuidade e qualidade do serviço, aliado a um custo tarifário compatível às suas necessidades.

Sob a perspectiva da reestruturação do setor elétrico, conclui-se que as mudanças que vêm sendo introduzidas estão expondo este setor a um ambiente mais aberto e competitivo, passando a exigir como conseqüência, que o planejamento deste setor apresente um comportamento mais dinâmico, procurando considerar no seu desenvolvimento novas variáveis, como objetivos ambientais, gerenciamento pelo lado da demanda e outros, a fim de melhorar o desempenho econômico e social destas empresas, assim como do setor elétrico como um todo.

Neste novo ambiente, o Planejamento Integrado de Recursos - PIR é sugerido como metodologia mais indicada, pois neste estilo de planejamento procura-se delinear as estratégias observando objetivos sociais, econômicos, técnicos, ambientais e de qualidade. O PIR define-se como o desenvolvimento combinado da oferta de eletricidade e de opções de gerenciamento do lado da demanda (GLD), para fornecer serviços de energia a custo mínimo, incluindo custos sociais e ambientais.

O PIR procura integrar uma gama mais ampla de opções tecnológicas, incluindo tecnologias para a eficiência energética e a gestão da carga no lado da demanda; considera a utilização dos recursos energéticos alternativos e convencionais, assim como fontes de geração descentralizadas e produtores independentes; também procura integrar uma faixa mais ampla dos componentes de custo, incluindo o custo das externalidades associadas à produção de energia elétrica.

Sob o enfoque do PIR, analisou-se a sua ferramenta mais característica, o Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD. O GLD compreende o planejamento, implementação e acompanhamento de atividades ou estratégias que visam modificar a curva de carga dos consumidores.

Foram analisados os tipos de programas de GLD, as principais experiências relacionadas à estes programas e as perspectivas das quais os programas de GLD devem ser avaliados.

## CAPÍTULO 4 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a Metodologia utilizada como suporte no desenvolvimento de cada etapa do Estudo de Caso a ser realizado neste trabalho, desde a caracterização do sistema a ser estudado até às análises econômicas finais.

### 4.1 - Considerações Gerais

Cabe ressaltar que este trabalho propõe um estudo simplificado de PIR, considerando apenas a utilização de programas de GLD no seu desenvolvimento. Conforme os fundamentos do PIR apresentados no capítulo anterior, uma análise completa para este tipo de planejamento consideraria ainda:

- Novas tecnologias destinadas à Eficiência Energética.
- Fontes Alternativas de Energia.
- Custos das Externalidades.
- Previsão de demanda utilizando o Modelo por Uso Final.

Como este trabalho baseia-se num estudo de caso, serão utilizadas apenas as informações existentes e disponíveis. A metodologia utilizada divide-se nas seguintes etapas:

- 1) Avaliação das condições do sistema atual, considerando o aumento da carga no período considerado.
- 2) Identificação dos pontos do sistema que apresentam problemas devido ao crescimento previsto de carga.

- 3) Elaboração de programas de GLD como solução alternativa para os problemas detectados.
- 4) Avaliação das condições do sistema atual, considerando o aumento da carga no período de estudo e a utilização dos programas de GLD.
- 5) Análise econômica dos programas de GLD considerando a perspectiva do consumidor, da sociedade e da concessionária.

Para o desenvolvimento destas etapas, é necessário o conhecimento das informações básicas:

- Dados físicos do sistema a ser estudado.
- Informações sobre a previsão de carga.
- Informações sobre os consumidores atendidos por este sistema.
- Informações econômicas.

Também será necessária a utilização de um software que forneça Fluxo de Potência, para analisar o comportamento do sistema em relação ao crescimento da carga. Neste trabalho será utilizado o sistema computacional NH2 (NH2, 1998). A opção pelo uso deste software, deve-se ao fato da empresa concessionária colaboradora com este trabalho, também utilizá-lo.

#### **4.2 - Caracterização do Sistema**

Os dados físicos de um sistema elétrico necessários aos estudos de planejamento são aqueles referentes às características físicas das linhas e barras que compõem o sistema. Os dados serão utilizados com o formato mostrado na tabela 2:

Tabela 2: Dados de Barra

Barras		Tipo	Geração				Carga atual		Capac/ Reator
Nº	Nom.		MW	MVAR	Lim. mín. MVAR	Lim. máx. MVAR	MW	MVAR	MVAR

Onde:

- Tipo de Barra: Carga (PQ), Tensão Regulada (PV), Referência (V $\theta$ ).
- Geração: Potência Ativa (MW) e Reativa (MVAR).
- Limites máximos: Potência Reativa (MVAR).
- Carga Atual: Ativa (MW) e Reativa (MVAR).
- Capacitores ou Reatores (MVAR).

Os dados de linha referem-se aos aspectos físicos das linhas que compõem o sistema, sendo apresentados na tabela 3:

Tabela 3: Dados de Linha

Linha		R(%pu)	X(%pu)	B(MVAR)	Tap	Tap mín	Tap máx	Barra control.	Cap. Norm.	Cap. Emerg.
Nº	Barras									

Onde:

- R: Resistência do circuito (expressa em porcentagem).
- X: Reatância do circuito (expressa em porcentagem).
- B: Susceptância shunt do circuito (expressa em porcentagem).
- Tap: Valor do tap (pu) para transformadores com tap fixo.
- Tap mín. e máx.: Valor mínimo e máximo do tap (pu) para transformadores com variação automática de tap.
- Barra Controlada: Número da barra cuja magnitude de tensão é controlada por transformadores com variação automática de tap.

- Capacidade Normal: Capacidade de carregamento do circuito em regime normal (MVA).
- Capacidade de Emergência: Capacidade de carregamento do circuito em regime de emergência (MVA).

### 4.3 - Previsão de Carga

Serão utilizados neste trabalho os índices de crescimento de carga fornecidos pela empresa concessionária que colaborará com a realização deste trabalho. Cada barra do sistema a ser estudado apresenta um índice de crescimento de carga (previsto da forma tradicional) para cada ano do horizonte de estudo. Estes dados estimam o crescimento de Potência Ativa em cada barra do sistema. Portanto, também é necessário conhecer o Fator de Potência de cada barra (que será considerado constante em todo horizonte de planejamento), a fim de determinar a Potência Reativa necessária às barras, para cada ano do planejamento. Obtém-se o valor da Potência Reativa através da utilização das seguintes fórmulas:

$$P = S \times \cos \varphi :: S = P / \cos \varphi \quad (5)$$

$$S^2 = P^2 + Q^2 :: Q = (S^2 - P^2)^{1/2} \quad (6)$$

Onde:

S = Potência Aparente (MVA)

P = Potência Ativa (MW)

Q = Potência Reativa (MVAr)

$\cos \varphi$  = Fator de Potência



#### 4.4 - Características dos Consumidores

Com relação aos consumidores, em estudos de GLD, quanto maior o número e mais detalhadas forem as informações a respeito dos consumidores atendidos pelo sistema considerado, melhores e mais precisos serão os resultados obtidos. Para analisar os efeitos dos programas de GLD no planejamento da expansão dos sistemas elétricos, é necessário conhecer as características dos consumidores relacionados a cada barra, ou melhor, identificar os consumidores e suas características por subestação conectada a cada barra.

#### 4.5 - Análise Econômica dos Programas de GLD.

Os programas de GLD serão analisados economicamente a partir das perspectivas do consumidor, da sociedade e da concessionária.

##### 4.5.1 - Análise de Custos sob a ótica do Consumidor:

Para esta análise devem ser consideradas as seguintes informações:

- Redução de potência proporcionada pelo programa por consumidor (1)
- Tempo de utilização (horas por dia) dos novos equipamentos eficientes ou tempo relacionado à alteração de hábitos de consumo (2)
- Tarifa de energia paga pelo consumidor (3)
- Custo total para o consumidor participar do programa (4)

Com este dados serão determinados:

$$\text{Redução no consumo mensal de Energia (5)} = (1) \times (2) \times (30 \text{ dias}) \quad (7)$$

$$\text{Economia Mensal na Conta de Luz (6)} = (5) \times (3) \quad (8)$$

$$\text{Tempo de Retorno do Investimento} = (4) / (6) \quad (9)$$

#### 4.5.2- Análise de Custos sob a ótica da Sociedade

O critério a ser utilizado para avaliação dos programas de GLD sob a perspectiva da sociedade, baseia-se no cálculo do Custo Evitado, recomendado pela ANEEL, no Manual de Orientação para Elaboração do Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica das Concessionárias (ANEEL, 1999). Segundo este, conceitua-se como Custos Evitados em decorrência da implantação de um projeto de incremento de eficiência energética, com intervenções em um segmento existente ou em unidades consumidoras, a economia anual proporcionada nos custos dos sistemas, através da postergação de investimentos (custo de demanda evitado) e/ou da redução de despesas operacionais (custo de energia evitado).

Para quantificar os Custos Totais Evitados, multiplica-se a quantidade da demanda e da energia evitadas no referido segmento, ou no consumidor, pelos respectivos "Custos Unitários Evitados". Os "Custos Unitários Evitados", de um certo segmento, podem ser adotados como os mesmos custos necessários para suprir uma unidade consumidora conectada no mesmo segmento, ou seja, adotar o Custo Unitário Evitado como Custo Marginal. Porém, esta consideração leva a necessidade de algumas análises:

- Os valores dos custos marginais de alguns segmentos do sistema elétrico da grande maioria das concessionárias, não vêm sendo atualizados com a devida frequência que o modelo de apropriação de custos requer.

- Se estes valores forem utilizados na determinação do valor do benefício dos projetos, provavelmente introduziria erro nas avaliações econômicas dos mesmos.
- A indisponibilidade das curvas de cargas de consumidores típicos e de redes típicas de inúmeras empresas do Setor Elétrico, dificultaria uma retomada no curto prazo dos cálculos destes custos marginais.

Diante de tais dificuldades e imprecisões dos valores dos custos marginais disponíveis, adotou-se o modelo desenvolvido no âmbito do CODI - Comitê de Distribuição - 3.2.19.34.0, para cálculo dos custos evitados na forma binômica, ou seja: "Custos Unitários de Demanda Evitados e Custos Unitários de Energia Evitados", que deverão ser utilizados no cálculo do Custo Total Evitado, ou na determinação do valor do benefício dos projetos de combate ao desperdício de energia (ANEEL,1999).

#### **4.5.2.1 - Método de Cálculo do Custo Unitário Evitado**

Na determinação dos "Custos Unitários Evitados", as concessionárias deverão considerar a seguinte estrutura de valores da Tarifa Horosazonal Azul para cada subgrupo tarifário, homologadas por empresa, pela ANEEL (ANEEL, 1999):

- C1: custo unitário da demanda no horário de ponta (R\$/kW.mês).
- C2: custo unitário da demanda fora do horário de ponta (R\$/kW.mês).
- C3: custo unitário da energia no horário de ponta de períodos secos (R\$/MWh).
- C4: custo unitário da energia no horário de ponta de períodos úmidos (R\$/MWh).
- C5: custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos secos (R\$/MWh).

- C6: custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos úmidos (R\$/MWh).

Os custos unitários das perdas são calculados pelas seguintes expressões:

- Custo Unitário de Demanda Evitada em R\$/kW.ano:

$$CP = 12 \times (C1 + C2 \times LP) \quad (10)$$

- Custo Unitário de Energia Evitada em R\$/MWh:

$$CE = \frac{(C3 \times LE1 + C4 \times LE2 + C5 \times LE3 + C6 \times LE4)}{(LE1 + LE2 + LE3 + LE4)} \quad (11)$$

Sendo:

- LP: constante de perda de demanda no posto fora ponta, considerando 1kW de perda de demanda no horário de ponta.
- LE1 , LE2, LE3 e LE4: constantes de perdas de energia nos postos de ponta e fora ponta para os períodos seco e úmido, considerando 1kW de perda de demanda no horário de ponta .
- $LE = LE1 + LE2 + LE3 + LE4$

Sendo os valores de LP e LE constantes, calculadas a partir dos horários da Tarifa Horosazonal Azul, apresenta-se a tabela 4 contendo seus valores a partir de uma série de fatores de carga e fatores de perdas. Caso a concessionária apresente um fator de carga médio anual, diferente da série apresentada, deverá justificá-lo a fim de que seja avaliado pela ANEEL.

**Tabela 4: Constantes para cálculo dos Custos Unitários Evitados**  
**Fonte: ANEEL (1999)**

Fator de Carga	LP	LE	LE1	LE2	LE3	LE4
0,30	0,2500	1,06434	0,27315	0,19121	0,35166	0,24832
0,35	0,2809	1,37204	0,28494	0,19946	0,52026	0,36738
0,40	0,3136	1,71696	0,29727	0,20809	0,71014	0,50146
0,45	0,3481	2,09912	0,31014	0,21710	0,92130	0,65058
0,50	0,3844	2,51850	0,32355	0,22649	1,15375	0,81471
0,55	0,4225	2,97512	0,33750	0,23625	1,40748	0,99389
0,60	0,4624	3,46896	0,35199	0,24639	1,68249	1,18809
0,65	0,5041	4,00004	0,36949	0,25865	1,97633	1,39557
0,70	0,5476	4,56834	0,38515	0,26961	2,29381	1,61826
0,75	0,5929	5,17388	0,40136	0,28095	2,63258	1,85899

Utilizando os valores homologados para cada subgrupo tarifário, e aplicando as expressões e os valores da tabela anterior, obtém-se os custos unitários de perdas de demanda e de energia, que devem ser utilizados no cálculo dos custos evitados em decorrência da implantação do projeto de combate ao desperdício de energia. Portanto, a análise econômica dos programas de conservação de energia, proposta pela ANEEL, inicia-se com o cálculo da Economia de Potência e Energia proporcionadas pelo programa, a seguir é necessário o cálculo dos Custos Unitários Evitados e finalmente, o cálculo do Custo Evitado Total e a Relação Custo/Benefício (RCB) deste programa, sendo esta última determinada pelas seguintes equações:

$$RCB = \text{Custo Total do Programa Anualizado} / \text{Custo Evitado Total} \quad (12)$$

$$\text{Custo Total do Programa Anualizado} = \text{Custo Total do Programa} \times FRC \quad (13)$$

$$\text{Fator de Recuperação de Capital (FRC)} = i \cdot ((1+i)^n) / ((1+i)^n - 1) \quad (14)$$

Onde:

i : Taxa de Desconto (15% a.a., determinada pela ANEEL)

n: Vida Útil do Equipamento (Sistema)

Torna-se necessário salientar que os programas de GLD classificados como projetos em Baixa Tensão de Sistema Aéreo, recebem análise econômica diferenciada. De acordo com o referido Manual da ANEEL, diante da inexistência de Tarifa Horosazonal Azul aplicada ao fornecimento de baixa tensão, não foi possível, de forma direta, determinar-se os custos unitários evitados para este segmento, através da metodologia anteriormente apresentada. Entretanto, considerou-se o custo unitário de demanda evitada na baixa tensão, aquele incorrido no subgrupo A4 acrescido de uma parcela imputável ao mesmo; a solução encontrada foi a determinação de um coeficiente linear que ajustasse o custo unitário de demanda evitada do subgrupo A4; para tanto chegou-se após várias análises de sensibilidade, a um fator multiplicador de **1,20** (ANEEL, 1999).

Quanto ao custo unitário de energia evitada, este deverá ser determinado pelas empresas, multiplicando-se o custo unitário de energia evitada no subgrupo A4 pelo fator  $(1 + IeBT)$ , onde  $IeBT$  é o Índice de Perdas de Energia no segmento de Baixa Tensão, no qual a unidade consumidora encontra-se conectada. Um valor inicial de referência para  $IeBT$  seria de 0,08 (8%), podendo, no entanto, cada concessionária adotar, caso disponha, um outro valor, que expresse com realismo as perdas elétricas nas suas redes de distribuição secundária (ANEEL, 1999).

#### **4.5.3 - Análise de Custos sob a ótica da Empresa:**

Como visto no capítulo anterior, a equação (1) mostra que o desempenho de um programa de conservação de energia está relacionado à economia líquida que pode causar, sendo esta economia obtida por:

$$\textit{Economia Líquida} = \textit{Custo de Oferta Evitado} - \textit{Custo Total do Programa}$$

No caso deste trabalho, onde objetiva-se a postergação de obras, além desta formulação tradicional para avaliar o desempenho econômico dos programas de GLD, serão observados dois aspectos no cálculo da economia líquida:

- Perda de Rendimentos da empresa (PR), devido à redução na energia vendida pela concessionária.
- Custo de Financiamento Evitado (CFE), devido à postergação do financiamento necessário à construção das obras de expansão programadas.

Neste trabalho, para a análise econômica sob a perspectiva da concessionária, o período a ser analisado inicia-se no ano em que o programa é implementado, terminando no ano em que se inicia a execução da obra que foi postergada. Também será considerado que o Custo Total do Programa será anualizado, conforme possa ser pago com a economia proporcionada pelo Custo de Oferta Evitado anual. Portanto, a análise econômica será realizada com base nos Custos Anuais, sendo a Economia Líquida determinada anualmente por:

$$\text{Economia líquida} = (\text{COE} + \text{CFE}) - (\text{CTP} + \text{PR}) \quad (15)$$

Onde:

COE = Custo de Oferta Evitado

CFE = Custo de Financiamento Evitado

CTP = Custo Total do Programa

PR = Perda de Rendimentos

Posteriormente, será feito um balanço para determinar a Economia Líquida Total para o período analisado.

O Custo de Oferta Evitado, idealmente, deve incluir todos os custos associados à oferta de energia, desde a sua produção ou compra, até o fornecimento ao consumidor final. Dessa forma, neste item deveriam ser contabilizados:

- Custo da produção ou compra de energia elétrica.
- Custos associados à transmissão.
- Custos relativos à distribuição desta energia, como custos de operação, manutenção, administrativos.

A implementação de programas de GLD, fornece, como um de seus resultados, a diminuição da probabilidade de falhas no período crítico do sistema (CHESF, 1997) (STRBAC, 1996). Este aumento de confiabilidade provoca redução nos custos associados à operação, manutenção e administrativo (relacionado principalmente ao custo de mão-de-obra). Porém geralmente, estes são custos que apresentam maior grau de dificuldade para serem estimados e relacionados à cada kW e kWh economizado.

Outro benefício a ser contabilizado é a diminuição de perdas elétricas associadas à redução de carga proporcionada pelo GLD. Segundo OLGUÍN (1999), as perdas nos sistemas elétricos de distribuição têm dois componentes de custo econômico: o custo da energia que o distribuidor compra do gerador e que não vende (perdas físicas) e as perdas de potência que incrementam a ponta do sistema e que a distribuidora deve pagar ao gerador. A metodologia usada para avaliar as Perdas de Energia quantifica (mediante o uso de fluxos de carga) as perdas de potência na condição de demanda máxima. Também é necessário conhecer o Fator de Carga do sistema em análise, o qual indica a relação entre a demanda média e a demanda máxima do sistema, sendo representado por:

$$FC = (EA / 8760) / DMA \quad (16)$$



Onde:

FC = Fator de Carga do Sistema

EA = Valor Anual de Energia Consumida (MWh)

DMA = Demanda Máxima Anual (MW)

Entretanto, o fator de carga do sistema não pode ser usado para apurar as perdas de energia, porque a curva de carga das perdas é sempre menos plana do que a curva do sistema (efeito  $I^2$ ) e, portanto, o fator de carga das perdas é sempre menor que o fator de carga do sistema (OLGUÍN, 1999). Para o cálculo do Fator de Carga das Perdas (FCP), pode-se usar expressões matemáticas que relacionam o fator de carga do sistema e o das perdas, conforme a expressão abaixo (OLGUÍN, 1999):

$$FCP = K1 \times FC + K2 \times FC^2 \quad (17)$$

Onde K1 e K2 são constantes de aproximação entre os fatores de carga do sistema e das perdas. Dependem da forma de curva de carga do sistema.

Com o valor de perdas de potência para demanda máxima, obtido de um fluxo de carga, e o fator de carga das perdas, as Perdas de Energia Anuais são calculadas por:

$$\text{Perdas Anuais de Energia} = \text{Perdas de Potência} \times FCP \times 8760 \quad (18)$$

O custo financeiro devido às perdas físicas de energia dependem da estrutura tarifária com que a distribuidora compra energia e potência. De acordo com a tarifa da energia (R\$/MWh) comprada pela distribuidora, pode-se valorar as Perdas Financeiras por Energia (PFE) segundo:

$$PFE = \text{Perdas de Energia Anuais} \times (\text{R}/\text{MWh}) \quad (19)$$

Este custo corresponde à quantia que a distribuidora paga ao gerador pela energia que não vende, mas que compra e perde em linhas e equipamentos do sistema de distribuição. Outro componente das perdas financeiras é o valor das perdas de potência. O valor das perdas de potência depende dos valores estabelecidos nos contratos de compra de energia e potência entre o gerador e o distribuidor. A quantia paga pela distribuidora por potência ao gerador inclui a potência que vende aos seus clientes e as perdas de potência em linhas e equipamentos. Estimam-se as Perdas Financeiras por Potência (PFP) segundo:

$$PFP = \text{Perda de Potência} \times (\text{R\$/MW}) \quad (20)$$

Somando as expressões para PFE e PFP, obtém-se o Custo Total anual da concessionária associado às perdas de energia elétrica:

$$\text{Custo Total das Perdas} = PFE + PFP \quad (21)$$

#### 4.6 - Conclusões

Neste capítulo foi exposta a Metodologia utilizada como base para o desenvolvimento do Estudo em questão. Inicialmente, salientou-se que este trabalho concentra-se numa análise simplificada de PIR, considerando apenas a inclusão de programas de GLD no processo tradicional do planejamento da expansão do sistema elétrico. Foram detalhadas as variáveis necessárias à cada etapa do processo, desde a caracterização do sistema, previsão de carga, identificação de consumidores e análise econômica dos programas. Na última etapa, explicitou-se a metodologia de análise econômica específica a cada perspectiva: consumidor, sociedade, concessionária.

Apresenta-se a seguir, um fluxograma visando uma melhor visualização das etapas necessárias para o desenvolvimento deste processo.

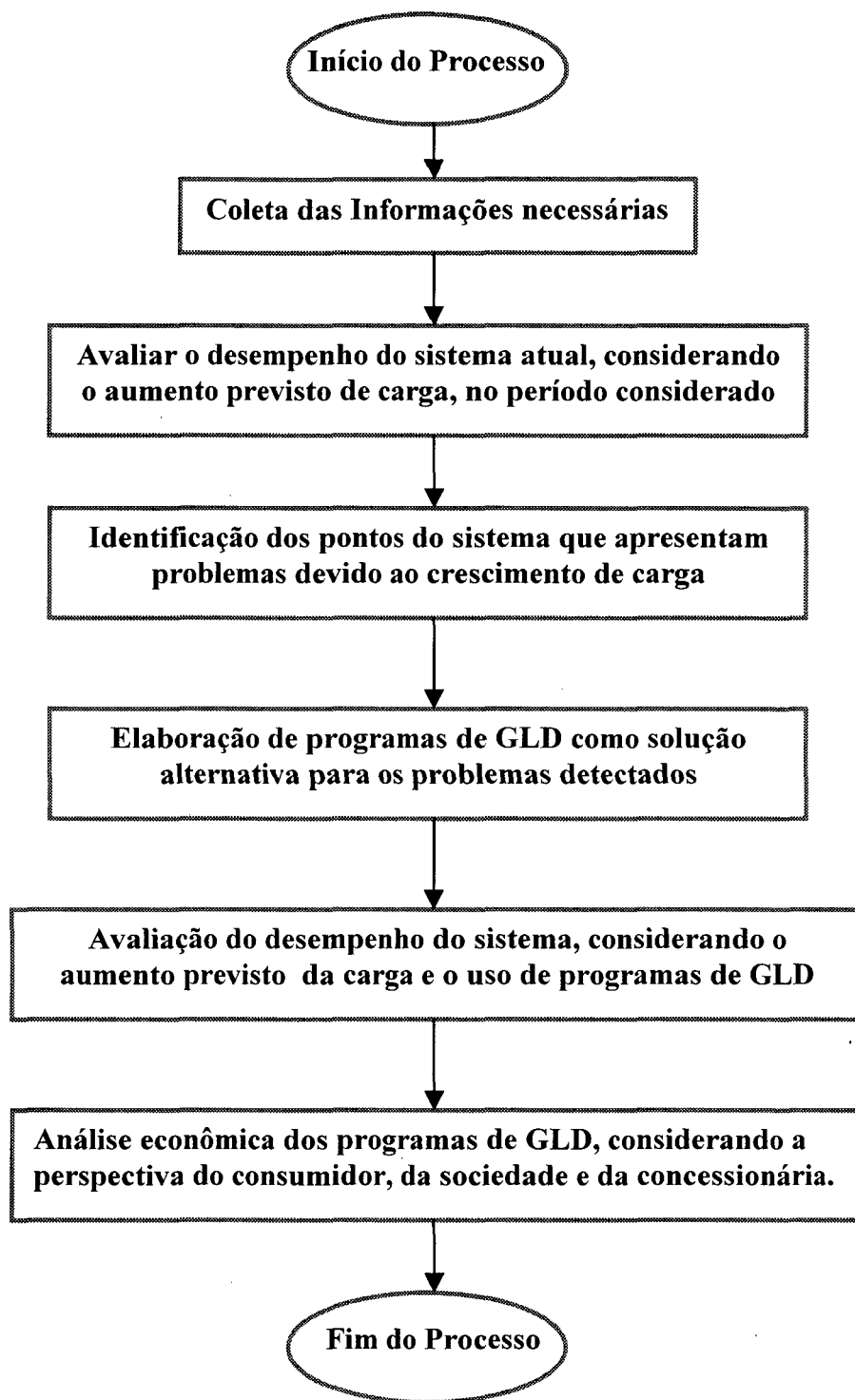


Figura 9: Fluxograma do Desenvolvimento da Análise Simplificada de PIR

## CAPÍTULO 5 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será apresentada a aplicação prática da metodologia utilizada para a análise simplificada de PIR, conforme detalhada no capítulo anterior, sendo propostos os programas de GLD mais adequados ao caso em questão. Para esta análise prática serão utilizados dados das Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC.

### 5.1 - Caracterização do Sistema a ser Analisado

Este estudo se concentra no Sistema de Sub-Transmissão pertencente ao sistema CELESC, o qual atende a região do Planalto Central do estado de Santa Catarina. O sub-sistema é suprido numa tensão de 138kV até a barra de Otacílio Costa-138kV, sendo o atendimento a partir deste ponto, feito numa tensão de 69kV. Este sub-sistema apresenta característica radial, sendo sua configuração dada pelo diagrama mostrado na figura 9.

A barra de referência Vidal Ramos é bialimentada pela usina térmica Jorge Lacerda e pelas subestações de Xanxerê e Campos Novos; os transformadores entre as barras Otacílio Costa-138kV e Otacílio Costa1-69kV-1 e Otacílio Costa-138kV e Otacílio Costa2-69kV são transformadores de tensão com variação automática de tap.

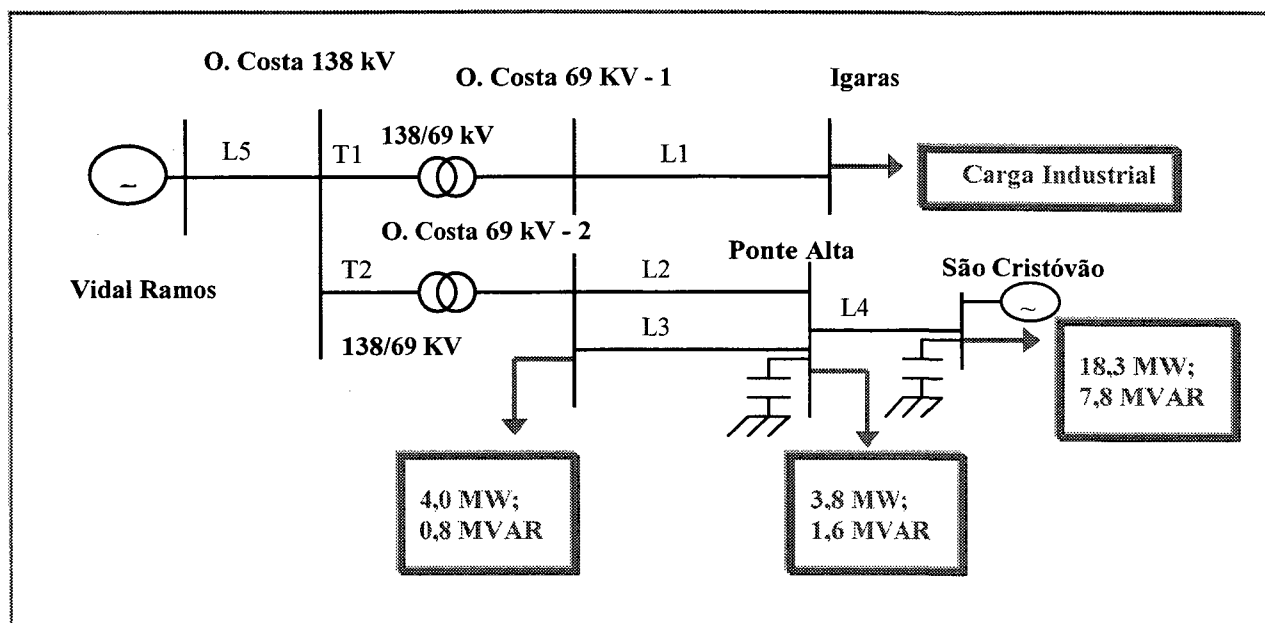


Figura 10: Diagrama do Sistema de Sub - Transmissão Região Planalto Central

A seguir, serão expostas as características físicas deste sub-sistema, ou seja, os dados referentes às linhas e barras que o compõem.

Tabela 5: Dados de Barra do Sistema de Sub -Transmissão Planalto Central

Barras		Tipo	Geração				Carga atual		Capac/ Reator
Nº	Nome		MW	MVAr	Lim.mín. de MVAr	Lim. máx. de MVAr	MW	MVAr	
1	Vidal R.138kV	2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2	Otac. C.138kV	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3	Otac. C.69kV-1	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
4	Igaras	0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,5	3,2	
5	Otac. C.69kV-2	0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	0,8	
6	Ponte Alta	0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8	1,6	
7	São Cristóvão	1	4,4	0,0	0,0	3,3	18,3	7,8	

Para simplificação, a carga da barra de referência (Vidal Ramos) foi desconsiderada.

Tabela 6: Dados de Linha do Sistema de Sub -Transmissão Planalto Central

Linha/Trafo	R(%pu)	X(%pu)	B(MVAr)	Tap	Tap min	Tap max	Barra control.	Cap. Norm.	Cap. Emerg.	
Barras N°										
1 - 2	L5	7,420	12,040	2,260	0,0	0,0	0,0	-	81	81
2 - 3	T1	0,0	24,020	0,0	984	950	1050	-3	33	40
3 - 4	L1	2,340	3,590	0,050	0,0	0,0	0,0	-	29	29
2 - 5	T2	0,0	23,970	0,0	976	950	1050	-5	33	40
5 - 6	L2	11,100	27,960	0,460	0,0	0,0	0,0	-	48	48
5 - 6	L3	11,100	27,960	0,460	0,0	0,0	0,0	-	48	48
6 - 7	L4	38,830	34,120	0,390	0,0	0,0	0,0	-	27	27

## 5.2 - Previsão de Carga

Segundo informações da empresa, estudos de mercado mostram que o crescimento anual da demanda de energia elétrica nas barras que compõem este sistema de sub-transmissão, obedece aos seguintes índices:

Tabela 7: Crescimento anual da carga (%)

Ano	Ponte Alta	Otaç.Costa 69kV- 2	São Cristóvão
1999	7,8	7,5	7,6
2000	7,3	9,3	8,1
2001	9,0	6,4	7,0
2002	8,3	6,0	6,5
2003	7,7	7,5	6,6
2004	8,9	7,0	6,9
2005	8,2	6,5	6,8
2006	7,5	6,1	5,7
2007	7,0	5,8	6,0
2008	6,6	5,5	6,3

Salienta-se que a carga da barra de Igaras constitui-se numa carga industrial e sendo seu crescimento permitido apenas via contrato com a empresa. Para o desenvolvimento deste trabalho, esta carga permanecerá constante durante o período analisado. A previsão de carga para cada barra deste sub-sistema, considerando um período de análise de 10 anos, está mostrado na tabela 8.

Tabela 8: Previsão de carga

Ano	Ponte Alta ( $\cos \phi = 0,92$ )		Otaç.Costa 69kV - 2 ( $\cos \phi = 0,98$ )		São Cristóvão ( $\cos \phi = 0,92$ )		Igaras ( $\cos \phi = 0,98$ )	
	MW	MVA <sub>r</sub>	MW	MVA <sub>r</sub>	MW	MVA <sub>r</sub>	MW	MVA <sub>r</sub>
1999	3,8	1,6	4,0	0,81	18,3	7,8	15,5	3,2
2000	4,1	1,7	4,3	0,87	19,7	8,4	15,5	3,2
2001	4,4	1,9	4,7	0,95	21,3	9,1	15,5	3,2
2002	4,8	2,0	5,0	1,01	22,8	9,7	15,5	3,2
2003	5,2	2,2	5,3	1,07	24,3	10,3	15,5	3,2
2004	5,6	2,4	5,7	1,16	25,9	11,0	15,5	3,2
2005	6,1	2,6	6,1	1,24	27,7	11,8	15,5	3,2
2006	6,6	2,8	6,5	1,32	29,6	12,6	15,5	3,2
2007	7,1	3,0	6,9	1,40	31,3	13,3	15,5	3,2
2008	7,6	3,2	7,3	1,50	33,2	14,1	15,5	3,2
2009	8,1	3,4	7,7	1,56	35,3	15,0	15,5	3,2

### 5.3 - Análise de Desempenho do Sistema

O desempenho do sistema em relação ao crescimento das cargas no período considerado, será analisado em função das condições de tensão em cada barra e sobrecarga nas linhas e transformadores. As tabelas mostradas a seguir revelam os valores destas variáveis, no período considerado.

Tabela 9: Perfil de Tensão por Barra

Ano	Barra Igaras		Barra Ponte Alta		Barra Otaç. 69-1		Barra Otaç. 69-2		Barra Otacilio 138		Barra São Crist.		Barra Vidal R.	
	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang
1999	0,978	-5,4	1,024	-7,8	0,983	-5,2	1,021	-6,1	0,976	-3,0	1,00	-12,6	1,00	0,0
2000	0,977	-5,6	1,025	-8,5	0,982	-5,4	1,021	-6,6	0,975	-3,2	1,00	-13,9	1,00	0,0
2001	0,975	-5,9	1,026	-9,3	0,980	-5,6	1,022	-7,2	0,973	-3,4	1,00	-15,4	1,00	0,0
2002	0,974	-6,1	1,027	-10,1	0,979	-5,8	1,023	-7,8	0,972	-3,6	1,00	-16,9	1,00	0,0
2003	0,972	-6,4	1,028	-10,9	0,977	-6,1	1,023	-8,4	0,970	-3,8	1,00	-18,4	1,00	0,0
2004	0,970	-6,6	1,029	-11,9	0,975	-6,3	1,023	-9,0	0,968	-4,1	1,00	-20,1	1,00	0,0
2005	0,968	-6,9	1,029	-12,9	0,973	-6,6	1,023	-9,8	0,966	-4,4	1,00	-22,0	1,00	0,0
2006	0,965	-7,2	1,030	-14,0	0,970	-6,9	1,023	-10,6	0,963	-4,7	1,00	-24,1	1,00	0,0
2007	0,962	-7,5	1,030	-15,1	0,967	-7,2	1,023	-11,4	0,961	-5,0	1,00	-26,2	1,00	0,0
2008	0,959	-7,9	1,030	-16,3	0,964	-7,6	1,022	-12,3	0,957	-5,3	1,00	-28,4	1,00	0,0
2009	0,955	-8,3	1,030	-17,7	0,960	-8,0	1,021	-13,4	0,954	-5,7	1,00	-31,1	1,00	0,0

Tabela 10: Fluxo de Potência Aparente (MVA) nas linhas

Ano	Linha 1 cn=29MVA ce=29MVA	Linha 2 cn=48MVA ce=48MVA	Linha 3 cn=48MVA ce=48MVA	Linha 4 cn=27MVA ce=27MVA	Linha 5 cn=81MVA ce=81MVA	Trafo1 cn=33MVA ce=40MVA	Trafo2 cn=33MVA ce=40MVA
1999	15,8	10,8	10,8	17,5	40,1	16,1	24,9
2000	15,8	11,9	11,9	19,6	42,6	16,1	27,4
2001	15,8	13,2	13,2	22,1	45,5	16,1	30,4
2002	15,8	14,6	14,6	24,5	48,4	16,1	<b>33,3</b>
2003	15,8	15,9	15,9	26,9	51,3	16,1	<b>36,2</b>
2004	15,8	17,3	17,3	29,6	54,6	16,1	<b>39,4</b>
2005	15,8	19,1	19,1	<b>32,7</b>	58,4	16,1	<b>43,2</b>
2006	15,8	20,9	20,9	<b>36,2</b>	62,6	16,1	<b>47,1</b>
2007	15,8	22,6	22,6	<b>39,4</b>	66,5	16,1	<b>51,0</b>
2008	15,8	24,6	24,6	<b>43,2</b>	70,9	16,1	<b>55,2</b>
2009	15,8	26,8	26,8	<b>47,4</b>	75,9	16,1	<b>59,9</b>

Onde:

- cn: capacidade normal de carregamento da linha (MVA)
- ce: capacidade de emergência de carregamento da linha (MVA)
- Linha 1: linha entre as barras Otacílio Costa 69kV-1 e Igaras
- Linha 2: linha entre as barras Otacílio Costa 69kV-2 e Ponte Alta
- Linha 3: linha entre as barras Otacílio Costa 69kV-2 e Ponte Alta
- Linha 4: linha entre as barras Ponte Alta e São Cristóvão
- Linha 5: linha entre as barras Vidal Ramos e Otacílio Costa 138kV
- Trafo 1: linha entre as barras Otacílio Costa 138kV e Otacílio Costa 69kV-1
- Trafo 2: linha entre as barras Otacílio Costa 138kV e Otacílio Costa 69kV-2

Obs.: Os valores em negrito indicam a ultrapassagem do valor da capacidade normal de carregamento dos componentes do sistema.

Segundo a regulação atual, quando o atendimento for efetuado a nível de transmissão, subtransmissão ou primária de distribuição, a tensão de fornecimento deverá ser fixada entre +5% e -5% da tensão nominal (ELETROBRÁS, 1985). Como pode-se observar, as simulações mostram que o perfil de tensão apresenta-se dentro



dos limites considerados satisfatórios, no período de estudo. Porém, os resultados constataam que o sistema apresentará problemas devido à sobrecarga de um transformador e ultrapassagem da capacidade de uma linha. A linha em questão corresponde àquela entre as barras Ponte Alta e São Cristóvão, a qual apresentará problemas a partir de 2004. O transformador situa-se entre as barras Otac. Costa 138kV e Otac. Costa 69kV-2, ultrapassando a capacidade normal de atendimento a partir de 2002.

Segundo informações da empresa, o sistema analisado vem apresentando alguns problemas físicos (como desgaste dos condutores da linha, por exemplo), os quais contribuem para a necessidade da nova subestação em 2001. Porém, estas condições não foram consideradas, pois este trabalho concentrou-se em utilizar a metodologia de PIR visando avaliar principalmente os efeitos sobre a expansão do sistema e sobre o crescimento da carga.

## **5.4 - Soluções**

### **5.4.1 - Solução Programada**

Como solução para os problemas identificados, a CELESC tem programada a construção de nova subestação, alimentada por outro sistema de transmissão, que atenderá parte da carga da barra de São Cristóvão, a partir do ano de 2001. Portanto, a carga que continuará a ser atendida por este sub-sistema passa a ter os valores mostrados na tabela 11.

Com esta nova subestação o perfil de tensão das barras e os fluxos de potência nas linhas sofrem alterações, melhorando o desempenho do sistema no período considerado, sendo os resultados mostrados nas tabelas a seguir.

Tabela 11: Previsão de carga considerando a nova SE

Ano	Ponte Alta		Otaç.Costa 69 kV -2		São Cristóvão	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1999	3,8	1,6	4,0	0,81	18,3	7,8
2000	4,1	1,7	4,3	0,87	19,7	8,4
2001	4,4	1,9	4,7	0,95	14,5	6,2
2002	4,8	2,0	5,0	1,01	15,6	6,6
2003	5,2	2,2	5,3	1,07	16,6	7,1
2004	5,6	2,4	5,7	1,16	17,7	7,5
2005	6,1	2,6	6,1	1,24	18,9	8,0
2006	6,6	2,8	6,5	1,32	20,1	8,6
2007	7,1	3,0	6,9	1,40	21,3	9,1
2008	7,6	3,2	7,3	1,50	22,5	9,6
2009	8,1	3,4	7,7	1,56	23,9	10,2

Tabela 12: Perfil de Tensão por Barra considerando a nova SE

Ano	Barra Igaras		Barra Ponte Alta		Barra Otaç. 69-1		Barra Otaç. 69-2		Barra Otacilio 138		Barra São Crist.		Barra Vidal R.	
	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang
1999	0,978	-5,4	1,024	-7,8	0,983	-5,2	1,021	-6,1	0,976	-3,0	1,00	-12,6	1,00	0,0
2000	0,977	-5,6	1,025	-8,5	0,982	-5,4	1,021	-6,6	0,975	-3,2	1,00	-13,9	1,00	0,0
2001	0,978	-5,1	1,017	-6,8	0,983	-4,8	1,015	-5,3	0,976	-2,6	1,00	-10,2	1,00	0,0
2002	0,977	-5,3	1,018	-7,3	0,982	-5,0	1,016	-5,8	0,975	-2,8	1,00	-11,3	1,00	0,0
2003	0,976	-5,5	1,018	-7,9	0,981	-5,2	1,016	-6,2	0,974	-3,0	1,00	-12,3	1,00	0,0
2004	0,975	-5,6	1,019	-8,5	0,979	-5,4	1,010	-6,7	0,972	-3,1	1,00	-13,4	1,00	0,0
2005	0,973	-5,8	1,019	-9,2	0,978	-5,6	1,016	-7,2	0,971	-3,3	1,00	-14,6	1,00	0,0
2006	0,972	-6,1	1,020	-5,8	1,016	-7,7	1,016	-7,7	0,969	-3,5	1,00	-16,0	1,00	0,0
2007	0,970	-6,3	1,020	-10,7	0,975	-6,0	1,016	-8,3	0,968	-3,8	1,00	-17,3	1,00	0,0
2008	0,968	-6,5	1,020	-11,5	0,973	-6,2	1,016	-8,9	0,966	-4,0	1,00	-18,7	1,00	0,0
2009	0,966	-6,7	1,020	-12,3	0,971	-6,4	1,016	-9,5	0,964	-4,2	1,00	-20,2	1,00	0,0

Tabela 13: Fluxo de Potência nas linhas considerando a nova SE

Ano	Linha 1 cn=29MVA ce=29MVA	Linha 2 cn=48MVA ce=48MVA	Linha 3 cn=48MVA ce=48MVA	Linha 4 cn=27MVA ce=27MVA	Linha 5 cn=81MVA ce=81MVA	Trafo1 cn=33MVA ce=40MVA	Trafo2 cn=33MVA ce=40MVA
1999	15,8	10,8	10,8	17,5	40,1	16,1	24,9
2000	15,8	11,9	11,9	19,6	42,6	16,1	27,4
2001	15,8	8,5	8,5	12,6	36,6	16,1	21,1
2002	15,8	9,5	9,5	14,2	38,7	16,1	23,2
2003	15,8	10,4	10,4	15,8	40,7	16,1	25,2
2004	15,8	11,3	11,3	17,5	43,0	16,1	27,5
2005	15,8	12,4	12,4	19,3	45,5	16,1	29,9
2006	15,8	13,6	13,6	21,4	48,2	16,1	32,6
2007	15,8	14,7	14,7	23,4	50,9	16,1	35,3
2008	15,8	15,9	15,9	25,5	53,7	16,1	37,9
2009	15,8	17,2	17,2	27,8	56,8	16,1	41,0

#### 5.4.2 - Soluções Alternativas

Com base nos resultados inicialmente apresentados, constata-se que a taxa de crescimento da carga da barra de São Cristóvão, propiciará condições insatisfatórias de atendimento devido à sobrecarga do transformador entre as barras Otac. Costa 138kV e Otac. Costa 69kV-2, ultrapassando a capacidade normal de atendimento a partir de 2002; e a ultrapassagem da capacidade da linha entre as barras Ponte Alta e São Cristóvão, a qual apresentará problemas a partir de 2004.

Nestas condições, como solução alternativa à da implementação de uma nova subestação, sugere-se aplicar programas de GLD na barra São Cristóvão, visando minimizar os efeitos de sobrecarga na linha e no transformador e assim, possibilitar a postergação da subestação programada. Para tanto, serão propostos dois diferentes tipos de programas de GLD. Um será baseado no estímulo ao uso de equipamentos energeticamente mais eficientes e o segundo tomará como base a utilização do sinal de preço.

#### 5.4.2.1 - GLD Iluminação Eficiente

Segundo FUGIWARA et al (1996), a capacidade instalada de energia elétrica no Brasil apresentou, nos últimos 15 anos, um crescimento de 123% enquanto o consumo de eletricidade aumentou 143%; a participação dos dois principais segmentos no consumo são o industrial com 50% e o residencial com 23%. Ressalta-se que, neste mesmo período, o consumo industrial cresceu 123% e o residencial 184%, passando o seu consumo médio de 102 kWh para 151kWh. A iluminação representa cerca de 17% do consumo de energia elétrica no Brasil, sendo responsável por 25% da energia consumida no setor residencial.

A iluminação residencial é responsável, em grande parte, pela elevação da demanda no horário de ponta do sistema, sendo geralmente proporcionada por equipamentos, lâmpadas incandescentes, que apresentam baixa eficiência de luminosidade (lúmens/Watt). A preocupação com a influência da iluminação na demanda do horário de ponta do sistema elétrico levou empresas, principalmente de países desenvolvidos, a realizarem programas de difusão de equipamentos mais eficientes. Sob este contexto, na América do Norte e Europa, há um forte consenso de que a melhoria da eficiência luminosa oferece significativa e acessível economia de energia nos setores comercial, industrial e residencial.

Reconhecendo que investimentos em eficiência oferece “fontes de suprimento” a menores custos, muitas concessionárias têm realizado inúmeros programas de incentivo à difusão de iluminação eficiente para seus consumidores. Como exemplo nacional, pode ser citada a iniciativa da Companhia Paulista de Força e Luz- CPFL, em desenvolver o projeto “Administração de Energia por Subestações”, que apresentou como objetivo elaborar um conjunto de programas que permita uma ação de forma localizada na área de influência de algumas subestações previamente selecionadas, dentro do conceito de GLD, testando metodologias e ferramentas de atuação nos diversos segmentos de mercado, de modo a analisar a viabilidade de tornar a conserva-

ção de energia uma oportunidade de negócio para a empresa. Dispondo destes programas, entre eles um programa de Eficiência na Iluminação, a CPFL utilizou uma nova metodologia que permitiu otimizar o seu planejamento da expansão visando principalmente, retardar a necessidade de novas usinas geradoras e linhas de transmissão (FUGIWARA et al., 1996).

Neste estudo, buscou-se adotar a mesma filosofia apresentada pela experiência da CPFL, sendo sugerido para as análises um programa semelhante. Como visto anteriormente, para a realização de qualquer programa de GLD, torna-se muito importante conhecer as características dos consumidores que participarão do programa, ou seja, seus hábitos de consumo, necessidades e preferências por determinados tipos de equipamentos elétricos. Considerando que a empresa não possui informações detalhadas e mais específicas sobre os consumidores em geral, tais como as características de uso final de cada classe consumidora, optou-se pela realização de um Gerenciamento pelo Lado da Demanda direcionado aos consumidores residenciais e rurais, visando reduzir o consumo de energia e potência no horário de pico do sistema, através de um programa de Eficiência na Iluminação, estimulando a substituição de Lâmpadas Incandescentes por Lâmpadas Fluorescentes Compactas (LFC).

Para considerar-se os efeitos de um programa de GLD em termos de planejamento, torna-se necessário identificar os consumidores atendidos pela barra em que se deseja implementar o programa.

No caso deste trabalho, os consumidores que precisam ser identificados são aqueles atendidos pela subestação conectada à barra de São Cristóvão, pois é devido principalmente ao crescimento de carga previsto para esta barra, que a nova subestação está planejada. Portanto, a pesquisa direciona-se agora a levantar os dados possíveis sobre os consumidores atendidos pela subestação conectada à barra de São Cristóvão. Cabe mencionar que, como característica particular, a subestação é alimentada apenas por esta barra.

De acordo com informações da CELESC, os municípios (mais precisamente, partes dos municípios) e o respectivo número de consumidores atendidos por esta subestação são:

**Tabela 14: Municípios atendidos pela SE de São Cristóvão**

Municípios	Nº Consumidores	
	Rurais	Urbanos
Curitibanos	41	5485
Ponte Alta do Norte	83	703
Ponte Alta do Sul	2	4
São Cristóvão do Sul	154	654
Correia Pinto	0	275
Santa Cecília	367	3024

Observa-se que as informações obtidas da subestação a respeito dos consumidores são limitadas, não especificando a classificação dos consumidores urbanos, ou seja, a divisão em classe residencial, comercial e industrial. Portanto, para esta análise será utilizada como base a classificação dos consumidores urbanos de cada município, a fim de estimar-se a porcentagem de consumidores residenciais, comerciais e residenciais em relação a estes dados. As pesquisas de mercado realizadas pela CELESC são relatadas no "Boletim Estatístico" da empresa, onde o "Número de Consumidores de Energia Elétrica por Classe de Consumo" de cada município é especificado. Com base no "Boletim Estatístico - Ano de 1998", obteve-se:

**Tabela 15: Porcentagem por classe de consumidores das cidades atendidas pela SE de São Cristóvão**

Municípios	% de Consumidores			
	Residencial	Comercial	Industrial	Outros
Curitibanos	80,34%	8,61%	1,33%	9,72%
Ponte Alta do Norte	78,9%	5,70%	1,70%	13,66%
Ponte Alta do Sul	64,85%	5,01%	1,26%	28,87%
São Cristóvão do Sul	73,22%	7,29%	1,49%	17,98%
Correia Pinto	74,78%	5,56%	0,59%	19,05%
Santa Cecília	77,63%	6,95%	2,60%	12,81%

Com base nestes valores, estimou-se através de relação simples, o número de consumidores por classe de consumo atendidos pela referida subestação. Observar a tabela 16:

**Tabela 16: N° estimado de Consumidores atendidos pela SE de São Cristóvão**

Municípios	N° estimado de Consumidores atendidos pela SE			
	Residencial	Comercial	Industrial	Outros
Curitibanos	4407	472	73	533
Ponte Alta do Norte	555	40	12	97
Ponte Alta do Sul	3	0.2	0.05	0.75
São Cristóvão do Sul	479	48	10	117
Correia Pinto	206	15	2	52
Santa Cecília	2340	210	78	395
<b>Total</b>	<b>7990</b>	<b>785</b>	<b>175</b>	<b>1195</b>

Com base nestas informações, as principais considerações a serem feitas sobre o programa serão:

- N° de consumidores a serem beneficiados: 7990 residenciais e 647 rurais, totalizando 8637 consumidores.
- Substituição de duas LI de 75W por LFC de 15W e uma LI de 100W por LFC de 20W, garantindo o mesmo grau de iluminação e provocando uma redução de 200W por residência (1,727 MW no total).
- A empresa fornecerá incentivo financeiro de 50% (aproximadamente R\$ 25) do valor total para a aquisição das LFCs, para cada consumidor.
- Preço médio de LFC 15W: aproximadamente R\$ 15 (sem licitação).
- Preço médio de LFC 20W: aproximadamente R\$ 20 (sem licitação).
- Custo indireto de um programa de Iluminação Eficiente: R\$ 2 (aproximadamente 1 dólar, segundo experiências internacionais).
- Tempo de vida útil da LFC: 10.000 horas

Para realizar as análises de Fluxo de Potência, a redução de carga proporcionada pelo programa (1,727 MW) foi considerada na barra de São Cristóvão, apenas no primeiro ano do horizonte de estudo, pois considerou-se que o programa foi implementado apenas neste ano; utilizando os índices de crescimento de carga, obteve-se o perfil de carga mostrado na tabela 17, e os resultados de perfil de tensão e de fluxo de potência mostrados nas tabelas 18 e 19.

**Tabela 17: Perfil de carga com GLD - Iluminação Eficiente**

Ano	Ponte Alta		Otaç.Costa69 kV -2		São Cristóvão	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1999	3,8	1,6	4,0	0,81	16,6	7,1
2000	4,1	1,7	4,3	0,87	17,8	7,6
2001	4,4	1,9	4,7	0,95	19,3	8,2
2002	4,8	2,0	5,0	1,01	20,6	8,8
2003	5,2	2,2	5,3	1,07	22,0	9,4
2004	5,6	2,4	5,7	1,16	23,4	9,9
2005	6,1	2,6	6,1	1,24	25,1	10,7
2006	6,6	2,8	6,5	1,32	26,8	11,4
2007	7,1	3,0	6,9	1,40	28,3	12,0
2008	7,6	3,2	7,3	1,50	30,0	12,8
2009	8,1	3,4	7,7	1,56	31,9	13,6

**Tabela 18: Perfil de Tensão com GLD - Iluminação Eficiente**

Ano	Barra Igaras		Barra Ponte Alta		Barra Otac. 69-1		Barra Otac. 69-2		Barra Otacílio 138		Barra Sao Crist.		Barra Vidal R.	
	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang
1999	0,979	-5,3	1,022	-7,2	0,984	-5,0	1,019	-5,6	0,976	-2,8	1,00	-11,3	1,00	0,0
2000	0,978	-5,4	1,023	-7,8	0,983	-5,1	1,019	-6,1	0,975	-2,9	1,00	-12,4	1,00	0,0
2001	0,976	-5,7	1,024	-8,5	0,981	-5,4	1,020	-6,6	0,974	-3,2	1,00	-13,8	1,00	0,0
2002	0,975	-5,9	1,025	-9,3	0,980	-5,6	1,021	-7,1	0,973	-3,4	1,00	-15,1	1,00	0,0
2003	0,973	-6,1	1,025	-10,0	0,978	-5,8	1,021	-7,7	0,971	-3,6	1,00	-16,5	1,00	0,0
2004	0,972	-6,3	1,026	-10,8	0,977	-6,0	1,021	-8,3	0,970	-3,8	1,00	-18,0	1,00	0,0
2005	0,970	-6,6	1,027	-11,8	0,975	-6,3	1,021	-9,0	0,968	-4,1	1,00	-19,8	1,00	0,0
2006	0,967	-6,9	1,027	-12,8	0,972	-6,6	1,021	-9,7	0,965	-4,3	1,00	-21,6	1,00	0,0
2007	0,965	-7,1	1,027	-13,7	0,970	-6,8	1,021	-10,4	0,963	-4,6	1,00	-23,3	1,00	0,0
2008	0,962	-7,4	1,027	-14,8	0,967	-7,1	1,021	-11,2	0,961	-4,9	1,00	-25,3	1,00	0,0
2009	0,959	-7,8	1,028	-16,0	0,964	-7,5	1,020	-12,1	0,958	-5,2	1,00	-27,6	1,00	0,0



Tabela 19: Fluxo de Potência com GLD – Iluminação Eficiente

Ano	Linha 1 cn=29MVA ce=29MVA	Linha 2 cn=48MVA ce=48MVA	Linha 3 cn=48MVA ce=48MVA	Linha 4 cn=27MVA ce=27MVA	Linha 5 cn=81MVA ce=81MVA	Trafo1 cn=33MVA ce=40MVA	Trafo2 cn=33MVA ce=40MVA
1999	15,8	9,7	9,7	15,2	37,8	16,1	22,6
2000	15,8	10,6	10,6	16,9	40,1	16,1	24,8
2001	15,8	11,8	11,8	19,1	42,7	16,1	27,5
2002	15,8	12,9	12,9	21,2	45,4	16,1	30,1
2003	15,8	14,2	14,2	23,5	48,1	16,1	32,8
2004	15,8	15,4	15,4	25,7	50,9	16,1	35,7
2005	15,8	17,1	17,1	28,6	54,5	16,1	39,1
2006	15,8	18,6	18,6	31,6	58,1	16,1	42,6
2007	15,8	20,2	20,2	34,3	61,6	16,1	45,9
2008	15,8	21,8	21,8	37,5	65,3	16,1	49,7
2009	15,8	23,7	23,7	41,2	69,7	16,1	53,9

#### 5.4.2.2 - GLD Tarifa Diferenciada

Este programa de GLD propõe considerar para os consumidores conectados à barra de São Cristóvão um programa de tarifa diferenciada direcionada aos consumidores da classe residencial, mirando-se na experiência da Companhia Paranaense de Energia - COPEL. Para este trabalho serão utilizadas como base, as informações e os resultados obtidos pela COPEL na realização deste projeto. Este programa procurou atingir os seguintes objetivos (COPEL, 1998):

- Otimizar a curva de carga da baixa tensão.
- Aumentar a venda de energia no horário fora da ponta.
- Reduzir a necessidade de investimentos.
- Ofertar à sociedade a opção por tarifa diferenciada.
- Consolidar e difundir entre a sociedade a utilização eficiente da energia elétrica.

Para tanto, após pesquisas de campo e estudos tarifários, estipularam-se os seguintes valores tarifários:

**Tabela 20: Valores para Tarifa Diferenciada**  
Fonte: COPEL (1998)

Modalidade	Ponta (R\$/MWh)	Fora da Ponta (R\$/MWh)
Normal	131,53	131,53
Diferenciada	394,59	78,92
Diferença	+200%	-40%

Resumidamente, os resultados obtidos com este projeto foram:

- Registrado aumento do consumo total de energia.
- Redução média da receita de 13%.
- Redução de até 14% da demanda de potência no horário de ponta do sistema, com a participação de 2000 consumidores.

Os custos para implantação deste programa, por consumidor, foram:

- Medidor: R\$ 200,00 (inclui o medidor eletromecânico com duplo registrador mais o Timer para comandar a mudança de registro do consumo de ponta e fora de ponta, já deduzido o custo do medidor convencional de R\$ 170,00, que é reutilizado em outro consumidor) (Custo Direto).
- Comercialização: R\$ 40,00 (inclui a troca dos medidores e os custos com material de comunicação: folheto informativo, contato com o cliente) (Custo Indireto).

Os resultados de pesquisa de opinião e mudança de hábitos constatados foram:

- Participantes motivados pelo preço: 70%

- O programa compensa a mudança de hábitos: 72%
- Participantes que gostariam de continuar: 95%
- Participantes que recomendariam a nova tarifa: 87%
- Participantes que rejeitaram a nova tarifa: 1,2%

Considerou-se então, para as análises deste trabalho, o valor de redução de carga de 14% no horário de ponta do sistema, para a barra de São Cristóvão, em todos os anos do período analisado, pois o programa foi considerado contínuo no tempo, porém não cumulativo. Obteve-se como resultado o perfil de carga mostrado na tabela 21.

**Tabela 21: Perfil de carga com GLD - Tarifa Diferenciada**

Ano	Ponte Alta		Otaç.Costa69 kV -2		São Cristóvão	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
1999	3,8	1,6	4,0	0,81	15,7	6,7
2000	4,1	1,7	4,3	0,87	16,9	7,2
2001	4,4	1,9	4,7	0,95	18,3	7,8
2002	4,8	2,0	5,0	1,01	19,5	8,3
2003	5,2	2,2	5,3	1,07	20,8	8,8
2004	5,6	2,4	5,7	1,16	22,2	9,4
2005	6,1	2,6	6,1	1,24	23,7	10,1
2006	6,6	2,8	6,5	1,32	25,3	10,8
2007	7,1	3,0	6,9	1,40	26,8	11,4
2008	7,6	3,2	7,3	1,50	28,4	12,1
2009	8,1	3,4	7,7	1,56	30,2	12,8

Com esta nova condição de carga, os resultados fornecidos pelas simulações em relação ao perfil de tensão e fluxo de potência são mostrados nas tabelas 22 e 23.

Tabela 22: Perfil de Tensão por Barra com GLD - Tarifa Diferenciada

Ano	Barra Igaras		Barra Ponte Alta		Barra Otac, 69-1		Barra Otac, 69-2		Barra Otacilio 138		Barra São Crist,		Barra Vidal R,	
	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang	mod	ang
1999	0,979	-5,2	1,020	-6,9	0,984	-4,9	1,018	-5,4	0,977	-2,7	1,00	-10,7	1,00	0,0
2000	0,978	-5,3	1,021	-7,5	0,983	-5,0	1,018	-5,8	0,976	-2,9	1,00	-11,8	1,00	0,0
2001	0,977	-5,5	1,023	-8,2	0,982	-5,3	1,019	-6,3	0,974	-3,1	1,00	-13,1	1,00	0,0
2002	0,976	-5,7	1,023	-8,8	0,980	-5,4	1,020	-6,8	0,973	-3,2	1,00	-14,3	1,00	0,0
2003	0,974	-5,9	1,024	-9,5	0,979	-5,6	1,020	-7,4	0,972	-3,4	1,00	-15,6	1,00	0,0
2004	0,972	-6,2	1,025	-10,3	0,977	-5,9	1,020	-7,9	0,970	-3,7	1,00	-17,0	1,00	0,0
2005	0,971	-6,4	1,025	-11,2	0,976	-6,1	1,020	-8,6	0,968	-3,9	1,00	-18,6	1,00	0,0
2006	0,968	-6,7	1,026	-12,1	0,973	-6,4	1,020	-9,3	0,966	-4,2	1,00	-20,3	1,00	0,0
2007	0,966	-7,0	1,026	-13,1	0,971	-6,7	1,020	-10,0	0,964	-4,4	1,00	-22,0	1,00	0,0
2008	0,964	-7,2	1,026	-14,0	0,969	-6,9	1,020	-10,7	0,962	-4,7	1,00	-23,8	1,00	0,0
2009	0,961	-7,6	1,026	-15,2	0,966	-7,3	1,019	-11,5	0,959	-5,0	1,00	-25,9	1,00	0,0

Tabela 23: Fluxo de potência com GLD - Tarifa Diferenciada

Ano	Linha 1	Linha 2	Linha 3	Linha 4	Linha 5	Trafo1	Trafo2
	cn=29MVA ce=29MVA	cn=48MVA ce=48MVA	cn=48MVA ce=48MVA	cn=27MVA ce=27MVA	cn=81MVA ce=81MVA	cn=33MVA ce=40MVA	cn=33MVA ce=40MVA
1999	15,8	9,1	9,1	13,9	36,6	16,1	18,4
2000	15,8	10,1	10,1	15,7	38,9	16,1	23,6
2001	15,8	11,8	11,8	17,8	41,4	16,1	26,2
2002	15,8	12,1	12,1	19,6	43,8	16,1	28,5
2003	15,8	13,3	13,3	21,7	46,3	16,1	31,1
2004	15,8	14,6	14,6	24,0	49,2	16,1	33,8
2005	15,8	15,9	15,9	26,5	52,3	16,1	37,0
2006	15,8	17,5	17,5	29,2	55,7	16,1	40,3
2007	15,8	18,9	18,9	31,8	59,1	16,1	43,6
2008	15,8	20,6	20,6	34,8	62,7	16,1	47,1
2009	15,8	23,2	23,2	38,2	66,8	16,1	51,0

## 5.5 - Análise Econômica dos Programas

Para as análises econômicas serão feitas as seguintes considerações:

- A taxa de juros a ser utilizada será a adotada no Manual de Orientação para Elaboração do Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica das Concessionárias, tanto para o cálculo do custo total do programa anualizado, como para o cálculo do custo financeiro evitado.
- Não serão consideradas possíveis variações tarifárias, nem variações nos custos de oferta, para o intervalo de tempo analisado.
- Em relação ao custo evitado de oferta, serão considerados apenas o custo de compra e transmissão de eletricidade, e os custos relativos às perdas. Os custos de manutenção, administrativo e operacional não serão considerados, pois são custos mais difíceis de serem associados à cada kWh e kW economizados pelo programa de GLD.
- O intervalo de tempo necessário à realização da obra programada está estimado em torno de um ano, segundo a CELESC.
- Os custos de compra de energia (tarifa paga ao maior supridor da empresa), segundo CELESC, são:
  - Energia: 22,16 R\$/MWh
  - Demanda: 1,56 R\$/kW
- O custo associado ao transporte da eletricidade pago mensalmente pela CELESC:
  - 2,821,00 R\$/MW
- Será suposto que as reduções de potência proporcionadas pelo programa possam ser consideradas no contrato entre a concessionária e a empresa supridora.
- Tarifa Residencial CELESC:

- 0,15780 R\$/kWh (para faixa de consumo de 0 à 150 kWh)
- 0,18461 R\$/kWh (para faixa de consumo acima de 150 kWh)

Segundo a CELESC, para a construção da subestação programada, serão necessários os seguintes equipamentos:

- 1 Entrada de Linha 69kV
- 1 Conexão de trafo 69kV (Parcial: CD)
- Transformador 10MVA , 69/23 kV
- 1 Conexão de trafo 23kV
- 1 Interligação de barramento 23kV (Parcial: TSA, TP)
- 2 Entradas de Linha 23kV

O custo total para esta obra foi estimado através dos preços modulares da ELE-TROBRÁS, observando porém que os valores para 23 kV não constam desta lista, sendo estimados a partir dos custos de 34,5 kV. Considerando a equivalência cambial (um dólar aproximadamente dois reais), o montante final estimado para este investimento será de R\$ 2.621.134,82. Portanto, o Custo de Financiamento Evitado (CFE) associado será:

$$\text{CFE} = 15\% \text{ a.a. (R\$ 2.621.134,82)} = 393.170,23 \text{ R\$/ano}$$

Com base nestas considerações, a seguir cada programa será analisado economicamente, sob a perspectiva do consumidor, sociedade e concessionária.

### 5.5.1 - Análise Econômica do Programa de Iluminação Eficiente

#### a) Perspectiva do Consumidor

Considerando as seguintes proposições:

- Custo total para o consumidor na aquisição das LFC: R\$ 25,00
- Tarifa de energia de 0,18461 R\$/kWh
- Tempo de utilização das LFCs: período mínimo de 3 horas por dia

A redução no consumo de energia proporcionará uma economia mensal na conta de luz de cada consumidor, no mínimo, de aproximadamente:

$$\text{Redução de energia mensal} = (200\text{W}) \times (3\text{horas/dia}) \times (30\text{ dias}) = 18\text{ kWh/mês}$$

$$\text{Economia mensal na conta de luz} = (18\text{ kWh/mês}) \times (0,18461\text{ R\$/kWh}) = 3,32\text{ R\$/mês}$$

Considerando o custo de aquisição das LFCs, o tempo de retorno do investimento inicial será de aproximadamente:

$$\text{Tempo de Retorno do Investimento} = (\text{R\$ } 25) / (3,32\text{ R\$/mês}) = 7,5\text{ meses} \cong 8\text{ meses}$$

#### b) Perspectiva da Sociedade

Como visto no capítulo anterior, será utilizada a metodologia para avaliação econômica proposta pela ANEEL, sugerida no “Manual de orientação para elaboração do Programa Anual de Controle ao Desperdício de Energia Elétrica das Concessionárias”. Esta metodologia utiliza a estrutura da Tarifa Horosazonal Azul utilizada pela concessionária, como base para estabelecer o custo evitado de demanda e ener-

gia. A Tarifa Horosazonal Azul utilizada pela CELESC está mostrada na tabela a seguir (DIÁRIO OFICIAL, 1999):

**Tabela 24: Tarifa Horosazonal Azul - CELESC  
DIÁRIO OFICIAL (1999)**

Segmento Horário Subgrupo	Demanda (R\$/kW)		Consumo (R\$/MWh)			
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta Seca	Ponta Úmida	Fora de Ponta Seca	Fora de Ponta Úmida
A1 (230 kV ou mais)	7,49	1,55	42,64	37,29	30,18	25,64
A2 (88 a 138 Kv)	8,04	1,85	45,19	42,16	32,38	29,69
A3 (69kV)	10,80	2,94	51,21	45,40	35,28	30,45
A3a (30 a 44kV)	12,63	4,21	82,81	76,64	39,38	34,80
A4 (2,3 a 25kV)	13,09	4,35	85,85	79,46	40,83	36,08
As (subterrâneo)	13,69	6,71	89,86	83,15	42,72	37,75

Os cálculos da economia de potência e energia proporcionados pelo programa são:

$$\text{Redução de Potência} = (200W/\text{consum.}) \times (8637 \text{ consum.}) = 1,727 \text{ MW}$$

$$\text{Redução de Energia} = (200W/\text{consum.}) \times (3 \text{ horas/dia}) \times (365 \text{ dias}) \times (8637 \text{ consum.}) =$$

$$\text{Redução de Energia} = 1.891,5 \text{ MWh/ano}$$

Com base nas equações (10) e (11) mencionadas no capítulo da metodologia, nas Constantes para Cálculo dos Custos Unitários Evitados (tabela 4) e na Tarifa Horosazonal Azul da CELESC (tabela 24), o valor dos custos unitários evitados são:

Custo Unitário de Demanda Evitada:

$$CP = 12 \times (C1 + C2 \times LP) = 12 \times (13,09 + 4,35 \times 0,5041) = 183,39 \text{ R\$/kW}$$



Custo Unitário de Energia Evitada:

$$CE = \frac{(C3 \times LE1 + C4 \times LE2 + C5 \times LE3 + C6 \times LE4)}{(LE1 + LE2 + LE3 + LE4)}$$

$$CE = \frac{(85,85 \times 0,36949) + (79,46 \times 0,25865) + (40,83 \times 1,97633) + (36,08 \times 1,39557)}{(0,36949 + 0,25865 + 1,97633 + 1,39557)}$$

$$CE = 183,318765 / 4,00004 = 45,82923 \cong 45,83 \text{ R\$/MWh}$$

Cabe lembrar que este programa classifica-se como projeto em Baixa Tensão de Sistema Aéreo, como visto no capítulo anterior. Portanto, o Custo Evitado Total proporcionado por este programa será:

$$\text{Custo de Energia Evitado} = (1.891,5 \text{ MWh/ano}) \times ((1+0,08) \times (45,83 \text{ R\$/MWh}))$$

$$\text{Custo de Energia Evitado} = 93.622,44 \text{ R\$/ano}$$

$$\text{Custo de Demanda Evitado} = (1.727,0 \text{ kW}) \times (1,2 \times 183,39 \text{ R\$/kW})$$

$$\text{Custo de Demanda Evitado} = 380.057,44 \text{ R\$}$$

$$\text{Custo Evitado Total} = 473.679,88 \text{ R\$}$$

A relação custo/benefício do programa será obtida por:

$$\text{Custo Total do Programa} = 8637 \times (25 + 2) = 233.199,00 \text{ R\$}$$

$$\text{Custo Total do Programa Anualizado} = 233.199,00 \text{ R\$} \times \text{FRC}$$

Considerando:

$$i = 15\%$$

$n \cong 9$  anos de vida útil da LFC (considerando um período de utilização de 3 horas/dia)

$$FRC = (0,15(1 + 0,15)^9) / ((1 + 0,15)^9 - 1) = 0,21$$

$$\text{Custo Total do Programa Anualizado} = (233.199,0 \text{ R\$}) \times 0,21 = \text{R\$ } 48.971,80$$

Assim:

$$RCB = \text{Custo Total do Programa Anualizado} / \text{Custo Evitado Total}$$

$$RCB = \text{R\$}48.971,80 / \text{R\$ } 473.679,88 = 0,10$$

c) Perspectiva da Concessionária:

Este programa permite adiar a subestação programada por dois anos. O período a ser analisado inicia-se em 1999 (ano em que o programa foi implementado), terminando no final de 2002. A data de término considera o tempo médio necessário para a construção da obra, em torno de um ano, e sua importância para o sistema em 2004. Lembrando que as economias de potência e energia proporcionadas pelo programa são de:

- Redução de Potência = 1,727 MW
- Redução de Energia = 1.891,5 MWh/ano

Para determinar os Custos de Oferta Evitados (COE), primeiramente é necessário o cálculo dos custos evitados das perdas de energia elétrica. Para o período a ser analisado, as perdas de demanda máxima constatadas nos fluxos de potência foram:

**Tabela 25: Comparação das perdas do sistema com GLD - Iluminação Eficiente**

Período	Perdas sem GLD (MW)	Perdas com GLD (MW)	Diferença (MW)
1999	2,6	2,2	0,4
2000	3,1	2,5	0,6
2001	3,7	3,1	0,6
2002	4,4	3,6	0,8

Utilizando as equações (17), (18), (19), (20) e (21) mencionadas no capítulo anterior e as informações da empresa, será calculado o custo financeiro total evitado das perdas elétricas. Segundo a CELESC, o Fator de Carga da empresa e as constantes  $K_1$  e  $K_2$  são:

- $FC = 0,67$
- $K_1 = 0,2$
- $K_2 = 0,8$

Portanto, o Fator de Carga das Perdas será:

$$FCP = (0,2 \times 0,67) + (0,8 \times (0,67)^2) = 0,49$$

Assim, o Custo Total Evitado das perdas por ano será:

**Tabela 26: Custo Total Evitado das Perdas com GLD - Iluminação Eficiente**

Período	PFE(R\$)	PPF(R\$)	CTEP(R\$)
1999	38.047,83	624,00	38.671,83
2000	57.071,75	936,00	58.007,75
2001	57.071,75	936,00	58.007,75
2002	76.095,66	1.248,00	77.343,66

Neste programa, Custo Evitado de Compra e Transmissão de energia elétrica por ano será:

$$\text{CECT} = [(1.891,5 \text{ MWh/ano}) \times (22,16 \text{ R\$/MWh})] + [(1.727,0 \text{ kW}) \times (1,56 \text{ R\$/kW}) \times (12 \text{ meses})] + [(1,727 \text{ MW}) \times (2.821,0 \text{ R\$/MW}) \times (12 \text{ meses})] = 132.707,50 \text{ R\$/ano}$$

Agregando CECT aos valores de CTEP, teremos o Custo de Oferta Evitado:

**Tabela 27: Custo Evitado de Oferta GLD - Iluminação Eficiente**

Período	CECT(R\$)	CTEP(R\$)	COE(R\$)
1999	132.707,50	38.671,83	171.379,30
2000	132.707,50	58.007,75	190.715,30
2001	132.707,50	58.007,75	190.715,30
2002	132.707,50	77.343,66	210.051,20

A Perda de Rendimentos anual (PR) da empresa será:

$$\text{PR} = (1.891,500 \text{ kWh/ano}) \times (0,18461 \text{ R\$/kWh}) = 349.189,80 \text{ R\$/ano}$$

Desejando que o Custo Anualizado do Programa seja equivalente ao Custo de Oferta Evitado Anual, será considerado que o programa será pago em dois anos:

$$\text{CAP} = (233.199,0 \text{ R\$}) \times [(0,15(0,15 + 1)^2) / ((0,15 + 1)^2 - 1)] = (233.199,0 \text{ R\$}) \times (0,615) =$$

$$\text{CAP} = 143.417,38 \text{ R\$/ano}$$

Portanto, a Economia Líquida Anual-ELA proporcionada pelo programa de Iluminação Eficiente será:

**Tabela 28: Economia Líquida - ELA com GLD Iluminação Eficiente**

Período	COE(R\$)	CFE(R\$)	CAP(R\$)	PR(R\$)	ELA(R\$)
1999	+171.379,30		-143.417,38	-349.189,80	-321.227,90
2000	+190.715,30		-143.417,38	-349.189,80	-301.891,90
2001	+190.715,30	+393.170,23		-349.189,80	+234.695,70
2002	+210.051,20	+393.170,23		-349.189,80	+254.031,60

O somatório da Economia Líquida para este período será negativo, no valor de R\$ 134.392,4.

### 5.5.2 - Análise Econômica do Programa Tarifa Diferenciada

#### a) Perspectiva do Consumidor:

Neste caso, será beneficiado economicamente, de forma direta, o consumidor que participar do programa, pois sua conta de energia sofrerá reduções.

Os consumidores que não participarem do programa, também serão beneficiados economicamente, porém de forma indireta, devido a um aumento evitado nas tarifas, mesmo que temporário, proporcionado pela postergação de novas obras.

#### b) Perspectiva da Sociedade:

Para a análise econômica da perspectiva social do programa de tarifa diferenciada, será contabilizada apenas a redução de potência proporcionada por este programa, considerando-se que o consumo de energia permanecerá o mesmo. Para evitar problemas de sobrecarga no sistema, durante a execução da obra programada, o programa será implementado no período de 1999 até 2003. A redução de potência anual proporcionada pelo programa, neste período será:

**Tabela 29: Redução de Potência com GLD - Tarifa Diferenciada**

Período	Pot. Normal (MW)	Pot. com GLD (MW)	$\Delta P$ (MW)
1999	41,6	39,0	2,6
2000	43,6	40,8	2,8
2001	45,9	42,9	3,0
2002	48,1	44,8	3,3
2003	50,3	46,8	3,5

O valor médio de Redução de Potência para este período será:

$$\Delta \text{Potência}_{\text{média}} = 3,04 \text{ MW}$$

Sendo o Custo Unitário de Demanda Evitada:

$$CP = 12 \times (C1 + C2 \times LP) = 12 \times (13,09 + 4,35 \times 0,5041) = 183,39 \text{ R\$/kW}$$

Multiplicando este valor pela economia média de potência tem-se:

$$\text{Custo Demanda Evitado} = (3.040,0 \text{ kW}) \times (1,2 \times 183,39 \text{ R\$/kW}) = 669.006,72 \text{ R\$/ano}$$

Neste caso, o Custo Evitado Total será o Custo Demanda Evitado.

Sendo:

$$i = 15\% \text{ a.a.}$$

$$n = 5 \text{ anos (período de vida do programa)}$$

O Custo Total do Projeto (CAP) será:

$$CTP = (\text{R\$}240 / \text{consum.}) \times (2000 \text{ consum.}) = \text{R\$} 480.000,00$$

O Custo Anualizado do Projeto será:

$$CAP = (\text{R\$}480.000,0) \times [(0,15 (0,15 + 1)^5) / ((0,15 + 1)^5 - 1)] = (\text{R\$}480.000,00) \times (0,298)$$

$$CAP = 143.040,00 \text{ R\$/ano}$$

Portanto a relação custo/benefício será:

$$RCB = \text{R\$} 143.040,00 / \text{R\$} 669.006,72 = 0,21$$

c) Perspectiva da Concessionária:

Este programa permite adiar a subestação programada por um período de dois anos, ficando esta necessária ao sistema no ano de 2004. O período a ser analisado economicamente inicia-se em 1999, terminando no final de 2003, em vez de 2002.

Neste caso, a data de término considera a implementação do programa durante o ano de 2003, visando garantir que não haverá problemas de sobrecarga no sistema enquanto a nova subestação estiver em construção. Os investimentos necessários à esta subestação, não serão contabilizados nesta análise econômica; porém, o início da execução desta obra implicará na anulação do Custo de Financiamento Evitado (CFE) para o ano de 2003, como será visto mais adiante.

A tabela 29, apresentada novamente, mostra as reduções de potência proporcionadas por este programa.

**Tabela 29: Redução de Potência com GLD - Tarifa Diferenciada**

Período	Pot. Normal (MW)	Pot. com GLD (MW)	$\Delta P$ (MW)
1999	41,6	39,0	2,6
2000	43,6	40,8	2,8
2001	45,9	42,9	3,0
2002	48,1	44,8	3,3
2003	50,3	46,8	3,5

Com base nas simulações, os valores das perdas no sistema para este período fo-

ram:

**Tabela 30: Redução das Perdas com GLD - Tarifa Diferenciada**

Período	Perdas sem GLD (MW)	Perda com GLD (MW)	$\Delta$ Perdas (MW)
1999	2,6	1,9	0,7
2000	3,1	2,3	0,8
2001	3,7	2,8	0,9
2002	4,4	3,2	1,2
2003	5,2	3,8	1,4

Como realizado anteriormente, utilizando as equações mencionadas na metodologia e as informações da empresa, será calculado o custo financeiro total evitado das perdas elétricas.

Utilizando o valor calculado anteriormente para FCP, calcula-se o Custo Total Evitado das Perdas por ano:

**Tabela 31: Custo Total Evitado das Perdas com GLD - Tarifa Diferenciada**

Período	PFE(R\$)	PFPP(R\$)	CTEP(R\$)
1999	66.583,70	1.092,00	67.675,70
2000	76.095,70	1.248,00	77.343,70
2001	85.607,60	1.404,00	87.011,60
2002	114.143,50	1.872,00	116.015,50
2003	133.167,40	2.184,00	135.351,40

Neste caso, o Custo Evitado de Compra e Transmissão de energia elétrica - CECT, refere-se ao custo evitado de compra de potência e o custo evitado de transporte desta potência, pois considera-se que toda a energia deslocada será vendida no horário fora de ponta. Assim:

$$CECT = (\Delta P) \times (1,56 \text{ R\$/kW}) \times (12 \text{ meses}) + (\Delta P) \times (2.821,0 \text{ R\$/MW}) \times (12 \text{ meses})$$

Para cada ano, considerando o valor  $\Delta P$  (redução de potência) correspondente, este custo evitado será:

**Tabela 32: Custo Evitado com GLD - Tarifa Diferenciada**

Período	CECT (R\$)
1999	136.687,20
2000	147.201,60
2001	157.716,00
2002	173.487,00
2003	184.002,00



Agregando os valores do CECT aos valores do Custo Total Evitado das Perdas - CTEP, tem-se o Custo de Oferta Evitado:

**Tabela 33: Custo Oferta Evitado com GLD - Tarifa Diferenciada**

Período	COE (R\$)
1999	204.362,90
2000	224.545,30
2001	244.727,60
2002	289.502,50
2003	319.353,40

Em seqüência, calcular a Perda de Rendimentos (PR) da empresa, por:

$$PR = (\Delta P) \times (3h/\text{dia}) \times (365 \text{ dias}) \times (0,18461 \text{ R\$/ kWh}) \times (0,4)$$

Onde o fator 0,4 representa o valor mais baixo da tarifa no horário fora de ponta (40% mais barata no horário fora de ponta). Assim, durante este período:

**Tabela 34: Perda de Rendimentos com GLD - Tarifa Diferenciada**

Período	PR (R\$)
1999	210.233,80
2000	226.405,70
2001	242.577,50
2002	266.835,30
2003	283.300,70

Com a participação de dois mil consumidores, o Custo Total do Programa (CTP) será:

$$CTP = (2000 \text{ consumidores}) \times (240 \text{ R\$/ consumidor}) = \text{R\$ } 480.000,00$$

Desejando que o Custo Anualizado do Programa seja equivalente ao Custo de Oferta Evitado Anual, será considerado que o programa será pago em três anos, assim:

$$CAP = (480.000,0 \text{ R\$}) \times [(0,15(0,15 + 1)^3) / ((0,15 + 1)^3 - 1)] = (480.000,0 \text{ R\$}) \times (0,438) =$$

$$CAP = 210.240,00 \text{ R\$/ano}$$

Portanto, a Economia Líquida Anual - ELA, será:

**Tabela 35: Economia Líquida Anual -ELA com GLD- Tarifa Diferenciada**

Período	COE(R\$)	CFE(R\$)	CAP(R\$)	PR(R\$)	ELA(R\$)
1999	+204.362,90		-210.240,00	-210.233,80	-216.110,90
2000	+224.545,30		-210.240,00	-226.405,70	-212.100,40
2001	+244.727,60	+393.170,23	-210.240,00	-242.577,50	+185.080,30
2002	+289.502,50	+393.170,23		-266.835,30	+415.837,40
2003	+ 319.353,40			-283.300,70	+36.052,70

Este programa proporcionaria uma Economia Líquida positiva para a concessionária, de R\$ 208.759,10 no período de 1999 à 2003.

## 5.6 - Conclusões

Este capítulo apresentou um estudo de planejamento da expansão considerando a inclusão de programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda no seu desenvolvimento, ou seja, foi realizada uma análise simplificada de Planejamento Integrado de Recursos para o sub-sistema pertencente à CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina, o qual atende a região do planalto central do Estado.

Dispondo de dados reais da concessionária e algumas considerações, foi analisado o desempenho do sistema, para um período de dez anos, da forma tradicional e com a utilização de programas de GLD. O objetivo principal concentrou-se em verifi-

car os efeitos destes programas, principalmente em relação à postergação da obra programada pela concessionária, para atender as necessidades desta determinada região.

Foram sugeridos dois programas de GLD como soluções alternativas à expansão imediata deste sub-sistema. Um baseou-se no estímulo ao uso de equipamentos mais eficientes energeticamente, GLD - Iluminação Eficiente. O segundo tomou como base a utilização do sinal de preço, GLD - Tarifa Diferenciada.

Os dois programas proporcionaram o adiamento da obra por um período de dois anos, porém com desempenhos econômicos diferentes. O GLD - Iluminação Eficiente apresentou resultados econômicos satisfatórios sob a perspectiva do consumidor e da sociedade, porém com resultado insatisfatório sob o ponto de vista da concessionária. O programa GLD - Tarifa Diferenciada apresentou resultados satisfatórios sob as três perspectivas analisadas.

## CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES

Este capítulo apresenta as conclusões deste trabalho, iniciando pelas conclusões específicas do Estudo de Caso, seguidas pelas conclusões gerais. Após estão apresentadas as principais contribuições desta dissertação e sugetões para futuros trabalhos.

### 6.1 - Conclusões Específicas do Estudo de Caso

O estudo realizado para o sistema de Sub-Transmissão, pertencente ao sistema CELESC, que atende o Planalto Central de Santa Catarina, mostra tendências favoráveis ao tema central deste trabalho: Planejamento Integrado de Recursos com ênfase no Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Naturalmente, além das informações reais da concessionária, precisaram ser feitas algumas suposições, porém estas não comprometem os resultados obtidos e podem ser consideradas como sugestões no caso de uma aplicação prática, como no caso da empresa ter a possibilidade de negociar com seu supridor as economias de potência fornecidas pelos programas de GLD.

Como pode ser observado, os índices de previsão de demanda mostram que o crescimento de carga nesta região é significativo e que no final do período analisado, a carga tem praticamente seu valor duplicado. Nesta situação, observa-se que a carga da Barra de São Cristóvão, sendo a maior, contribui de forma mais significativa para a necessidade de expandir a capacidade do sistema a partir do ano de 2002, conforme indicado pelas simulações. Deste modo, optou-se em analisar os efeitos dos programas de GLD aplicados unicamente a esta barra, embora estes programas pudessem ser direcionados também às outras barras ou a todo o sistema.

Os programas de GLD utilizados para este Estudo de Caso foram baseados no estímulo ao uso de equipamentos mais eficientes e em sinais de preço, por serem ti-

pos mais adequados ao planejamento da expansão do sistemas elétrico. Os dois programas foram direcionados à classe residencial pelos seguintes motivos:

- Por atingir um número maior de consumidores.
- Oferecer ao consumidor da classe residencial as vantagens proporcionadas pelos programas: redução na conta de energia elétrica e possibilidade de controlar seus gastos com energia elétrica.
- Estes programas acarretam também vantagens operacionais para o sistema, como a melhoria do nível de tensão no intervalo de tempo do período de ponta.
- Representar um Recurso de Gerenciamento Estratégico, pois permite que a empresa possa transferir temporariamente os recursos destinados à uma área do sistema, para outra qualquer, caso isto represente atratividade econômica.

Um ponto interessante a ser salientado refere-se em como identificar os consumidores a serem considerados nos projetos. Para trabalhar com GLD no planejamento da expansão, precisa-se conhecer com maior detalhe as características dos consumidores (número por classe, classe predominante, particularidades, etc.) por barra, ou seja, por subestação. Isto sugere que a empresa precisa organizar de forma mais adequada as informações a respeito de seus consumidores, pois estas geralmente são obtidas por municípios. Esta medida facilitaria a implementação e aumentaria a precisão dos programas.

Em relação ao GLD - Iluminação Eficiente, onde considerou-se que o programa foi implementado apenas no primeiro ano do período analisado, os resultados mostraram que a substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas em 8637 consumidores provoca a postergação da obra programada em dois anos. Este programa apresenta um resultado favorável do ponto de vista do consumidor, pois o período de retorno do investimento realizado por este fica em

torno de oito meses. Este resultado baseou-se num período mínimo de utilização de três horas por dia, o que na realidade pode ser bem maior, propiciando um tempo de retorno menor e maior atratividade para o programa. Da perspectiva social, este programa apresenta um resultado muito favorável com uma relação de custo/benefício em torno de 0,10, ou seja, é dez vezes mais interessante investir no programa do que na expansão do sistema. Sob a visão da concessionária, o programa não é totalmente atrativo economicamente, pois mesmo possibilitando adiar a obra programa por dois anos, a economia líquida total para o período de 1999 à 2002 é negativa no valor de R\$134.392,4.

Embora o Custo de Oferta Evitado Anual da empresa seja maior do que o Custo Anualizado do Programa (tabela 28), a perda de rendimentos da empresa associado ao programa é muito alta e com a contabilização destes custos, o programa torna-se inviável economicamente. Entretanto, cabe lembrar que a parcela do Custo de Oferta Evitado não está completa, pois os custos referentes à operação, manutenção, administrativos como comentado no capítulo 4, não foram contabilizados. A consideração destes custos poderia melhorar significativamente o desempenho econômico deste programa, tornando-o viável do ponto de vista da concessionária.

O programa baseado em sinal de preço, GLD - Tarifa Diferenciada apresentou resultados muito favoráveis. Com base nas pesquisas de opinião do programa referência, sob a ótica do consumidor os resultados são satisfatórios e atrativos, pois cerca de 95% dos participantes do programa gostariam de continuar com o modelo tarifário proposto por este GLD (resultado colhido pela COPEL). Sob a ótica social, o programa também apresenta resultado positivo, apresentando uma relação de custo/benefício de 0,21, o que representa maior vantagem em implementar o programa do que em expandir o sistema.

Este GLD também apresentou resultados positivos sob a perspectiva econômica da concessionária, mesmo estando o Custo de Oferta Evitado incompleto. Com este programa a concessionária pode adiar a nova subestação por um período de dois

anos. O período analisado economicamente iniciou-se em 1999, terminando no final de 2003, em vez de 2002. Neste caso, a data de término considerou a implementação do programa durante o ano de 2003, visando garantir que não haveria sobrecarga no sistema durante a construção da nova subestação. Como resultado, a análise econômica apresentou uma economia líquida positiva de R\$ 208.759,10 para o período de 1999 à 2003.

A redução de carga de 14% foi considerada em todos os anos, de forma contínua porém não cumulativa. Economicamente este programa é mais atrativo porque o consumo de energia não é reduzido e sim deslocado. Deste modo, a perda de rendimentos da empresa é bem menor, associando-se apenas ao valor mais baixo da tarifa no horário fora de ponta. Devido à limitações de informações não foram levadas em consideração os seguintes aspectos que poderiam melhorar ainda mais o desempenho econômico deste programa:

- Nem todos os consumidores diminuem radicalmente o consumo neste horário todos os dias, favorecendo a concessionária, pois a tarifa no horário de ponta é 200% mais alta.
- As análises foram realizadas apenas para o período da ponta, embora os resultados do programa referência indiquem um aumento no consumo total de energia.

Em vista destes resultados, este programa baseado em sinal de preço, mostrou-se adequado ao caso em questão, pois obteve avaliação positiva sob a perspectiva do consumidor, da sociedade e da concessionária.

Cabe lembrar que nas análises econômicas não foram considerados os custos associados às externalidades, o que certamente melhoraria significativamente, o desempenho econômico deste programa e do GLD - Iluminação Eficiente.

Este Estudo de Caso permite concluir que o sucesso da implementação de programas de GLD depende de um fator muito importante: a adequação do programa à situação em questão, pois nem todos os programas de GLD são indicados às várias situações em que o sistema possa se encontrar, reforçando a idéia inicial da importância do conhecimento detalhado dos consumidores e de um maior contato entre estes e a empresa.

Os resultados obtidos confirmam a tendência de que, num ambiente competitivo, os programas de GLD tendem a ser direcionados ao oferecimento de Serviços de GLD, como discutido no capítulo 2. E neste caso, a Tarifa Diferenciada não deixa de ser considerada como um Serviço de GLD que a concessionária pode oferecer aos seus consumidores residenciais.

## **6.2 - Conclusões Gerais**

As mudanças propostas pela reestruturação estão exigindo que a Conservação de Energia assuma nova postura, a fim de identificar e aproveitar as possibilidades em que os programas de conservação possam ser implementados e bem sucedidos, direcionando esforços para ultrapassar as possíveis barreiras impostas por este novo ambiente. Sob esta perspectiva, será necessário que cada representante da sociedade tenha sua parcela de responsabilidade sobre o desenvolvimento de novos programas de conservação de energia.

O órgão regulador do setor elétrico, terá incrementada sua responsabilidade de formular uma estrutura regulatória adequada, cobrando a aplicação institucional de recursos para programas de conservação, o que possuirá extrema importância para o incentivo à conservação de energia. A participação da empresa concessionária refere-se ao comprometimento em dedicar maiores estudos em relação às estratégias de conservação, procurando descobrir nestas, atraentes alternativas de negócios. Não menos importante será o papel dos consumidores, pois neste novo contexto tornam-



se o alvo a ser disputado pelas concessionárias; ressaltando que suas exigências, preferências e opiniões receberão maior consideração, tendendo muitas vezes, a direcionar as decisões a serem tomadas pelas concessionárias. Esta nova posição ocupada pelo consumidor revela a necessidade da sua conscientização e informação sobre os objetivos propostos pela conservação de energia.

Sob a ótica do cenário nacional, pode-se concluir que as iniciativas no uso de GLD ainda encontram-se muito tímidas, porém acredita-se que o estímulo dado pelo poder regulador em cobrar das concessionárias projetos de conservação de energia, levarão estas empresas a descobrirem mais rapidamente o potencial associado ao GLD, o que pode transferir gradualmente a idéia de *Obrigatoriedade* para *Oportunidade*. Esta medida implica, de forma branda e gradual, na introdução do conceito de Planejamento Integrado de Recursos no Setor Elétrico Nacional, sendo um exemplo muito positivo de estímulo à Conservação de Energia em âmbito mundial.

Cabe aqui, mencionar uma das conclusões do relatório da consultora responsável pelo modelo de reestruturação proposto para o Setor Elétrico Nacional (COOPERS & LYBRAND, 1997):

*“O desafio de promover um “Mercado Responsável Ambientalmente” e um “Mercado de Energia Balanceada”, enfrentado por uma estrutura de mercado competitiva, apenas será vencido se houver um real comprometimento das concessionárias, uma estrutura regulatória adequada e a participação e cobrança dos usuários finais.”*

Outra perspectiva mostra que a abertura no mercado de energia elétrica em conjunto com os complexos problemas ambientais em que o setor encontra-se envolvido, sugerem que um modelo mais abrangente oriente o planejamento dos sistemas elétricos, buscando através da incorporação de novas variáveis, atingir objetivos sociais, técnicos, econômicos e ambientais. Este estilo de planejamento é encontrado no

Planejamento Integrado de Recursos, onde a principal característica é o Gerenciamento pelo Lado da Demanda. O GLD, principalmente num ambiente competitivo, pode ser encarado como uma oportunidade de negócio, forma de gerenciamento ótimo de recursos, alternativa com viabilidade técnica e econômica, possibilitando uma melhor alocação e minimização do risco dos investimentos realizados pela empresa.

Através desta prática, benefícios econômicos podem ser conseguidos, devido à postergação de investimentos em expansão da geração, transmissão e distribuição, assim como a utilização mais eficiente das instalações elétricas e conseqüentemente, um aumento na confiabilidade do sistema. As condições operativas do sistema também podem ser melhoradas, principalmente nos horários críticos de ponta.

Devido a estas considerações, este trabalho procurou mostrar a importância de se considerar o GLD como uma alternativa no planejamento e não apenas como “último recurso”, utilizado muitas vezes quando a empresa não se encontra preparada financeiramente para investir na expansão do sistema, ou quando é obrigada, pelos aspectos da regulação. Em outras palavras, objetivou-se reforçar a idéia de que o GLD incluído nos estudos de planejamento, propicia benefícios muito maiores do que quando utilizado apenas em situações já extremas. Dentre estes benefícios, a flexibilidade é um exemplo, pois o número de alternativas para garantir o atendimento à carga é maior, permitindo afirmar que o Planejamento Integrado de Recursos favorece a concessionária em termos de competitividade.

Embora atributos técnicos e econômicos possam estar associados ao GLD, cabe lembrar que o objetivo principal defendido por todas as estratégias da Conservação de Energia, provém da preocupação em preservar o Meio Ambiente; esta é uma prioridade que não deve ser esquecida. Caso a conservação for tratada apenas com enfoque econômico ou técnico, será utilizada esporadicamente, somente quando se adequar a uma determinada situação; entretanto o ideal é que a conservação tenha a característica de *Continuidade*. Concordando com COAD (1996), definir a conservação de energia como um tópico meramente econômico não é um conceito completamente

válido. A conservação deve ser entendida como ética, como filosofia de desenvolvimento. Portanto, para que os objetivos sociais e ambientais sejam atendidos completamente, a importância do GLD e de programas de eficiência energética participarem do Planejamento dos Sistemas Elétricos.

Por fim, com base em todas as considerações, análises e resultados obtidos neste trabalho, conclui-se que o complexo elétrico tende a ser acrescido de mais uma grande área de estudo, ficando representado por:

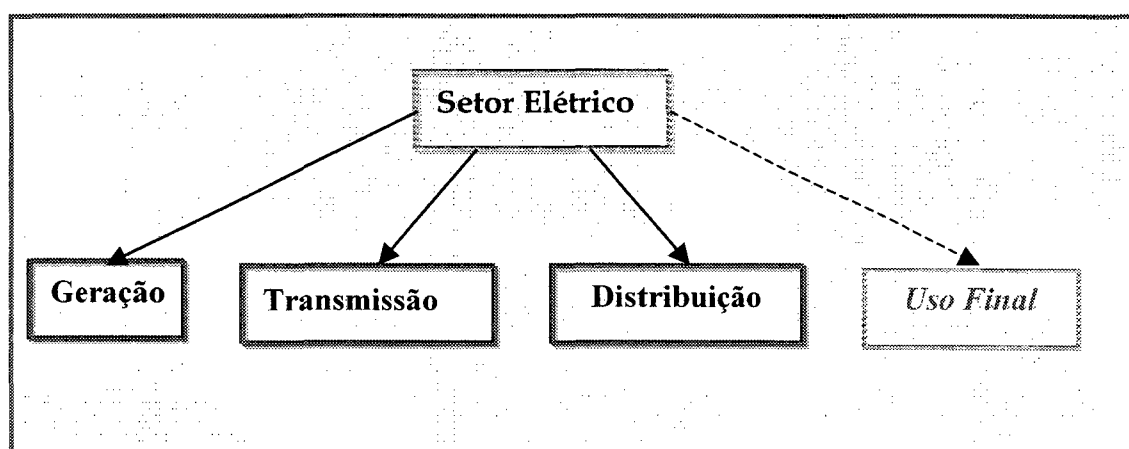


Figura 11: Tendência Futura da Composição do Setor Elétrico

Cabe então, aos estudos de planejamento deste setor, procurar trabalhar com todas estas áreas, integrando-as da melhor forma possível.

### 6.3 - Contribuições desta Dissertação

A principal contribuição deste trabalho está em mostrar para a empresa concessionária que ela dispõe de mais uma opção de gerenciamento neste novo ambiente empresarial em que encontra-se o setor elétrico. Também em mostrar que os programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda não estão associados, necessariamente, a perdas econômicas e que estes permitem a otimização dos investimentos da empresa através da postergação de obras; por isso, a importância de se avaliar os

efeitos destes programas sob uma perspectiva de planejamento e não apenas considerando um período imediatista.

Procurou-se contribuir também para a divulgação da necessidade e importância das estratégias de Conservação de Energia, ressaltando os atributos do Planejamento Integrado de Recursos.

#### **6.4 - Sugestões para futuros trabalhos**

Seguindo esta área de pesquisa, outros trabalhos podem ser desenvolvidos, como os propostos a seguir:

1. Desenvolvimento de Pesquisas de Campo sobre Uso Final, a fim de investigar as possíveis potencialidades de implementação de GLD no cenário energético de Santa Catarina.
2. Procurar contabilizar as externalidades associadas à produção de energia elétrica e se possível, verificar os efeitos da inclusão destes custos no custo marginal de produção, observando as conseqüências sobre a ordem de despacho das usinas geradoras.
3. Estudar as potencialidades de obtenção de energia elétrica através de Fontes Alternativas de Energia e verificar os efeitos de sua consideração no planejamento da expansão do sistema elétrico de Santa Catarina.
4. Investigar as possibilidades da concessionária implementar GLD como Recurso Operativo.
5. Estudar a viabilidade da utilização da metodologia de Previsão de Carga usando o Modelo de Uso Final.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMÊNDOLA, A. G.; ROCHA, M. C.; 1998. *Conservação de Energia - Um Mau Negócio para as Concessionárias?* In: III Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica. *Anais*. São Paulo, p. 499 à 503.

ANEEL, 1999. *Manual de Orientação para Elaboração do Programa Anual de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica das Concessionárias*, Brasília - DF.

BOYER, J.; 1997. *Green Energy on the Eve of Open Access*. IEEE Power Engineering Review, December, v. 17, n. 12, p. 18 à 20.

BORESNTEIN, C.R. e CAMARGO, C.C. de B.; 1997. *O Setor Elétrico no Brasil: Dos desafios do passado às alternativas do futuro*. Porto Alegre: Ed. Sagra Luzzato.

BUISSON, C.; 1998. *A Experiência da Light na Preparação e Implantação de Planos de Eficiência Energética*. In: XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. (Belém, Pará). *Anais*. Pará, 1997.

BURGOA, J.; 1998. *As Principais Barreiras para Avaliação de Programas de GLD no Brasil*. In: EFFICIENTIA 98 (Outubro 1998: Rio de Janeiro, RJ). CD ROM. Rio de Janeiro, 1998.

BURGOA, J.; RESENDE, M. E. A.; LAGE, W. F.; SALUN, L. J. B.; 1998. *Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD - Experiência da CEMIG*. In: III Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica. *Anais*. São Paulo, p. 233 à 236.

CAMARGO, C.C. de B.; 1999. *Planejamento Integrado de Recursos e Gestão Estratégica da Qualidade como Instrumentos de Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro*. Revista Univille, Joinville, Vol.4 N°1, junho, p. 9 à 17.

CHESF; 1997. Experiência da CHESF na Modulação da Carga dos Consumidores Industriais. In: XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. (Belém, Pará). *Anais*. Pará, 1997.

COHEN, G.; 1998. *Solar Thermal Electric: An Operating Reality*. IEEE Power Engineering Review, May, v. 18, n. 5, p. 16 à 17.

CONNERS, S.; 1997. *Ensuring Future Energy Alternatives: Technological and Institutional Challenges to Developing a Sustainable Energy Infrastructure under Competition*. IEEE Power Engineering Review, december, v. 17, n. 12, p. 13 à 14.

COOPERS & LYBRAND; 1998. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Anexo N. SEM/ELETROBRÁS, 1998.

COPEL, 1998. *Tarifa Amarela - Classe Residencial*. In: EFFICIENTIA 98 (Outubro 1998: Rio de Janeiro, RJ). CD ROM. Rio de Janeiro, 1998.

CHURCH, J. R.; 1995. *Como pode a chuva ser ácida?*

<http://educar.sc.usp.br/youcan/acid/acid.html>

DAVIES, M.; 1997. *The Green Pool*. IEEE Power Engineering Review, December, v. 17, n. 12, p. 13 à 16.

DIÁRIO OFICIAL; 1999. Sexta - Feira, 11 junho de 1999; n. 110, Seção 1, p. 121 à 122.

COAD, W. J.; 1996. *Energy Conservation is an Ethic*. ASHRAE Transactions. Atlanta GA USA, v. 102, n. 1, p. 505 à 509.

DONALD, C.; 1997. *U.S. Electric Utility Demand-Side Management: Trends and Analysis*.  
[http://www.eia.doe.gov/cneaf/pubs\\_html/feat\\_dsm/contents.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/pubs_html/feat_dsm/contents.html)

ELETROBRÁS; 1985. *Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição*, Coleção Distribuição de Energia Elétrica, v 5, Rio de Janeiro, RJ: Editora Campus.

ELETROBRÁS; 1992. *Plano 2015 – Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS, 1999. *Planejamento do PROCEL*.  
[http://www.eletrabras.gov.br/procel/index\\_java.htm](http://www.eletrabras.gov.br/procel/index_java.htm)

FICKETT, A. P.; GELLINGS, C. W.; LOVINS, A. B.; 1990. *Efficient Use of Electricity*. Scientific American, September 1990, p. 29 à 36.

FRASER, M; 1997. *Environmental Mechanisms in Restructured Electricity Markets*. IEEE Power Engineering Review, December, v. 17, n. 12, p. 10 à 12.

FUGIWARA, J. K.; FILHO, M. de M. C.; SANTOS, V. F. dos; 1996. *Programa Experimental de Difusão de Sistemas de Iluminação Eficiente no Segmento Residencial – Elaboração de um Ferramental para DSM*. In: VII Congresso Brasileiro de Energia e II Seminário Latino Americano de Energia. *Anais*. Rio de Janeiro, 1996. p. 2074 à 2086.

FURTADO, R. C.; 1996. *The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil*. Londres, 1996. Thesis (Doctor of Philosophy) – Centre for Environmental Technology, Imperial College of Science, Technology and Medicine.

GAMSON, D.; 1998. *Energy Efficiency Program Opportunities in California's Restructured Electricity Industry*. In: EFFICIENTIA 98 (Outubro 1998: Rio de Janeiro, RJ). CD ROM. Rio de Janeiro, 1998.

GOLDEMBERG, J.; 1995. *Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento*. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo.

GOMES, Ana A. C.; 1998. *A Reestruturação das Indústrias de Rede: Uma Avaliação do Setor Elétrico Brasileiro*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

HIDE, D. G.; 1998. *Will Consumers Choose Renewable Energy, and Should You Care One Way or the Other?* IEEE Power Engineering Review, May, v. 18, n. 5, p. 6 à 9.

HOLT, E. A.; ELLIS, M.; 1997. *Trends in Green Power Marketing in Australia and United States*. IEEE Power Engineering Review, December, v. 17, n. 12, p. 16 à 18.

HURWITCH, J. W.; 1998. *Energy Storage: Advanced Power Management Technologies for a New Electricity Era*. IEEE Power Engineering Review, May, v. 18, n. 5, p. 17 à 18.

JANNUZZI, G.de M. e SWISHER, J.N.P. (1997). *Planejamento Integrado de Recursos Energéticos*. Campinas- SP: Ed. Autores Associados.

LEES, E.; 1998. *The British Experience of Regulation of Energy Efficiency*. In: EFFICIENTIA 98 (Outubro 1998: Rio de Janeiro, RJ). CD ROM. Rio de Janeiro, 1998.

MARKARD, J.; 1997. *Green Pricing: Potentials and Limitations*. IEEE Power Engineering Review, December, v. 17, n. 12, p. 20 à 21.



MARQUES, M. C. S.; 1997. *PROCEL nas Escolas de 1° e 2° Graus*. In: XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. (Belém, Pará). *Anais*. Pará, 1997.

McCLELLAND, L.; 1998. *The Canadian Experience with DSM Programs*. In: EFFICIENTIA 98 (Outubro 1998: Rio de Janeiro, RJ). CD ROM. Rio de Janeiro, 1998.

MORET, A. de S.; 1996. *Impacto da Conservação de Eletricidade no Setor Residencial do Estado de Rondônia pela Troca de Lâmpadas Incandescentes por Compacta Fluorescente*. In: VII Congresso Brasileiro de Energia e II Seminário Latino Americano de Energia. *Anais*. Rio de Janeiro, 1996. p. 2103 à 2117.

MORET, A. de S.; 1996. *Análise Econômica da Troca de Lâmpadas Incandescentes por Compacta Fluorescente no Setor Residencial do Estado de Rondônia*. In: VII Congresso Brasileiro de Energia e II Seminário Latino Americano de Energia. *Anais*. Rio de Janeiro, 1996. p. 2118 à 2123.

NADEL, S.; ZHIRONG, Y.; YINGYI, S.; 1995. *Integrated Resources Planning and Demand-Side Management Manual for China and Other Developing Countries*.

<http://www-content@solstice.crest.org>

NEMTZOW, D. M.; 1998. *Demand-Side Management: The North American Experience*. In: EFFICIENTIA 98 (Outubro 1998: Rio de Janeiro, RJ). CD ROM. Rio de Janeiro, 1998.

NH2; 1998. Versão 4.1. *Sistema Computacional NH2 para Análise Probabilística e Avaliação de Confiabilidade de Sistemas de Grande Porte*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL.

NOBRE, E. C.; 1996. *Experiências da CEMIG em Projetos de Uso Racional de Energia*. In: VII Congresso Brasileiro de Energia e II Seminário Latino Americano de Energia. *Anais*. Rio de Janeiro, 1996. p. 2384 à 2414.

OLGUÍN P., GABRIEL M. ; 1999. *Proposta de Regulamentação da Qualidade de Serviço em Sistemas de Distribuição*. Florianópolis, 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

OLIVEIRA, A. A.; 1998. *A Experiência da CELG em Programas de GLD*. In: XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. (Belém, Pará). *Anais*. Pará, 1997.

PINTO, J. E. L.; 1997. *Projeto de Endomarketing “Brinde Eficiente” - FURNAS*. In: XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. (Belém, Pará). *Anais*. Pará, 1997.

PROCEL, 1998. GLD. In: EFFICIENTIA 98 (Outubro 1998: Rio de Janeiro, RJ). CD ROM. Rio de Janeiro, 1998.

PROCEL, 1998. Regulação. In: EFFICIENTIA 98 (Outubro 1998: Rio de Janeiro, RJ). CD ROM. Rio de Janeiro, 1998.

PROCEL, 1999. Boletim PROCEL. N ° 50. Nov.98/Jan.99.

ROSS, M.; STEINMEYER, D.; 1990. *Energy for Industry*. Scientific American, september 1990, p. 47 à 53.

SILVA, M. A. M.; 1998. *Experiências da CEMIG em Programas de GLD*. In: EFFICIENTIA 98 (Outubro 1998: Rio de Janeiro, RJ). CD ROM. Rio de Janeiro, 1998.

STRBAC, G.; FARMER, E. D.; CORY, B. J.; 1996. *Framework for the Incorporation of Demand-Side in a Competitive Electricity Market*. IEE Proc. - Generation, Transmission, Distribution, v. 143, n. 3, p. 232 à 236, May 1996.

TERRADO, E. N.; 1998. *Bringing Renewable Energy Concepts to Market Reality: The Solar Initiative*. IEEE Power Engineering Review, may, v. 18, n. 5, p. 12 à 16.

TRULY, R.; 1998. *Perspectives on Renewable Energy Generation*. IEEE Power Engineering Review, May, v. 18, n. 5, p. 5 à 6.

WALKER, R. P.; 1998. *Why in the World Would an Electric Utility be Interested in Renewable Energy ?* IEEE Power Engineering Review, May, v. 18, n. 5, p. 9 à 12.

WASHINGTON, B.; 1996. *A Geração Termelétrica no Sistema Elétrico Brasileiro*. <http://www.brasil.emb.nw.dc.us/ear04ge.htm>

*Balbina: Exemplo de Impacto Ambiental*. O Estado de São Paulo, Ciência e Tecnologia, São Paulo, 19 maio 1999.

*Chuva Ácida* . O Estado de São Paulo, Ciência e Tecnologia, São Paulo 22 maio 1999.

*Efeito Estufa na Antártida*. O Estado de São Paulo, Ciência e Tecnologia, São Paulo 10 abril 1999.

*Efeito Estufa prejudica saúde*. Folha de São Paulo, Mundo, 22 março 1999.

*Mercúrio: termelétricas dos EUA são acusadas de provocar poluição do ar por mercúrio.* O Estado de São Paulo, Geral, São Paulo 25 maio 1999.

*Mudanças climáticas afetam a fauna.* O Estado de São Paulo, Ciência e Tecnologia, 29 maio 1999.

*Plantas confirmam aquecimento do planeta.* O Estado de São Paulo, Ciência e Tecnologia, 13 março 1999.

*Raios ultravioletas afetam os peixes.* Jornal do Brasil, Ciência, 13 março 1999.