

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

**Avaliação da Aplicabilidade da Teoria da
Gestão da Cadeia de Suprimentos no Setor
Elétrico**

Autor: Lydiane Abdon Leal

Orientador: Paulo Sérgio Franco Barbosa

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

Avaliação da Aplicabilidade da Teoria da Gestão da Cadeia de Suprimentos no Setor Elétrico

Autor: Lydiane Abdon Leal
Orientador: Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa

Curso: Curso de Pós-Graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos

Tese de doutorado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2005
S.P. – Brasil

UNIDADE	BE
Nº CHAMADA	T. UNICAMP L473a
V	EX
TOMBO BC/	69134
PROC.	16.123.06
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	11,00
DATA	29.06.06

BIB D - 382766

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

L473a Leal, Lydiane Abdon
Avaliação da aplicabilidade da teoria da gestão da cadeia de suprimentos no setor elétrico. / Lydiane Abdon Leal.--
Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientador: Paulo Sérgio Franco Barbosa
Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas,
Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Desenvolvimento energético. 2. Energia hidrelétrica. 3. Recursos energéticos. 4. Desregulamentação. 5. Energia - Indústria. I. Barbosa, Paulo Sérgio Franco. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Titulo em Inglês: Evaluating the application of supply chain management to the electric sector

Palavras-chave em Inglês: Supply chain management, Energy planning, Electricity energy restructuring

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Doutora em Engenharia Mecânica

Banca examinadora: Moacyr Trindade de Oliveira Andrade, Sérgio Valdir Bajay, Carlos Alberto Mariotoni e Roberto Castro.

Data da defesa: 28/07/2005

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

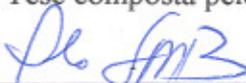
TESE DE DOUTORADO

**Avaliação da Aplicabilidade da Teoria da
Gestão da Cadeia de Suprimentos no Setor
Elétrico**

Autor: Lydiane Abdon Leal

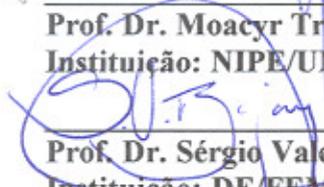
Orientador: Paulo Sérgio Franco Barbosa

A Banca Examinadora aprovou esta Tese composta pelos membros abaixo:

200613553


Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa, Presidente
Instituição: FEC-UNICAMP

Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade
Instituição: NIPE/UNICAMP



Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay
Instituição: DE/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Carlos Alberto Mariotoni
Instituição: FEC/UNICAMP



Prof. Dr. Roberto Castro
Instituição: CPFL

Campinas, 28 de julho de 2005

*Aos meus pais, Reinaldo e Solimar que
lutaram para dar a mim e a meu irmão
os únicos bens que não podem
ser tirados de uma pessoa: amor e conhecimento*

Agradecimentos

A Deus, pela constante presença em minha vida, sempre me iluminando e mostrando o melhor caminho.

Ao Prof. Dr. Paulo Barbosa pela orientação, dedicação, amizade e paciência.

Ao meu irmão Fábio, sempre aconselhando e torcendo por mim, meu muitíssimo obrigado.

Aos amigos de tanto tempo e de apoio constante: Poliana, Kátia, Samira Luz, Samira Leão, Laura Abreu, Tal, Verônica, Ivana e Eliane que, mesmo apesar da distância, participaram das dificuldades e alegrias vividas em todas as etapas do curso.

A Vivien, minha amiga de todas as horas, muito obrigada pela convivência, ajudando a superar a saudade de casa, seguindo em frente e também por me aturar ao longo desta caminhada.

A Aidê, Jaqueline e D. Maria, pela presença “vizinha”, sempre apoiando e ajudando nos momentos de saudade e solidão.

A Maria Alice, Carla, Rogério, Manoel Henrique, Laura Canno, Oranda e Neusa, meus amigos queridos que sempre mostram sua amizade apoiando e incentivando em todos os momentos.

Ao meu querido amigo Éder, pela amizade, confiança e apoio total nos momentos de “desespero” com problemas no computador, meu muito obrigada.

A Suzi, Cris e Dinho pela amizade fortalecida, mesmo apesar da distância, dos momentos de descontração e torcida constante.

Ao meu amigo, de todas as horas, Cláudio Carvalho, sempre dando força, apoiando, incentivando e torcendo pelo meu sucesso, felicidade, crescimento pessoal e profissional.

Ao amigo Adriano (Adrix), pela amizade, colaboração e paciência com minhas constantes dúvidas.

Aos queridos e iluminados amigos: Fabiana Varella, Alexandra Sales, Kamyla e André Flávio, pela recente, porém, sólida, amizade que nasceu aqui em Campinas, meu muito obrigado por aturarem minhas permanentes lamentações. Gosto imensamente de vocês.

Ao amigo Marcos Rider que tive a felicidade de conhecer e que foi de vital importância na fase de modelagem, pois ajudou-me bastante com sua experiência, inteligência e paciência, meu muitíssimo obrigada.

Ao Jorge Lubenow, que do seu jeito “filósofo” de ser, foi de presença marcante.

Aos queridos amigos de Belém: Rafaela, Renata Dantas, Pedro Ivo, Ugo, Alexandre, Dani, Max e Tiago que estiveram presentes, apoiando, animando, torcendo por mim ao longo deste período e ajudando a matar a saudade de nossa querida Belém com este sotaque, simpatia e companheirismo, que faz parte de nossa personalidade. Adoro todos vocês.

Aos meus colegas da academia: Fernanda, Anelita, Márcio, Ricardo, Ana Paula, Júnior, Nina e Néia, pelos momentos de descontração e carinho.

A Faculdade de Engenharia Mecânica e a FAPESP pela bolsa de estudos concedida.

A todas aquelas pessoas que contribuíram de alguma forma para que este momento pudesse ser realizado.

*“Se você não encontrar razões para ser
livre, invente-as.
Seja criativo.
E aproveite para fazer uma viagem
Despretensiosa, longa, sem destino.
Experimente coisas novas.
Troque novamente.
Mude, de novo.
Experimente outra vez.
Você certamente conhecerá coisas
melhores e coisas piores do que as já
conhecidas, mas não é isso o que importa.
O mais importante é a mudança,
O movimento, o dinamismo,
A energia.
Só o que está morto não muda!
Repito por pura alegria de viver:
A salvação é pelo risco, sem o qual a vida não vale a pena!!!”*

Trecho poema Clarice Lispector

Resumo

Leal, Lydiane Abdon Leal, *Avaliação da Aplicabilidade da Teoria da Gestão da Cadeia de Suprimentos no Setor Energético*. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 170 p. Tese (Doutorado).

As relações institucionais e processos decisórios ao longo da cadeia de suprimentos do setor elétrico brasileiro sofreram grandes mudanças durante o processo de reforma, exigindo que a reestruturação da mesma seja adequada às novas exigências de um ambiente misto (estatal e privado) com forças de mercado, presença de empresas estatais e atuação de órgão regulador. Um dos aspectos importantes no processo é a interação entre a regulação exercida pelo estado e a gestão competitiva, gerando a necessidade de um equilíbrio dinâmico entre estes dois elementos. Uma maneira de vislumbrar este equilíbrio e aumentar a eficiência do sistema energético, com os setores da cadeia tornando-se negócios distintos, seria a gestão integrada e a proposição de iniciativas de fomento à cooperação ao longo da cadeia (estendida) de suprimentos, que se apresenta com enormes desafios devido à complexidade para articular agentes de diferentes naturezas e interesses distintos. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo mostrar como a cadeia de suprimentos da indústria de eletricidade no Brasil está configurada, descrevendo suas transformações frente ao processo regulatório decorrente da reforma do setor elétrico e suas consequências em termos de impacto sobre a cadeia como um todo. A metodologia consiste em utilizar análises qualitativas e quantitativas, para mostrar que a análise sistêmica da cadeia de suprimentos de energia elétrica no Brasil caracteriza-se como instrumento conceitual e metodológico muito apropriado à identificação de potencialidades e fragilidades, as quais comprometem a eficiência do mercado competitivo. Com a descrição de todos estes aspectos a pesquisa pretende mostrar reais contribuições para as necessidades de planejamento na área, destacando-se o esforço na busca de integração e articulação dos componentes e processos do sistema energético mais relevantes à tomada de decisão, bem como a introdução de novos conceitos que se vislumbram promissores para o avanço do conhecimento na área.

Palavras-Chave: Cadeia de Suprimentos; Planejamento Energético, Desregulamentação.

Abstract

Leal, Lydiane Abdon Leal, *Evaluating the Application of Supply Chain Management to the Electric Sector*. Campinas, Mechanical Engineering Faculty, State University of Campinas, 2005. 170 p. These (Doctorate).

The decision processes and institutional relationships along the stages of the Brazilian electricity supply chain have strongly changed during the reform process, thus requiring that restructuring be well fitted to the new hybrid environment (state and private) with market players, state companies and a regulator. One of the most important aspects in this process is the interaction among the state regulation and the competitive management, thus requiring a dynamic equilibrium between these two players. A possible way to achieve this equilibrium and also increase the efficiency of the energy system, with separate businesses for each stage of the supply chain, could be the integrative management and the proposal of a set of initiatives to encourage the cooperation along the extended supply chain stages. In this context, this research work aims at presenting the current configuration of the Brazilian electricity supply chain, with a description of the main changes after deregulation of the electric sector, as well as its impacts on the supply chain as a whole. The proposed methodology includes qualitative and quantitative analysis, in order to show that the systemic analysis of the electricity energy supply chain is a conceptual framework very useful to the identification of potentialities and weakness that can pose risks to the efficiency in the competitive markets. With the description of all these aspects, this research work aims at bringing real contributions to the current planning needs in the area, with specific emphasis on the efforts to achieve integration and connection among the most relevant components and processes of the energy system to decision making process, as well as the introduction of new concepts with potential to extend the present knowledge in this area.

Keywords: supply chain management, energy planning, electricity energy restructuring

Índice

Lista de Figuras.....	vii
Lista de Tabelas.....	xi
1 Introdução.....	1
1.1 Objetivos da Tese.....	3
1.2 Escopo do Trabalho.....	4
2 Breve Histórico das Reformas do Setor Elétrico.....	7
2.1 Principais Reformas do Setor Elétrico no Cenário Internacional.....	7
2.1.1 A Reforma Inglesa.....	8
2.1.2 A Reforma Norueguesa.....	13
2.1.3 A Reforma Chinesa.....	15
2.1.4 A Reforma Argentina.....	17

2.2 Características do Setor Elétrico Brasileiro.....	19
2.2.1 Análise da Oferta e Demanda no Setor Elétrico Brasileiro.....	24
2.2.2 Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro sob a Perspectiva da Análise da Cadeia de Suprimentos Estendida.....	27
2.2.2.1 Período 1890-1934.....	27
2.2.2.2 Período de 1934-1990 (Predominância Estatal).....	28
2.2.2.3 Período de 1990-1995 (Pré-privatização).....	31
2.2.2.4 Período de 1995-2001 (Privatização e Reforma do Setor Elétrico).....	35
2.2.2.5 Período de 2001 – Atual.....	41
3 Cadeia de suprimentos.....	51
3.1 Conceitos e Principais aspectos.....	57
4 Reformas Estruturais e reorganização da Cadeia de Suprimentos do Setor Elétrico	65
4.1 Caracterização dos Fluxos.....	65
4.1.1 Fluxos Físicos.....	66
4.1.1.1 Fase Produção.....	66
4.1.1.2 Fase Transmissão.....	71

4.1.1.3 Fase Distribuição.....	75
4.1.1.4 Fase Comercialização.....	75
4.1.1.5 Análise da Demanda.....	76
4.1.2 Fluxo Financeiro.....	78
4.1.3 Fluxo de Riscos.....	79
4.1.3.1 Risco de Suprimento.....	79
4.1.3.1.1 Risco Regulatório.....	80
4.1.3.1.2 Risco Econômico.....	80
4.1.3.1.3 Risco Hidrológico.....	80
4.1.3.1.4 Risco Tecnológico.....	80
4.1.3.2 Risco Financeiro.....	81
4.1.3.3 Risco de Mercado.....	81
4.2 Gestão pela Cadeia de Suprimentos do Setor Elétrico Brasileiro.....	82
5 Análise Realizadas.....	95
5.1 Levantamento de Parâmetros.....	95
5.1.1 Geração.....	95

5.1.1.1 Capacidade Instalada.....	96
5.1.1.2 Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW).....	98
5.1.1.3 Índice de Herfindahl-Hirschmann.....	98
5.1.1.4 Capacidade total adicionada no período (MW).....	104
5.1.1.5 Capacidade adicionada por novos entrantes no período.....	106
5.1.1.6 Escala das fontes produtoras.....	107
5.1.1.7 Capacidade de armazenamento das fontes de produção hidráulica.....	110
5.1.1.8 Custo de disponibilização do sistema produtor.....	112
5.1.1.9 Prazo de execução dos projetos.....	117
5.1.2 Transmissão.....	119
5.1.2.1 Extensão Total das Linhas de Transmissão.....	119
5.1.2.2 Extensão das Linhas de Transmissão / Tensão.....	120
5.1.2.3 Capacidade total adicionada no período.....	122
5.1.2.4 Capacidade adicionada / Tensão.....	123
5.1.2.5 Custo Unitário / km.....	124
5.1.3 Distribuição.....	125
5.1.3.1 Consumo total.....	126

5.1.3.2 Consumo por classe de consumidor.....	127
5.1.3.3 Índice de Herfindahl-Hirschmann.....	129
5.2 Arquitetura da Cadeia de Suprimentos para Fins de Modelagem Matemática.....	138
5.2.1 Formulação do Problema de Otimização do Suprimento Hidro-Energético.....	139
6.1 Conclusões.....	157
6.2 Recomendações.....	159
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....	161

Lista de Figuras

2.1 Grau de liberalização e de privatização dos diversos mercados mundiais.....	8
2.2 Distribuição Percentual por Fonte de Energia na Inglaterra em 1993.....	9
2.3 Evolução da Concentração de Poder de Mercado no Reino Unido.....	10
2.4 Principais etapas do processo de privatização Inglês.....	11
2.5 Evolução dos Preços para os Consumidores Finais na Inglaterra.....	12
2.6 Volatilidade do Preço da Energia.....	13
2.7 Comparação da Evolução da Matriz Energética após a Liberalização.....	19
2.8 Potencial Hidrelétrico Remanescente por Região.....	21
2.9 Investimentos Históricos do Setor Elétrico - Anos 1980/1995.....	35
2.10 Evolução das Taxas de Crescimento PIB x Consumo de Energia Elétrica.....	37
2.11 Evolução do Consumo mensal de Energia Elétrica Brasileiro (TWh).....	37

3.1 A cadeia de suprimentos para a produção de um bem qualquer.....	53
3.2 Configuração da cadeia de suprimentos da indústria automobilística brasileira.....	55
3.3 Gestão Federativa.....	58
3.4 Gestão Centralizada.....	58
4.1 Evolução da Capacidade Geradora - UHE's (1995-2001) – Brasil.....	67
4.2 Evolução da Capacidade Geradora – UTE's (1995-2001) – Brasil.....	67
4.3 Capacidade de Geração por Estado.....	69
4.4 Aumento na Extensão das Linhas de Transmissão.....	72
4.5 Relações Contratuais na Transmissão.....	73
4.6 Configuração do Sistema de Transmissão Elétrico Brasileiro.....	74
4.7 Cadeia de Suprimentos da Indústria de Eletricidade.....	78
4.8 Diagrama representativo dos principais parâmetros do setor elétrico.....	85
4.9 Rede de sistema de cadeia de suprimento.....	87
5.1 Evolução da Capacidade Instalada / 1995-2001.....	96
5.2 Evolução da capacidade adicionada no período de 1995-2002.....	105
5.3 Representação das capacidades adicionadas por fonte.....	106

5.4 Distribuição de Frequência Relativa para as Faixas de Potência.....	109
5.5 Distribuição de Frequência Relativa para as Faixas de Potência.....	111
5.6 Comparação de Custos Unitários de Projetos de Geração.....	117
5.7 Extensão total das linhas de transmissão.....	120
5.8 Extensão das linhas de transmissão por tensão.....	121
5.9 Capacidade total adicionada.....	122
5.10 Capacidade total adicionada, por tensão.....	124
5.11 Efeito da distância sobre o custo de transmissão.....	125
5.12 Soma total dos consumos em GWh.....	127
5.13 Soma total dos consumos, por classe de consumidor.....	128
5.14 Configuração topológica do sistema hidroelétrico do rio Paranaíba.....	139
5.15 Configuração do sistema Paranaíba, para $t=1$	140
5.16 Geração Mensal Garantida em Função da Oferta Hidrológica (Casos C1, C2 e C3).....	146
5.17 Análise do efeito das perturbações na Oferta e na Demanda Energética.....	147
5.18 Vazões: Afluente (VA), Turbinada(VT) , Turbinada Máxima (VTmax) e Turbinada Mínima (VTmin) da Usina U1 para Demanda Energética igual a 65% da capacidade Instalada.....	148
5.19 Vazões: Afluente (VA), Turbinada (VT), Turbinada Máxima (VTmax) e Turbinada Mínima (VTmin) da Usina U2 para Demanda Energética igual a 65% da capacidade Instalada.....	149

5.20 Vazões: Afluente (VA), Turbinada (VT), Turbinada Máxima (VTmax) e Turbinada Mínima (VTmin) da Usina U3 para Demanda Energética igual a 65% da capacidade Instalada.....	150
5.21 Vazões: Afluente (VA), Turbinada (VT), Turbinada Máxima (VTmax) e Turbinada Mínima (VTmin) da Usina U4 para Demanda Energética igual a 65% da capacidade Instalada.....	151
5.22 Vazões: Afluente (VA), Turbinada (VT), Turbinada Máxima (VTmax) e Turbinada Mínima (VTmin) da Usina U5 para Demanda Energética igual a 65% da capacidade Instalada.....	152
5.23 Percentagem de Volume Útil - 65% da Capacidade Instalada.....	153
5.24 Geração Hidroelétrica das Usinas e Total (Demanda= 65% da Capacidade Instalada).....	154

Lista de Tabelas

2.1 Indicadores do Setor Elétrico - Brasil e Regiões (2004).....	20
2.2 Indicadores do Setor Elétrico - Brasil e Regiões (2004).....	20
2.3 Tecnologias Candidatas.....	24
2.4 Prazo para Consumidores Livres.....	45
2.5 Falhas estruturais do modelo – síntese.....	49
3.1 O modelo de administração de materiais tradicional e o modelo SCM.....	52
3.2 Tradicional X Estratégias de Parceria no Suprimento.....	59
3.3 Dimensões da Integração da Cadeia de Suprimentos.....	60
4.1 Evolução da Capacidade Instalada Geradora – MW.....	66
4.2 Capacidade Instalada por Estado.....	68
4.3 Aumento da Oferta de Fontes Alternativas (MW).....	69
4.4 Evolução na Extensão das Linhas de Transmissão.....	71

4.5 Organização na Indústria de Energia Elétrica.....	83
4.6 Sete componentes do sistema.....	86
4.7 Sete componentes para o Sistema Elétrico sistema.....	87
4.8 Principais Características da Coordenação pela Cadeia de Suprimentos.....	91
4.9 Desconformidades e semelhanças da cadeia de suprimentos do setor elétrico em relação ao padrão ideal de coordenação pela cadeia de suprimentos integrada.....	92
4.10 Parâmetros de análise para gestão da cadeia do setor elétrico.....	93
5.1 Análise das Transformações na Estrutura de Produção de Energia Elétrica no período de 1995- 2001 (Nacional e regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul).....	96
5.2 Capacidade Instalada (MW).....	97
5.3 Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW).....	98
5.4 Níveis de Concentração.....	100
5.5 Breve comparação entre os índices "Ci" e o HHI.....	101
5.6 Dados do Sistema Interligado – 2001/Hidrelétricas – Região Sudeste.....	102
5.7 Dados do Sistema Interligado – 2001/Hidrelétricas – Região Sul.....	102
5.8 Dados do Sistema Interligado – 2001/Hidrelétricas – Região Centro-Oeste.....	102
5.9 Dados do Sistema Interligado – 2003/Hidrelétricas – Região Sudeste.....	103

5.10 Dados do Sistema Interligado – 2003/Hidrelétricas – Região Sul.....	103
5.11 Dados do Sistema Interligado – 2003/Hidrelétricas – Região Centro-Oeste.....	103
5.12 Índices HHI para os anos de 2001 e 2003 por região de análise.....	103
5.13 Capacidade total adicionada nos anos de 1997 - 2001 (MW).....	104
5.14 Capacidade adicionada por novos entrantes no período (MW).....	106
5.15 Distribuição das potências em classes.....	108
5.16 Distribuição de frequência relativa para volumes úteis dos reservatórios nas cascatas.....	111
5.17 Custo de Disponibilização de usinas Hidrelétricas.....	113
5.18 Orçamento Usina Hidrelétrica Campos Novos.....	113
5.19 Custo de disponibilização de usinas Termelétricas.....	115
5.20 Análise das Transformações na Estrutura de Transmissão de Energia Elétrica no período de 1995-2001 (Nacional e regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul).....	119
5.21 Extensão total das linhas de transmissão no período de 1995-2001.....	120
5.22 Extensão das linhas de transmissão por tensão no período de 1995-2001.....	121
5.23 Capacidade total adicionada no período de 1995-2001.....	122
5.24 Capacidade total adicionada, por tensão, para os anos de 1997, 2000 e 2001.....	123

5.25 Análise das Transformações na Estrutura de Distribuição de Energia Elétrica no período de 1995-2001 (Nacional e regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul).....	126
5.26 Soma total dos consumos em GWh, no período de 1995-2001.....	126
5.27 Soma total dos consumos, por classe de consumidor, em GWh, no período de 1995-2001.....	128
5.28 Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 1995.....	131
5.29 Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 1996.....	132
5.30 Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 1997.....	132
5.31 Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 1998.....	133
5.32 Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 1999.....	134
5.33 Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 2000.....	135
5.34 Resumo dos valores obtidos para o índice HHI do setor de distribuição.....	136
5.35 Variação do número de empresas do setor de distribuição (1995-2000).....	137
5.36 Resumo dos Casos Modelados e resultados da otimização.....	145

CAPÍTULO 1

1 Introdução

A energia elétrica é um bem de consumo essencial para a sociedade moderna e, como tal, está ligada a diversos aspectos de ordem política, social, econômica, ambiental entre outros.

A indústria de eletricidade vem sofrendo grandes mudanças em sua estrutura, tanto nos países industrializados, quanto nos países em desenvolvimento. Diante das mudanças, os agentes setoriais deste serviço avaliam suas estratégias, originando daí novas modalidades de integração nas empresas. De um modo geral, observa-se neste setor, uma forma de atrair a iniciativa privada na expansão da oferta, introduzindo assim a competitividade. Por meio deste cenário pode-se vislumbrar a viabilidade de introdução de programas de gestão integrada e cooperação ao longo da cadeia neste setor, à semelhança das boas práticas já introduzidas em outros setores industriais.

Atualmente no cenário mundial, muitos países sofreram reformas no setor elétrico, tendo havido a desregulamentação do setor de modo a torná-lo competitivo com a tendência, de um modo geral, da viabilização de uma maior participação do capital privado nos investimentos setoriais.

A partir dos anos 1990, a competitividade entre empresas industriais aumentou significativamente, fazendo com que diversas metodologias de gestão surgissem, de modo a propiciar vantagem em relação aos concorrentes, com o objetivo de garantir a sobrevivência neste mercado competitivo. Atualmente, muitas empresas atuam de acordo com o moderno conceito de SCM – *Supply Chain Management*, onde o objetivo é a integração entre todos os agentes da cadeia de suprimentos. Geralmente a cadeia de suprimentos é segmentada para o setor de manufatura e, dificilmente encontra-se esta segmentação para o setor de serviços, como é o

caso do setor elétrico. Nestas empresas as atividades não são tão facilmente visualizadas. Segundo BALOOU (2001), a transformação de um serviço intangível em um produto tangível, constitui-se na chave para as técnicas de logística a serem aplicadas ao setor de serviços, com os custos associados à distribuição deste produto devendo merecer cuidadosa identificação.

A desverticalização do setor, isto é, a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, vêm introduzir desafios para que a aplicação do conceito de SCM no setor de energia caracterize oportunidades para que as empresas obtenham vantagens efetivas e redução de incertezas frente às novas exigências tecnológicas. Outro fator que representa a aplicabilidade deste conceito é a participação de vários agentes na cadeia produtiva com diferentes interesses, mostrando que pode haver interação entre os mesmos, com o objetivo de atender ao consumidor final com maior eficiência, reduzindo custos e adicionando valor aos produtos finais.

No Brasil, o setor de eletricidade vem sofrendo transformações desde a década de 1950, acompanhando as tendências mundiais. Em meados dos anos 1990, estas transformações aprofundaram-se com o processo de desregulamentação e privatização.

Em 2003, o governo atual elaborou uma proposta de um novo modelo para o sistema elétrico brasileiro, o qual, segundo ele, constitui-se o marco regulatório do setor elétrico. Muitos pontos geraram grandes discussões no setor. Entretanto, um ponto de consenso do setor foi a retomada do planejamento.

Um destes pontos foi a retomada de um maior nível de planejamento da expansão do setor através da coordenação do MME, que permitirá o aproveitamento adequado das diferentes fontes de energia disponíveis no País, incluindo aquelas denominadas alternativas, criando condições para a retomada das obras de expansão da geração e transmissão, de forma a assegurar o atendimento ao mercado com melhor qualidade e menor risco.

Um outro aspecto do novo modelo é que se espera conter os aumentos de tarifa nos próximos anos, promovendo a modicidade tarifária. Há três itens no novo modelo do setor que permitem que os aumentos sejam mais suaves: compra de energia por meio de pool (ambiente regulado do qual participam obrigatoriamente todas as concessionárias geradoras e distribuidoras, onde os contratos serão liquidados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)); leilões de concessão para construção de novas usinas, vencidas por quem oferecer menor tarifa; e proibição para que distribuidoras comprem energia de geradoras do mesmo grupo

econômico. A intenção do governo é que, com o pool, o preço da energia das usinas mais antigas (mais barato) seja misturado ao preço da energia das usinas novas (mais caro), resultando em tarifas médias menores. Os leilões ganhos por quem oferecer a menor tarifa impedem que o preço pago no ágio (modelo institucional anterior a 1994) seja repassado para o preço de energia. Já a proibição para distribuidoras comprarem energia de geradoras do mesmo grupo impede o repasse dos custos para o consumidor de energia comprada a preços maiores do que os de mercado.

Pelos aspectos apresentados, pode-se verificar que a complexidade de um setor de grandes dimensões, como o elétrico, exige grandes esforços para que as metas sejam alcançadas e é neste sentido, que o presente trabalho pretende contribuir, de modo a oferecer uma ferramenta de planejamento para subsidiar decisões estratégicas, principalmente no momento de grandes mudanças em que o setor se encontra.

Deste modo, o presente trabalho visa desenvolver um modelo de análise e gestão integrada da oferta e demanda de energia elétrica no Brasil, em particular enfatizando o suprimento hidro-energético, em face da excepcional disponibilidade deste recurso no País, para atendimento da demanda de energia elétrica em um cenário de mercado em processo de abertura a investimentos privados, com a devida regulamentação. Como ferramenta de análise, o trabalho pretende incorporar novas práticas de gestão integrada, através da seleção de conceitos e instrumentos de gestão da cadeia de suprimentos (*Supply Chain Management – SCM*), de modo a promover uma análise sistêmica que inclua os principais componentes (físicos, regulatórios e comerciais) e processos na modelagem do mercado de energia elétrica no Brasil.

1.1 Objetivos da Tese

O objetivo da tese é avaliar a viabilidade de introduzir os conceitos e práticas da gestão da cadeia de suprimentos (supply chain management) como forma de análise e prospecção de alternativas no setor de energia elétrica em período pós-reformas. Para permitir tal análise procedeu-se uma avaliação crítica das principais reformas do setor elétrico no cenário internacional, visando identificar um referencial teórico que servirá como fundamentação para análise da cadeia de suprimentos estendida do setor energético brasileiro. Nesta mesma perspectiva foi feita a caracterização do setor elétrico brasileiro, antes e depois das reformas realizadas, incluindo o balanço entre a oferta e a demanda, com conseqüente análise dos impactos

sobre a cadeia estendida do setor energético no cenário de mercado em processo de desregulamentação.

A perspectiva de incorporar novas práticas de gestão integrada, através da seleção de conceitos e instrumentos de gestão da cadeia de suprimentos (*Supply Chain Management* – SCM) assume a possibilidade de promoção de enfoque sistêmico que inclua os principais componentes (físicos, regulatórios e comerciais) e processos na modelagem do mercado de energia elétrica no Brasil, investigando possibilidades de reorganização da cadeia produtiva do setor, incluindo o lado da demanda, com o objetivo de fornecer uma ferramenta de planejamento indicativo de grande potencial.

A análise histórica realizada permitiu identificar fatores e decisões que caracterizam desconexão na cadeia do setor elétrico, sendo alguns deles devidamente quantificados através de parâmetros ou indicadores de cada um dos estágios da cadeia estendida do setor, no período de 1995-2001 (início das reformas – racionamento), de modo a contribuir com aspectos que subsidiem a definição de uma estrutura-base de gestão coordenada do setor energético brasileiro.

1.2 Escopo do Trabalho

Nesta seção mostra-se a motivação deste trabalho, a qual constitui elemento chave para elaboração do mesmo, indicando, desta maneira, a abordagem de cada capítulo que o constitui.

Onde os estados são mais atuantes na indústria do setor elétrico, os mecanismos de mercado apresentam menor importância no planejamento do setor, ao contrário dos estados menos atuantes, onde há a necessidade de gestão estratégica interagindo com mecanismos de mercado e mecanismos de planejamento de investimentos e expansões.

As reformas do Setor Elétrico adotam como pressuposto a desverticalização das empresas (G, T, D e C), onde supostamente, se ganha em eficiência pela competição, porém, perde-se em: economia de escala e capacidade de absorver riscos financeiros (ou seja, no modelo verticalizado o prejuízo de uma empresa poderia ser compensado pelo lucro adicional de outra — isto não ocorre no modelo desverticalizado).

Nesse contexto, destaca-se a necessidade de encontrar mecanismos de cooperação entre as empresas desverticalizadas para ganhar eficiência e proteção contra riscos, em ambiente pós-reforma. Para isso é proposta a Gestão da Cadeia de Suprimentos (SCM), como ferramenta de

planejamento, para, deste modo, desenvolver instrumento para que agentes decisores possam adquirir visão integrada entre estratégias de planejamento e operação, incluindo as interações dinâmicas de mercado, sempre objetivando maximizar a eficiência e aumentar a qualidade dos serviços com a conseqüente redução de riscos e custos ao longo da cadeia de suprimentos.

A seção 2.1 do capítulo 2, destaca, de uma forma sucinta, o caminho percorrido nas reformas do setor energético de 4 países: Noruega (destacado pelo fato de apresentar similaridades ao sistema energético do Brasil); Inglaterra (por ter sido modelo de referência de reforma para muitos países); China (país de grandes dimensões geográficas) e Argentina (América do Sul).

A seção 2.2 do capítulo 2 discute-se com um razoável nível de detalhes, as características do Setor Elétrico Brasileiro, com as respectivas especificidades do mesmo, mostrando a análise da oferta e demanda do setor. Nesta seção também discute-se como se desenvolveu o Setor Elétrico Brasileiro sob a perspectiva da análise da cadeia de suprimentos estendida, pois, através do levantamento histórico, pretende-se abordar características que levaram a ingerência e descoordenação da cadeia como um todo.

No capítulo 3, são mostrados as principais características e conceitos de uma cadeia de suprimentos, apresentando a diferença entre uma cadeia tradicionalmente configurada e uma cadeia gerida pela SCM (*Supply Chain Management*), mostrando-se a dificuldade de implantação desta metodologia em uma cadeia de serviços, como por exemplo, a cadeia do setor energético. É apresentado conjuntamente a estes aspectos, algumas propostas de gestão integrada, as quais compreendem aspectos relevantes para o processo de avaliação e planejamento desta gestão.

No capítulo 4 são caracterizados os fluxos (físico, financeiro e de riscos) que compõem a cadeia de suprimentos do setor energético estendida, analisando-se, conjuntamente, as transformações havidas no setor em cada estágio, no período de 1995 (início da desregulamentação) a 2001 (acionamento). A seguir, é discutida a gestão pela *SCM* da cadeia do setor energético brasileiro, apresentando um exemplo (CEMIG), o qual pode ser configurado como um exemplo de gestão integrada que vem sendo implantado no planejamento da empresa. O capítulo é encerrado com uma proposta de gerenciamento da cadeia de suprimentos do setor energético, através de tabelas comparativas, que conecta os parâmetros (considerados ideais) utilizados em cadeias tradicionais, com alguns parâmetros identificados como relevantes na cadeia do setor energético brasileiro.

No capítulo 5, são descritas as análises quantitativas, as quais correspondem à seleção de parâmetros, que pretendem representar cada estágio da cadeia de suprimentos do setor energético. Esta seleção de parâmetros tem por objetivo representar, no período de 1995-2001, como a cadeia de suprimentos estava configurada, de modo a analisá-la, estágio por estágio, em termos quantitativos (na forma de gráficos e tabelas) e, desta maneira, ter subsídios para melhor levantamento de indicadores relevantes em uma análise integrada. Para complementar o levantamento dos parâmetros, é proposta uma formulação do problema, via otimização, desenvolvido para uma parcela da bacia do Rio Paranaíba, caracterizando, desta forma, uma representação que indique a seqüência de fluxos e transformações insumo – produto (energia elétrica). Pretende-se com esta formulação, juntamente com o levantamento de parâmetros, propor ações que possam induzir a gestão colaborativa da cadeia de suprimentos do setor elétrico.

As conclusões gerais da tese e da metodologia utilizada compõem o capítulo 6, o qual apresenta também recomendações e novas aplicações para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

BREVE HISTÓRICO DAS REFORMAS DO SETOR ELÉTRICO

2.1 Principais Reformas do Setor Elétrico no Cenário Internacional

A indústria de eletricidade vem sofrendo grandes mudanças em sua estrutura, tanto nos Países industrializados quanto nos Países em desenvolvimento. Este fato deve-se a interação entre vários fatores, como por exemplo: fatores sociais, econômicos, tecnológicos e institucionais. Diante dessas mudanças, os agentes setoriais deste serviço avaliam suas estratégias, originando daí novas modalidades de integração nas empresas. De um modo geral, observa-se, neste setor, uma maior participação do capital privado nos investimentos setoriais, introduzindo competitividade.

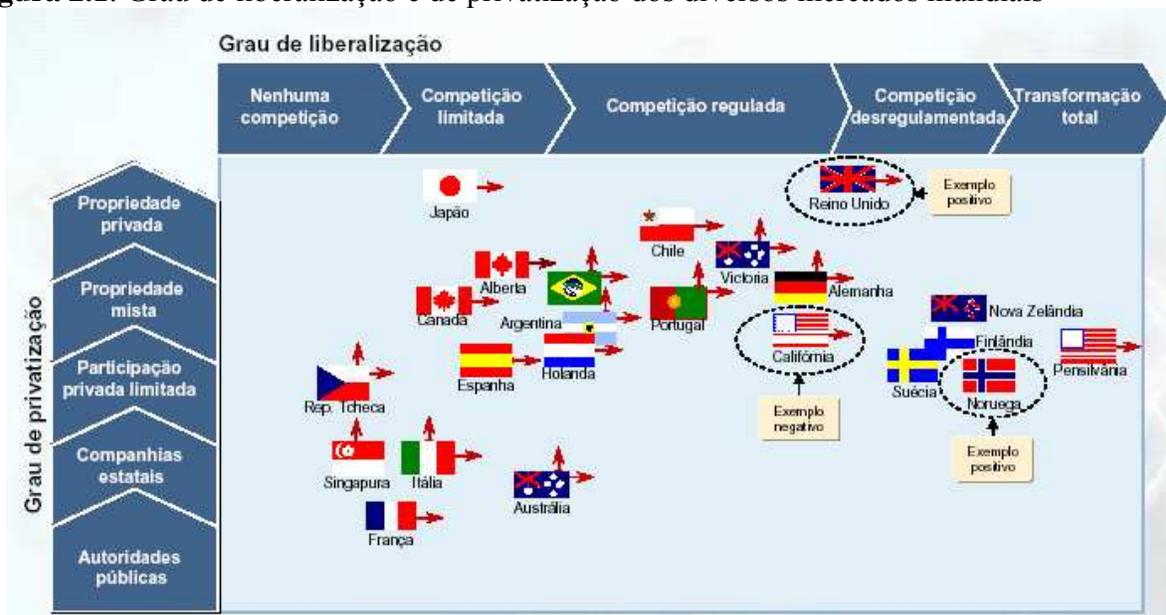
Hoje em dia, no cenário mundial, muitos Países sofreram reformas no setor elétrico, desregulamentando o setor, de modo a torná-lo competitivo com a tendência, de um modo geral, da viabilização de uma maior participação do capital privado nos investimentos setoriais.

A desregulamentação envolve um grande número de mudanças na estrutura fundamental da indústria de suprimento de energia. A crença é de que os mercados competitivos levarão a uma maior eficiência na geração de energia, maior inovação tecnológica e, eventualmente, uma baixa nos preços a varejo (MIRANDA, 2003).

A figura 2.1 mostra o grau de liberalização e privatização de diversos mercados mundiais. Pela figura, podemos verificar que a Noruega (que possui grandes similaridades com o Brasil, pelo fato de possuir parque gerador essencialmente hidráulico), apresentou alto grau de liberalização, quase que com transformação total de seu antigo modelo, não alterando o caráter de propriedade pública dos ativos. No sentido inverso, a Califórnia mostra um exemplo típico da

liberalização sem sucesso, pois regulou no varejo e abriu no atacado com regras que permitiram um elevado poder de mercado.

Figura 2.1: Grau de liberalização e de privatização dos diversos mercados mundiais



Fonte: VALUE PARTNERS (2002).

Para melhor compreensão do processo de reestruturação ocorrido no cenário internacional, a seguir serão mostradas as mudanças principais realizadas em quatro Países: Inglaterra, Noruega, China e Argentina.

2.1.1 A Reforma Inglesa

As reformas no setor elétrico inglês iniciaram-se nos anos 1980, devido a vários fatores, tais como: melhorar as finanças públicas, introduzir eficiência na gestão das empresas e dar seqüência a transferência de ativos para o setor privado, que foi iniciada com as telecomunicações.

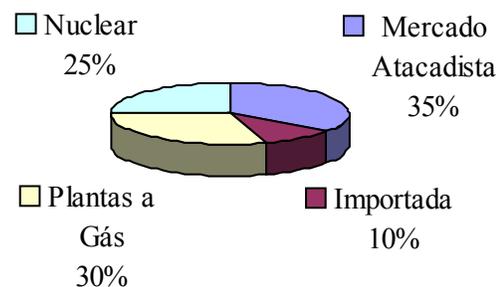
Antes da privatização, o setor elétrico inglês era basicamente dominado pela geração de térmicas a carvão e de usinas nucleares.

Como parte do processo de reestruturação, o governo estabeleceu um período pré-privatização, onde as principais medidas foram: separação vertical entre geração, transmissão,

distribuição e comercialização; liberalização do mercado de geração e estabelecimento de um cronograma gradual de liberalização do fornecimento (inicialmente para grandes consumidores e posteriormente para todos os consumidores residenciais). Após 40 anos de vigência de um modelo de verticalização estatal, a única empresa estatal (Central Electricity Generating Board – CEGB) foi privatizada, tornando-se duas empresas privadas: a National Power e a Powergen.

O sistema atacadista de energia (Pool) era criticado por permitir que as duas empresas que dominavam o mercado manipulassem os preços, pois as empresas de distribuição só poderiam comprar se fosse de uma delas, visto que só foi permitido que se comprassem 15% de plantas geradoras de suas propriedades. Ao final dos contratos, em 1993, o percentual de energia por fonte na Inglaterra estava distribuído segundo a figura 2.2.

Figura 2.2: Distribuição Percentual por Fonte de Energia na Inglaterra em 1993.



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados de THOMAS (2000).

Como pode-se verificar na Fig. 2.2, o montante comercializado no mercado atacadista era de, somente, 35%.

O mercado atacadista foi extinto em 1998, pois com o fim do subsídio nuclear e com os contratos de carvão vencendo em 1998, o governo britânico preferiu extingui-lo ao invés de assistir sua quebra. Segundo THOMAS (2000), o mercado atacadista de energia (Pool) faliu, devido aos seguintes fatores:

- Projeto do sistema de licitação ultrapassado e de pouca utilidade para o mercado atual;
- Concentração de Mercado em duas grandes geradoras;

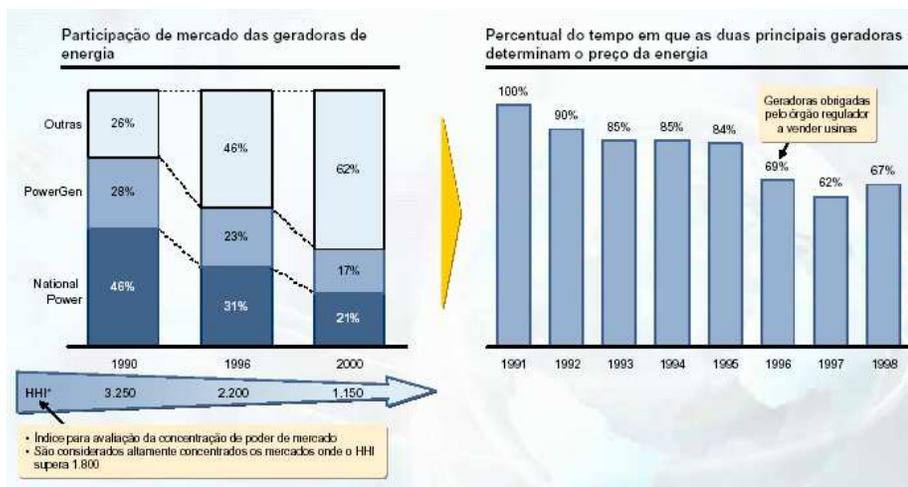
- Domínio de contratos de diferenças, aumento de geração nuclear e instalação de térmicas a gás pelos distribuidores; e
- Integração vertical da geração com o abastecimento à varejo.

Com relação a investimentos em geração, mais da metade foi feito nos dois anos após a privatização, pois os investidores buscavam lucro em um mercado ainda não regulamentado e sem experiência. O que, aconteceu de fato, foi que os preços mantiveram-se em um bom patamar, atraindo os novos investimentos.

Em 2000, o mercado de geração estava melhor definido, com 10 companhias, podendo cada uma delas, suprir pelo menos 2GW e nenhuma mais que 10GW. O novo mercado atacadista de energia (NETA) está sendo estruturado, onde o sistema é baseado em auto-despacho ao invés de despacho centralizado.

Um aspecto importante a destacar na reforma inglesa foi a evolução da concentração de poder de mercado das geradoras, que pode ser verificado na figura 2.3. O índice que determina este fator é o índice de *Herfindahl-Hirschmann*, que é calculado através da soma dos quadrados da participação de mercado de cada agente. Como pode-se verificar pela figura 2.3 o alto valor deste índice indica um mercado altamente concentrado no período inicial de privatização, depois decaindo, devido a mudanças implantadas por parte do governo britânico.

Figura 2.3: Evolução da Concentração de Poder de Mercado no Reino Unido



Fonte: VALUE PARTNERS (2002).

A figura 2.4, apresentada abaixo, resume as principais etapas do processo de privatização inglês.

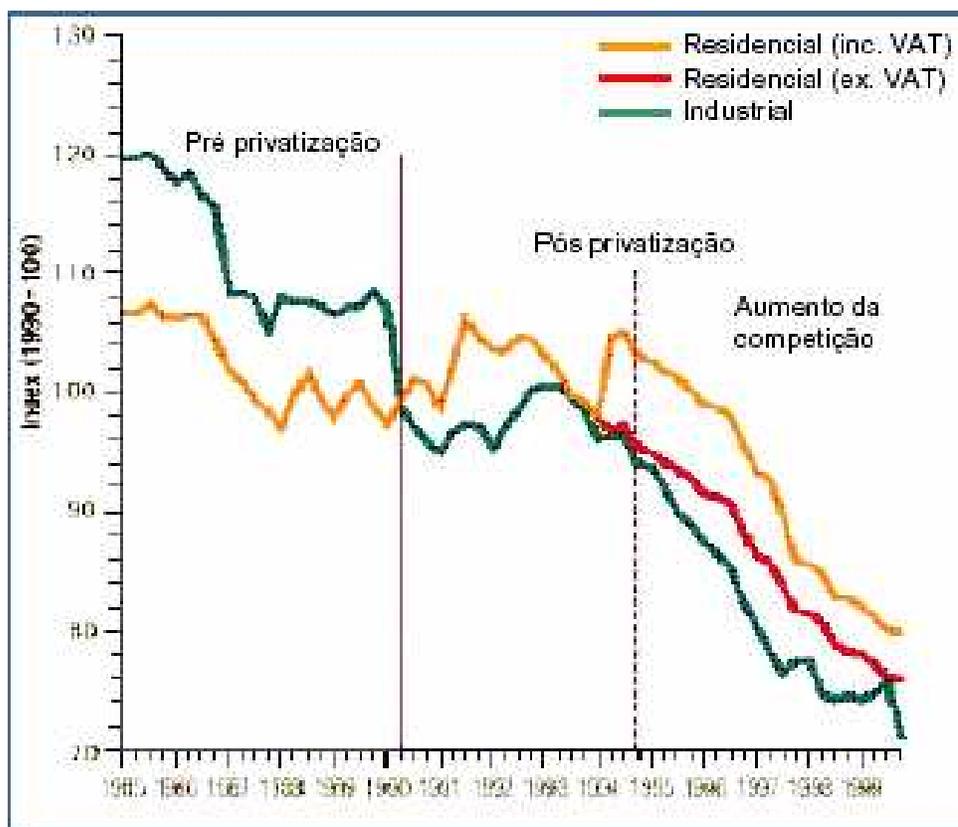
Figura 2.4: Principais etapas do processo de privatização Inglês.



Fonte: *VALUE PARTNERS* (2002).

As premissas da reestruturação realizada na Inglaterra não foram totalmente alcançadas. Como objetivos alcançados, pode-se destacar a redução de custos e conseqüente queda nos preços para o consumidor final em cerca de 30% (conforme fig. 2.5) e o aumento da produtividade com a mudança tecnológica na geração térmica (substituição do combustível – gás natural ao invés de carvão).

Figura 2.5: Evolução dos Preços para os Consumidores Finais na Inglaterra.



Fonte: *VALUE PARTNERS* (2002).

O grande número de desempregados no setor de carvão fez com que o governo adotasse medidas para conter os prejuízos. Segundo GREGÓRIO (2000), o desemprego neste setor resultou em séria pressão política, obrigando a elaboração de contratos que estimulassem o setor de carvão por algum tempo, prejudicando, de certa forma, as distribuidoras regionais de eletricidade (as REC's), que tiveram que cumprir tais contratos e repassar seus custos para os consumidores finais.

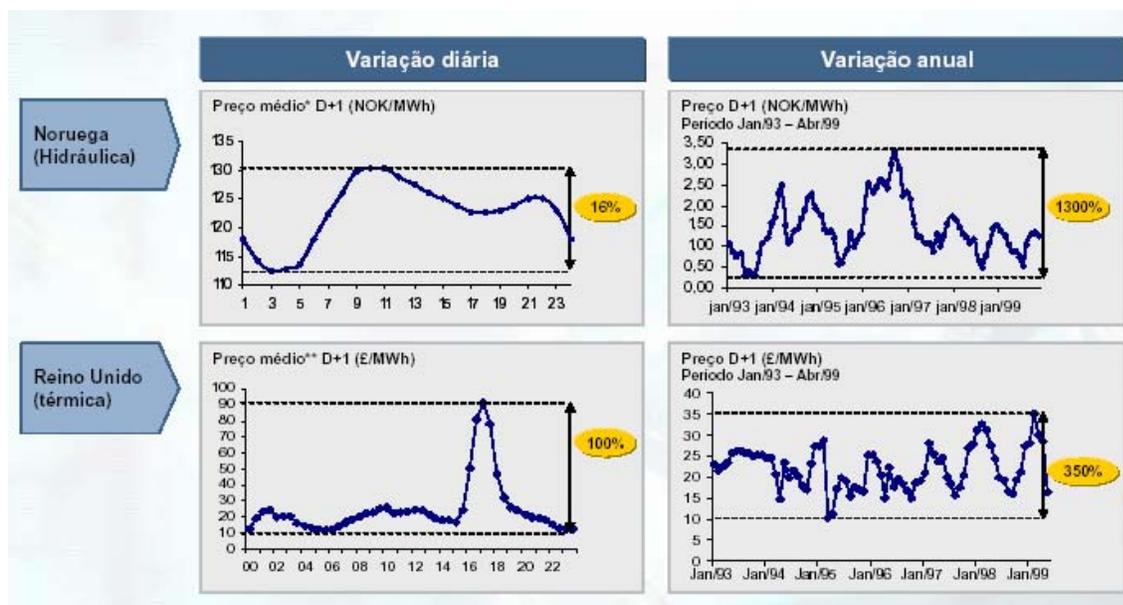
2.1.2 A Reforma Norueguesa

As reformas inglesa e norueguesa possuem certas similaridades em seus processos, tais como aumento de produtividade e melhora de eficiência na indústria de energia, através da introdução de livre mercado. A diferença básica entre os dois processos foi o fato do governo Norueguês manter os ativos nas mãos do Estado.

O sistema elétrico norueguês é composto basicamente de 99% de hidroeletricidade, fazendo com que este País seja o sexto maior gerador de energia hidráulica do mundo (4,9% de toda a produção mundial).

Segundo ROSA *et. al.* (1998) a produção potencial pode ficar entre um máximo de 125 TWh e um mínimo de 90 TWh e com a média em torno dos 110 TWh (capacidade equivalente a região sudeste brasileira). Este quadro faz com que o sistema apresente elevados custos fixos, custos variáveis reduzidos e elevada margem de reserva de capacidade sem restrições. Contudo, grandes variações nos preços da energia elétricas são verificadas, devido principalmente a aleatoriedade na produção provocada pela variabilidade das precipitações. A volatilidade dos preços pode ser verificada na figura 2.6 apresentada abaixo, onde mostra-se um comparativo entre o modelo inglês (com base térmica) e o modelo norueguês (com base hidráulica).

Figura 2.6: Variabilidade do Preço da Energia



Fonte: VALUE PARTNERS (2002).

Na figura 2.6, verifica-se que a variabilidade anual é muito maior do que a diária em sistemas predominantemente hidráulicos, devido as variações meteorológicas/sazonais. Já em bases térmicas ocorre o inverso, devido a entrada de produtores menos eficientes no pico da demanda.

Outras fontes de energia respondem por percentuais baixíssimos, como é o caso da biomassa (menos que 1%) e da energia solar e eólica (capacidade instalada de apenas 4MW). O incentivo a fontes alternativas de energia foi um importante aspecto da reforma do sistema, que colocou em níveis de igualdade todos os geradores de eletricidade, que podem competir igualmente no mercado.

O segmento de geração não é concentrado como na Inglaterra, pois as 34 companhias de maior porte são proprietárias de 94% da capacidade instalada. O sistema de transmissão é composto por linhas em alta tensão de 132 a 400 kV e pelas redes regionais de média voltagem, de propriedade de 54 concessionárias, dentre as quais 40 também são distribuidoras. No setor de distribuição, há um grande número de concessionárias, que é o fator determinante para os diferentes tipos de tarifas e múltiplos níveis de preços (ROSA *et. al.*, 1998).

A reestruturação ocorreu a partir de 1990, com a criação de um mercado de concorrência na geração, mantendo as redes de transmissão e distribuição em poder do Estado e liberando todos os consumidores a optarem pela distribuidora de sua preferência. As principais medidas adotadas foram:

- A criação de uma agência de regulamentação, que regula apenas os preços do segmento de transmissão;
- O mercado varejista foi estruturado com o objetivo de incentivar a livre negociação entre consumidores finais e supridores de modo a encorajar a competição;
- Introdução do livre acesso a todas as redes, incluindo as locais e as regionais, acompanhado do estabelecimento de tarifas de transporte não discriminatórias, fazendo desta maneira que os distribuidores não tenham o direito exclusivo de fornecimento em sua área de concessão, passando a estar sujeitos á competição de outros distribuidores ou mesmo comercializadores (ROSA *et. al.*, 1998).
- O mercado atacadista foi dividido em dois mercados: o mercado organizado em bolsa (mercado spot e mercado futuro) e o mercado de contratos bilaterais. O primeiro refere-se a contratos padronizados entre geradores, concessionárias de distribuição e grandes

consumidores industriais, passando a incorporar, desde 1995, os pequenos consumidores. Os contratos bilaterais envolvem a negociação de cláusulas diretamente entre geradores e consumidores (ROSA *et. al.*, 1998).

Como resultado do processo, conclui-se que estes foram, de maneira geral, eficientes dentro das premissas elaboradas. Um dos principais aspectos positivos foi em relação ao mercado atacadista. A formação dos preços neste mercado é na forma de um leilão, com a figura do comprador, não havendo imposição de preços por parte dos produtores com a variação dos mesmos de acordo com as diferentes condições de carga.

De uma maneira geral, as vantagens que se buscaram foram os ganhos que a sociedade obteve com a flexibilidade de consumo, eficiência de abastecimento e efeitos de integração, os quais foram conseguidos devido ao forte controle do Estado sobre as atividades da indústria de energia, agindo como ator, regulador, além de fiscalizador da mesma.

Sendo assim, através do modelo de reestruturação do setor elétrico norueguês, pode-se observar a seriedade por parte do governo em gerar concorrência nas próprias empresas estatais, onde a sociedade é a maior beneficiária.

2.1.3 A Reforma Chinesa

A reforma do setor elétrico chinês iniciou-se na década de oitenta, embutida na reforma econômica ao que o governo se propunha e que previa que o País deveria dobrar o tamanho de sua economia até o ano 2000.

Entre as principais hipóteses se destacavam, principalmente, a do estabelecimento de zonas de economia de energia em todo o País, isto é, estabelecimento de programas de conservação de energia. Paralelamente ao incentivo de economia de energia, o governo também propunha construções de novas usinas.

Um aspecto interessante no abastecimento elétrico chinês era o baixo consumo per capita, que chegava a ser metade da média mundial.

O planejamento das reformas foi feito centralizado no Estado, com esforços voltados a implementação de projetos de longo prazo ou de grande vulto. Durante a reforma, um sistema

dual de preços foi implementado, oferecendo oportunidade para todos os produtores venderem sua energia em um mercado livre, com preços negociáveis.

As taxas de retorno, oferecidas pelo Estado, eram altas às empresas que se comprometessem a reinvestir em geração e a entrada de capital privado foi aberta para permitir a associação entre empresas estatais e privadas, nacionais ou estrangeiras. A participação no mercado pelo Estado era quase que total, pois a maioria da produção era alocada pelo governo a preços fixos e somente uma pequena parte poderia ser vendida no mercado livre.

A diferença principal da reforma chinesa, em relação à inglesa e norueguesa, foi que, nas duas últimas, as reformas foram feitas para aumentar a produtividade e eficiência da cadeia de abastecimento elétrico, com a conseqüente melhoria dos serviços ao consumidor final. Já a reforma chinesa, foi proposta para viabilizar os planos de crescimento econômico, fazendo com que o País crescesse de acordo com as taxas planejadas, com a população tendo maior acesso à eletricidade.

Desde a década de 1950 até os anos 1980, a eletricidade foi intensamente subsidiada pelo governo. Dos anos 1990 em diante, houve uma diminuição destes subsídios e o preço do kWh aumentou mais de 50%. Mesmo com este aumento, os preços ainda são muito baixos em relação aos padrões internacionais.

Os investimentos em geração foram desproporcionais ao investimento em produção. Isto poderia se justificar pela taxa de crescimento da economia chinesa, a qual fica em torno de 7% ao ano. Mas, se esta taxa não se verifica, fica-se com uma enorme capacidade ociosa. Foi o que aconteceu com a queda de preços em 1999, contrária aos anos anteriores, em que os preços aumentavam constantemente, pois a taxa de crescimento anual da economia neste ano não ocorreu como durante a década.

Uma importante preocupação do governo chinês nas reformas do setor é o chamado: “Polygeneration System”, que corresponde a otimização do sistema, com grande flexibilidade integrada de recursos, energia e sistemas ambientais (WEIDOU *et. al.* 2000). Na realidade esta proposta compreende a diversificação da matriz energética, com uma integração entre seus agentes.

O que se verificou no modelo chinês foi a verticalização, controlada pelo Estado nos setores de geração, transmissão e distribuição, não aparecendo a figura do comercializador. Segundo LU (1993), o princípio oficial da reforma foi separar as funções do governo, das

atividades das empresas, reconhecendo cada província como sendo uma unidade individual, interconectando-as às redes de abastecimento, diversificando as fontes de recursos para investimentos de acordo com o desenvolvimento elétrico. A saída para este sistema foi aumentar o preço da eletricidade e dessa forma manter os investimentos na área, os quais se mantiveram, mas com aumento do déficit público, juntamente com investidores privados.

2.1.4 A Reforma Argentina

O sistema elétrico argentino sofreu profundas reformas que originaram-se da complexa situação em que se encontrava no final dos anos 1980, com destaque para os vários agentes estatais (municipais, estaduais e federais). Antes da reforma, o governo tentou realizar um ajuste no sistema, tentando tornar as empresas mais atrativas para investimentos, separando-as em unidades de negócios. Estas medidas não obtiveram sucesso, pois a decisão de negociar as dívidas das empresas, com vantajosas avaliações, segundo especialistas, depreciaram o valor real dos ativos, o que trouxe a necessidade de desembolso do governo federal em torno de 15% do total da venda dos ativos.

A mudança no mercado de energia elétrica argentino foi no ano de 1992. A central nuclear permaneceu sob controle do Estado, com as demais empresas federais sendo privatizadas ou recebendo concessão, com o Estado se desvinculando, a princípio, de qualquer investimento em novos empreendimentos, ficando a cargo da iniciativa privada a conclusão das obras em andamento.

Paralelamente à uma desverticalização dos ativos federais, foi criado um mercado de energia (chamado de *Mercado Electrico Mayorista* – MEM), para alcançar melhor eficiência e menores preços ao consumidor final, e a CAMMESA, que funciona como uma administradora de mercado, ajustando as diferenças físicas e financeiras dos contratos e organizando as licitações para a expansão da transmissão.

Segundo ROSA *et. al.* (1998), o MEM, foi criado com o objetivo de introduzir um ambiente competitivo de energia elétrica. É administrado por uma companhia independente, dos quais participam, como acionistas, o governo, geradores, distribuidores, grandes consumidores e empresas de transmissão. Suas responsabilidades são a de organizar o despacho econômico de

carga, administrando dois mercados caracterizados por modalidades de transações diferentes. São elas:

- Contratos de longo prazo, que concentram a maior parte da energia gerada, com uma periodicidade mínima anual (cerca de 95% do total), quando são estabelecidas as quantidades e preços da energia entre geradores e distribuidores e/ou grandes consumidores e,
- Contratos de curto prazo, que constituem-se, na prática, em um mercado de sobras. Neste mercado, cada gerador é remunerado em função do custo marginal de curtíssimo prazo. A cada hora, através de leilões horários, é despachada a unidade geradora, geralmente térmica, que oferece o menor custo marginal de consumo de combustível.

Houve importantes investimentos em geração (quase sempre em usinas térmicas a gás), porém pouco foi investido em transmissão, gerando um sistema eficiente em geração, mas deficiente em transporte, com sérios problemas de abastecimento de gás no inverno, onde o consumo residencial aumenta, superando a capacidade de transporte. Como o consumo residencial tem prioridade, com despacho contratado das geradoras por contratos bilaterais, a maioria das usinas térmicas utiliza-se de sistemas que podem funcionar tanto a gás quanto a óleo.

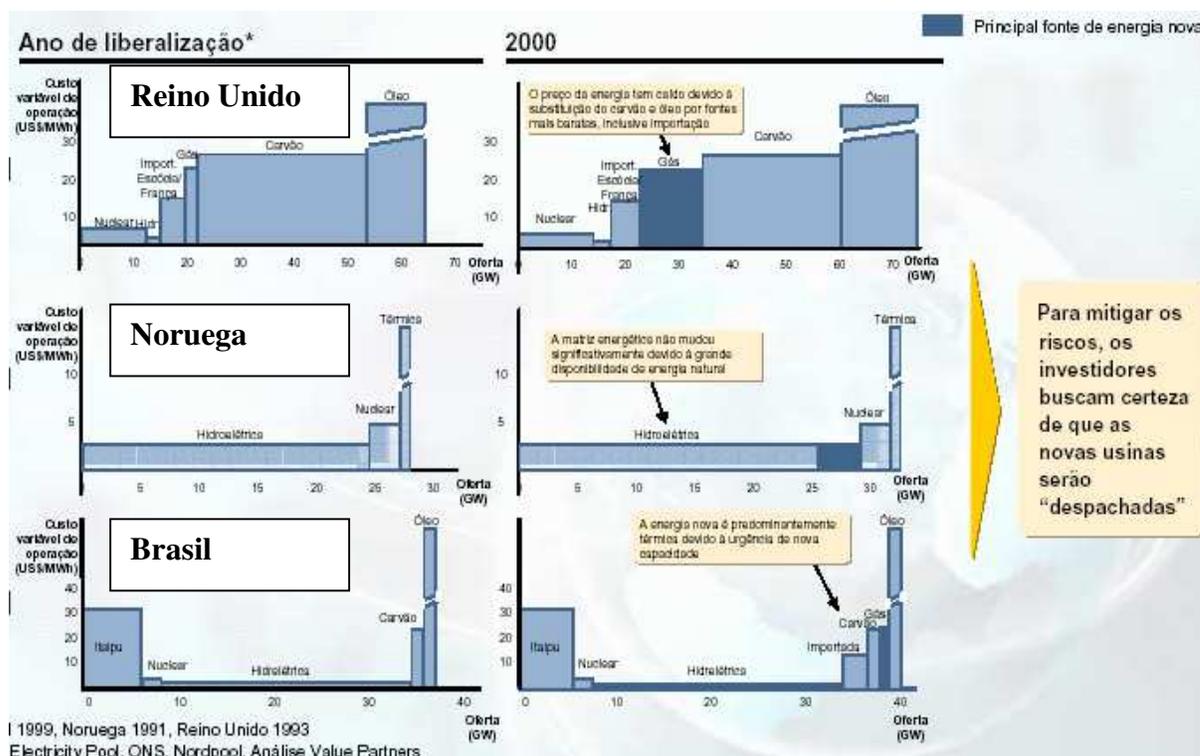
Com isso, a variável preço fica muito vulnerável, pois sem um controle no despacho, há possibilidade de influência do preço do petróleo na precificação final do kWh, principalmente no inverno e em anos de afluências desfavoráveis.

Como conclusão da reforma Argentina, verificou-se que houve uma desverticalização intensa, trazendo benefícios na redução de preços apenas para os grandes consumidores. A CAMMESA (Agente regulador e fiscalizador) não conseguiu intervir em alguns conflitos relacionados à expansão na transmissão e, a combinação de incentivos econômicos para novos investimentos em geração, com a ausência de um planejamento indicativo ou órgão institucional que orientasse os agentes em torno de um cronograma de obras, tem acelerado o uso das reservas de gás natural e de petróleo, causando excesso de capacidade.

Com a descrição de algumas reformas internacionais do setor elétrico, mostra-se a diversidade de medidas adotadas pelos diferentes governos, de modo a visualizar o caso brasileiro no contexto mundial e contribuir para a análise crítica da necessidade de integração entre os agentes da cadeia de suprimentos do setor. E, para ilustrar a comparação de alguns

modelos internacionais com o processo brasileiro, a figura 2.7 ilustra a evolução da matriz energética após a liberalização da Inglaterra, da Noruega e do Brasil (1º, 2º e 3º gráficos, respectivamente, mostrados na figura 2.7). A comparação entre os três Países deve-se ao fato da Noruega ter matriz energética com forte presença hidráulica (semelhante ao Brasil) e a Inglaterra ser um dos Países pioneiros em reestruturação do setor elétrico.

Figura 2.7: Comparação da Evolução da Matriz Energética após a Liberalização.



Fonte: VALUE PARTNERS (2002)

2.2 Características do Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro apresenta certas especificidades que o diferem de qualquer outro no cenário internacional. Alguns aspectos caracterizam esta diferença, como, por exemplo, a sua base predominantemente hidráulica e a baixa capacidade de importação de sistemas vizinhos (diferentemente do sistema dos Países escandinavos e /ou Canadá-EUA). As tabelas 2.1 e 2.2, apresentam alguns indicadores importantes para o setor elétrico brasileiro.

Tabela 2.1: Indicadores da Indústria de Eletricidade para o Brasil e América do Sul (2004)

Indicadores	América do Sul	Brasil
População (milhões)	353,0	179,0
Capacidade Instalada (GW)	175,2	84,9
Produção de Eletricidade (TWh)	706,7 (73% hidro)	300,6 (85% hidro)
Consumo Anual per capita (kWh / consumidor residencial)	2,0	1,988

Fonte: BARBOSA e FRANCATO (2004).

Tabela 2.2: Evolução recente do Consumo de Eletricidade no Brasil (2004)

Ano	Consumo Total Anual (TWh)	Consumo Residenc. (kWh/consumi.)	Taxa de Crescimento Anual (%)				
			Indust.	Residenc.	Comerc.	Total	PIB
2000	307,27	2064	5,9	2,7	8,7	5,1	4,4
2001 (Racionam.)	283,26	1757	-6,6	-11,8	-6,3	-7,9	1,3
2002	290,47	1658	4,7	-1,3	1,8	2,5	1,9
2003	300,60	1988	1,7	5,0	5,0	3,7	-0,2

Fonte: BARBOSA e FRANCATO (2004).

A capacidade instalada do País em 2004 era de 87.171MW, dos quais, cerca de 72.664MW (mais de 85%) era de origem hidráulica, 10.322MW de origem térmica (convencional) e 2.007MW de origem termo-nuclear. O número de consumidores de energia elétrica no Brasil se estimava em torno de 51 milhões e a demanda máxima do sistema era de cerca de 53.515MW. (MME, 2004).

Ao valor de capacidade instalada do sistema, tem-se uma estimativa para expansão anual de cerca de 3000 MW, com estimativa de investimento da ordem de US\$ 5,7 bilhões (50% em geração, 34% em distribuição e 16% em transmissão). Isto significa que o país necessita de aproximadamente 1% do PIB ao ano nos próximos 10 anos para alcançar estas metas. Esta expansão compreende: grandes e pequenas hidrelétricas, termelétricas e outras fontes alternativas de energia.

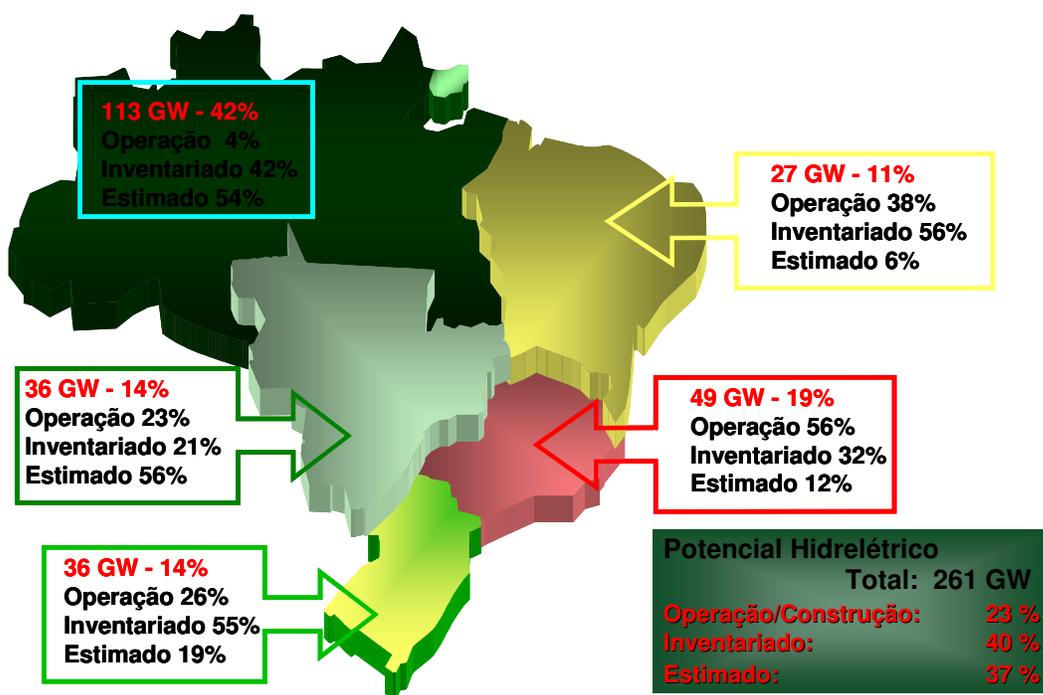
O potencial hidráulico do País é de 260GW, dos quais apenas, em média, 25% é explorado atualmente. O maior potencial encontra-se na região Norte com 113 GW, seguido pela

região Nordeste com 27 GW, ficando as demais regiões com os 120GW restantes (ANEEL, 2002a). A figura 2.8 mostra o potencial hidrelétrico remanescente por região, apresentando valores de projetos inventariados e projetos estimados.

A base predominantemente hidráulica exige coordenação no despacho das usinas, que geralmente encontram-se em diferentes bacias e operam em cascata, isto é, planeja-se a operação otimizada do sistema de modo a tirar vantagem da diversidade hidrológica das diferentes bacias.

Segundo SANTANA e OLIVEIRA (1998), citado por PIRES (2000), a possibilidade de interligação elétrica de bacias localizadas em diferentes regiões geográficas assegura ao sistema brasileiro um importante ganho energético, pois, dessa forma, é possível tirar proveito das diferentes sazonalidades e dos níveis pluviométricos, diferenciados entre as diversas regiões.

Figura 2.8: Potencial Hidrelétrico Remanescente por Região



Fonte: Elaborado com base em dados da ANEEL (2002b).

PIRES (2000) ressalta que, adicionalmente, no caso brasileiro, o aproveitamento em cascata, feito por diferentes proprietários, torna os mesmos interdependentes e adiciona complexidade à previsão das tradicionais variáveis referentes ao comportamento da demanda e à capacidade instalada de geração. Por sua vez, a dimensão continental brasileira e a diversidade geográfica e econômica do País deram origem a diferentes sistemas elétricos de transmissão,

referentes a mercados regionais com distintas características de desenvolvimento. Somente em 1999 foi concluída a interligação dos dois subsistemas de transmissão, que possibilitou o intercâmbio de 600 MW médios anuais entre eles, a saber: Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste, que correspondem, respectivamente, a 72,5% e 24% da capacidade instalada nacional. Existem, ainda, sistemas isolados no norte do País, cujo parque gerador representa 3,5% do parque nacional instalado.

Com a crise vivenciada pelo setor, culminada pelo racionamento em 2001, o governo vem propondo a diversificação da matriz energética com incentivo às fontes alternativas de energia, através de mecanismos legais e regulatórios. Mesmo com estes incentivos, os projetos hidrelétricos continuam atrativos.

Segundo PEREIRA (2003), os projetos em hidrelétricas ganharam ainda mais visibilidade, principalmente diante dos riscos apresentados na construção de termelétricas, como a indefinição do preço do gás cotado em dólar.

Segundo o MME (2004), atualmente existem 45 usinas hidrelétricas licitadas e concedidas e um conjunto de 17 usinas a licitar e, caso não seja equacionado o licenciamento das usinas pendentes, haverá risco de falta de energia.

A preferência por hidrelétricas não existe por acaso. Sua atratividade está na energia mais barata, já que a fonte energética é a água. Segundo a Aneel, em média, o custo é de R\$ 1,5 mil para cada quilowatt (kW) instalado. Isso significa em torno de R\$ 50,00 o MWh, bem diferente dos quase R\$ 100 da energia das termelétricas a gás natural (PEREIRA, 2003).

Um dos maiores incentivos governamentais às fontes alternativas de energia, deve-se a viabilização de projetos termelétricos. Foi criado, através de Decreto (Decreto 3.371, de 24/02/2000), o PPT – Programa Prioritário de Termelétricas, que era coordenado pelo Ministério das Minas e Energia, e visava à implantação de usinas termelétricas, em caráter emergencial.

Segundo URL2 (2002), este programa, até 09/05/2001, incluía 55 usinas. Entre as considerações principais feitas pelo Ministério das Minas e Energia para adoção do PPT, estão:

1. Incrementar em bases econômicas a utilização do gás natural, valorizar os recursos energéticos, proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia (lei no. 9478, de 1997);
2. A nova matriz energética brasileira recomenda a utilização de usinas termelétricas, principalmente com a utilização de gás natural, o que propicia condições de atendimento ao

mercado de curto prazo e permite ganhos de confiabilidade e eficiência no sistema gerador de energia elétrica;

3. A meta estabelecida para o setor elétrico é de implantar um parque gerador termelétrico, de forma a atingir até o ano 2009 um perfil hidrotérmico na proporção de oitenta e vinte por cento, respectivamente, alterando a participação do gás natural na matriz energética nacional de 3% (três por cento) para 10 % (dez por cento);

4. A geração termelétrica com o seu avanço tecnológico traz inúmeras vantagens, tais como:

- Atendimento a requisitos ambientais;
- Instalação próxima aos centros de carga, otimizando o carregamento e a expansão dos sistemas de transmissão;
- Geração estratégica para a operação de hidrelétricas;
- Menor prazo de construção e maior facilidade na obtenção de financiamento;

5. O equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica é fundamental para a prática da livre competição e para a qualidade do serviço, que são alicerces do novo modelo do setor elétrico, sendo prioritário desencadear ações necessárias para sua garantia, no âmbito do MME, em particular até o ano 2003, quando se inicia, efetivamente, a prática de livre mercado.

Conforme a ANEEL (2002c), a adesão de investidores a novos empreendimentos termelétricos teve grande aumento em 2002, o qual deveu-se, segundo a mesma publicação, à simplificação dos procedimentos de autorização e a várias outras razões, tais como: aumento da co-geração, motivada pela decisão das indústrias e centros comerciais de montar suas próprias centrais para se tornarem auto-suficientes; maior facilidade de acesso à tecnologia; e garantia de oferta de combustível, especialmente com a viabilização do gasoduto Brasil-Bolívia.

Atualmente, o que verifica-se é uma desaceleração de investimentos em termelétricas, devido a sobra de energia no sistema.

Para uma análise mais detalhada de aspectos importantes da cadeia de suprimentos estendida do setor, a seguir, mostra-se uma análise da oferta e demanda do mesmo.

2.2.1 Análise da Oferta e Demanda no Setor Elétrico Brasileiro

Um dos principais fatores para o gerenciamento na cadeia de suprimentos na indústria de energia é o equilíbrio que deve haver entre oferta e demanda. A oferta não está acompanhando o crescimento progressivo da demanda, fazendo com que medidas venham a ser adotadas no sentido de conter a demanda ou aumentar a oferta.

O aumento da oferta esbarra nas quantidades disponíveis de energia para se ofertar, questões ambientais (emissões de gases a níveis permitidos, inundações, etc...), políticas públicas, regulamentação, falta de investimentos, entre outros.

Para conter a demanda, muitas são as opções, como por exemplo: racionamento, contenção da demanda via tarifa, eficiência energética, entre outros.

No caso do Brasil, a principal fonte de suprimento é a fonte hidráulica, que já foi e continua sendo bastante explorada, mas que, próximo aos principais centros consumidores, encontra-se cada vez mais reduzida.

Sendo assim, novas fontes de energia vem sendo cada vez mais exploradas, aliás, no mundo todo, com o objetivo de se adicionar mais opções à matriz energética, como complementação à fonte básica da mesma.

Segundo TRINKENREICH (2004), um dos problemas que pode causar o desequilíbrio oferta-demanda é o preço e o prazo de entrada em operação dependendo do tipo de tecnologia, pois o equacionamento das tecnologias disponíveis é de vital importância para o equilíbrio oferta-demanda. A tabela abaixo mostra alguns destes preços e prazos.

Tabela 2.3: Tecnologias Candidatas

TIPO DE TECNOLOGIA	PREÇO (R\$/MWH)	ENTRADA EM OPERAÇÃO	VALIDADE DO CONTRATO
Hidro	100	5 anos	20 anos
Térmica	120	3 anos	20 anos
Geração Distribuída	140	2 anos	20 anos

Fonte: TRINKENREICH (2004)

O problema nas novas fontes de energia, é que, na maioria das vezes, os projetos são obstruídos por questões ambientais. Neste sentido, muitos estudos vêm sendo realizados com o

objetivo de equacionar tais problemas, através de uma maior agilidade na tramitação dos processos de licenciamento ambiental.

O deslocamento de cargas em determinados períodos, na maioria das vezes, não representa uma solução eficiente. FERNANDES (2002), cita que, mesmo existindo a possibilidade de deslocamento de cargas para as unidades geradoras para atender as demandas elétricas em determinados períodos, ainda existe possibilidade de ocorrer o desequilíbrio entre oferta e consumo, devido a falhas no planejamento energético.

Segundo SIOSHANSI (2001), citado por FERNANDES (2002), uma falha no planejamento energético foi observado na Califórnia, onde a complementação energética é observável entre a energia proveniente das hidrelétricas e das termelétricas a gás. O verão de 2000 não se caracterizou como uma estação de temperaturas atípicas; no entanto, nessa época sentiu-se os efeitos da forte expansão econômica desse Estado norte-americano. O pico de carga que ocorreu em agosto de 2000, por exemplo, foi 7% acima do de 1999, ocasionando dificuldades no suprimento de energia. Para a complicação desse cenário, os Estados vizinhos, os quais normalmente tinham energia excedente para exportar à Califórnia, não a disponibilizaria em detrimento das necessidades próprias. As conseqüências, nesse primeiro instante, foram as oscilações do preço, com forte tendência de aumento, da eletricidade no atacado.

Como anteriormente mencionado, o setor elétrico é um setor de serviços e a previsão de demanda é um ponto importante da cadeia de suprimentos. LEE (2002) mostra que, em muitos casos, embora a demanda do produto, ao nível de consumidor final, seja estável, sinais de distorções da demanda podem encontrar-se em níveis superiores da cadeia de suprimentos, ou seja, como resultado, o modelo de demanda nos níveis superiores da cadeia de suprimento pode tornar-se altamente irregular. Então, caso o modelo de demanda possa ser pouco variável, as ordens de prioridade colocadas devem ser do varejista para o atacadista (ou do atacadista para o fabricante, ou do fabricante para o supridor e assim por diante) exibindo aumento nas flutuações.

O ajuste oferta-demanda é um aspecto muito importante na gestão da cadeia de suprimentos do setor elétrico, pois pelo fato de ser um bem essencial para a sociedade moderna, teoricamente, seu planejamento não deve ser dotado de falhas irreparáveis, ou seja, não se pode planejar admitindo-se a ocorrência de períodos de déficit ou admitindo-se corte de carga, mas, por outro lado, deve-se evitar o risco de sobre oferta (alto custo).

Um ponto decorrente deste medo/incerteza, quanto à ocorrência de falhas, é o fato da reforma gradativa iniciada recentemente. O fato de se deixar o setor elétrico sujeito às regras de mercado, com todas as implicações, causou certo receio por parte do governo.

Deve-se mencionar, aqui, que muitos outros setores, tão essenciais quanto a energia elétrica, já estão sob economia de mercado há muito tempo. O setor alimentício, por exemplo, pode ser citado como uma cadeia de suprimentos altamente eficiente, onde existe colaboração entre seus agentes, e apresenta níveis de serviço elevado, redução de estoques, entre outros. O setor bancário, de educação, transporte rodoviário, insumos para o setor de saúde, entre outros, são setores que também funcionam sob economia de mercado e possuem um alto grau de eficiência.

Para a diminuição de incertezas, devido ao mercado, o ajuste entre oferta e demanda deve ser tratado com especial atenção. A oferta do suprimento de energia elétrica no Brasil tem alguns aspectos relevantes. Um deles é a instalação da competição gradativa, com regras não muito bem definidas por parte do governo, que sofrem mutação frequente, fazendo com que a entrada de novos investimentos, os quais promoveriam a expansão, não aconteça. Outro fator é a especificidade do nosso sistema de suprimento de energia elétrica, predominantemente hidroelétrica, com forte interconexão elétrica entre os sub-sistemas, mas com capacidade insuficiente de transmissão que permita aproveitar integralmente os efeitos das diversidades hidrológicas regionais e também grandes limitações quanto à expansão próximos às regiões de maior consumo (Sudeste e Sul do País).

No lado da demanda, a população em geral, através do racionamento vivido em 2001, experimentou o medo de não ter um produto essencial a tarifas baixas e racionalizou o uso de energia elétrica. Mas, para minimização de surpresas, o governo deve realizar programas consolidados de racionalização de energia elétrica em todos os setores da sociedade, de modo a diminuir o descompasso entre oferta e demanda no setor e intensificar os estudos de fontes alternativas de geração de energia para implementação em casos desfavoráveis do parque hidrelétrico.

Segundo MARCON (2003), a queda de consumo que se seguiu ao racionamento foi de tal ordem que atualmente o setor apresenta um “excesso de oferta”. Um outro efeito devastador da redução de mercado é que, apesar de sua elevação, as tarifas para os consumidores são frequentemente insuficientes para remunerar adequadamente distribuidoras e geradoras. As

desvalorizações cambiais agravaram as dificuldades econômico-financeiras destas empresas, pois as mesmas possuíam passivos em moedas estrangeiras. A condição atual de sobre oferta de energia é conjuntural. Segundo a mesma publicação, se a instalação de novas usinas e a expansão das redes de transmissão e distribuição não for retomada em nível adequado e em tempo hábil, o País poderá sofrer novas restrições de oferta dentro de três ou quatro anos. Outro fator apresentado pela publicação, é que, apesar de transitória, a sobra de energia das geradoras suscita efeitos permanentes sobre a capacidade dessas empresas efetuarem novos investimentos. Os prejuízos gerados por esse choque incorporam-se, de forma permanente, à lucratividade acumulada e liquidez das empresas. Políticas destinadas a mitigar o efeito danoso dessas sobras sobre a saúde econômico-financeira do setor propiciam maior capacidade de investimento, tanto dessas empresas como de outras que, para investir, dependerão da saúde econômico-financeira das demais empresas do setor.

Conforme pode-se verificar, a interligação da cadeia de suprimentos do setor elétrico é bem visualizada pela descrição acima, pois a saúde uma empresa depende das outras, ou seja, uma intervenção em um elo da cadeia provoca alteração nos demais em diferentes proporções.

Para a análise pretendida, torna-se essencial o resgate histórico do Setor Energético Brasileiro, com o objetivo de levantar os principais aspectos que resultaram na desconexão desta importante cadeia de serviços. Através do levantamento histórico pretende-se abordar características que levaram à descoordenação da cadeia como um todo.

2.2.2 Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro sob a Perspectiva da Análise da Cadeia de Suprimentos Estendida

2.2.2.1 Período 1890-1934

Neste período, o domínio da geração de energia estava basicamente nas mãos de duas empresas estrangeiras: a Light e a ANFORP, sendo que a primeira também monopolizava os serviços de fornecimento de gás e telefonia no Rio de Janeiro. Na década de 1920, a Light e a ANFORP controlavam os serviços de energia em: São Paulo (capital e interior), Rio de Janeiro e na maioria das capitais do País. Em 1920, a capacidade instalada do Brasil era em torno de 360MW.

Neste período existiam outras empresas privadas, mas eram de pequeno porte e não interferiam no lucro das duas principais empresas. O papel do Estado limitava-se apenas a conferir autorizações para o funcionamento das companhias e não havia nenhuma legislação sobre energia elétrica e recursos hídricos. As tarifas, neste período, eram corrigidas pelas companhias e recebiam o equivalente em ouro (a chamada “cláusula-ouro”), de forma que ficavam protegidas da inflação e da desvalorização da moeda brasileira (mil-réis).

Em 1930, a capacidade instalada do Brasil era em torno de 780MW.

Pode-se verificar que, neste período, o domínio total era de empresas privadas estrangeiras, que produziam a quantidade de energia que queriam, onde queriam e cobravam o preço que achavam necessário, com o governo, além de tudo, convertendo para ouro.

As duas empresas estrangeiras controlavam todos os segmentos da cadeia, manipulando todas as atividades pertinentes a ela, sem permitir a entrada de novos concorrentes.

2.2.2.2 Período de 1934-1990 (Predominância Estatal)

No período de 1934-1962, houve uma tentativa de regular as empresas privadas com a criação do código nacional de águas (1934), o qual veio estabelecer regras para o uso da água e a produção e fornecimento de energia elétrica. A partir de então, o aproveitamento de potencial hidrelétrico passou a depender de autorização ou concessão (por prazo máximo de 30 ou 50 anos, conforme o montante dos investimentos) As tarifas passaram a ser fixadas segundo os custos de operação e o valor histórico dos investimentos, o que significava o fim da “cláusula-ouro” e da correção monetária automática conforme a variação cambial. O Estado (governo federal) passava a deter o poder de concessão e de fiscalização, estabelecendo, pelo menos teoricamente, as condições para controlar as atividades das empresas privadas.

Pode-se verificar que, no período citado acima (1934-1962), o Estado pretendia tomar o controle do setor e gerenciar melhor a questão das empresas estrangeiras que o detinham. Segundo VIANNA (2004), o período Vargas marcou, também, o início da industrialização no Brasil, com crescimento acentuado da demanda de energia elétrica, por sinal, acima da capacidade de oferta de geração, prenunciando, já no início dos anos 1940, uma situação de escassez de energia. Não foi por acaso que, nesse ambiente, em 3 de abril de 1936, foi criada a Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica - ABCE. Logo após a criação da

ABCE, foi criado, em 1939, o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE, reforçando a questão da regulamentação dos serviços de eletricidade. Em 1940, a capacidade instalada de energia elétrica do Brasil era em torno de 1.250 MW.

Segundo BELUZZO (1993), citado por ABREU (1999), o setor elétrico brasileiro teve seu período de crescimento durante os anos cinquenta, sessenta e setenta. Em 1945, houve a primeira intervenção do governo federal na produção de eletricidade, quando foi criada a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), com a tarefa principal de construir e operar a Usina de Paulo Afonso – inaugurada em 1955. Em 1960 foi criado o Ministério de Minas e Energia e a Eletrosul e a capacidade instalada de energia elétrica no País era em torno de 4800MW.

No setor elétrico, a partir de meados dos anos 1960 o crescimento da capacidade instalada e da malha de transmissão do País exigiu que os sistemas elétricos — dos quais as empresas até então definiam os requisitos e projetos específicos, voltados ao atendimento de sistemas isolados ou, quando muito, com fraco nível de intercâmbio — passassem gradativamente a funcionar de forma integrada, do forma a proporcionar o aproveitamento mais racional das fontes energéticas e uma melhor qualidade de serviço. Com isso, em julho de 1969, a partir de princípios básicos estabelecidos pelo MME, foi criado o primeiro Comitê Coordenador de Operação Interligada - CCOI, abrangendo as empresas geradoras e distribuidoras da região sudeste. Em janeiro de 1971, foi criado o CCOI-Sul. No final de 1973, os CCOIs foram substituídos pelos Grupos Coordenadores para Operação Interligada - GCOIs, os quais tinham a finalidade de coordenar, decidir ou encaminhar as providências necessárias ao uso racional das instalações geradoras e de transmissão, existentes e futuras, nos sistemas interligados das regiões sudeste e sul. No âmbito da regulação setorial, deu-se em 1965, a criação do Departamento Nacional de Águas e Energia - DNAE, então vinculado ao MME (transformação da Divisão de Águas do DNPM). Em 1967, ocorreu a extinção do CNAEE, com absorção de suas funções pelo DNAE. A denominação deste foi alterada para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE em 1968. Consolidava-se, dessa forma, a estrutura básica do setor, sendo a política energética traçada pelo MME e executada pela Eletrobrás, atuando o DNAEE como órgão normativo e fiscalizador. Em 1970, a capacidade instalada de energia elétrica no Brasil era em torno de 11.460 MW (VIANNA, 2004).

No início dos anos 1970, com a crise do petróleo e a conseqüente elevação dos preços, os Países centrais passaram a transferir para Países periféricos e dependentes, rico em potencial energético como o Brasil, uma série de indústrias que consomem muita energia. Assim, o Brasil se transforma, progressivamente, juntamente com outros Países periféricos, em um exportador de produtos eletrointensivos. Na realidade, os Países dominantes fizeram esta transferência para que os Países periféricos exportassem os produtos em troca da dívida contraída com os mesmos para construção de hidrelétricas. Isto foi causando um desequilíbrio entre oferta e demanda, pois o País não investia mais em geração, ou seja, com a falta de investimentos no setor dominante da cadeia, os demais sofreram sérias conseqüências, o que levou praticamente o setor elétrico a exaustão no final deste período.

Em 1973 se consolidava a estrutura básica do sistema Eletrobrás, com a Eletronorte (criada em 1969), Eletrosul, Furnas e Chesf. O modelo estatal de grandes hidrelétricas teve como fundamento o levantamento do potencial hidrelétrico realizado na segunda metade da década de 1960, com apoio do Banco Mundial, e do qual participou um consórcio canadense – Canambra. Foi com base neste projeto que, nas décadas seguintes, o planejamento e a implantação de grandes projetos hidrelétricos se apoiaram.

Segundo BELUZZO (1993), citado por ABREU (1999), a partir de 1979, o endividamento externo do País, realizado durante os anos anteriores e posteriores a este, agravou-se principalmente pelo aumento das taxas de juros internacionais e pela manipulação das tarifas, como um mecanismo de controle da inflação.

Segundo CHIGANER *et. al.* (2002), a partir da década de 1980, o progressivo esgotamento do modelo de desenvolvimento nacional calcado na ação do Estado, traduzido pela redução da atividade econômica, em paralelo a um reordenamento da economia mundial, teve reflexos no setor elétrico.

Conforme VIANNA (2004), no campo político, o grande acontecimento das décadas 1980-1990 foi, evidentemente, o fim do ciclo dos governos militares, com a eleição do Presidente Tancredo Neves em 1984. Se há um setor onde o termo "década perdida" pode, infelizmente, ser aplicado tranquilamente, é o setor elétrico, pois, além do controle tarifário para uma frustrada tentativa de controle inflacionário, houve também a corrida de algumas empresas, já endividadas pelas obras da década anterior, aos *suppliers credits*, que acabou por complicar ainda mais suas saúdes financeiras. Houve, também, o RENCOR e o frustrado Projeto de Revisão do Setor

Elétrico - REVISE. Foi, também, a década dos *black-outs* e da inadimplência setorial, com a capacidade instalada de energia elétrica no Brasil sendo 31.300MW em 1980.

Registre-se, no período de 1930 a 1990, o maior crescimento de capacidade instalada de energia elétrica no País, já que em 1930 a capacidade ficava em torno de 780MW e, no ano de 1990, passou para um valor em torno de 65 maior, isto é, 53000MW.

No modelo estatal, houve quase que um monopólio do Estado na produção, transmissão e distribuição de energia. Neste período, pôde-se verificar a verticalização destas empresas, com os estágios da cadeia organizando-se em torno de agentes específicos e com grandes investimentos no setor de geração. Pode-se citar que as empresas possuíam economia de escala e uma certa “proteção natural” contra os riscos dos negócios, pois quaisquer perturbações que ocorressem em algum dos estágios, os custos correspondentes eram repassado às tarifas, isto é, ao consumidor final. Com isso, a projeção de demanda era o estágio que mais poderia causar danos na cadeia, estando os outros estágios “protegidos”, isto é, caso houvesse erro de previsão, estes eram sempre repassados aos consumidores, estando as empresas praticamente livres de risco, onde as ineficiências eram cobertas por mecanismos de “subsídios” como o RENCOR, onde empresas com maior ganho repassavam parte dos ganhos as menos eficientes.

2.2.2.3 Período de 1990-1995 (Pré-privatização)

O período de 1990 a 1995 pode ser denominado como o período de pré-privatização do setor elétrico. Em 1990, as privatizações e desregulamentações foram os instrumentos referenciados pelo governo com a justificativa de diminuir sua participação nos mais diversos setores da economia, objetivando uma maior eficiência destes setores; além disso, o governo dizia-se incapaz de assumir as dívidas destes setores.

Conforme mencionado pelo COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO (2002), a nova estrutura do Setor Elétrico foi resultado de um processo de reforma institucional iniciado em meados dos anos 1990. Os objetivos básicos do processo foram:

- Assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, uma vez que havia uma percepção de esgotamento da capacidade do Estado de investir em infra-estrutura na escala necessária para atender ao aumento da demanda e,

- Assegurar que o setor fosse economicamente eficiente, utilizando os recursos disponíveis para garantir um suprimento confiável de energia elétrica ao menor custo possível

Para atingir estes objetivos, foram adotados quatro princípios básicos, bastante semelhantes aos princípios que orientaram processos de reforma em vários outros Países. Estes princípios são:

- **Desverticalização**, ou seja, separação entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Em sua forma mais radical, a desverticalização faria com que elas fossem sempre realizadas por empresas distintas. Na prática, porém, admitiu-se que, dentro de certos limites, algumas combinações destas atividades fossem realizadas por uma única empresa, desde que houvesse uma estrita separação contábil. É a desverticalização que garante o livre acesso de todos os produtores e consumidores às redes de transmissão e distribuição;

- **Privatização**, a qual, além de proporcionar recursos para o setor público, transferiu para o setor privado a responsabilidade pela realização dos investimentos, possibilitou a competição entre as empresas e proporcionou condições para que elas se tornassem mais eficientes;

- Estabelecimento da **competição na geração e na comercialização**, a qual deve ser o grande estímulo para o aumento da eficiência e redução dos preços; e

- Garantia de **livre acesso às redes** de transmissão e distribuição, de forma a permitir efetivamente a competição na produção e na comercialização. As atividades de transmissão e distribuição passaram a constituir monopólios regulados.

Segundo PEREIRA (2002), contrariamente, este movimento conduziu à nova regulamentação e não a desregulamentação, assim como a uma renovação do papel normativo do Estado, mas não na sua redução. Em geral, o termo desregulamentação é utilizado indiscriminadamente para referir-se a introdução de competição e a redução ou eliminação das regulamentações do governo como se estes dois estivessem obrigatoriamente associados. Na maioria dos casos de desregulamentação do setor elétrico no mundo, os governos têm introduzido competição combinada com re-regulamentação, a reformulação das velhas regras e a criação de novas induzindo o argumento que para mercados mais livres mais regras.

Durante o governo Collor, não houve atitude de fato para o setor elétrico, mas alguns ares de mudança de rumo já eram prenunciados, visando a reestruturação, passando pela privatização, separação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, estabelecimento de licitação para as obras de hidrelétricas e reorganização dos órgãos reguladores e de planejamento. Com a assunção da presidência da república pelo então vice-presidente Itamar Franco, em 1993, e já contando com a presença de Eliseu Resende na presidência da Eletrobrás, foi aprovada a Lei nº 8.631/93, que, entre outras medidas, equacionou a questão da inadimplência, extinguiu o RENCOR, estipulou o uso da RGR pela Eletrobrás e amenizou as “mordaças” tarifárias. O Decreto nº 915/93 abriu caminho para as parcerias público privadas, permitindo a formação de consórcios para construção de usinas hidrelétricas (VIANNA, 2004).

MACIEL (1993) mostra que os principais problemas pertinentes à infra-estrutura de energia inserem-se nos planos jurídico-institucional, financeiro e de formulação de políticas públicas e definição de prioridades de médio e longo prazo. Em particular:

a) a deterioração dos mecanismos de planejamento e operacionalização de políticas de Estado e a interrupção do debate fecundo das questões energéticas nos anos oitenta resultaram em uma falta de visão global, que gere políticas públicas, nessa área nos anos noventa. Em que pese, portanto, as boas condições para esse intento, que poderiam advir do controle monopólico estatal dos setores estratégicos de energia elétrica e petróleo. Esta visão integrada faz-se necessária, para levar a efeito as mudanças desejáveis na matriz energética conformada ao longo dos últimos vinte anos, assim como para evitar erros de política, em especial aqueles que venham a ser gerados em virtude das pressões das restrições macroeconômicas;

b) a concretização de soluções para os gargalos produtivos e para a formulação de projetos prioritários de infra-estrutura integrada se defronta com as condições objetivas jurídico institucionais e organizacionais do setor elétrico, que sofre um processo de reestruturação moroso;

c) as fontes de financiamento da expansão da infra-estrutura de energia encontram-se desmanteladas. Providências imediatas de diminuição do endividamento intragoverno são imperativas, mas não serão suficientes para dar conta dos montantes necessários. O financiamento de projetos de infra-estrutura integrada exigirá, além de tarifas e preços realistas, recursos orçamentários e modificações importantes no sistema financeiro, no sentido de dotá-lo

de instrumentos adequados. Legislações atualizadas e a concepção de bons projetos constituirão instrumento básico de estímulo ao concurso de capitais privados para o seu financiamento.

Através da citação acima, pode-se verificar que, em 1993, havia preocupação no sentido de mapear a situação do setor, para planejamento e inserção de competitividade na indústria de eletricidade, com o devido respaldo jurídico-institucional para inserção da mesma. É importante ressaltar o destaque dado a operação conjunta e integrada das atividades para alcançar-se mudanças no setor elétrico brasileiro.

Em 1993, a Lei nº 8631, e o decreto 744, que a regulamentou, apontaram diversas mudanças, entre elas: desqualização das tarifas, a nível nacional (com a tarifa continuando a ser definida pelo custo); estabeleceram o fim da remuneração garantida das empresas; definiram a correção das tarifas através de fórmulas paramétricas e o seu ajuste a cada três anos e, criaram uma Conta de Consumo de Combustível (CCC) para os sistemas isolados, rateado entre todas as empresas brasileiras. Em 1995, o artigo 175 da Constituição Federal foi regulamentado, especificando um contrato de concessão obrigatório (onde as licitações podem ser pelo menor preço, maior valor pago pelo uso de bem público ou um misto de ambos os critérios) e, a Lei 9074, estabelece normas para a outorga e prorrogação das concessões e autorizações de serviços de energia elétrica; define novas figuras, no setor elétrico brasileiro: o “produtor independente” e o “consumidor livre”, aquele alimentado em um nível de tensão maior ou igual a 69kV e que possui uma carga maior ou igual a 3MW; e autoriza a formação de consórcios no setor.

Pode-se verificar neste período que a cadeia sofreu profundas transformações, com o surgimento de novos atores e novas regulamentações com conseqüentes impactos em toda a cadeia, os quais levaram à exaustão do setor e o início das reformas em 1995. Alguns destes aspectos são citados a seguir:

- Ciclo vicioso de inadimplências;
- Incapacidade de investimento;
- Obras paralisadas;
- Aumento das perdas técnicas e comerciais;
- Crescentes restrições aos sistemas de transmissão aumentando o risco de interrupções;
- Sistema de geração operando acima do limite da capacidade nominal recomendável;
- Deterioração da gestão técnica e administrativa das empresas;
- Arranjo institucional confuso;

- Aumento da taxa de expansão do consumo.

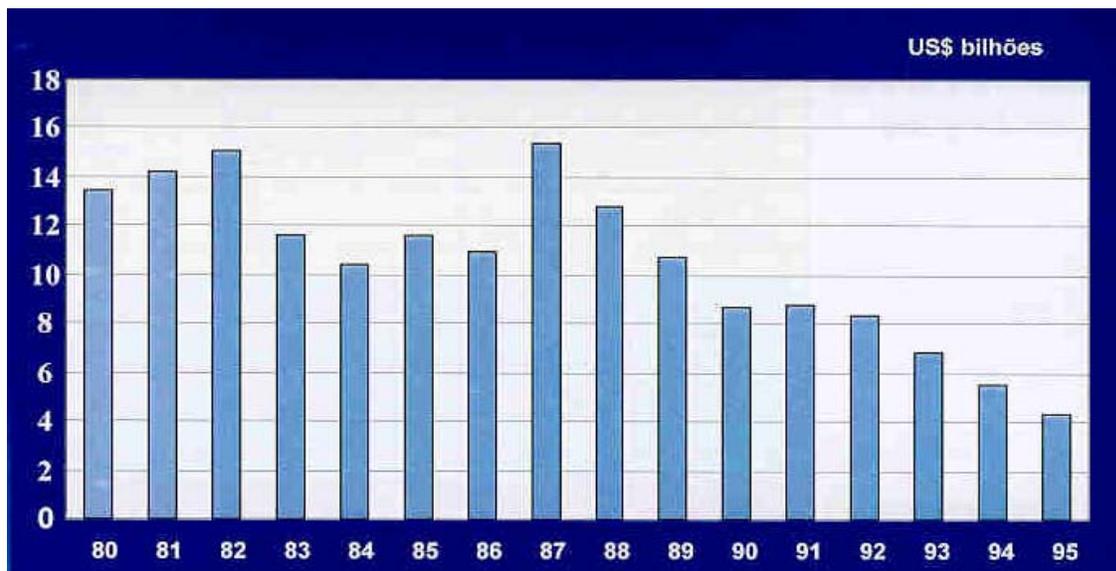
A alta de coordenação do setor provocou um esgotamento do mesmo levando ao endividamento público, com conseqüente repasse do setor à iniciativa privada. Em termos de efeito na cadeia do setor elétrico, pode-se destacar que o estágio que rege a cadeia – geração – não acompanhou o crescimento da ponta – demanda, levando a um óbvio desequilíbrio, isto é, houve um aumento de consumo, não acompanhado pelo aumento dos investimentos em plantas de geração. Isto, sem considerar a não existência de um arcabouço legal consistente.

2.2.2.4 Período de 1995-2001 (Privatização e Reforma do Setor Elétrico)

O período de 1995-2001 pode ser chamado de período de privatização, onde o Brasil, acompanhando, de certa forma, a economia mundial, resolveu intervir de maneira mais incisiva no setor elétrico, implantando uma série de medidas regulatórias para reduzir a dívida do setor público entrando em sua fase de reestruturação.

A figura 2.9 mostra os investimentos históricos (públicos e privados) do setor elétrico entre os anos de 1980 e 1995.

Figura 2.9: Investimentos Históricos em Geração do Setor Elétrico - Anos 1980/1995



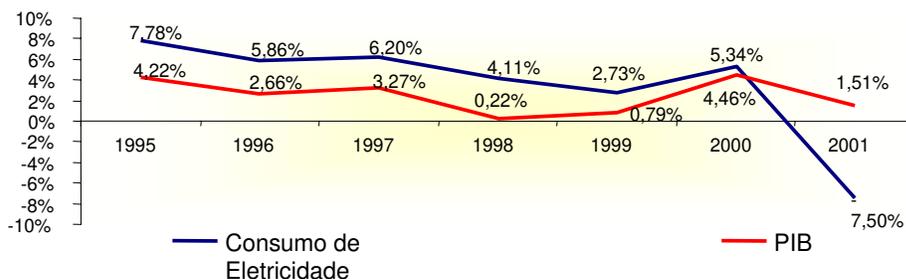
Fonte: MME (2002)

Pela figura 2.9, pode-se observar que, em boa parte dos anos 1990, o Estado aplicou bem menos recursos em geração do que em anos anteriores.

Segundo BELUZZO (1993), citado por ABREU (1999), o setor elétrico brasileiro teve seu período de crescimento durante os anos cinquenta, sessenta e setenta. A partir de 1979, seu endividamento externo, realizado durante os anos anteriores e posteriores a este, agravou-se principalmente pelo aumento das taxas de juros internacionais e pela manipulação das tarifas, como um mecanismo de controle da inflação, no período 1982 a 1993. A utilização de suas empresas, como instrumento de implantação de políticas de desenvolvimento industrial no País, levou o setor à estagnação por falta de recursos. Esse endividamento extremo (em 1980 representava 25% de toda a dívida externa brasileira) teve como cenário as altas dos juros externos, que passaram de 9,9% em 1978, para 14, 4% em 1979, chegando a atingir o pico de 20% em abril de 1980. A partir desta data, as taxas refluíram para níveis mais baixos, voltando a subir após agosto desse mesmo ano. Considerando-se que a maior parte dos contratos de empréstimos e financiamentos era firmado com cláusulas de taxa de juros flutuantes, o resultado foi a elevação no montante total da dívida externa, influenciando em todos os outros setores da economia brasileira.

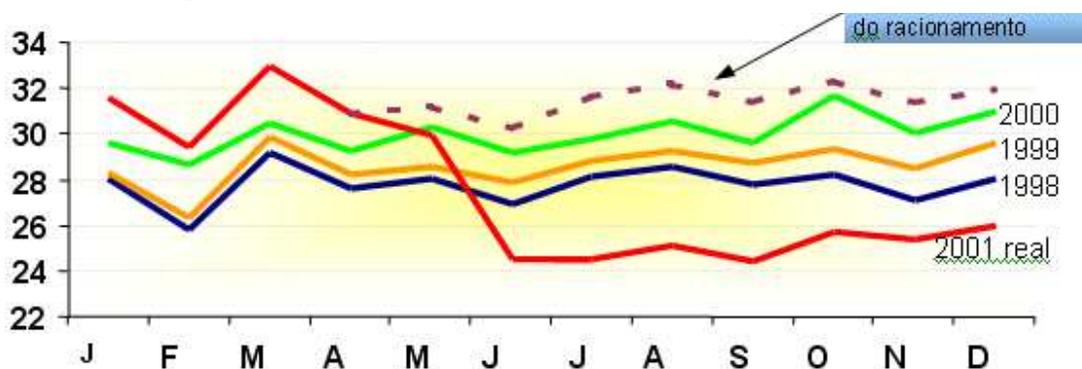
A figura 2.10 mostra que, no período de 1995 a 1999, a taxa de crescimento do produto interno bruto decresceu muito, atingindo o valor de 0,22% em 1998, com a taxa de crescimento do consumo de eletricidade decrescendo praticamente na mesma proporção. No ano 2000, apesar do PIB aumentar 3,67% em relação ao ano anterior, o consumo de energia decresce bruscamente, atingindo valores negativos em 2001, face ao racionamento e a crise de energia vivenciada. Para melhor compreensão da evolução do consumo mensal de energia no período de 1998 a 2001, a figura 2.11 apresenta esta evolução para cada um desses anos. Um ponto interessante neste gráfico é a existência do previsto e do real consumo no ano de 2001 (ano do racionamento). Pelo que se pode verificar, houve uma redução média de 16,6% no consumo projetado do Brasil.

Figura 2.10: Evolução das Taxa de Crescimento do PIB e do Consumo de Energia Elétrica de 1995 a 2001



Fonte: Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) e IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), 2002.

Fig. 2.11 – Evolução do Consumo Mensal de Energia Elétrica Brasileiro (TWh) ao longo do ano de 1998 a 2001



Fonte: GONZÁLEZ, O. (2002)

Sob a justificativa da crise institucional e econômica do Estado brasileiro, e com base em argumentos tais como a ampliação do atendimento com maior qualidade e menores tarifas, idealizou-se uma profunda e radical quebra de paradigma setorial, com a adoção de um modelo baseado em: desverticalização da indústria, distinguindo-se segmentos monopolistas (regulados) – transmissão e distribuição – e não monopolistas – geração, comercialização; privatização, e instituição de um modelo comercial baseado em um comportamento competitivo dos agentes, e regulação técnica e econômica (independente) das atividades do setor (SAUER, 2002).

Deve-se ressaltar que a implementação efetiva de medidas de reforma exige a elaboração não só de regras comerciais, mas também de toda uma estrutura de regulamentação técnica e econômica, além da criação de agentes específicos para exercerem funções integradoras. Geralmente, a estruturação de um setor importante da economia, como o setor elétrico, requer a instituição de políticas públicas.

O marco inicial para as reformas foram as Leis: 8967/95 – Lei de Concessões de Serviços Públicos – e a Lei 9074/95, que estabeleceram os fundamentos básicos do novo modelo e iniciaram a sua abertura à participação do capital privado. Estas leis introduziram profundas e importantes alterações no setor elétrico brasileiro.

A concorrência ocorria: no mercado atacadista (energia não contratada); na comercialização para os consumidores livres e para as distribuidoras e geradoras; na outorga das concessões e, no fornecimento / construção / montagem.

Em 26 de dezembro de 1996, através da Lei nº 9.427, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia em regime especial, vinculada ao MME, com as atribuições de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e a comercialização da energia elétrica, atender reclamações de agentes e consumidores, mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores, conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia, garantir tarifas justas, zelar pela qualidade do serviço, exigir investimentos, estimular a competição entre os geradores e assegurar a universalização dos serviços. A ANEEL passou a funcionar, efetivamente, a partir de 1997, quando foi extinto o DNAEE, do qual é sucessora. No projeto RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), o papel das associações como interlocutoras dos agentes começou a tomar corpo. Elas foram convocadas pela coordenação do projeto, juntamente com os agentes do setor a, além de acompanhar de perto os estudos, também analisar e dar sugestões ao documento inicial preparado pela consultora Coopers & Lybrand. O novo Modelo do Setor Elétrico foi consagrado mediante a publicação, em 28 de maio de 1998, da Lei nº 9.648. O Operador Nacional do sistema - ONS foi instituído pela Lei nº 9.648/98, vindo a assumir progressivamente as funções até então do GCOI. As atribuições principais do ONS são operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia do País, por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos

Procedimentos de Rede — aprovados pelos próprios agentes e homologados pela ANEEL (VIANNA, 2004).

Um outro aspecto do modelo foi o MRE – Mecanismo de Realocação de Energia, que consiste na alocação de energia dentro de um submercado ou em outros submercados. O objetivo é equilibrar o risco entre geradores hidrelétricos (otimização e diversidade hidrológica), ou seja, atua como uma empresa cujos sócios são geradores hidrelétricos, onde cada uma possui uma cota de participação na energia gerada por todos, que é determinada de acordo com a energia assegurada do gerador (CEA - Certificado de Energia Assegurada), fixada pela ANEEL.

As características principais são:

- Cobertura nacional;
- Térmicas não tem direito ao MRE, exceto as que tem CCC;
- Dependem da produção efetiva e da energia assegurada (determinada pelo ONS e CCPE – 5% de risco).
- Realocará energia ao invés de realizar transações financeiras;
- Não existe garantia de que o mercado será integralmente alocado;
- O montante só é alocado se a produção total for maior que a energia assegurada total;
- Participam todas as UHE's despachadas centralmente;
- É único para todo o sistema interligado, incluindo energia de Itaipu;
- O “direito de saque” não é afetado por indisponibilidade fortuitas – penalização ocorre por indisponibilidade média muito elevada em um período de observação;
- O preço da energia realocada permanece no sub-mercado no qual foi produzida, por exigência do fechamento das contas da CCEE;
- A realocação é realizada a custo variável de O&M + Royalties;
- A alocação da energia secundária (que é a diferença – positiva – entre a produção das usinas no MRE e sua energia assegurada total) é importante, pois pode dar incentivos de mercado para o aumento da capacidade ou da disponibilidade e, também, porque representa o “trade off” entre estabilização do faturamento dos geradores e criação de incentivos de mercado.

Um outro fator importante verificado na então estrutura do Setor Elétrico Brasileiro foi a preocupação com a qualidade do serviço da transmissão e da distribuição, do atendimento comercial e o desenvolvimento do marketing de relacionamento, pelas concessionárias de energia elétrica.

Segundo LEAL e BARBOSA (2002), os indicadores de satisfação dos consumidores (avaliados pelo FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por conjunto de consumidores – e pelo DEC – Duração Equivalente de Interrupção por conjunto de consumidores) apresentaram significativa evolução, bem como o marketing de relacionamento, que no setor elétrico, é praticamente recente, mas vem representando um fator importante no processo, cujos principais objetivos são: conquistar, fidelizar e maximizar.

Nos processos de desregulamentação da indústria de energia, o consumidor tornou-se essencial ao longo do processo e funciona como uma espécie de “medidor” de eficiência para as concessionárias.

Um aspecto importante é a respeito dos usuários do sistema de energia elétrica, os quais precisam ter conhecimento das mudanças em andamento na indústria de eletricidade, bem como seu próprio uso. O sistema de monitoramento de energia é a ferramenta para obter este entendimento, por parte do consumidor, dos modelos de uso de energia, suas implicações e, também, para prover benefícios adicionais para o usuário, pois quanto mais o usuário conhece o sistema elétrico, mais confiável e eficiente ele pode ser elaborado. Um monitoramento da energia e sistemas de controle podem capturar uma perda de informação para aumentar a confiabilidade, minimizar o uso de energia e prover informações para aquisições inteligentes de energia em mercados desregulamentados (MIRANDA, 2003).

Estratégias específicas desenvolvidas pelas concessionárias apareceram como novos diferenciais. Entretanto, na maioria das vezes, pela própria dinâmica do mercado, as concessionárias de energia sonegam informações sobre as estratégias aplicadas, dificultando desta maneira um conhecimento mais aprofundado do relacionamento cliente x empresa desenvolvido no novo ambiente de competição.

Em relação à cadeia de suprimentos, este período pode ser considerado muito importante, pois muitos aspectos que são aplicados na gestão pela coordenação da cadeia de suprimentos, apareceram no setor. A seguir são citados três destes aspectos:

- Estratégias específicas desenvolvidas pelas concessionárias

Estas estratégias são inerentes à competitividade de qualquer setor; portanto, quando ocorre a coordenação pela *SCM*, estas estratégias devem ser benéficas à cadeia como um todo, com o fluxo de informações ocorrendo nos dois sentidos

- Equilíbrio de riscos através do MRE

Na verdade o risco relacionado ao MRE foi apenas um dos tipos de risco que foi considerado para ser equilibrado. Este risco foi o hidrológico. Entretanto, o gerenciamento deste e dos demais riscos deveria ser administrado por todos os setores da cadeia, caso houvesse coordenação.

- Criação do ONS, órgão que “gerenciava” a cadeia juntamente com a ANEEL

A criação destes órgãos, visualizando-se sob o foco de gestão integrada, foi de suma importância para o setor, visto que, uma cadeia pode estar integrada sob o comando de um agente centralizador - Gestão Centralizada – a qual busca a maximização da ação da cadeia, mesmo que não sejam atingidas as metas internas de cada estágio, isto é, a negociação passa por um órgão centralizador, que coordena todas as decisões, organizando e disponibilizando informações para todos os membros da cadeia; ou através da Gestão Federativa, a qual trata cada membro da cadeia como elemento independente que relaciona seu desempenho através da maximização de seus objetivos, seja como consumidor, fornecedor, ou ambos, garantindo aos participantes da cadeia, autonomia de suas negociações entre parceiros.

No setor energético brasileiro, devido às suas dimensões e complexidades, a gestão centralizada é praticamente compulsória, não se descartando que a gestão federativa poderia ser aplicada, onde cada unidade de negócios teria uma gestão local (a qual poderia ser representada, por exemplo, pela associação de cada um deles), mas inter-relacionando as informações e objetivos alcançados individualmente para maximização, com qualidade, do produto final (que chega a demanda).

Deve-se ressaltar que sob o ponto de vista da cadeia integrada, o órgão centralizador deve, principalmente, fazer com que o fluxo de informações seja aplicado eficientemente.

2.2.2.5 Período de 2001 - Atual

Um dos pontos culminantes deste período foi o racionamento compulsório à sociedade brasileira, o qual não provocou efeitos impactantes na indústria. Segundo a CNI (2002), pouco mais da metade das indústrias brasileiras não sofreu com o racionamento, sem contar que uma parcela expressiva das empresas, embora não majoritária tornou-se mais eficiente no uso de

energia elétrica, reduzindo o consumo por unidade de produto. A principal medida adotada para isso foi a aquisição de aparelhos e equipamentos mais econômicos. Em cerca de 60% das empresas, os custos de energia elétrica não aumentaram os custos totais de produção. Os planos de investimentos também não foram afetados e, nos casos que houve alteração, foram redirecionados com mais frequência do que reduzidos de fato.

Outro fator citado pela mesma publicação é a estratégia adotada pelas indústrias em relação à geração própria e o uso de fontes alternativas. A maioria das pequenas e médias empresas (68%) não fez uso de geração própria ou de fontes alternativas durante o racionamento. Entre as grandes empresas este valor foi de 40%. Apenas 11% das pequenas e médias empresas e 24% das grandes fizeram utilização de geração própria.

O governo atual publicou, em julho de 2003, através do MME – Ministério de Minas e Energia, o documento intitulado “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, o qual tem três objetivos principais:

- Garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária, por meio de contratação eficiente de energia para os consumidores regulados e;
- promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Segundo a Lei 10848 e os decretos que a regulamentam, os agentes institucionais do setor, existentes e novos, passam a operar com as funções explicitadas nos itens seguintes. As novas funções estão especificadas em negrito.

↳ Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

- Proposição da política energética nacional ao Presidente da República, em articulação com as demais políticas públicas;
- Proposição da licitação individual de projetos especiais do Setor Elétrico, recomendados pelo MME (**nova função**); e,
- Proposição do critério de garantia estrutural de suprimento (**nova função**).

↳ **Ministério de Minas e Energia – MME**

- Formulação e implementação de políticas para o Setor Energético, de acordo com as diretrizes do CNPE;
- Exercício da função de planejamento setorial;
- Exercício do Poder Concedente;
- Monitoramento da segurança de suprimento do Setor Elétrico, por intermédio do CMSE (**nova função**); e,
- Definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e/ou contratação de reserva conjuntural de energia do sistema interligado (**nova função**).

↳ **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL**

- Mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do Sistema Elétrico;
- Realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME; e,
- Licitação para aquisição de energia para os distribuidores (**nova função**).

↳ **Empresa de Pesquisa Energética – EPE**

Foi criada uma instituição técnica especializada – a Empresa de Pesquisa Energética – EPE – com o objetivo de, principalmente, desenvolver os estudos necessários para que o MME possa cumprir plenamente sua função de executor de planejamento energético, com as seguintes responsabilidades:

- execução de estudos para definição da Matriz Energética, com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo;
- execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos;
- execução dos estudos do planejamento da expansão do Setor Elétrico (geração e transmissão);
- promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas; e,

- promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como obtenção da Licença Prévia Ambiental para aproveitamentos hidrelétricos.

↳ **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE**

Foi criada uma instituição especializada – a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, com os seguintes objetivos:

- administrar a contratação de compra e venda de energia dos concessionários do serviço público de distribuição;
- realizar leilões para compra de energia para os distribuidores, desde que autorizados pela Aneel;
- e,
- exercer as atuais funções de contabilização e liquidação do MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR (Ambiente de Contratação Regulada - Leilões) e o ACL (Ambiente de Contratação Livre – Contratos Bilaterais).

A CCEE sucedeu o MAE, absorvendo suas funções atuais e incorporando todas as estruturas organizacionais e operacionais deste.

↳ **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE**

Foi instituído, no âmbito do MME, o CMSE, de caráter permanente, com a função de analisar a continuidade e a qualidade de suprimento num horizonte de cinco anos e propor medidas preventivas de mínimo custo para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de reserva conjuntural e outras.

↳ **Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS**

Foi alterada a Lei nº 9.648/98, de forma a permitir a regulamentação do ONS pelo Poder Concedente, nos seguintes termos:

- Ampliação e reforços da rede básica

Atualmente o ONS propõe a ANEEL as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;

Para que a expansão de médio e longo prazo do Sistema Eletro-energético possa considerar a proposta do ONS de ampliações e reforços das instalações da rede básica, o Operador deverá encaminhá-la ao MME. Esta proposta será então enviada à EPE, a fim de ser considerada nos estudos para o planejamento da expansão do Sistema. Após o processo de contestação pública, a EPE enviará os estudos ao MME, com vistas ao estabelecimento dos planos de expansão e ao encaminhamento à ANEEL para licitação.

Além disso, todas as regras para operação da rede básica deverão ser submetidas à aprovação da ANEEL.

Desta forma, conforme os agentes e suas funções citados acima, pode-se verificar que a estrutura proposta traz algumas mudanças. Uma mudança que está gerando grande discussão é em relação à consumidores livres. A proposta do novo modelo relata o seguinte:

- Os consumidores qualificados para optar pelo seu fornecedor (consumidores livres) devem notificar esta intenção ao distribuidor local que o esteja atendendo, de acordo com os prazos estabelecidos, os quais constam na tabela 2.4.

Tabela 2.4: Prazos para consumidores livres

DEMANDA (MW)	ANTECEDÊNCIA
entre 3 e 5	1 ano
entre 5 e 10	2 anos
acima de 10	3 anos

Fonte: Elaboração própria.

A notificação de “volta” à condição de suprido pela distribuidora local deverá ser feita com antecedência de cinco anos. Não obstante essas exigências, a distribuidora terá a prerrogativa de atender o consumidor em prazos inferiores.

Com isso, o governo está visando dar segurança às distribuidoras, que estarão obrigadas a contratar 100% do seu mercado, e, com o aviso prévio dos consumidores às distribuidoras, exercem sua opção de comprar energia livremente.

Outro fato é que o governo tira vantagem da matriz energética brasileira, composta majoritariamente por usinas hidrelétricas, sendo grande parte delas já amortizada e portanto capazes de comercializar sua energia a preços extremamente competitivos (a chamada “energia velha”). Esta vantagem manifestou-se através da decisão de reverter toda a competitividade da matriz energética em favor do setor produtivo e da sociedade, o que será feito através de duas principais diretrizes do Novo Modelo:

1 - As licitações de novas usinas serão executadas através do critério de menor custo de geração, ou seja, ao invés de vencer o investidor que pagar o maior preço pela concessão do empreendimento em questão (conforme estabelecido pela legislação anterior), vencerá aquele que oferecer a energia a ser produzida pelo menor preço. Ou seja, uma lógica diametralmente oposta.

2 - A geração existente de energia será comercializada de duas maneiras: (i) entre geradores e distribuidores, através do *pool*, e (ii) entre geradores e consumidores livres, em condições livremente negociadas entre as partes. Essa liberdade de comercialização capturará todo o potencial competitivo da “energia velha”, onde os detentores desta energia (Furnas, Cesp, Chesf e Eletronorte, entre outros) competirão entre si pela colocação de sua energia no mercado. É importante ressaltar que esta competição será acirrada, considerando a atual situação de sobre-oferta de energia no mercado.

Quanto ao mercado livre, a quantidade de consumidores livres passou de 186 em 2003 para 411 entre janeiro e novembro de 2004 (URL7, 2005). Com isto, o governo reconhece a importância deste mercado e agiu visando sua consolidação, o que foi feito através de três principais medidas:

1 - Criação de um ambiente de negociação exclusivo para os consumidores livres, ou “Ambiente de Contratação Livre – ACL”, o qual é definido no Decreto nº 5.163 de 30/07/2004, como o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Ou seja, é neste ambiente que os geradores detentores da “energia velha” disputarão sua colocação entre os consumidores livres através de oferta a preços competitivos.

2 - Reforço na instituição da modalidade de venda de energia entre geradores estatais federais (tais como Furnas, Chesf e Eletronorte) e consumidores livres através de leilões organizados por estes. Segue abaixo transcrição da nova redação da Lei 10.604/02:

§ 5º As concessionárias geradoras de serviço público sob controle federal poderão comercializar energia elétrica conforme regulamento a ser baixado pelo Poder Executivo nas seguintes formas:

O texto anterior da Lei que era: “I – leilões exclusivos com consumidores finais”;

Passou a ser: “I – leilões exclusivos para consumidores finais ou por estes promovidos.”

No novo modelo, o governo restringe sua atuação e responsabilidade ao atendimento dos pequenos consumidores, ou seja, do mercado cativo. Os grandes consumidores são incentivados a migrarem para o mercado livre e firmarem contratos em termos e condições negociados livremente com geradores (a “mão invisível” regulará o mercado).

Um aspecto importante a ressaltar é a forma como é feito o planejamento do sistema em diferentes modelos. Nos modelos de livre acesso, o planejamento da expansão de longo prazo da geração, por exemplo, é estabelecido internamente pelas concessionárias, ou através de contratos entre as concessionárias e os Produtores Independentes de Energia, já no modelo de mercado competitivo, a expansão é ditada sob regras de mercado, que podem induzir contratos de longo prazo entre geradoras e distribuidoras. O planejamento da expansão da transmissão, quando os modelos são integrados, são estabelecidos diretamente pelas concessionárias com alguma forma de coordenação entre as empresas do setor. Nos modelos de livre acesso, o planejamento também é estabelecido pelas concessionárias, porém incluindo contratos de pedágio de longo prazo. Por fim, nos modelos competitivos, a visão das necessidades futuras é muito dificultada, devido a várias incertezas, como, por exemplo: construção e localização de novas plantas e como elas serão despachadas (base, complementação térmica). Nos modelos competitivos é aconselhável a introdução de planejamento determinativo, visando viabilizar a competição.

O percentual de empresas privadas no setor é, segundo PEREIRA, (2004), o seguinte: 15,0% por energia produzida na geração, 17% na transmissão e 80% na distribuição por energia consumida.

Pelo exposto acima, o governo atual, através do novo modelo instaurado, restringe sua atuação e responsabilidade ao atendimento dos pequenos consumidores, ou seja, do mercado

cativo. Os grandes consumidores são incentivados a migrarem para o mercado livre e firmarem contratos em termos e condições negociados livremente com geradores.

Neste período os impactos causados à cadeia do setor foram grandes, principalmente à ponta da cadeia (consumidor final), a qual sofreu redução compulsória em seu consumo devido ao racionamento.

Pelo que se pode observar, a estrutura do setor com grandes dimensões e complexidades pode ser um fator que venha a mostrar a grande descoordenação e ingerência da mesma ao longo dos anos.

Segundo SAUER (2002), as dúvidas acerca da viabilidade e efetividade da competição como instrumento de melhoria da qualidade e de redução de preços no caso da prestação de serviços de eletricidade são relevantes. Questiona-se, com base nas prescrições da teoria econômica e na análise de casos, a viabilidade da competição em indústrias produtoras de bens ou serviços homogêneos e não diferenciados sob condição de altos custos fixos. Trata-se exatamente, da situação do setor elétrico. Não se pode diferenciar o produto, no caso, o fluxo elétrico, o kWh, pela origem (térmica, hidráulica, nuclear, usina nova ou antiga), nem pela reputação dos produtores. Quanto aos custos fixos, especialmente no caso das usinas hidráulicas (novas ou privatizadas), representam a porção mais significativa dos dispêndios totais. Uma vez realizados os investimentos, poucas são as possibilidades de reduzir custos atuando apenas na operação e na gestão, incluindo aquisição de combustíveis. Como estratégia, resta a atuação, por diversos mecanismos, sobre o controle da oferta de energia e/ou sobre seus preços. Encontram-se registrados muitos casos relevantes desse tipo de comportamento anticompetitivo, tais como os de manipulação do preço do milho e o da desregulamentação dos transportes aeroviários, nos Estados Unidos; e os mercados atacadistas de eletricidade, na Inglaterra, Argentina e Califórnia. Num quadro de escassez da oferta e demanda reprimida, como o do Brasil, as oportunidades de abuso de poder de mercado, através da manipulação de preço ou de oferta, podem assumir dimensões inusitadas.

Outro fator importante citado por SAUER (2002) é a acentuada volatilidade de preços decorrentes das características particulares do sistema brasileiro, que não orientam os elevados investimentos exigidos para expandir a geração de energia no País, mas que é atenuada pela capacidade de estocagem no Brasil que corresponde, quando cheios os reservatórios, a uma

produção de 172 TWh, ou 172 milhões de MWh. A tabela 2.5 sintetiza as principais falhas do modelo, segundo o autor.

Tabela 2.5: Falhas estruturais do modelo – síntese

Expansão na Geração

- Sinalização de preços inadequadas
- Licitações com ágio e projetos de maior custo
- Represamento de custos não gerenciáveis
- Custos empresariais de regulação e de análise de riscos elevadas
- Requer subsídios elevados – PPT
- Prazos contratuais cada vez menores

Distribuição e Comercialização

- Tarifas elevadas
 - Existência de intermediários
 - Aumento das incertezas dos mercados empresariais
 - Custos não gerenciáveis crescentes
 - Custos empresariais de regulação e de análise de risco elevadas
 - Aumento das garantias contratuais
-

Fonte: SAUER (2002)

Através de análise do modelo adotado pelo Brasil para reestruturar o setor elétrico, podem-se concluir que no mundo não existe modelo igual. Segundo D'ARAÚJO (2002), examinando o modelo brasileiro dentro do leque das outras experiências internacionais de implantação do modelo mercantil, não há no mundo exemplo semelhante. Isso significa que não há lições que possam ser diretamente aproveitados. A razão disso são as profundas diferenças que o sistema brasileiro guarda com os sistemas pioneiros nessa desregulamentação. As principais características que diferenciam o sistema nacional são:

- 1– Matriz predominantemente hidráulica.
- 2 – Reservatórios de grande porte capazes de armazenar quatro anos de aflúências.
- 3 – Diversidade hidrológica entre os sub-sistemas
- 4 – Mercado crescente e rede em expansão.
- 5 – Papel integrador do sistema de transmissão.

Pode-se verificar que, através deste retrospecto histórico do setor energético, muitos fatores importantes podem ser destacados como determinantes do desequilíbrio desta cadeia. O

Brasil, para implementar a reforma no setor, contratou a consultoria inglesa Coopers & Lybrand (a qual vivenciava o modelo aplicado em um País com características completamente diferentes do Brasil), para desenhar o novo modelo, o qual objetivava a existência de um mercado competitivo apenas na geração e na comercialização.

O desequilíbrio oferta-demanda foi um destes fatores, pois, com a implantação deste modelo, não existia mais a responsabilidade das geradoras federais e estaduais, a partir da coordenação da Eletrobrás, em complementar a oferta criada pelas distribuidoras de energia, e também não existia nenhum agente com o papel de equilibrar a relação entre oferta e demanda, considerando que qualquer empresa geradora só era responsável pelo cumprimento de seus contratos.

Um outro aspecto a se destacar é que, na transição para um modelo competitivo, é essencial um aparato regulatório consistente, de modo a não promover práticas anticompetitivas, isto é, deve haver integração entre regulação e a competição.

Sendo assim, conclui-se que, a cadeia estendida de suprimentos do setor energético brasileiro, ao longo dos anos, encontra-se completamente desestruturada e sem gerência, a qual pode ser atestada pela implantação de uma diversidade de modelos ao longo da história, com o objetivo de tornar o sistema mais eficiente.

CAPÍTULO 3

CADEIA DE SUPRIMENTOS

3 Cadeia de Suprimentos

Tradicionalmente, os setores de produtos e serviços possuem uma longa cadeia, que vai desde o fabricante de matéria-prima até o consumidor final. Em geral, as empresas que participam destas cadeias são posicionadas individualmente, como unidades de negócios separadas, onde cada uma destas unidades é responsável, única e exclusivamente, pelo seu negócio, sem a visão integrada do todo.

Uma forma de análise da cadeia de suprimentos traduz-se no conceito de gestão da cadeia de suprimentos – SCM (*Supply Chain Management*), que aplicado a outros setores industriais, tem trazido bons resultados em termos de ganho de eficiência e produtividade. O ponto chave neste conceito é a colaboração entre todos os agentes da cadeia de modo a maximizar os resultados. A gestão da cadeia de suprimentos (SCM) representa importante ferramenta para que as empresas obtenham vantagens efetivas e redução de incertezas frente às novas exigências tecnológicas.

Segundo COOPER (1994), citado por CARMO e HAMACHER (2001), a *SCM* – Gestão da Cadeia de Suprimentos foi originalmente discutida em um contexto logístico de gerenciamento de inventário através de toda a cadeia. A idéia era lidar com o inventário da maneira mais eficiente possível, fazendo com que os estoques dos vários membros pertencentes a cadeia não fossem redundantes entre si, diminuindo assim o custo total ao longo da cadeia. A aplicação da *SCM* foi ampliada para um contexto de gerenciamento global do sistema de suprimento, abordando funções como compras, produção, distribuição e *marketing*. Seu princípio básico constitui em integrar as informações entre fornecedores, indústria, distribuidores, varejo,

atacadistas e consumidores finais, de forma a ordenar, racionalizar e otimizar a produção e o escoamento dos produtos.

Para se ter uma idéia dos benefícios potenciais da SCM, a tabela 3.1 apresenta uma comparação entre o modelo tradicional de administração e o modelo de SCM.

Tabela 3.1: O modelo de administração de materiais tradicional e o modelo SCM.

ITEM	MODELO TRADICIONAL	MODELO SCM
Contexto histórico do aparecimento	Produção em massa	Customização em massa
Mercado Competitivo	Gerenciamento local/regional	Geralmente global
Escopo e ação gerencial	Operativo e reativo	Estratégico e proativo
Parâmetro geralmente considerado nas decisões sobre fazer ou comprar	Custos de produção, utilização da capacidade e política de integração vertical.	Parâmetros de produção múltiplos (como custo, qualidade e flexibilidade), estratégia competitiva e desenvolvimento de novas competências e negócios.
Modelo competitivo é baseado em	Unidade de negócios	Virtuais unidades de negócios

Fonte: PIRES (1998).

De acordo com a *Andersen Consulting*, em matéria publicada na PUBLIC UTILITIES FORTNIGHTLY (1998), as alianças entre *utilities* cresceram de 17% em 1994 para 50% em 1997. Segundo a consultoria, estas parcerias trazem mais inovação e agressividade, agregando valores à cadeia. Como exemplo de parceria, a consultoria apresenta a união entre a *Sprint* e a *NorArm Energy Corp.* onde os serviços de marketing da primeira serão utilizados no setor de comercialização com consumidores industriais.

Conforme pode-se notar, cada vez mais o setor de serviços passa por grandes mudanças, onde o principal foco é o consumidor final, fazendo com que as empresas forneçam adição de valor a esta parte da cadeia.

Uma característica típica de uma indústria que evolui de um monopólio para um ambiente competitivo, é a orientação de seus serviços para a demanda do mercado e os desejos de seus clientes. Com o advento da *SCM*, pode-se notar que a competição no mercado ocorre no nível das cadeias produtivas e não apenas no nível das unidades de negócios (isoladas). O conjunto de unidades (geralmente representadas por empresas distintas) que compõem uma determinada

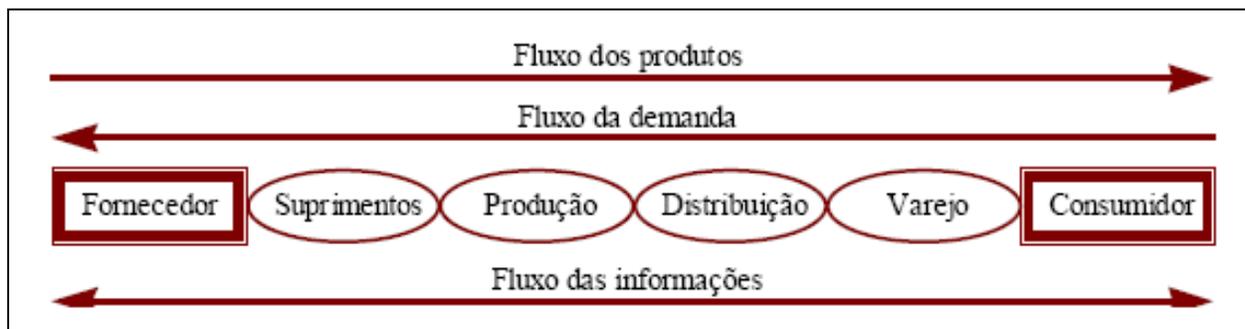
cadeia produtiva é chamada de unidade virtual de negócios, que é onde a competição deve ocorrer.

Esta unidade virtual de negócios deve ser estruturada com base em contratos bem elaborados, com as empresas realizando alianças com outras da cadeia, objetivando uma redução dos seus custos de transação de maneira sistêmica (na cadeia), com a conseqüente elevação destes custos para seus concorrentes.

Em suma, o *supply chain management* pode ser definido como uma metodologia desenvolvida para alinhar todas as atividades de produção de forma sincronizada, visando reduzir custos, minimizar ciclos e maximizar o valor percebido pelo cliente final por meio do rompimento das barreiras entre departamentos e áreas.

A figura abaixo mostra de maneira sucinta, a cadeia de suprimentos para a produção de um bem qualquer.

Figura 3.1: A cadeia de suprimentos para a produção de um bem qualquer



Fonte: CARMO e HAMACHER (2001)

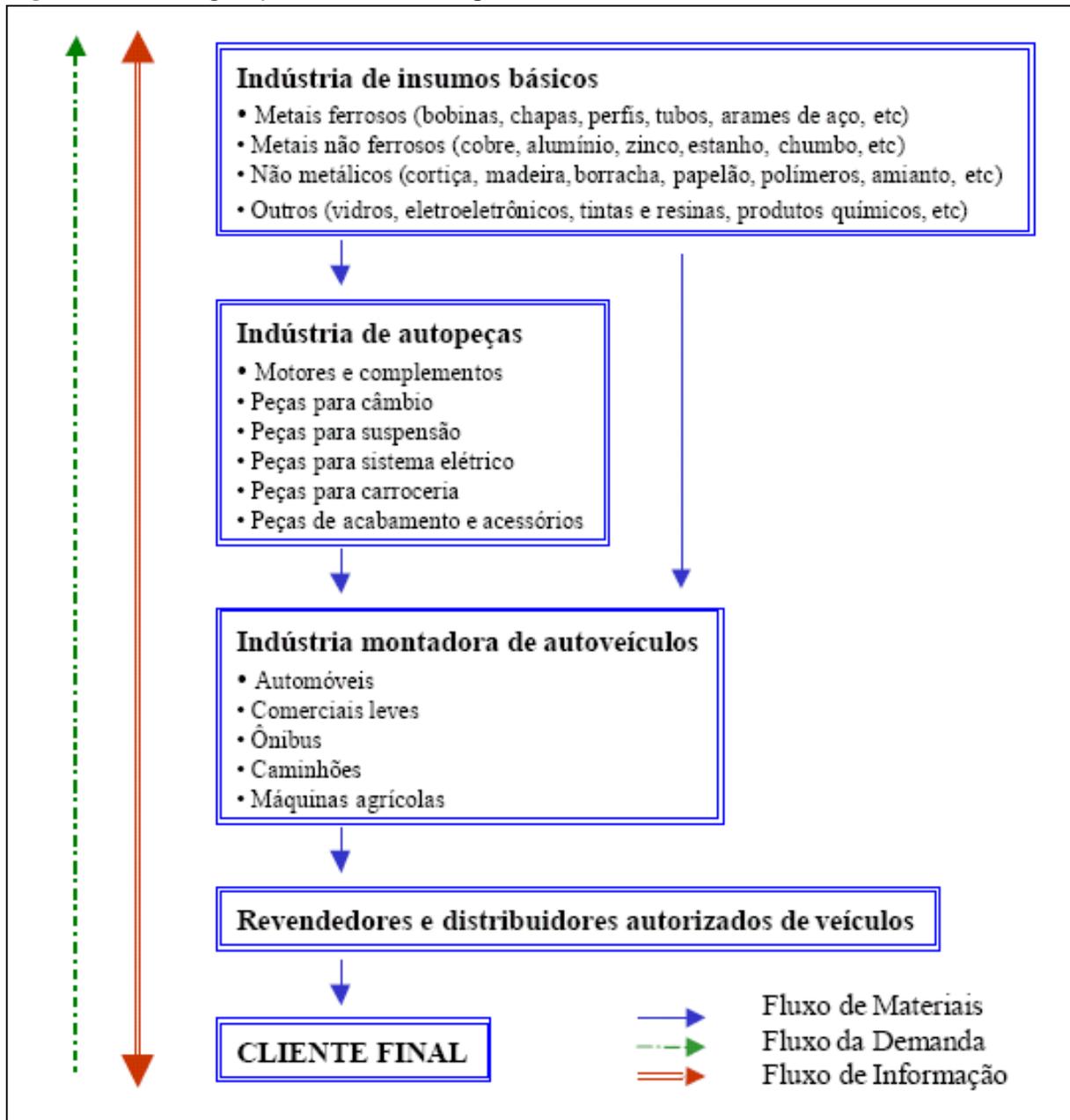
Para exemplificar uma cadeia de suprimentos, é sintetizado na figura 3.2 a configuração da cadeia de suprimentos da indústria automobilística brasileira, assim como seus principais componentes e produtos.

A configuração da cadeia com a representação dos fluxos é essencial para desenvolvimento de planejamento estratégico integrado que constitui a essência da SCM.

Segundo MIRANDA E CORRÊA (1996), citado por CARMO e HAMACHER (2001), as empresas do setor automotivo estão passando a analisar com maior cuidado a dinâmica e complexidade da cadeia de suprimentos da qual fazem parte. Estas empresas continuam a trabalhar intensamente em sua rede de suprimentos imediata, porém já começam a conhecer e participar da operação da rede total, possibilitando, assim, uma administração mais efetiva de

seus membros imediatos. Em sua pesquisa, realizada com a participação de empresas atuantes no mercado automobilístico brasileiro, foi possível perceber que ainda existem vários problemas a serem superados e que muitos deles dependem da ajuda dos elos mais fortes da cadeia. Cabe aos membros mais fortes a iniciativa do estabelecimento de uma SCM, uma vez que a essência desta gestão é a de detectar a fraqueza da cadeia e encontrar formas de diminuí-la. Um exemplo disto é o uso do maior poder de compra de um cliente para comprar materiais e peças, com menor custo, para o seu fornecedor.

Figura 3.2: Configuração da cadeia de suprimentos da indústria automobilística brasileira



Fonte: CARMO e HAMACHER (2001)

De uma maneira geral, o conceito de SCM é melhor visualizado em se tratando de cadeias de produtos, ou seja, nas cadeias referentes a serviços, as fases não são tão facilmente caracterizadas.

Um conceito importante a se destacar é o conceito de “força propulsora”. Trata-se de um fator que determina quais produtos determinada empresa vende, quais mercados atende e quais

clientes atrai. Um fato importante é que cada empresa, ou cada unidade de negócio dentro de um grupo, não pode ter mais de uma força propulsora. Caso isso aconteça, duas ou mais áreas da empresa acabarão competindo pelos mesmos recursos para chegar ao mesmo fim por meios diferentes. O resultado poderá ser a autofagia e a conseqüente destruição da empresa. Um exemplo citado é o caso da Daimler-Benz. Depois de um século de lucros anuais e empenhada em produzir o "automóvel melhor projetado", a empresa resolveu fazer uma série de aquisições em setores variando do eletro-eletrônico ao aeronáutico. O resultado foi o surgimento de problemas nunca antes enfrentados e perda de mercado para a BMW (ALMEIDA, 2001).

No caso do setor elétrico, a questão fundamental é que a geradora, de um lado, e a distribuidora e transmissora, do outro, apresentam forças propulsoras diferentes. A força propulsora da geradora é a exploração de recursos naturais, pois o acesso a eles seja de origem hidráulica, térmica, eólica, etc, é vital para a sobrevivência da empresa. A força propulsora de distribuidoras e transmissoras, por outro lado, é o método de distribuição, porém canalizado para mercados diferentes. No caso de uma empresa verticalizada, a unidade de negócios de transmissão simplesmente faz a interface entre a geração e a distribuição, ou, ainda, a viabilização da venda da geração a grandes clientes (venda no atacado). No caso de um setor elétrico desverticalizado, a empresa de transmissão aluga seus ativos a geradoras e distribuidoras. Enquanto a distribuidora procura extrair seu lucro da venda direta a consumidores finais (venda no varejo), a transmissora o extrai do aluguel de suas linhas, por meio de um encargo de transmissão. Tendo forças propulsoras diversas, geradores e distribuidores competirão pelos mesmos recursos, caso façam parte de uma única empresa verticalizada. A autodestruição, desta forma, só será evitada em setores elétricos fortemente regulamentados, com planejamento centralizado e impositivo. Assim, a abertura do setor à competição exige a desverticalização das empresas, de modo que geradores e distribuidores possam competir por recursos que eles mesmos produzam. Geradores competem no atacado e distribuidores no varejo, não havendo conflito na alocação de recursos de vários tipos entre cada uma das empresas ou unidades de negócio, pois elas serão independentes entre si e responsáveis pela própria sobrevivência (ALMEIDA, 2001).

A seguir, são descritos com maior especificidade alguns aspectos e conceitos importantes na cadeia de suprimentos.

3.1 Conceitos e principais aspectos

Segundo BARBOSA e LEAL (2002), os primeiros desenvolvimentos teóricos de gestão da cadeia de suprimentos incidem sobre a gestão de movimentação de materiais, distinguindo os estágios típicos de produção, estocagem e distribuição. Entretanto, além do fluxo de materiais, o conceito atual de gestão da cadeia de suprimentos, inclui os componentes de:

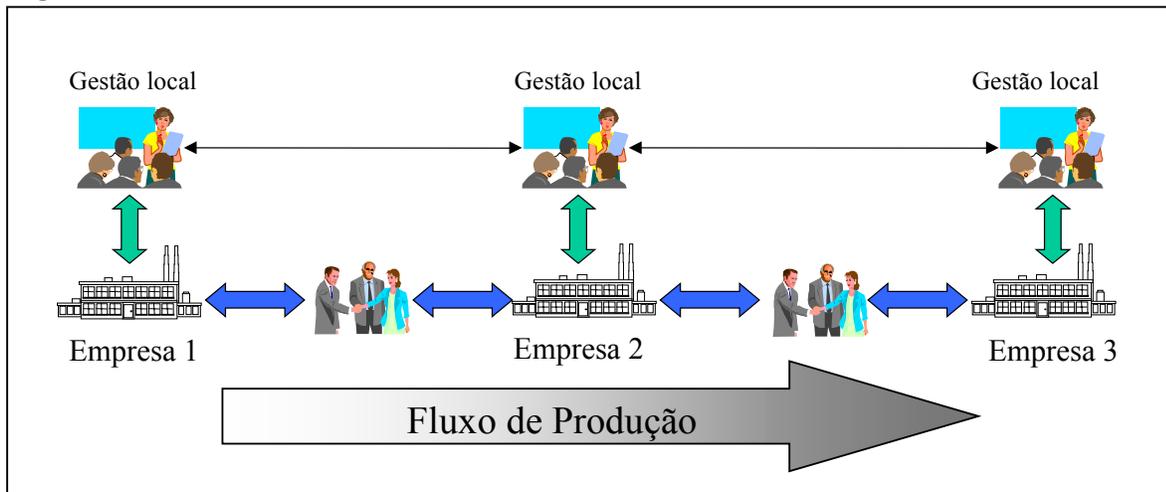
- Gestão do fluxo de informação, em especial, contando com os recursos de tecnologia de informação e da internet;
- Gestão do fluxo financeiro, enfatizado pela maior competitividade e necessidade de busca de excelência em gestão de custos e,
- Gestão do fluxo de riscos, necessariamente presentes no ambiente comercial privatizado.

A cadeia de suprimentos abrange todos os estágios envolvidos, direta ou indiretamente, no atendimento do pedido do consumidor. Dentro de cada organização a cadeia de suprimento inclui muitas funções, tais como: desenvolvimento de novos produtos, marketing, operação, distribuição, finanças, e serviços ao consumidor. A cadeia de suprimentos é dinâmica e envolve um fluxo constante de informação e produtos, com diferenciação dos processos em cada estágio da cadeia, mas com interação entre todos os estágios da mesma (CHOPRA, 2001).

Segundo CLETO (2001), o objetivo básico da SCM reside no aprimoramento dos níveis de eficiência e de competitividade da cadeia produtiva por meio da potencialização das sinergias e da simplificação de atividades, que devem resultar em diminuição de custos e ampliação dos valores agregados. Para tanto, é necessária uma estratégia de gestão conjunta e interdependente entre as unidades integrantes da cadeia, priorizando a seleção adequada dos parceiros e a sincronização entre as suas diferentes metas e competências.

A caracterização da vantagem/desvantagem ou da eficiência/ineficiência da gestão integrada, passa pelo questionamento da gestão centralizada e da gestão federativa. A gestão federativa trata cada membro da cadeia como elemento independente que relaciona seu desempenho através da maximização de seus objetivos, seja como consumidor, fornecedor, ou ambos, garantindo aos participantes da cadeia, autonomia de suas negociações entre parceiros. A figura 3.3 ilustra este tipo de gestão.

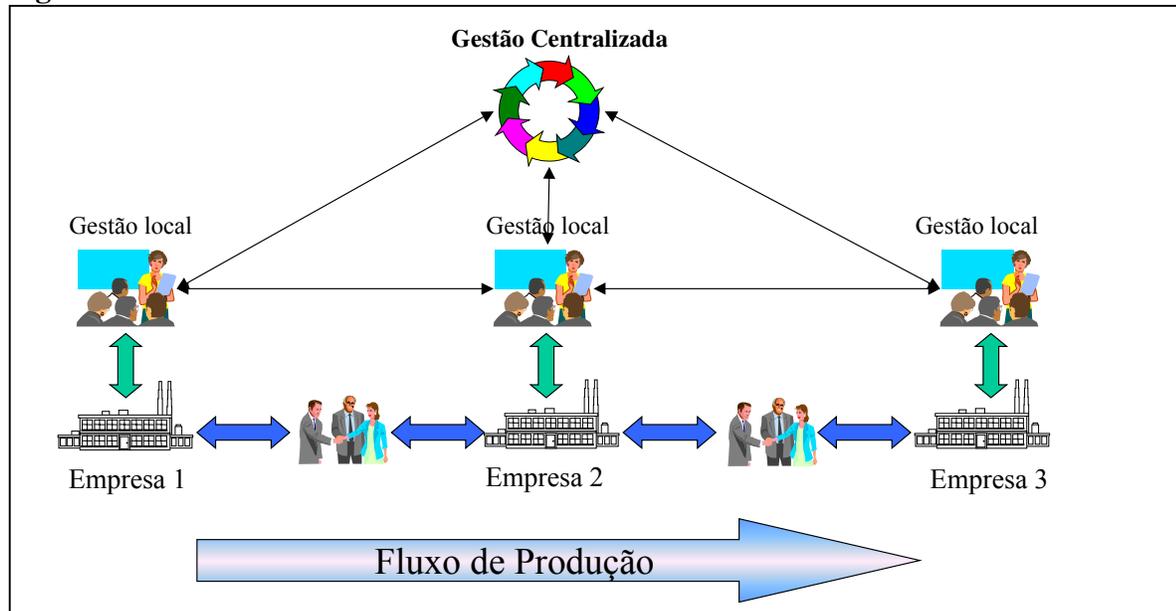
Figura 3.3: Gestão Federativa



Fonte: CARVALHO, 2002.

A gestão centralizada busca a maximização da ação da cadeia, mesmo que não sejam atingidas as metas internas de cada parceiro, isto é, a negociação passa por um órgão centralizador, que coordena todas as decisões, organizando e disponibilizando informações para todos os membros da cadeia. O objetivo desta centralização de decisão e distribuição da informação é minimizar custos, reduzir o tempo de processo, melhorar níveis de estoque, possibilitar rápido replanejamento, entre outros. A figura 3.4 ilustra a gestão centralizada.

Figura 3.4: Gestão Centralizada



Fonte: CARVALHO, 2002.

Na indústria de eletricidade brasileira verifica-se a gestão centralizada, onde o ONS (Operador Nacional do Sistema) agrega as informações necessárias, planeja e coordena os fluxos físicos de energia elétrica. Paralelamente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão regulador que delega funções às agências estaduais, monitora comportamentos anti-competitivos, equaciona conflitos entre agentes, entre outras atribuições.

Sendo assim, apesar da desregulamentação e privatização no Setor Elétrico Brasileiro, a criação de um nível corporativo, que controla e distribui a informação, foi de suma importância ao processo de reformas em curso, visto que a competição está sendo implantada gradualmente.

Um outro aspecto muito importante na gestão da cadeia de suprimentos integrada é a parceria que deve ocorrer entre os diferentes estágios e agentes participantes da mesma.

MALONI e BENTON (1997) mostram alguns elementos críticos que comparam as parcerias entre a cadeia de suprimentos tradicional e a que estabelece parcerias, os quais são apresentados na tabela 3.2.

Tabela 3.2: Tradicional X Estratégias de Parceria no Suprimento

RELAÇÃO DE SUPRIMENTO TRADICIONAL	PARCERIA NA CADEIA DE SUPRIMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Ênfase no preço para seleção do supridor - Contratos de curto-prazo para supridores - Avaliação por licitação - Base grande de supridores - Informação com o proprietário - Direção do Poder – Resolvendo o problema Melhoria Compartilhando o sucesso 	<ul style="list-style-type: none"> - Múltiplos critérios para seleção de supridores - Alianças de longo-prazo com supridores - Avaliação intensiva de supridores com valor adicionado - Poucos Supridores - Informação compartilhada - Comum - Resolvendo o problema Melhoria Compartilhando o sucesso

Fonte: MALONI e BENTON (1997)

Como visto na tabela anterior, quando se estabelecem parcerias entre estágios da cadeia, o fluxo de informações é compartilhado por toda a cadeia e por todos os agentes.

A informação é apenas uma das três estruturas nas quais baseia-se o sucesso da cadeia de suprimentos, ao todo, elas são: Informação, Coordenação e Integração Organizacional. Essas três dimensões definem a integração e funcionamento do sistema (LEE, 2000).

A tabela 3.3 apresentada a seguir, demonstra como essa integração funciona e qual o papel de cada estrutura no sistema.

Tabela 3.3: Dimensões da Integração da Cadeia de Suprimentos

DIMENSÃO	PERMUTAÇÕES	DE QUE FORMA
Integração da Informação	Informação, conhecimento	Divisão da informação; planejamento colaborativo, projeção e renovação
Coordenação e divisão de recursos	Decisões, trabalho	Delegação de decisão e de trabalho
Integração das relações organizacionais	Responsabilidade sobre: riscos/custos/lucro	Comunicação estendida e replanejamento

Fonte: LEE (2000)

Integração da informação refere-se à divisão da informação e conhecimento entre os membros da cadeia de suprimentos. Eles devem dividir informações sobre demanda, condições de inventários, capacidade de planos, *schedules* de produção, previsão de demanda e *schedules* de entregas.

Coordenação refere-se a decisão de metas, trabalhos e recursos melhor posicionados dentre os membros do sistema. Isso depende do conhecimento específico e de técnicas para cada produto e de como isso é trabalhado pelos participantes da cadeia.

A integração não é completa sem uma estreita relação organizacional entre companhias. Parceiros precisam definir e manter seus canais de informação compatíveis que serão responsáveis pelas trocas de informação e comunicação interativa. Isso também permite manter uma rede monitorada e todos os membros alinhados e ao alcance. Dessa forma é possível aproximar-se da colaboração e coordenação da cadeia.

Com isso, pode-se notar que conceitos de gestão planejada, logística, integração, valor adicionado da informação, qualidade como valor agregado para o consumidor final, entre outros, já vem sendo usados por algumas empresas do setor elétrico. Mas trata-se de atitudes isoladas, sem a integração da cadeia inteira (geração, transmissão, distribuição e comercialização). A interação entre todos os agentes da cadeia de suprimentos da indústria de eletricidade é bastante complexa, em se tratando de uma cadeia de serviços, mas não impossível. Com a adoção de ferramentas apropriadas, análise conjuntural de cada estágio, aplicação de metodologias já eficientes em outras cadeias, a eficiência global da indústria de eletricidade pode ser alcançada.

Um aspecto importante a ser ressaltado é a coordenação entre cadeias. Segundo LEI et. al. (2001), os empreendimentos dentro da cadeia de suprimentos são entidades independentes e podem ser aliadas a diversas cadeias de suprimentos ao mesmo tempo. O que não é prático é exigir que cada entidade na cadeia de suprimentos provenha exatamente recursos de informação com outras ao mesmo tempo. Com isso, algumas vezes, o plano de operação não se torna hábil para terminar no tempo previamente planejado. Diante estes problemas, os autores sugerem que antes do final do planejamento, um planejamento primário deve ser repassado a todos os aliados do empreendimento, pois somente depois deste repasse do planejamento primário é que ele pode tornar-se viável e ser enviado a outras entidades.

Um importante elo da cadeia de suprimentos é o usuário do sistema, que deve entender do sistema para poder avaliar sua qualidade. Segundo MIRANDA (2003), o usuário deve considerar os seguintes elementos quando avaliar uma solução em qualidade de energia:

- Quão vulnerável é o processo para vários tipos de distúrbios;
- Qual é o custo de interrupção da rede de produção para estes distúrbios;
- Quão efetiva é uma solução particular evitando estas interrupções;
- Como fazer o custo da solução comparando a economia que pode ser realizada;

Um outro aspecto muito importante, em se tratando de análise de competitividade, gestão estratégica e sinergia entre agentes de cadeias produtivas é o custo, que aparece como uma variável de grande importância; a gestão estratégica de custos é um grande diferencial em ambientes competitivos.

SILVA (1999) mostra que, com a globalização e a abertura de mercado, tornou-se necessária à extrapolação da gestão de custos para todos os pontos que agregam valor ao produto na cadeia produtiva, e não somente para a própria empresa. Esta extrapolação da gestão de custo faz com que as empresas que pertencem a uma cadeia produtiva tentem compreender, além de seu próprio negócio, todos os pontos da cadeia que interferem na sua composição, ou seja, toda a relação cliente-fornecedor que define os pontos de maturação da cadeia produtiva. Segundo o autor, para que isso aconteça é necessário compreender a cadeia no seu conceito mais amplo, ou seja, da fonte de matéria-prima à entrega para o consumidor final, os fornecedores e os clientes em cada ponto da cadeia, bem como suas relações internas de processos e as unidades de negócios com os demais pontos da cadeia.

A proposta de SILVA (1999) é bastante interessante e compõe-se fundamentalmente em uma hipótese de como realizar a gestão estratégica de custos através do chamado custo meta. Segundo o autor, este custo é uma ferramenta para se estabelecerem critérios para a divisão de esforços e busca de resultados na cadeia como um todo e implica a busca pela inovação por parte dos engenheiros de valores, representados por vários membros da empresa, os quais devem criar alternativas técnicas e econômicas para que o projeto seja rentável, ou seja, custe o valor estabelecido pelo custo meta. Os preços estabelecidos dentro da cadeia de valor poderiam ser denominados preços de cessão, mas o autor os denomina no artigo de custo meta parcial, que reflete, além de uma relação comercial, uma cumplicidade dos agentes na busca de inovação. Este custo meta parcial seria o valor almejado e estabelecido em cada ponto da cadeia de valor definido para cada empresa que compõe a cadeia de valor. Alguns fatores que o determinam são:

- a) o custo meta final (do produto final);
- b) o custo meta da empresa posterior na relação da cadeia (do cliente direto);
- c) os investimentos realizados e a rentabilidade mínima desejada pela empresa;
- d) a comparação do custo com o valor formado pelo mercado;
- e) as estimativas de capacidades tecnológicas e fabris para flexibilizar o processo produtivo ou a definição do produto (o quanto se projeta reduzir os custos com base na flexibilização do sistema atual);
- f) o valor agregado naquele ponto da cadeia.

Estabelecido o custo meta parcial nos pontos agregadores de valor da cadeia, ter-se-ia repartido as metas para alcançar um preço competitivo para o consumidor final. Nesse momento, identificar-se-iam alguns custos que não seriam sustentáveis pela estrutura existente de determinados fornecedores. Esses pontos serão denominados de gargalos da cadeia, ou seja, pontos que devem ser repensados, desde a estrutura da empresa que ali agrega valor até a importância e alternativas do produto ou serviço para o conjunto final. Isso já introduz a propriedade de inovação incutida no conceito de custo meta e, portanto, a expectativa é que realmente se depare com situações de gargalo para se definir onde o processo pode ser melhorado. É importante salientar que o custo meta parcial não só reparte as responsabilidades, mas também deve estar conceitualmente vinculado à solução dos problemas por todos. Esse é o

verdadeiro ganho na Gestão Estratégica de Custos, ou seja, a possibilidade de dinamizar o processo, a ponto de diminuir os pontos de gargalos na cadeia como um todo e otimizar os recursos disponíveis para a produção desejada (SILVA, 1999).

Como pode-se verificar pelas questões acima, os usuários do sistema precisam informar-se sobre o sistema para tirar cada vez mais proveito da desregulamentação e conseqüente competitividade, que é um caminho cada vez mais freqüente no setor elétrico mundial.

Capítulo 4

REFORMAS ESTRUTURAIS E REORGANIZAÇÃO DA CADEIA DE SUPRIMENTOS DO SETOR ELÉTRICO

A pesquisa consiste em analisar a cadeia de suprimentos do setor elétrico em um cenário de desregulamentação. Esta análise conjunta para o setor elétrico é bastante complexa no cenário brasileiro, pois o que geralmente encontra-se é a análise em separado das atividades, sem a devida integração.

É apresentada, a seguir, a caracterização dos fluxos que compõem a cadeia de suprimentos do setor elétrico brasileiro e, de que forma, cada um destes fluxos foi impactado com a reestruturação do setor.

4.1 Caracterização dos Fluxos

Uma forma de compreender as transformações havidas no setor elétrico é analisar os diversos fluxos que compõem o suprimento e a demanda de energia elétrica. Para esta análise incluem-se: os fluxos físicos de energia (geração, transmissão, distribuição e comercialização), fluxo financeiro, fluxo de risco e análise da demanda, os quais são descritos a seguir. A análise da demanda é incluída nos fluxos, pois a análise é feita sobre a cadeia estendida do setor elétrico, ou seja, desde a produção até o consumidor final.

A seguir, são descritos os fluxos citados acima.

4.1.1 Fluxos Físicos

Em uma cadeia tradicionalmente configurada, o fluxo físico corresponde ao fluxo de materiais. Na cadeia de suprimentos de energia elétrica, a especificidade do produto “eletricidade” deve ser considerada principalmente no aspecto relacionado à não armazenabilidade de forma direta.

A caracterização destes fluxos é mostrada através das fases da cadeia de suprimentos de energia elétrica, conforme apresentado a seguir.

4.1.1.1 Fase Produção

Esta fase é caracterizada pela conversão de uma fonte primária de energia (acumulação de água, carvão, combustível fóssil, etc...) em energia elétrica. Esta função é realizada pelos geradores, com atividade aberta à competição, não regulada economicamente e com garantia de livre acesso aos sistemas de transmissão. O Sistema Interligado Nacional, no final de 2002, correspondia a uma capacidade geradora instalada de 72.843 MW, distribuídos entre os diferentes tipos de geração. A tabela 4.1 apresenta dados da evolução da capacidade instalada, no Brasil e na região sudeste, no período de 1995-2001 para as Usinas Hidrelétricas e Usinas Térmicas. As figuras 4.1 e 4.2 mostram esta evolução. A tabela 4.2 mostra a capacidade de geração por estado e a figura 4.3 ilustra esta distribuição.

Tabela 4.1: Evolução da Capacidade Instalada Geradora – MW

ANOS	BRASIL		REGIÃO SUDESTE	
	UHE's	UTE's	UHE's	UTE's
1995	50.573	4.828	23.226	1.953
1996	52.436	4.793	23.921	1.953
1997	53.863	5.384	24.333	1.953
1998	55.857	5.455	24.980	1.925
1999	58.078	5.738	25.785	1.927
2000	59.853	7.860	26.317	3.236
2001	61.219	8.902	26.911	4.058

Fonte: Elaborada com base em dados dos Boletins Anuais SIESE – Eletrobrás.

Figura 4.1: Evolução da Capacidade Geradora - UHE's (1995-2001) - Brasil

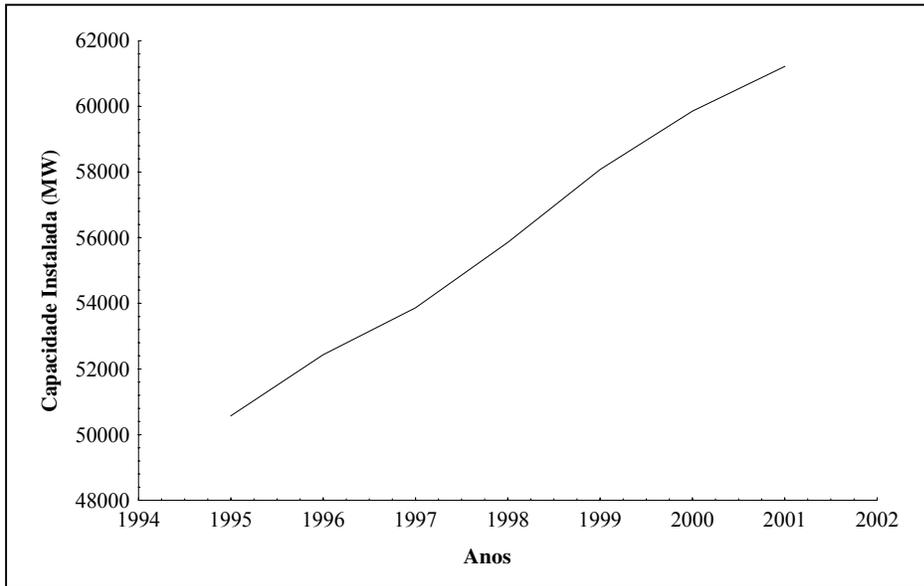
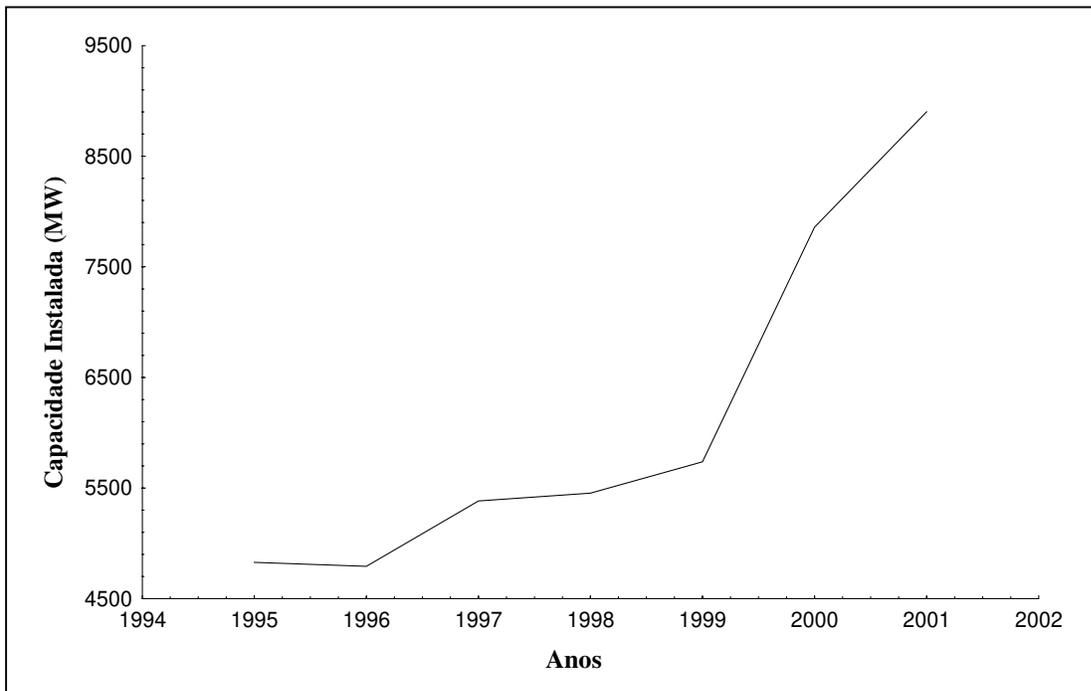


Figura 4.2: Evolução da Capacidade Geradora – UTE's (1995-2001) - Brasil



Pelas figuras e tabela expostas previamente, pode-se verificar que, do início das reformas (1995) até o ponto culminante (acionamento – 2001), o crescimento das térmicas foi muito grande, por conta de incentivos regulatórios para implementação das mesmas (diversificação da

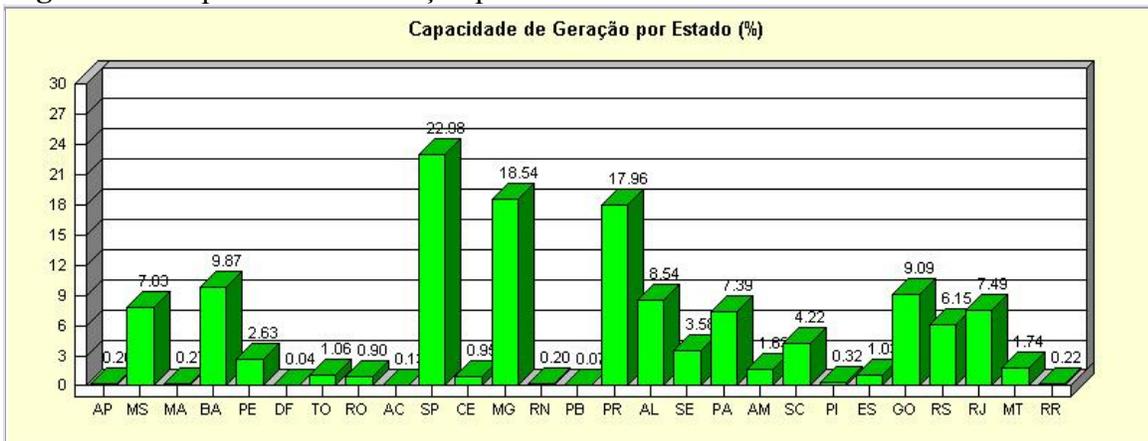
matriz energética). Entretanto, mesmo com a falta de investimentos suficientes, na geração hidráulica, pela falta de regras claras e obras com alto grau de maturação (3 a 7 anos) do empreendimento continuou crescendo progressivamente, pois o potencial hidráulico a ser explorado no Brasil é muito grande, os impactos ambientais pequenos e os usos múltiplos dos reservatórios são fatores que contribuem para este crescimento.

Tabela 4.2: Capacidade Instalada por Estado

UF	Capacidade Instalada (kW)	%
AP	234.183	0,26
MS	7.152.432	7,83
MA	247.612	0,27
BA	9.016.742,50	9,87
PE	2.401.490,70	2,63
DF	39.700	0,04
TO	968.100	1,06
RO	824.405,48	0,90
AC	121.889,92	0,13
SP	20.980.142	22,98
CE	864.164	0,95
MG	16.929.438,95	18,54
RN	183.040	0,20
PB	65.900	0,07
PR	16.397.706	17,96
AL	7.793.780,50	8,54
SE	3.269.454,40	3,58
PA	6.745.272,60	7,39
AM	1.489.099	1,63
SC	3.852.050,20	4,22
PI	289.780	0,32
ES	939.746	1,03
GO	8.300.465,40	9,09
RS	5.616.708,60	6,15
RJ	6.838.420,20	7,49
MT	1.587.376,40	1,74
RR	198.522,40	0,22

Fonte: www.aneel.gov.br (2005)

Figura 4.3: Capacidade de Geração por Estado.



Fonte: www.aneel.gov.br (2005)

Com relação às fontes alternativas de produção de energia, com a nova conjuntura do setor elétrico brasileiro, muitos incentivos vem sendo oferecidos à investimentos nestas fontes, pois muitas são as disponibilidades de contribuição para aumento da oferta de energia. A seguir, é apresentada a tabela 4.3, que descreve autorizações da ANEEL no período de 1998 a 2001.

Tabela 4.3: Aumento das Autorizações para Ampliação da Oferta de Fontes Alternativas (MW)

Modalidade	1998	1999	2000	2001
PCH's	27,32	405,13	590,80	723,88
Centrais Eólicas	15,00	2,58	1,28	3.340,05
Centrais Fotovoltáicas	0	0	0	0,0205

Fonte: Elaborada com base nos dados ANEEL (2002d)

Pela tabela 4.3, verifica-se um crescimento significativo de autorizações na oferta de energia eólica e das PCH's. Isto deve-se, principalmente, ao grande potencial eólico brasileiro (60.000MW, segundo estudos) e de incentivos fiscais e regulatórios às PCH's. Já a energia solar, pouco contribuiu para o aumento da oferta, fato este, devido ao elevado custo para aquisição de equipamentos (painéis fotovoltaicos – cerca de R\$550,00 para residências de baixa renda) e custos adicionais para as concessionárias (na ordem de 100 vezes o valor da aquisição dos equipamentos).

O governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso ofereceu grandes incentivos e estímulos à reestruturação do setor elétrico, sendo que o setor de geração foi um dos setores que sofreram maiores impactos, visto os incentivos à diversificação da matriz energética brasileira e estímulos à competição, com aumento de eficiência e redução dos custos. O racionamento de

2001 demonstrou que a dependência de hidreletricidade é, do ponto de vista de planejamento, estrategicamente arriscada, pois a energia armazenada na forma de água dos reservatórios, fica comprometida pela falta de investimentos em nova geração, dada a diversidade hidrológica do sistema. Os reservatórios das hidrelétricas foram dimensionados para assegurar suprimento em condições hidrológicas desfavoráveis por 5 anos, mas diante de um único ano de escassez de chuvas, que ocorreu após sucessivos anos de deplecionamento excessivo dos reservatórios, o sistema quase entrou em colapso, fato este somado à vulnerabilidade do sistema integrado nacional (frequentes interrupções de carga). Outro fator importante é na questão dos indicadores para aumento da capacidade instalada de geração, pois o aumento desta capacidade deve ser feito na proporção do aumento da demanda e não na proporção do aumento do PIB.

Devido a todos estes fatores, o governo decidiu reduzir sua participação na área energética, promovendo medidas para o aumento de investimentos privados em nova geração.

A competição não se realizou no ritmo esperado, devido à falta de regras claras por parte do governo com relação ao aporte de investimentos e respectivos retornos, trazendo consequências sobre a cadeia de suprimentos estendida. As companhias estatais representavam cerca de 80% da capacidade instalada.

O governo Luís Inácio Lula da Silva, na definição da proposta do novo modelo, prioriza a volta do controle do setor às mãos do Estado, mas não descartando a participação do capital privado. O novo modelo, em se tratando do setor de geração, destaca que todos os geradores poderão vender energia tanto no ACR (Ambiente de Contratação Regulada) quanto no ACL (Ambiente de Contratação Livre), existindo dois tipos básicos de contratos para a venda, diferenciados pela alocação do risco de suprimento: contratos de quantidade de energia, onde o risco ocorre por conta do gerador e, contratos de disponibilidade de energia, em que o risco é totalmente transferido ao comprador. Haverá penalidades para os geradores em casos de impactos financeiros, tais como os decorrentes de atraso de obras, saída de padrões permitidos, entre outros.

Com isso, pode-se concluir que medidas para evitar gargalos na oferta, como aumento da capacidade de geração (com a diversificação da matriz energética) e da eficiência energética e, melhores aproveitamentos das plantas de geração já existentes (aumento do fator de capacidade), são fatores preponderantes para o estável funcionamento da cadeia de suprimento do setor elétrico brasileiro. Por estes motivos, a fase produção é o setor que merece destaque, visto que,

distúrbios nesta fase causam impactos significativos na cadeia estendida (riscos de suprimento, por exemplo).

4.1.1.2 Fase Transmissão

O setor de transmissão tem como função transportar a energia elétrica dos centros de produção (usinas) até as subestações de distribuição. Este sistema é utilizado porque geralmente os centros de consumo estão longe dos centros de produção. Segundo o SIESE (Eletrobrás, 2002), o sistema elétrico brasileiro possui mais de 175000km de linhas de transmissão, com aumento substancial nos últimos anos, como mostra a tabela 4.4. A figura 4.4 mostra o aumento nas extensões das linhas de transmissão no Brasil. A coordenação e supervisão do acesso à rede básica são de responsabilidade do ONS – Operador Nacional do Sistema – e a rede de distribuição, pela concessionária de distribuição local. Com a privatização do setor elétrico e o conseqüente aumento do número de agentes, a operação coordenada entre empresas faz com que a otimização do uso dos recursos de geração e transmissão disponíveis tornem-se cada vez mais prioritários exigindo eficácia e qualidade nos serviços.

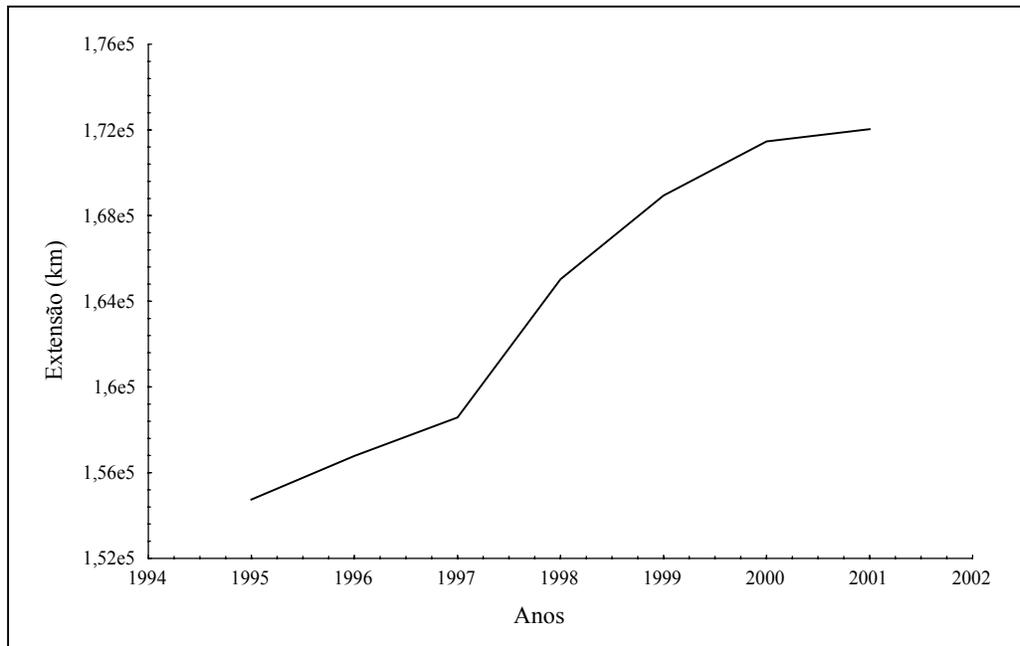
O planejamento e programação da transmissão realizado pelo ONS define a participação das regiões com melhores condições hidroenergéticas no atendimento dos requisitos das regiões. A transferência de energia entre regiões foi intensamente utilizada para a otimização sistêmica. A carga própria atendida em 2002 foi de cerca de 347.495 GWh, com um crescimento de 5,2% em relação ao ano anterior. (ONS, 2004)

Tabela 4.4: Evolução na Extensão das Linhas de Transmissão

Anos	Extensão (km)
1995	154743,5
1996	156783,0
1997	158579,0
1998	165.033,0
1999	168.944,1
2000	171.464,5
2001	172.038,1

Fonte: Elaborado com base em dados Eletrobrás (www.eletrobras.gov.br)

Figura 4.4: Aumento das Linhas de Transmissão



Fonte: Elaborado com base em dados da Eletrobrás (www.eletrobras.gov.br)

A Lei 9.074/95, art.15, descreve: *“É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores, o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo Poder Concedente”*, ou seja, a atividade de transmissão passou a constituir-se monopólio regulado, isto é, com tarifas e serviços regulados pelo governo.

As ligações ao sistema de transmissão são possíveis através de contratos (contratos de uso – do sistema de transmissão e distribuição – e contratos de conexão). Os contratos estão caracterizados na figura 4.5. As solicitações de acesso podem ser solicitadas como segue:

- **Conexão em Instalações de Transmissora:** Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e Empresa de Transmissão Conectada.
- **Conexão em Instalações de Distribuidora:** Concessionária de Distribuição Local
- **Prazo de Resposta:** Em até 30 dias o solicitante deverá ser informado das condições contratuais, os prazos para conexão e os respectivos encargos. Havendo necessidade de reforços para atendimento ao acesso solicitado, o prazo será de até 120 dias, em razão da realização de estudos técnicos.

Este foi um setor que não sofreu grandes impactos, nem no governo Fernando Henrique Cardoso, nem no governo Luís Inácio Lula da Silva, pois, como citado anteriormente, os serviços e tarifas são regulados pelo governo (95% das redes de transmissão pertencem a empresas estatais), isto é, este é um setor não ditado por regras de mercado. Mas, deve-se ressaltar que, como a cadeia do setor elétrico brasileiro não está plenamente integrada, qualquer perturbação em qualquer um dos elos, os demais sofrem alterações em diferentes proporções.

A figura 4.6 mostra o sistema de transmissão no horizonte de 2003-2005.

Figura 4.5: Relações Contratuais na Transmissão

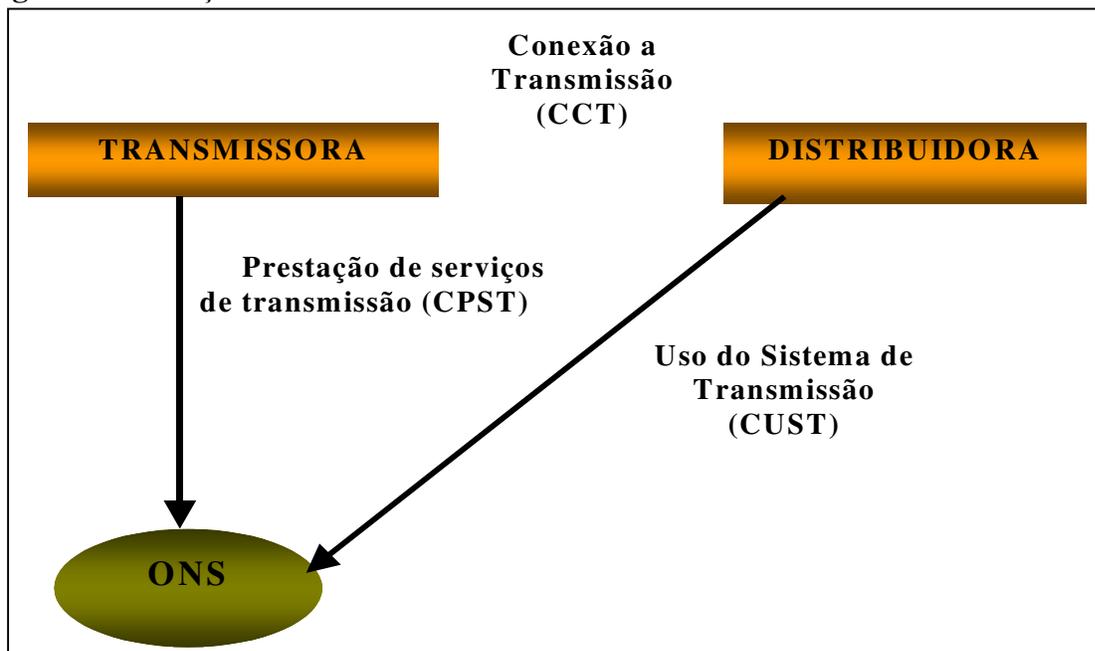
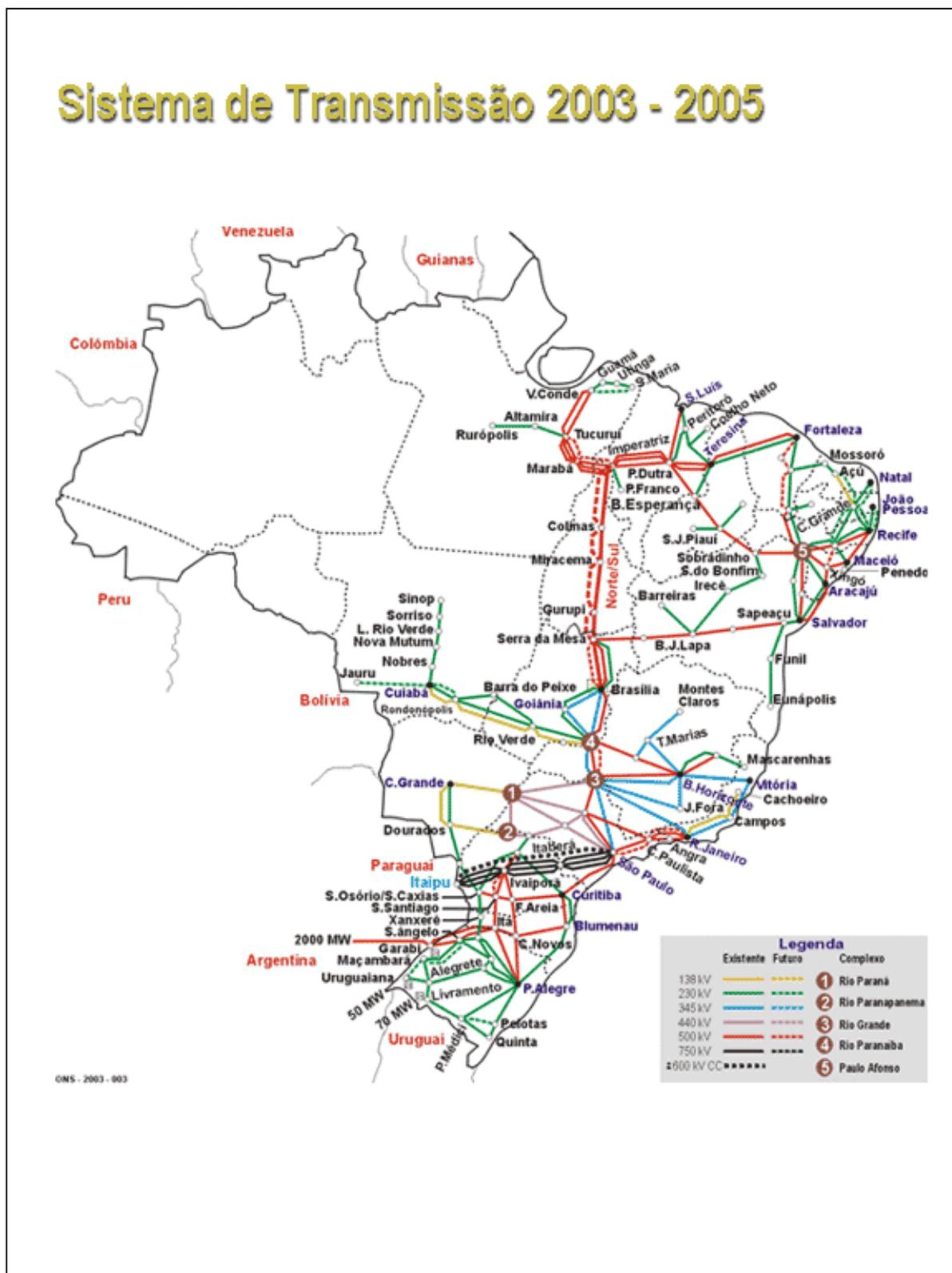


Figura 4.6: Configuração do Sistema de Transmissão Elétrico Brasileiro



Fonte: ONS, 2004 (www.ons.org.br)

4.1.1.3 Fase Distribuição

A função principal das empresas distribuidoras é levar a energia elétrica, que foi gerada nas usinas e transportada pelos sistemas de transmissão, até os consumidores finais, residências, lojas comerciais e indústrias.

O setor de distribuição é caracterizado por um grande número de concessionárias distribuídas pelo território nacional e foi o setor onde o processo de privatização foi mais intenso (70% das concessões pertencem a empresas privadas).

Muitos fatores passaram a ter importância relevante no gerenciamento das distribuidoras após a reestruturação. Um destes fatores foi a qualidade na prestação dos serviços, que passou a ser imprescindível no gerenciamento dos negócios das distribuidoras, principalmente pela concorrência instaurada no novo modelo.

Os impactos sofridos pelas distribuidoras foram grandes e em algumas delas com grandes perdas. Por outro lado, muitas delas melhoraram seus serviços, tratando o consumidor como cliente, agregando serviços diferenciados com o objetivo de manter o mesmo (Fidelização).

4.1.1.4 Fase Comercialização

Esta foi uma nova atividade implantada na cadeia, que pode ser exercida por empresas ou agentes, onde os mesmos podem comercializar livremente “suas energias”, determinando preços, condições de pagamento e até mesmo a própria qualidade da energia a ser adquirida.

Os contratos de suprimento de energia e potência são importantes no processo de contratação no longo prazo, pois os lucros adicionais esperados pelas empresas são decorrentes da aposta no mercado de curto prazo, isto é, aposta-se que o preço mercados seja menor do que nos contratos de longo prazo.

Na verdade, este era um aspecto considerado pelas empresas participantes no mercado, isto é, onde elas obteriam o lucro, mas que, na realidade não ocorreu, no decorrer do processo de reestruturação, devido ao não funcionamento pleno do mercado de curto prazo, à exceção das comercializadoras com portfólio de longo prazo, as quais não dependiam do mercado de curto prazo.

4.1.1.5 Análise da Demanda

Várias são as classes de consumidores que formam a demanda do setor elétrico. Estas classes precisam ser caracterizadas sob diversos aspectos para melhor visualização do comportamento e efetivo gerenciamento da demanda. As classes são: residencial, comercial, industrial, iluminação pública e outros.

O setor demanda, corresponde ao estágio da cadeia de suprimentos que envolve vários fatores, os quais necessitam de detalhamentos para que haja eficiência da cadeia como um todo. Entre estes fatores, pode-se citar:

- Elasticidade - Preço do Setor: caracteriza a variabilidade da demanda ao preço por classe de consumidor, definindo assim, o comportamento da mesma. A definição da elasticidade é muito importante e constitui um aspecto decisivo na escolha do modelo de gerenciamento adequado a ser aplicado.
- Sazonalidade Temporal: a flutuação temporal (diária, mensal, anual, entre anos sucessivos) do consumo por classe de consumidor faz com que a análise histórica de dados seja imprescindível para a análise conjunta.
- Tecnologias Disponíveis: A diversificação da matriz energética está diretamente ligada as tecnologias disponíveis, bem como a projetos de efficientização energética, onde estas devem estar disponíveis, verificando-se a aplicabilidade das mesmas por classe de consumidores, para alcançar-se a máxima eficiência do sistema.
- Comportamento das Classes frente às Propostas: a receptividade de cada setor perante as mudanças propostas constitui-se em importante aspecto para a análise sistêmica. A definição deste aspecto pode ser feita através de pesquisa junto aos consumidores, de modo a captar o comportamento dos mesmos perante as mudanças.
- Incentivos Privados e Governamentais: este aspecto é de relevante importância, pois a viabilidade dos projetos está diretamente relacionado ao fluxo financeiro dos gestores do processo, devendo-se desta forma buscar-se incentivos das mais variadas formas, objetivando-se a otimização do processo.
- Barreiras: muitas são as barreiras existentes para que haja plena definição da demanda. Estas barreiras são de ordem institucional (falta de regras claras do setor), de informação (pelo fato das

empresas estarem em um mercado competitivo as informações não são disponibilizadas de forma clara), entre outras.

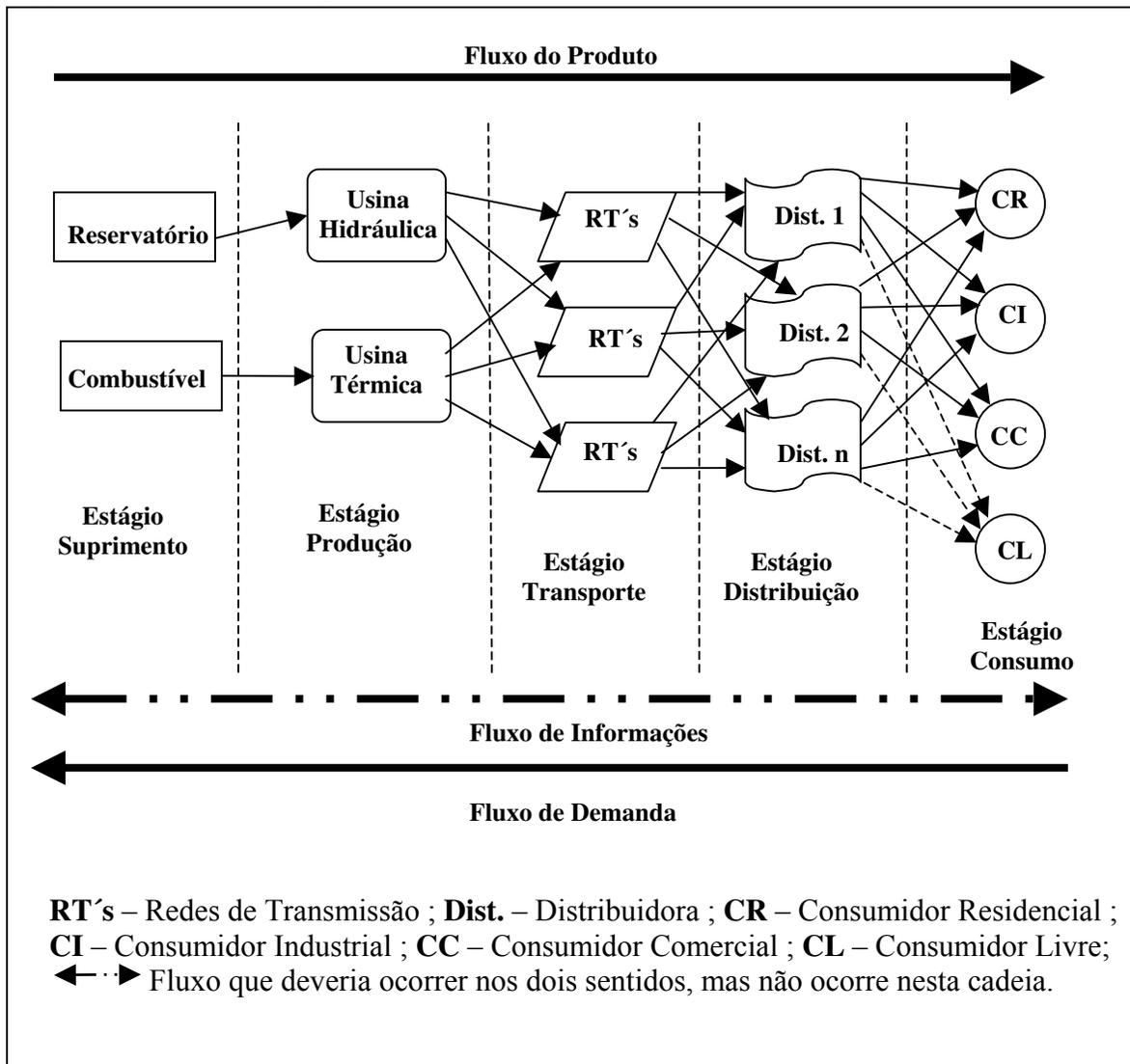
- Aplicação de Modelos de Gerenciamento: O gerenciamento do lado da demanda possui alguns modelos de aplicação, os quais devem ser aplicados de forma correta em cada caso a ser analisado. Entre eles, pode-se citar: modelo “ad hoc”, gerenciamento unitário e gerenciamento em equipe.

- Programas de Marketing: a aplicabilidade das medidas a serem implantadas depende de forma direta de um bom programa de marketing, pois as partes envolvidas precisam saber dos benefícios de implantações de modelos de gerenciamento do lado da demanda para participarem efetivamente do processo.

Sendo assim, a configuração deste estágio da cadeia é de suma importância para a análise conjunta da mesma, pois através da resposta da demanda, com avaliação dos aspectos envolvidos, que infere-se a eficiência do gerenciamento integrado da cadeia de suprimento.

A cadeia de suprimentos estendida do setor energético é caracterizada pela representação de todos os estágios, desde a produção até o consumidor final. Uma representação esquemática desta cadeia estendida do setor energético pode ser visualizada na figura 4.7.

Figura 4.7: Cadeia de Suprimentos da Indústria de Eletricidade



Fonte: Elaboração própria.

4.1.2 Fluxo Financeiro

Este fluxo é caracterizado pelo desenvolvimento do fluxo de caixa dos agentes envolvidos, isto é, o faturamento dos mesmos (despesas, receitas e lucros), o qual envolve a necessidade de eficiência na gestão dos custos.

No novo ambiente do setor elétrico brasileiro, as partes envolvidas no ambiente competitivo (geração, distribuição e comercialização) devem possuir mecanismos de monitoramento das manobras operativas, financeiras e estratégicas, de modo a obterem

expectativa de lucro adicional para estas empresas. É importante ressaltar que o impacto de qualquer prejuízo por parte das empresas não deve recair sobre os consumidores atendidos pelas mesmas.

Este fator é decisivo para as empresas, pois elas devem buscar mecanismos de proteção contra qualquer cenário de investimento desfavorável ao seu faturamento.

Geralmente são realizadas várias simulações (cenários) de fluxos de caixa para analisar-se qual a melhor forma de gerenciamento dos custos, com o melhor retorno para os investimentos iniciais. Vários fatores podem ser analisados para determinação do melhor fluxo de caixa (cenário simulado): quanto maior a TIR (Taxa Interna de Retorno), melhor o investimento, sendo que esta deve ser maior que a taxa de juros; pode-se analisar o VPL (Valor Presente Líquido) ou VF (Valor Futuro), pois se o saldo for positivo (lucro), o investimento é viável; quando se tem vários investimentos com a mesma TIR ou VPL, pode-se optar pelo que oferece maior benefício no início, ou seja, aquele que começa a dar retorno mais rápido, incluindo-se a análise do tempo de retorno.

Sendo assim, esta análise deve ser criteriosa e baseada em ferramentas de máxima confiabilidade, de modo que as incertezas e os impactos sobre a cadeia sejam os menores possíveis.

4.1.3 Fluxo de Riscos

Risco é definido como a possibilidade de não se atingir o nível mínimo esperado de uma certa grandeza. Várias são as fontes de riscos envolvidos no ambiente comercial do setor elétrico brasileiro que precisam ser caracterizados com especificidade, de modo a garantir a segurança do suprimento ao longo da cadeia. A seguir são descritas as principais fontes de risco.

4.1.3.1 Risco de Suprimento

Este risco caracteriza-se pela falha no suprimento de energia elétrica, que pode ser decorrente de vários tipos de riscos, tais como: regulatórios, econômicos, hidrológicos, tecnológicos, entre outros. A seguir, é apresentada uma breve descrição de algum destes tipos de riscos.

4.1.3.1.1 Risco Regulatório

Este risco decorre geralmente da falta de regras claras por parte do governo, o qual deveria sinalizar com mais eficiência para a iniciativa privada de modo a atrair investimentos, pois a rotatividade de medidas regulatórias traz incertezas para os investidores, podendo ocasionar falhas no suprimento, pelo fato de não ocorrer expansões como previstas.

4.1.3.1.2 Risco Econômico

Este risco advém também de medidas governamentais que afetam diretamente o setor, como por exemplo, a indefinição quanto a moeda a ser tomada como referência no caso da compra de gás natural da Bolívia (denominada de risco cambial), que recai também em risco de suprimento.

4.1.3.1.3 Risco Hidrológico

É consequência da sazonalidade do regime de vazões entre os sub-sistemas do setor elétrico brasileiro, isto é, as características tropicais da oferta hidráulica impõem grandes variações no sistema, o que acarreta, também, em riscos de suprimento em épocas hidrológicas desfavoráveis.

4.1.3.1.4 Risco Tecnológico

Com relação a este tipo de risco, pode-se destacar que, para assegurar a produção eficiente nacional de bens e serviços, a tecnologia empregada no uso de energia deve estar evoluída o suficiente, de modo que a segurança do suprimento ocorra com a mínima porcentagem de risco de déficit. A adoção de novas tecnologias, tão amplamente estimuladas, envolve certo risco inerente, pois a tecnologia existente é, provavelmente não perfeita, mas é conhecidamente qualificada. Os riscos envolvidos na adoção de novas tecnologias são ainda mais prejudicados pelo custo total de propriedade somado à inércia de mercado (comuns quando da adoção de novas

tecnologias). Deste modo, pesquisas de mercado que envolva cada vez mais aspectos macro e micro econômicos devem ser realizadas para minimização deste e de outros tipos de risco.

4.1.3.2 **Risco Financeiro**

Inicialmente, destaca-se que risco financeiro é diferente de fluxo financeiro, mesmo estando ambos inter-relacionados. O fluxo financeiro (já descrito anteriormente) descreve o fluxo de caixa, isto é, como as empresas planejam seus custos. O risco financeiro é caracterizado pelo risco associado ao retorno financeiro esperado pelo planejamento, isto é, relacionado a consequências negativas de um planejamento deficitário do fluxo financeiro.

A análise financeira é baseada em estimativas para o fluxo de caixa futuro, avaliando-se a previsão de cenários futuros. Geralmente esta análise é associada a três avaliações básicas. São elas: avaliação de sensibilidade, de cenários e simulação (Monte Carlo, por exemplo).

Os principais dados a serem utilizados na avaliação de um projeto para o setor elétrico são: cronograma físico-financeiro das despesas de investimento; estruturas de financiamento; condições de financiamento; características técnicas do projeto; impostos e outros custos e, qualidade do pagador para evitar inadimplência, a qual pode comprometer o investidor e inviabilizar a obtenção do financiamento.

A análise destes fatores constitui-se em uma ferramenta importante para mitigar os riscos financeiros envolvidos no empreendimento.

4.1.3.3 **Risco de Mercado**

O risco de mercado é caracterizado, principalmente, pela volatilidade dos preços, que é uma velocidade do mercado e dos ativos que compõem os sistemas, sendo que não é definido exatamente, isto é, sua análise depende da expectativa e de informações que os operadores detém.

No setor de energia elétrica, a sazonalidade hidrológica está diretamente relacionada a volatilidade do preço no curto prazo, pois o custo marginal de operação oscila bastante durante anos consecutivos, ou seja, estes custos podem se manter ou muito elevados ou muito reduzidos durante longos períodos (inércia do sistema), causando impactos sobre os custos das empresas associados a compra e venda de energia.

Como é um fator que gera muitas incertezas e de caráter decisivo no gerenciamento das empresas, o risco de mercado, bem como os outros riscos, devem ser estimados com a máxima precisão possível, visto que não são fatores que podem ser eliminados.

Após a descrição dos fluxos que compõe a cadeia de suprimentos do setor elétrico, a seguir é apresentada uma caracterização para esta cadeia, ressaltando-se aspectos e parâmetros relevantes, mostrando a viabilidade da implementação da coordenação do setor elétrico pela gestão da cadeia de suprimentos (SCM – *Supply Chain Management*), através da apresentação desta metodologia em algumas cadeias de suprimento.

4.2 Gestão do Setor Elétrico Brasileiro pela Cadeia de Suprimentos

O setor elétrico é um setor de serviços que caracteriza-se por uma série de especificidades que não estão presentes em outras cadeias, como por exemplo, a não armazenabilidade do produto “eletricidade” de forma direta em se tratando de fluxo de materiais.

Em particular, o setor elétrico brasileiro é mais específico ainda, pois sua base é predominantemente hidráulica, o que caracteriza a probabilidade de uma série de riscos ligados a toda a cadeia de suprimento. A análise sistêmica da cadeia de suprimentos de energia elétrica no Brasil é essencial, pois proporciona a identificação de potencialidades e fragilidades, as quais comprometem a eficiência do mercado competitivo.

A desverticalização do setor elétrico, isto é, a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, mostra a necessidade da *SCM* no setor de energia. A participação de vários agentes na cadeia produtiva com diferentes interesses faz com que deva haver interação entre os mesmos, com o objetivo de atender ao consumidor final com maior eficiência, reduzindo custos e adicionando qualidade aos produtos finais.

Segundo SANTOS (2003) a evolução da cadeia produtiva no setor elétrico brasileiro vem acompanhada de modificações nas estratégias de organização dos negócios, refletidas em três configurações distintas: organização tradicional, organização de transição e a organização virtual (ver tabela 4.5) e, a cada uma dessas configurações, correspondem estratégias de organização.

Tabela 4.5: Organização na Indústria de Energia Elétrica

TRADICIONAL	TRANSIÇÃO	VIRTUAL
Verticalmente Integrado	Desintegrado	Negócios separados
Área de serviço local	Área de serviço regional	Operações globais
Provisão local	Terceirização Seletiva	Terceirização alta
Serviço de <i>utility</i> simples	Serviço de <i>utility</i> dual	Serviços <i>multiutility</i>

Fonte: NICHOLSON, 2000, citado por SANTOS (2003)

Segundo GREEN (2000), citado por SANTOS (2003), a configuração tradicional corresponde à organização clássica do setor elétrico, caracterizada pela integração vertical e pela ausência de forças competitivas. A partir das reformas, o setor elétrico iniciou um processo de adaptação que pode ser caracterizado por uma configuração de transição, a qual é marcada pela tendência a integração horizontal de unidades de negócios, dentro de cada segmento do setor elétrico. Essa forma de organização ocorre quando várias unidades de negócio do mesmo segmento (por exemplo, distribuição) são integradas, seja de forma tangível através do compartilhamento físico de funções, seja de forma intangível através do fluxo de informações, aprendizado e estratégias. Dentro da estratégia de integração horizontal, o compartilhamento de funções entre unidades de negócios regionais é traço característico das inovações organizacionais associadas a configuração de transição. As grandes empresas do setor passam a reavaliar seu posicionamento em mercados regionais, internos aos países e continentes, em função da escala mínima necessária para operar, das competências constituídas localmente e dos ativos e capacitações requeridas para operação do negócio. A partir deste posicionamento os agentes da indústria consolidam competências dentro de certas funções dos antigos monopólios do setor, de forma a gerar especializações entre unidades regionais ligadas por *holdings*. O resultado desse processo é a formação de novos padrões de propriedade e relacionamento, e a terceirização de atividades que estejam fora do núcleo de competência.

SANTOS (2003), descreve que, em mercados ditos emergentes, além do grande potencial de expansão do negócio de energia elétrica, há oportunidades de mercado associadas a convergência tecnológica, as quais também favorecem a expansão horizontal dos investimentos: as empresas deixam de ser uma *utility* simples (somente energia elétrica) para transformar-se em *utility* dual (energia elétrica e água, energia elétrica e gás, ou energia elétrica e telecomunicações, por exemplo).

As estratégias de negócios atuais, dentro da configuração de transição, indicam tendências futuras para o setor elétrico, aqui caracterizadas como configuração virtualmente integrada. A partir do aproveitamento de nichos de mercados em segmentos específicos, as empresas buscarão integrar virtualmente os negócios, isto é, conectá-los por redes de informação. Este modelo virtual, para o qual a indústria caminha no futuro, será fortemente apoiado em avanços de tecnologias de informação. A busca por economias de escala ocorrerá a partir de plantas separadas, alterando o papel de *holding*. Enquanto que no passado a *holding* comandava uma organização verticalmente integrada, na nova configuração a integração relevante passa a ser a integração funcional e estratégica e não mais a ligação física. A integração permite o compartilhamento de informações-chave sobre fornecedores, produtos, ativos, clientes, funcionários, parcerias comerciais e aprendizado. Com isso, é possível formar um sistema geral otimizado, embora segmentado territorialmente. As vantagens dessa forma de organização vão além da redução de custos, já que também protegem os negócios da ação dos possíveis concorrentes (SANTOS, 2003).

Algumas empresas do setor elétrico vêm implementando um planejamento logístico em suas estruturas, integrando toda a cadeia de suprimentos de modo a atender melhor o seu cliente.

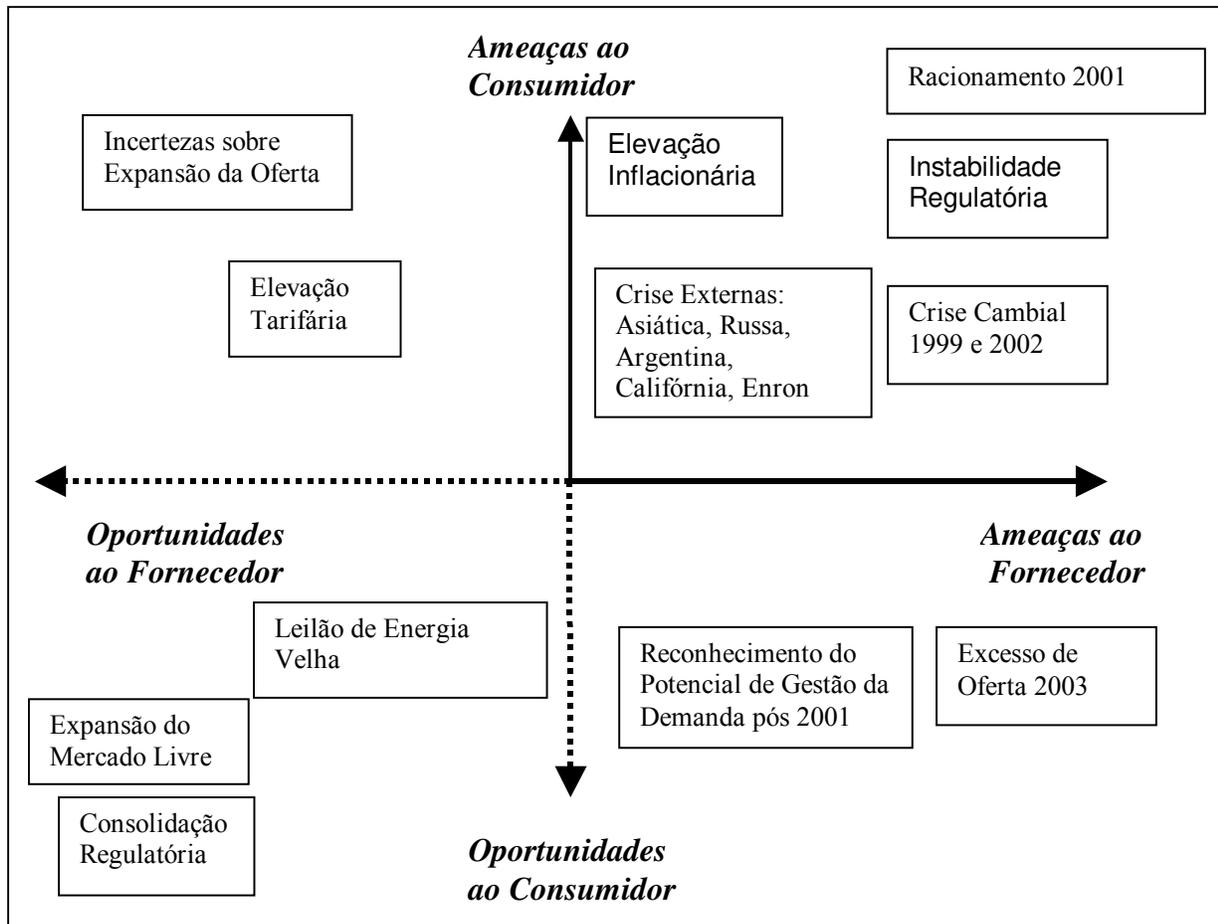
A indústria de suprimento de energia forma uma complexa rede estruturada, a qual é importante ser analisada em detalhes. Um dos pontos importantes da cadeia é o mercado de energia.

XU (2003) analisa o mercado de energia sob três níveis: condições macro econômicas, modelos de negócio e desenvolvimento tecnológico (macro-micro-macro). Segundo o autor, fatores de cada nível de análise afetarão o tamanho do mercado da companhia de diferentes modos. O primeiro nível provê o ambiente em que as companhias operam. A variável de nível micro nos modelos de negócio interage com as condições macro para permitir a uma companhia diferenciar-se em valor na cadeia. Os novos desenvolvimentos tecnológicos podem estimular a demanda e formar futuros mercados, mas os mesmos são restringidos pelas condições macro gerais. O artigo mostra, através da descrição destes níveis, que a pesquisa de mercado envolve um grande espectro de assuntos, como, por exemplo: tamanho de mercado, potencial e razão de crescimento para segmentação de mercado, competição e mudança de parte do mercado.

As incertezas do novo setor elétrico brasileiro tornam bastante complicadas as inserções de gestão sob a ótica da SCM. A figura 4.8, pretende situar, em uma primeira análise, alguns dos

principais aspectos envolvidos no setor elétrico e como estes podem ser escalonados para fornecedores e consumidores.

Figura 4.8: Diagrama representativo dos principais parâmetros do setor elétrico



Fonte: Elaboração própria.

Pela figura 4.8, pode-se verificar que alguns aspectos como: elevação tarifária, instabilidade regulatória, crises cambiais e crises externas apresentam ameaças tanto a fornecedores quanto a consumidores, pois estes representam riscos que afetam todo o mercado. Do lado contrário, aspectos como leilão de energia velha, expansão de mercado livre apresentam oportunidades para ambas as partes.

A figura 4.8 é apenas representativa de alguns aspectos principais envolvidos na atual situação do setor elétrico, tendo como objetivo apresentar como fornecedores e consumidores localizam-se nos quadrantes, diante dos aspectos apresentados.

Devido à diversidade dos aspectos envolvidos e da dificuldade de implementação de gestão sob a ótica de SCM, CHANDRA e TUMANYAN (2003) apresentam uma taxonomia de sistemas em cadeia de suprimentos, onde é apresentado pelos autores como, de maneira geral, as cadeias de suprimentos são identificadas, propondo um sistema de taxonomia, ou seja, uma identificação, uma nomenclatura para as mesmas.

Segundo CHANDRA e TUMANYAN (2003), a metodologia de pesquisa em cadeia de suprimentos inicia-se diretamente pela identificação do problema. Após a identificação, as definições e termos de taxonomia são criados. Os autores mostram que, formalmente, sete componentes são envolvidos em sistemas genéricos. São eles: entrada, saída, ambiente, agente, função, mecanismo e processo, onde as definições encontram-se apresentadas na tabela 4.6.

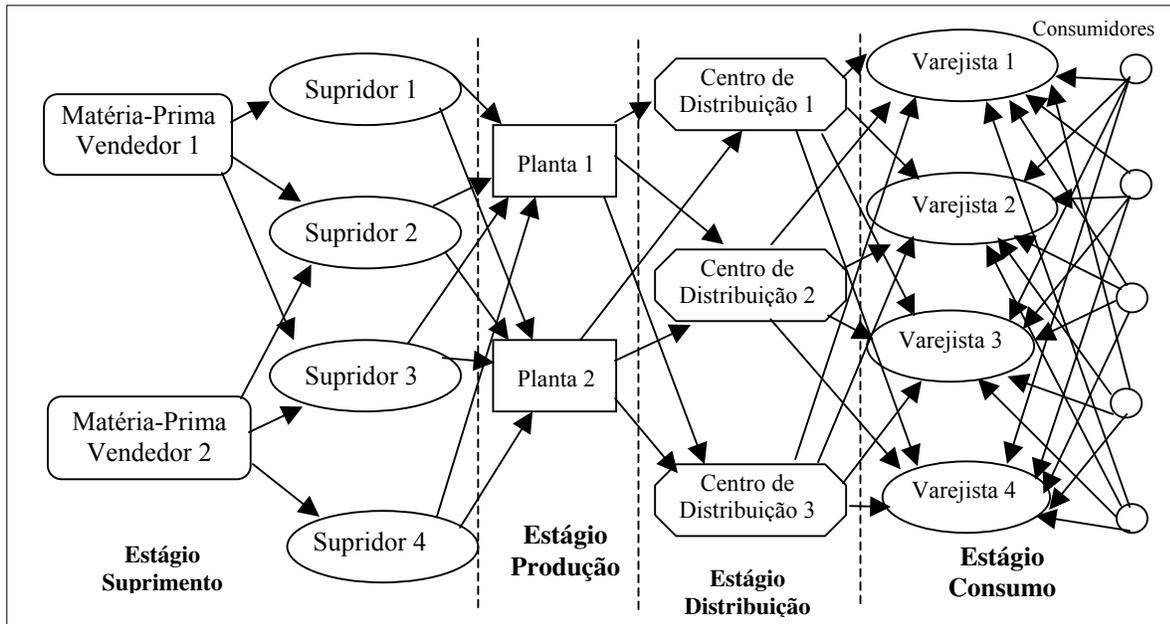
Tabela 4.6: Sete componentes do sistema.

COMPONENTES	DESCRIÇÃO
Entrada	Item físico, informação ou serviço que é necessário para iniciar o processo.
Saída	Item físico, informação ou serviço que resulta do processamento da entrada. A saída é relacionada à realização total da função.
Ambiente	Fatores físicos ou sociológicos dentro de cada elemento do sistema operado. Relaciona a recurso, requisito, ambos físicos e humanos.
Agente	Recursos computacionais ou humanos para carregamento dos processos.
Função	Missão, apontar, propósito, interesse primário do sistema.
Mecanismo	Facilitadores lógicos ou físicos na geração da saída.
Processo	Fluxos, transformação, conversão ou ordenação dos passos que transformam uma entrada dentro da saída.

Fonte: CHANDRA e TUMANYAN (2003)

A figura 4.9 descreve uma rede de sistema de cadeia de suprimento, onde se apresenta uma proposta de estrutura que considera os sub-sistemas: suprimento, produção, (distribuição e consumo),0 que corresponde aos sete componentes acima citados.

Figura 4.9: Rede de sistema de cadeia de suprimento



Fonte: CHANDRA e TUMANYAN (2003)

O setor elétrico, apesar das incertezas de diversas naturezas envolvidas, pode ser estruturado no sistema apresentado por CHANDRA e TUMANYAN (2003); entretanto, necessita-se de uma análise profunda dos aspectos envolvidos, pois, segundo a metodologia apresentada, o maior número de aspectos do problema deve ser discutido e, somente os relevantes para o problema devem ser tomados na contabilização dos modelos de tomada de decisão. Situando os sete componentes citados, apresenta-se, na tabela 4.7, uma proposta para o setor elétrico, integrando a cadeia, segundo a descrição da tabela 4.6.

Tabela 4.7: Sete componentes para o sistema elétrico

COMPONENTES	DESCRIÇÃO
Entrada	Dados de carga, potência, características dos reservatórios, entre outros.
Saída	Depende do aspecto requerido para análise.
Ambiente	Caracterização do ambiente institucional, de mercado, relação com consumidores entre outros.
Agente	Ferramenta computacional a ser utilizada para a análise.
Função	Depende do aspecto requerido para análise.
Mecanismo	Transporte de energia entre outros.
Processo	Fluxos físicos, financeiros, de riscos, entre outros.

Fonte: Elaboração própria.

A análise de mercado aparece como uma importante ferramenta do setor elétrico para prover mudanças, melhoria na qualidade, percepção dos consumidores, análise da concorrência, entre outros.

Com a visão de futuro de “ser a melhor provedora de soluções energéticas do mercado”, a Cemig adotou, recentemente, uma nova estrutura organizacional, na qual um dos pilares é a administração por processos. Isso significa que a empresa passou a ter uma visão integrada das ações de cada área, priorizando a excelência operacional.

A Cemig enfrentava problemas do tipo: falta de materiais para obras, estoques desbalanceados, atraso no cumprimento dos prazos de obras, falta de otimização da rede logística com o transporte, longos prazos de atendimento às obras e aos clientes, aplicação de materiais de qualidade duvidosa na rede e no fracionamento dos fretes. Para dar mais agilidade e qualidade no atendimento aos clientes, a empresa criou o “Projeto Logística”, implantado entre outubro de 1998 e junho de 2000. Os resultados comprovam o sucesso do projeto em todas as etapas do processo de obras. O desempenho é medido em um painel de controle, composto de 15 indicadores, que compara mensalmente os níveis atingidos em cada fase com as metas propostas. De acordo com a empresa, a eficiência do programa é tanta que, de 39 itens avaliados em dezembro de 2001, somente dois estavam abaixo da expectativa. Alguns exemplos dessa eficiência: no estoque de materiais de obra houve uma redução de R\$ 28,2 milhões, entre março de 2000 e abril de 2001; o número de obras em atraso por falta de material, que já chegou a 30%, hoje está em torno de 4%; e, nos próximos cinco anos, a economia gerada pelo projeto será de R\$ 11,5 milhões anuais, isso sem contar os ganhos de produtividade, competitividade e os não mensuráveis, como a satisfação dos clientes, fornecedores e empregados, melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica e redução do custo global da obra (URL 1, 2002)

SANTOS (2003) mostra um exemplo da gestão integrada no setor de distribuição de energia elétrica, citando, como exemplo, a estratégia do Grupo Iberdrola, o qual busca reduzir custos através deste tipo de gestão. O Grupo Iberdrola passou a realizar investimentos na região Nordeste do Brasil, através da *holding* Guaraniã, onde os investimentos iniciais foram direcionados para o segmento de distribuição de energia elétrica. A similaridade dos negócios e a proximidade geográfica entre os estados, nos quais o grupo possui negócios, constituem-se em vantagens competitivas importantes para a estratégia do grupo. A partir deste diagnóstico, o Grupo comandou a criação de um consórcio de forma a integrar as distribuidoras

horizontalmente, através de uma Organização de Serviços Compartilhados (OSC). As funções que estão sendo compartilhadas entre as três empresas são: suprimentos, informática, engenharia básica; marketing, gestão de sistemas corporativos, riscos e seguros; regulação e tarifas. Os benefícios da OSC surgirão a partir do fornecimento integrado de novos serviços entre as empresas de distribuição de energia elétrica e as empresas de serviços. A obtenção de economias de escala e redução de custos derivadas da integração das empresas facilita o exercício do poder de mercado na região, junto a clientes, fornecedores e nas negociações de energia no mercado atacadista. Por outro lado, a centralização de funções e o maior intercâmbio de informações entre as empresas do grupo acelera o processo de aprendizado, que é fundamental para as políticas de inovação. O processo de diversificação do Grupo Iberdrola está orientado para o aproveitamento de algumas atividades terceirizadas pelas distribuidoras. O modelo de negócios passa a ser pautado pela nova organização da indústria de energia elétrica, na qual o Grupo Iberdrola busca desenvolver negócios em quase todas as áreas do setor elétrico da região Nordeste do Brasil.

Um fator a ser destacado no processo atual da indústria de energia elétrica são as fusões entre empresas do setor (ou fora dele), com o objetivo de explorar economias de escala, entrar em novos mercados e diversificar o ambiente competitivo.

Segundo URL 7 (2005), muitas fusões em indústrias de energia elétrica resultam na combinação de uma *utility* e uma companhia de gás natural. Estas combinações possibilitam as companhias a aumentar a eficiência operacional, baixar os custos, e diversificar os produtos e serviços oferecidos aos consumidores. Nos E.U.A, as fusões de *utilities* são examinadas por uma ampla comissão de agentes reguladores (incluindo o *Department of Justice* (DOJ), a *Federal Trade Commission* (FTC), a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), e, em alguns casos, a *Securities and Exchange Commission*. Durante o período de análise da fusão, estas agências determinam se a fusão irá afetar desfavoravelmente a competição. Adicionalmente, a Comissão Reguladora Nuclear, critica fusões envolvendo plantas nucleares. O procurador geral do estado e as comissões reguladoras do estado devem também examinar os impactos das propostas de fusão nos mercados de varejo de eletricidade. Durante o ano de 1999, por exemplo, aproximadamente 4500 propostas de fusões (aproximadamente US\$ 1,79 trilhões) foram arquivadas nas agências. Deste total, 97% das fusões foram impedidas em um prazo de 30 dias após serem arquivadas.

Segundo PEREIRA(2002), a COPEL e a CEMIG estão investindo pesadamente no mercado de telecomunicação, aproveitando a convergência das tecnologias em energia e de telecomunicação, utilizando sua estrutura para a construção de fibras óticas.

Segundo BONINI (2000), nas últimas três décadas, a indústria da energia está no meio de seu período mais intenso de mudança. A convergência da indústria de energia, desregulamentação das telecomunicações, a afluência da internet e a melhoria das tecnologias de energia, ajustaram o estágio atual para mudanças maciças da indústria, seguido de maior espaço para novos “*players*” no mercado. As companhias de energia estão olhando as fusões de modo a obter massa crítica, explorar economias de escala, para incorporar mercados novos, e/ou para diversificá-los em um ambiente que seja cada vez mais competitivo. Segundo o autor, uma análise conduzida pela “*Pricewaterhouse Coopers*” mostra que mais da metade das fusões entre *utilities* ocorridas desde 1997 não alcançaram o principal objetivo, que é o de aumentar o valor de seus acionistas pós-fusão. As razões para estes resultados decepcionantes incluem: as motivações estratégicas mal definidas para fazer o negócio, assuntos regulatórios que não recebem atenção, planejamento inadequado da transição no pré-fechamento, e problemas da integração após os negócios serem feitos.

Após a descrição de alguns aspectos importantes da gestão pela cadeia de suprimentos do setor elétrico brasileiro, a seguir é caracterizada, através de tabelas comparativas, a *SCM* adotada em algumas cadeias e conexões dos parâmetros destas com a cadeia de suprimentos do setor elétrico.

A tabela 4.8 apresenta as principais características da coordenação pela cadeia de suprimentos. Estas características foram elaboradas segundo a análise de algumas cadeias que são gerenciadas pela coordenação (*SCM*) e são consideradas como ideais para implantação da gestão pela coordenação.

Tabela 4.8: Principais Características da Coordenação pela Cadeia de Suprimentos

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICIDADES
1. Existe uma estratégia para a cadeia.	As transações dentro de uma mesma cadeia são orientadas, prioritariamente, por uma estratégia única.
2. Os conflitos são negociados entre as partes.	Os conflitos são, predominantemente, resolvidos entre as partes, sem a participação de uma terceira parte.
3. Os contratos são flexíveis.	Predominam os contratos de longa duração, muitas vezes informais, renegociáveis e altamente flexíveis.
4. Os agentes são identificados.	Predominam as transações entre agentes identificados e que manifestam o desejo de continuar na relação.
5. As ações são padronizadas.	As operações ao longo da cadeia são padronizadas, onde cada cadeia procura transacionar sob a sua lógica e com padrões definidos, facilitando-se as transações.
6. Livre fluxo de informações.	As informações fluem nos dois sentidos da cadeia, não se limitando somente à quantidade e preço.
7. Ações conjuntas ao longo da cadeia.	As ações efetuadas ao longo dos diferentes elos envolvem iniciativas de parceria e cooperação, facilitando o processo de resolução de problemas e induzindo a um maior grau de geração de inovações.
8. A existência de uma marca que identifique a cadeia.	Para poder competir com outras cadeias de suprimentos a cadeia necessita construir a sua marca própria.
9. Compartilhamento dos lucros.	De certa forma, os benefícios advindos de esforços cooperados, são repassados aos membros de toda a cadeia, facilitando-se assim a coesão do sistema.
10. A existência de um gerenciador da cadeia.	Existe a figura do gerenciador da cadeia, o qual procura visualizar todos os seus segmentos considerando-a como uma única grande empresa.

A tabela 4.9, sintetiza as discordâncias e semelhanças da cadeia de suprimentos do setor elétrico, em relação às características ideais apresentada na tabela 4.8.

Tabela 4.9: Desconformidades e semelhanças da cadeia de suprimentos do setor elétrico em relação ao padrão ideal de coordenação pela cadeia de suprimentos integrada.

CARACTERÍSTICAS	DESCONFORMIDADES	SEMELHANÇAS
1. Existe uma estratégia para a cadeia.	Não existe a estratégia para a cadeia como um todo. Somente nas unidades individualizadas.	-
2. Os conflitos são negociados entre as partes.	Não há este tipo de negociação e, qualquer conflito que haja nas unidades individuais, os mesmos são levados a ANEEL	-
3. Os contratos são flexíveis.	Os contratos não são flexíveis para os consumidores cativos, havendo penalidades, caso haja descumprimento. No caso do consumidor livre há uma certa flexibilidade nos contratos.	Geralmente, os contratos são de longo prazo.
4. Os agentes são identificados.	-	As transações somente são realizadas entre agentes cadastrados junto a ANEEL.
5. As ações são padronizadas.	-	As ações são padronizadas, pois todas são submetidas à aprovação da ANEEL.
6. Livre fluxo de informações.	Não há livre fluxo de informações.	-
7. Ações conjuntas ao longo da cadeia.	Não há iniciativas de parceria e cooperação entre as unidades.	-
8. A existência de uma marca que identifique a cadeia.	Não há uma marca conjunta para a cadeia do setor elétrico como um todo e nem de unidades individualizadas (como por exemplo: uma marca para o segmento de distribuição)	-
9. Compartilhamento dos lucros.	Não há repasse de lucros.	-
10. A existência de um gerenciador da cadeia.	-	Existe não apenas uma figura que represente o gerenciador, mas existe o gerenciamento da cadeia realizada pelo ONS, pela ANEEL, Eletrobrás e pelo MME.

Fonte: Elaboração própria

Paralelamente a estes parâmetros considerados ideais, resumiu-se, na tabela 4.10, a avaliação de alguns parâmetros já mencionados na tabela 4.9 e alguns outros considerados

relevantes na análise pretendida e suas respectivas avaliações. Com esta avaliação pretende-se mostrar o nível de interação, colaboração e unidade da cadeia do setor elétrico.

Tabela 4.10: Parâmetros de análise para gestão da cadeia do setor elétrico

PARÂMETROS DE ANÁLISE		AVALIAÇÃO
Evidências da capacidade de expansão diante do crescimento da demanda.		Alto. Verificou-se, principalmente após a crise, que a preocupação com suprimento aumentou e foram observados investimentos e esforços (não em níveis satisfatórios) de diversificação da matriz energética, mostrando a capacidade de expansão do setor.
Evidências de colaboração ao longo da cadeia de suprimento.		Baixo nível de colaboração entre agentes. É justificado pelo fato de não haver integração na cadeia, ou seja, cada elo é uma unidade isolada.
Nível de ociosidade dos ativos	Geração	Alto. Ocorreu ociosidade após a crise, principalmente por efeito do excedente de energia.
	Distribuição	Baixo. Apesar das incertezas regulatórias os ativos sofreram baixo nível de ociosidade.
	Transmissão	Baixo. Alguns gargalos importantes no sul/sudeste não foram resolvidos.
Balanço de capacidades nos diversos elos da cadeia de suprimentos	Geração	Alto. Com transferência dos excedentes de energia entre regiões.
	Distribuição	Baixo. Neste elo as unidades trabalham individualizadas.
	Transmissão	Baixo. Existência de gargalos entre regiões.
Nível de Interação dos agentes supridores com demanda (consumidor final)		Baixo. Não há interação do elo suprimento, com o consumidor final, exceto a comercialização com o consumidor livre.
Elo “mais forte” da cadeia		Geração. Pode ser explicado pelo fato de ser a ponta supridora da cadeia com os demais elos dependendo fortemente e exclusivamente da mesma.

Fonte: Elaboração própria

Como pode-se verificar, a interação da cadeia total do setor elétrico (compreendendo os setores de geração, transmissão, distribuição, comercialização e demanda) é bastante complexa.

Uma justificativa para tal complexidade pode ser as dimensões do sistema, isto é, mesmo apesar de poucos elos (cinco), os mesmos, se considerados isoladamente, possuem uma série de sub-unidades, causando, assim, um difícil nível de coordenação.

Uma hipótese a ser considerada, em uma primeira fase, é a cooperação entre as sub-unidades (diversas geradoras, distribuidoras e etc..), para que, desta forma, posteriormente, cada unidade (elo) possua estratégias de planejamento e coordenação, visando o ganho do sistema e conseqüente repasse de experiências para outras unidades. Desta maneira, a cadeia iria se integrando por partes trazendo diversos ganhos, como por exemplo, qualidade do produto final (energia), diminuição de custos, entre outros.

Um aspecto importante a mencionar é em relação à demanda, que no setor elétrico é muito importante, pois praticamente esta, em conjunto com outros fatores como, por exemplo, o crescimento do PIB, regula o setor através do ajuste oferta x demanda. A cadeia como um todo reage ao estímulo da demanda e, quanto maior o número de elos na cadeia a situação é mais complexa. Para resolução destes problemas complexos vêm sendo desenvolvidas simulações em laboratório, onde podem ser observadas as conseqüências das decisões com maior clareza do que na vida real. Um exemplo desta simulação é encontrado em SAITO (1999).

A proposta do presente trabalho é trabalhar a cadeia estendida, isto é, considerando-se a análise da demanda.

Conforme a tabela 4.10, pode-se verificar que a integração da cadeia do setor elétrico como um todo é bastante complexa, devendo-se analisar com bastante cuidado os aspectos relevantes nas unidades individualizadas e, depois, através de analogias, ou, mesmo, a criação de novos indicadores, propor esta integração.

As analogias citadas acima devem ser feitas com especial cuidado, pois em muito difere a cadeia de serviços estudada (setor elétrico) em relação a uma cadeia de produtos. Uma das principais diferenças está na forma de estocagem da matéria-prima, que, no caso do setor elétrico, encontra-se na forma de água armazenada em reservatórios. Outra restrição bastante imperativa, no caso do setor elétrico, refere-se ao sistema de transmissão, com limitações das linhas de transmissão em termos de capacidade e quantidade.

CAPÍTULO 5:

ANÁLISES REALIZADAS

5.1 Levantamento de Parâmetros

Há uma grande variedade de aspectos a serem destacados como relevantes para uma avaliação quantitativa, que caracteriza a análise das transformações ocorridas no setor elétrico brasileiro.

A metodologia consiste em apresentar parâmetros que permitam estimar como as transformações ocorridas impactaram a cadeia de suprimentos do setor elétrico. A seguir, os parâmetros são descritos por estágio da cadeia (produção, transmissão e distribuição), em termos nacionais e regionais, sendo que são descritos as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, pela maior disponibilidade de dados e, também, pelo fato de representar grande parte do setor elétrico nacional.

5.1.1 Geração

A tabela 5.1 define os parâmetros, pré-definidos, diante das transformações nas estruturas de produção. A seguir é mostrada a respectiva caracterização dos mesmos.

Tabela 5.1: Análise das Transformações na Estrutura de Produção de Energia Elétrica no período 1995-2001 (Nacional e regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul).

Parâmetros	Forma de Estimativa
1.1 - Capacidade Instalada (MW)	Soma das capacidades instaladas das usinas
1.2 - Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)	Soma das capacidades instaladas por fonte (Hidráulica, Térmica e PCH's)
1.3 - Índice de Herfindahl-Hirschmann	Grau de Concentração dos diferentes Agentes Produtores no Mercado Regional
1.4 - Capacidade total adicionada no período (MW)	Soma total das capacidades adicionais instaladas
1.5 - Capacidade adicionada por novos entrantes no período (MW)	Soma das capacidades adicionadas devidas a novos entrantes (Hidráulica, Térmica e PCH's)
1.6 - Escala das fontes produtoras	Distribuição de frequência das usinas por faixa de potência
1.7 - Capacidade de armazenamento das fontes de produção hidráulica	Distribuição de frequência dos volumes dos reservatórios nas cachoeiras Índice de regulação das vazões fluviais (meses/classificação)
1.8 - Custo de disponibilização do sistema produtor	Custos unitários (U\$/KW) de construção das usinas.
1.9 - Prazo de execução dos projetos	Estudos de Inventário / Prazo médio de conclusão das Obras

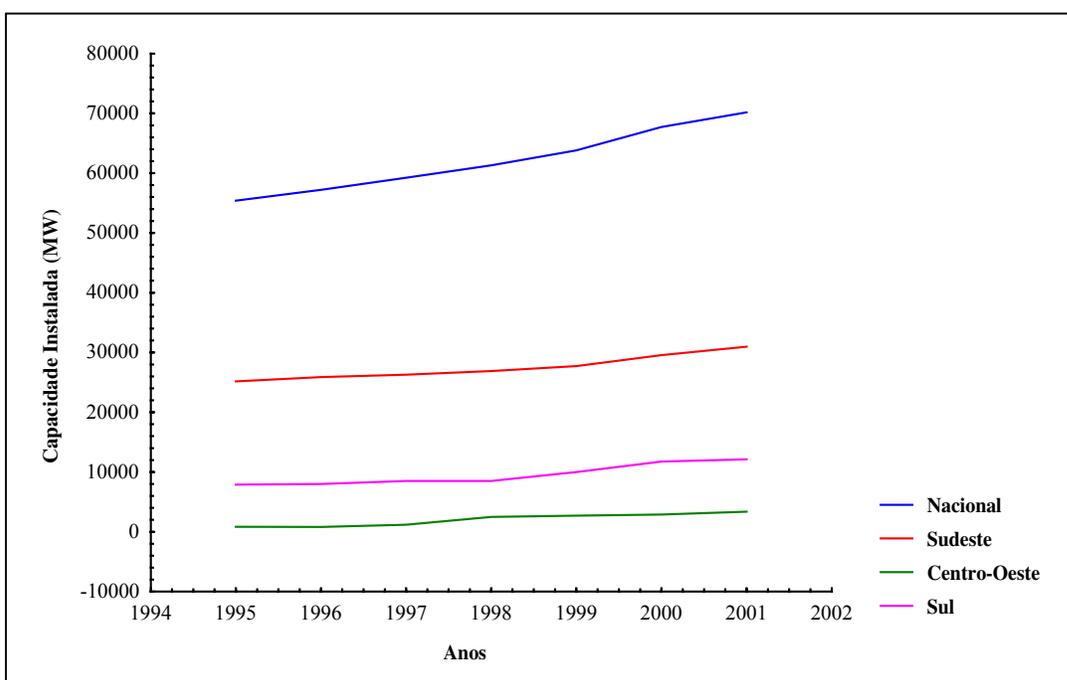
5.1.1.1 Capacidade Instalada :

Este parâmetro representa a evolução da capacidade instalada no período de 1995 a 2001. A tabela 5.2 apresenta os respectivos valores e a figura 5.1 ilustra esta evolução. Os dados apresentados para o território brasileiro englobam todas as fontes de energia.

Tabela 5.2: Capacidade Instalada (MW)

Região	Soma das Capacidades Instaladas (MW)						
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Nacional	55.401	57.229	59.247	61.325	63.816	67.713	70.162
SE	25.179	25.874	26.286	26.912	27.712	29.553	30.969
CO	838	823	1.201	2.507	2.704	2.907	3.365
S	7.883	8.008	8.513	8.518	9.995	11.755	12.130
Itaipu	6300	6300	6300	6300	6300	6300	6300

Figura 5.1: Evolução da Capacidade Instalada / 1995-2001



Segundo a figura acima, a capacidade instalada aumentou de uma maneira praticamente proporcional nas regiões analisadas e também nacionalmente, o que não significa que aumentou na mesma proporção da demanda. Este equilíbrio oferta-demanda foi um dos principais pontos citados pelo governo na tentativa de explicar as razões do racionamento de energia em 2001. Este parâmetro é importante para a análise pretendida; entretanto, sozinho, não permite uma análise sistêmica detalhada e, por este motivo, deve ser analisado conjuntamente com outros aspectos para avaliação da cadeia estendida do setor elétrico.

5.1.1.2 Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)

Este parâmetro representa a soma das capacidades instaladas por fonte de geração no período de 1995 a 2001 (tabela 5.3).

Tabela 5.3: Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW)

Região	Soma das Capacidades Instaladas por Fonte													
	Hidráulica (MW)							Térmica (MW)						
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Nacional	50.573	52.436	53.863	55.857	58.078	59.853	61.219	4.828	4.793	5.384	5.455	5.738	7.860	8.902
SE	23.226	23.921	24.333	24.985	25.785	26.317	26.911	1.953	1.953	1.953	1.925	1.927	3.236	4.058
CO	743	743	1.118	2.426	2.438	2.491	2.649	85	80	83	81	416	496	716
S	6.730	6.855	6.985	6.999	8.407	9.567	9.982	1.153	1.153	1.528	1.519	1.588	2.108	2.148
Itaipu	6.300	6.300	6.300	6.300	6.300	6.300	6.300							

Conforme a tabela 5.3, pode-se verificar que as capacidades instaladas de fonte hidráulica cresceram quase que proporcionalmente em todas as regiões e as de fonte térmica também obtiveram grandes incrementos em todas as regiões analisadas. Proporcionalmente, as térmicas cresceram mais devido ao incentivo governamental às fontes alternativas de energia, de modo a diversificar a matriz energética para evitar períodos de racionamento, sendo que estas fontes entrariam em complementaridade à predominante geração hidráulica.

5.1.1.3 Índice de Herfindahl-Hirschmann

Para caracterização deste índice, torna-se necessário uma breve explicação sobre o mesmo. Ele representa a somatória das participações percentuais individuais das firmas no mercado, ao quadrado, e capta a concentração de mercado.

Segundo URL 3 (2003), o índice de concentração denominado Herfindahl-Hirschman (IHH) é uma medida comum do grau de concentração de um mercado. O índice se obtém da somatória da participação ao quadrado das empresas que formam parte do mercado e tem um valor mínimo de zero e um máximo de 10000, sendo que, neste último caso, o mercado é composto de uma só empresa, com 100% de participação. A equação que descreve este índice é:

$$IHH = \sum_{i=1}^n (100 \times S_i)^2$$

onde S_i é a participação da i -ésima empresa

Como este índice pode ser aplicado a mercados de uma forma geral, a variável a ser selecionada pode ser de natureza econômica, técnica, social entre outros.

No caso do setor elétrico, esta participação pode se traduzir em um grande número de variáveis, isto é, faturamento das empresas, capacidade instalada, extensão de linhas por região entre outras.

Segundo critérios da Federal Trade Commission Norte-Americana, citado em RELATÓRIO DE PESQUISA (2001), um mercado é considerado desconcentrado se o HH estiver entre 0 e 1000; entre 1000 e 1800, o mercado é considerado moderadamente concentrado e entre 1800 e 10000, altamente concentrado.

Em URL 3 (2003) é apresentado uma tabela com estas variações, para uma análise mais detalhada após algum processo que vise identificar o grau de concentração do mercado por empresas que o compõem. A tabela 5.4 ilustra a mesma.

Conforme esta tabela, pode-se verificar que é necessário calcular o índice antes e depois de algum processo de mudança no comportamento do mercado, para medir-se a respectiva variação, enquadrá-la nas respectivas análises e, desta forma, definir o grau de concentração do mercado em questão. A análise do setor de geração através do índice HHI é feita neste trabalho com base na tabela 5.4.

Tabela 5.4: Níveis de Concentração

Índice de Concentração	Incremento de HHI	Comentário
HHI<1000	-	Se considera um mercado desconcentrado. Variações em mercados não concentrados provavelmente não tenham efeitos sobre a concorrência e, por isso não requerem maiores análises.
1000<HHI<1800	Variação<100	Se considera um mercado moderadamente concentrado. Variações inferiores a 100 pontos provavelmente não tenham efeitos negativos sobre a concorrência e, por isso não requerem maiores análises.
	Variação>100	Se considera um mercado moderadamente concentrado. Variações superiores a 100 pontos possivelmente tenham efeitos negativos sobre a concorrência. Requerem uma análise mais detalhada.
HHI>1800	Variação <50	Se considera um mercado altamente concentrado. Variações inferiores a 50 pontos, incluindo no caso de mercados altamente concentrados, provavelmente não tenham efeitos adversos na concorrência e, por isso não requerem maiores análises.
	50<Variação<100	Se considera um mercado altamente concentrado. Variações maiores que 50 pontos em mercados altamente concentrados, possivelmente tenham efeitos sobre a concorrência. Requer-se uma análise mais detalhada.
	Variação>100	Se considera um mercado altamente concentrado. Variações maiores que 100 pontos em mercados altamente concentrados possivelmente crêm ou fortalecem uma posição dominante e/ou facilitem seu abuso. Requer-se uma análise mais detalhada.

Fonte: Traduzida de URL 3 (2003).

Em um mercado semelhante ao modelo de concorrência perfeita com um número muito grande de unidades, o valor das participações individuais de mercado é insignificante e o HHI tende a zero. No extremo oposto, sob regime de monopólio, em que há apenas uma empresa, sua participação é 100% e o HHI correspondente é 10000 (100^2). O índice HHI traz um grande grau de informação, pois capta maior volume de informação acerca de concentração. Esta mesma publicação traz uma sucinta comparação deste índice com outro, denominado C_i que mede a participação percentual das "i" maiores empresas no mercado relevante (URL 4, 2003). A tabela 5.5 apresenta esta comparação.

No caso em questão, o cálculo do índice HHI para o setor de geração explica como as empresas estão distribuídas no mercado, se há ou não concentração em alguma das regiões analisadas. Os anos selecionados foram de 1995 (início do processo de privatização) a 2001 (racionamento de energia). Devido à falta de dados por empresa no período previamente

determinado (1995-2001), estabeleceu-se índices por região e por empresas, para os anos de 2003 (dados atuais) e 2001 (ano em que culminou a crise de energia devido ao racionamento). As tabelas 5.6-5.11, mostram os dados e o respectivo índice por região nos anos de 2001 e 2003. Os dados encontram-se disponíveis em www.aneel.gov.br.

Tabela 5.5: Breve comparação entre os índices "Ci" e o HHI

Propriedades/Índices	Ci	HHI
Grau de informação trazida pelo índice	Pequena.	Grande. O HHI capta maior volume de informação acerca de concentração.
Volume de informação requerido para calcular o índice	Pequena. Os dados de faturamento das empresas líderes estão, em geral, disponíveis.	Grande. Em mercados que possuem uma franja significativa de pequenas empresas, o volume de informação requerido pode tornar o cálculo proibitivo. Quanto maior a participação dessa franja no total do mercado relevante, maior o erro que deverá ser incorrido na estimação das participações nessa franja.

Fonte: URL 4 (2003).

No parâmetro avaliado no setor de geração do setor elétrico, a variável selecionada foi a capacidade instalada por empresas que compõem as regiões sudeste, centro-oeste e sul, para deste modo avaliar-se o grau de concentração das empresas por região. A seleção da capacidade instalada foi pelo fato da mesma englobar características de outras possíveis variáveis, como por exemplo, investimentos de uma dada empresa em determinado período, pois se, a capacidade instalada da empresa aumentou em determinado período foi devido a alguma forma de investimento, ou, também, pelo aumento de demanda, por exemplo.

Tabela 5.6: Dados do Sistema Interligado – 2001/Hidrelétricas – Região Sudeste.

Empresa	Capac. Inst. (MW)	Participação (%)	Participação ao Quadrado
CESP	7.033,0	20,52	421,14
CGEET	2.299,0	6,71	45,02
DEGP	-	-	-
EMAE	928,0	2,71	7,34
Outras	5.377,0	15,69	246,17
CEMIG	5.436,0	15,86	251,54
ESCELSA	-	-	-
LIGHT	-	-	-
FURNAS	6.898,0	20,13	405,22
ITAIPU	6.300,0	18,38	337,82
TOTAL	34.271,0		1714,25

Tabela 5.7: Dados do Sistema Interligado – 2001/Hidrelétricas – Região Sul.

Empresa	Capac. Inst. (MW)	Participação (%)	Participação ao Quadrado
COPEL	4.530,0	45,20	2043,04
TRACTEBEL	-	-	-
CEEE	929,0	9,27	85,93
ITASA	1.450,0	14,47	209,38
GERASUL	2.724,0	27,18	738,75
OUTRAS - S	389,0	3,88	15,05
TOTAL	10.022,00		3092,15

Tabela 5.8: Dados do Sistema Interligado – 2001/Hidrelétricas – Região Centro-Oeste.

Empresa	Capac. Inst. (MW)	Participação (%)	Participação ao Quadrado
SERRA DA MESA	1.293,0	46,31	2.144,62
CDSA	658,0	23,57	555,54
OUTRAS (INTERLIGADAS)	841,0	30,12	907,21
TOTAL	2.792,0		3.607,37

Tabela 5.9: Dados do Sistema Interligado – 2003/Hidrelétricas – Região Sudeste

Empresa	Capac. Inst. (MW)	Participação (%)	Participação ao Quadrado
CESP	7.455,3	21,39	457,53
CGEET	2.644,2	7,58	57,46
DEGP	2.307,3	6,62	43,82
EMAE	888,0	2,55	6,50
Outras - SP	305,4	0,88	0,77
CEMIG	5.890,0	16,90	285,61
ESCELSA	131,0	0,38	0,14
LIGHT	853,0	2,45	6,00
FURNAS	7.791,0	22,35	499,52
Outras – SE*	297	0,85	0,72
ITAIPU	6.300,0	18,07	326,52
TOTAL	34.862,20		1684,59

*Exceto Serra da Mesa, que é considerada como sendo da região CO.

Tabela 5.10: Dados do Sistema Interligado – 2003/Hidrelétricas – Região Sul.

Empresa	Capac. Inst. (MW)	Participação (%)	Participação ao Quadrado
COPEL	4.436,0	39,66	1572,91
TRACTEBEL	5.785,6	51,73	2675,99
CEEE	963,0	8,61	74,13
TOTAL	11.184,6		4.323,03

Tabela 5.11: Dados do Sistema Interligado – 2003/Hidrelétricas – Região Centro-Oeste.

Empresa	Capac. Inst. (MW)	Participação (%)	Participação ao Quadrado
SERRA DA MESA	1.275,0	57,98	3361,78
CDSA	658,0	29,92	895,37
Outras – CO	266,0	12,10	146,32
TOTAL	2.199,0		4.403,48

As tabelas acima podem ser resumidas, para melhor compreensão, na tabela 5.12.

Tabela 5.12: Índices HHI para os anos de 2001 e 2003 por região de análise

Regiões	Anos		Variação
	2001	2003	
Sudeste	1714,25	1684,59	30,05
Sul	3092,15	4323,03	1230,83
Centro-Oeste	3607,37	4403,48	796,11

Em 2001, os mercados das regiões sul e centro-oeste eram altamente concentrados e o mercado da região sudeste era moderadamente concentrado. Em 2003, os mercados das três regiões mantiveram-se com as mesmas classificações de 2001. Em relação às variações, segundo a tabela 5.12, os mercados sul e centro-oeste encontram-se em posição dominante com características de fortalecimento de uma posição que facilite o abuso de mercado, isto é, a variação foi maior que 100 pontos, significando que esta variação tenha causado efeito em sua concorrência necessitando-se de uma análise mais detalhada. Já o mercado do sudeste, obteve uma variação bem pequena (30,05), o que traduz, segundo a tabela 5.4, que provavelmente esta pequena variação não tenha efeitos negativos sobre a concorrência e, por isso não requer maiores análises. Uma análise mais detalhada poderia ser traduzida, por exemplo, na avaliação de outras variáveis, como faturamento das empresas, por exemplo.

O fato dos mercados do sul e centro-oeste manterem-se altamente concentrados pode ser devido à pequena quantidade de empresas concorrentes nestas regiões, ao contrário da região sudeste, onde o mercado manteve-se no patamar de moderadamente concentrado, pois praticamente manteve o número de empresas.

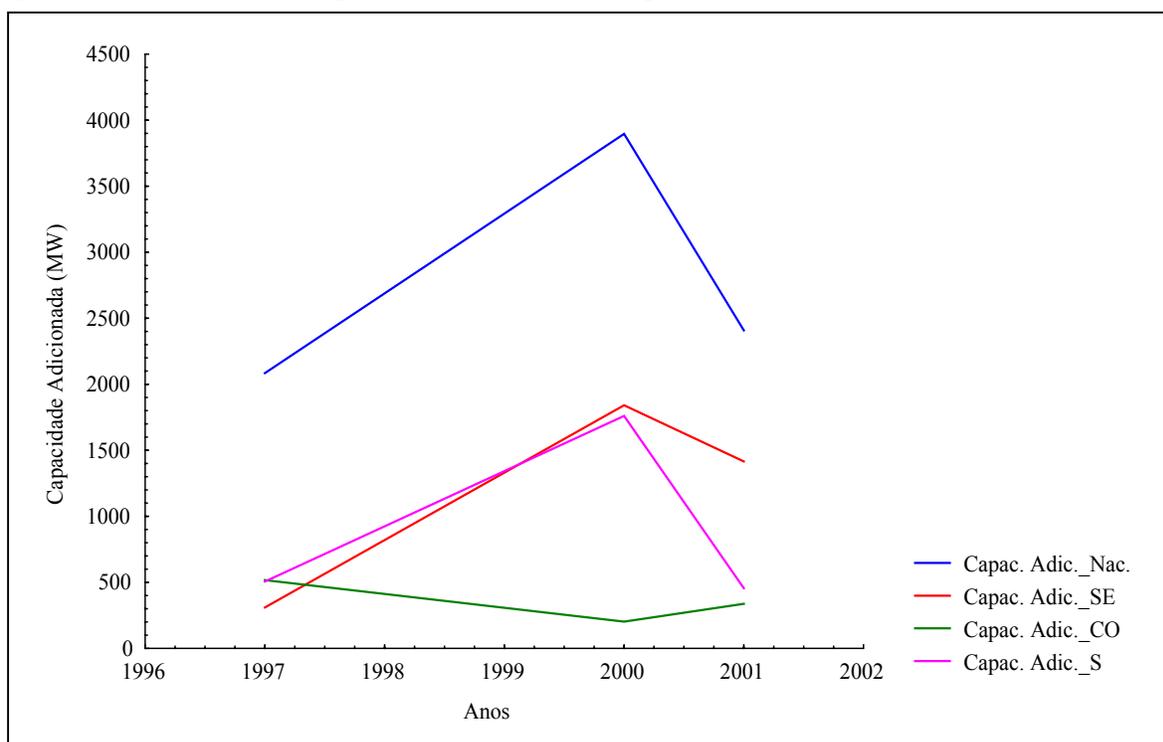
5.1.1.4 Capacidade total adicionada no período (MW)

Este parâmetro visa representar a soma total das capacidades instaladas adicionais ao sistema elétrico nos anos de 1997 a 2001 para, desta forma, captar mais exatamente quanto foi incrementado ao sistema elétrico brasileiro no período considerado. A tabela 5.13 apresenta os valores e a figura 5.2 ilustra graficamente este incremento.

Tabela 5.13: Capacidade total adicionada nos anos de 1997 - 2001 (MW)

Região	Total (MW)				
	97	98	99	00	01
Nacional	2051,52	2237,39	1858,4	3.895,8	2.408,1
SE	310,01	598,55	694,72	1.840,5	1415,6
CO	497,70	1295,04	366,9	202,5	337,5
S	505,74	36,0	777,0	1.760,0	455,0

Figura 5.2: Evolução da capacidade adicionada no período de 1995-2002



Pelo que se pode perceber, houve maior incremento da capacidade instalada entre os anos de 1997 e 2000, sendo que, no ano de 2001, houve um decréscimo, tanto nacionalmente quanto nas regiões analisadas. As maiores quantidades adicionadas foram nas regiões sudeste e sul e, proporcionalmente, foram as que sofreram maiores reduções em incrementos de capacidade entre os anos 2000 e 2001. Pelo gráfico, pode-se visualizar bem este comportamento. O decréscimo pode ser explicado pelo desaquecimento de investimentos no setor.

Comparando-se estes dados com os apresentados na tabela 5.2 (soma das capacidades instaladas por fonte de geração), verifica-se que os mesmos são coerentes, pois tanto a fonte hidráulica quanto a térmica também obtiveram maiores crescimentos nas regiões sul e sudeste. Esta comparação é importante e pode levar a diversas conclusões, como, por exemplo, dentre as regiões analisadas, as regiões sul e sudeste apresentam maiores incrementos na capacidade instalada, pelo fato de concentrarem maior demanda do sistema, em detrimento a outra região analisada (região centro-oeste), incentivos fiscais, investimentos mais atrativos, maior disponibilidade de insumo, no caso das térmicas, entre outros.

Desta maneira, pode-se concluir que, quanto mais aspectos forem selecionados para a análise sistêmica, fazendo-se o cruzamento das informações e análise dos dados disponíveis, o equacionamento do problema torna-se mais preciso.

5.1.1.5 Capacidade adicionada por novos entrantes no período

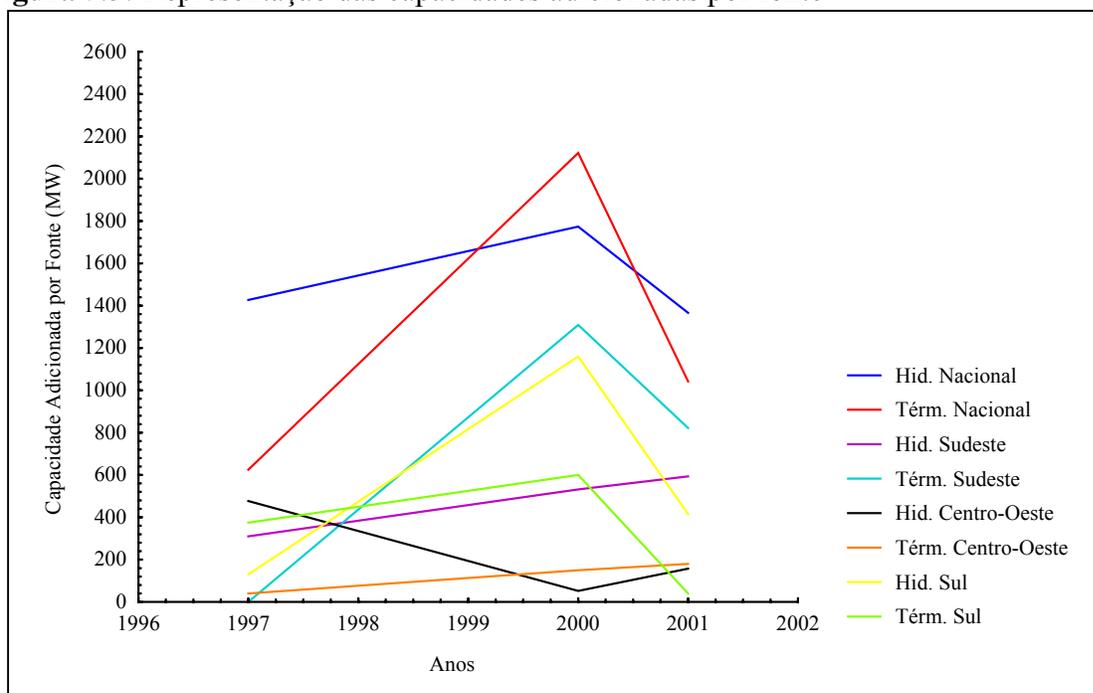
Este parâmetro apresenta dados da capacidade adicionada devido a novos entrantes no sistema (fontes hidráulica e térmica), nos anos de 1997 a 2001, que são apresentados na tabela 5.14. A figura 5.3 apresenta o gráfico para melhor visualização do comportamento destes dados.

Tabela 5.14: Capacidade adicionada por novos entrantes no período (MW)

Região	Hidráulica (MW)					Térmica (MW)				
	97	98	99	00	01	97	98	99	00	01
N	1427,0	1928,84	1483,52	1.774,0	1.366,1	624,52	308,55	359,88	2.121,8	1.042,0
SE	310,01	592,30	694,72	531,5	593,6	-	6,25	-	1.309,0	822,0
CO	476,51	1295,04	11,18	52,50	157,5	40,33	-	355,10	150,0	180,0
S	130,68	36,0	777,0	1.160,0	415,0	375,06	-	-	600,0	40,0

Fonte: Elaborada com dados do SIESE, Eletrobrás. Anos: 1997 - 2001

Figura 5.3: Representação das capacidades adicionadas por fonte



Pela figura nota-se que as fontes térmicas apresentam maiores acréscimos até o ano 2000, com exceção da região centro-oeste que cresceu pouco, mas linearmente ao longo do período analisado. Quanto à fonte hidráulica, verifica-se reduzido crescimento linear na região sudeste. Na região sul observa-se um decréscimo brusco a partir de 2001. Já a região centro-oeste caminhou no sentido inverso, crescendo a partir de 2000.

É importante a verificação do comportamento da capacidade adicionada por novos entrantes no sistema, ao longo do período, por diversos fatores, por exemplo para efetuar uma análise de possíveis incentivos à determinadas fontes em detrimento à outras, o que provocou maior acréscimo de uma e não de outra, quais tipos de políticas foram adotadas para este “beneficiamento”, quais regiões obtiveram maiores acréscimos e decréscimos e porquê, entre outros.

5.1.1.6 Escala das fontes produtoras

Este parâmetro visa representar a distribuição de frequência das usinas por faixas de potência, para que, deste modo, possa-se visualizar os dados dispostos em classes e, desta forma, contribuir com mais uma informação a respeito da configuração do setor de geração, para análise deste importante segmento da cadeia de produção do setor elétrico.

A escolha da distribuição de frequência deveu-se ao fato de que, como o setor elétrico possui uma grande quantidade de usinas com faixa de potência muito variável, a organização dos dados em classes permite uma melhor visualização dos mesmos, fazendo com que, desta forma, possa-se verificar quais faixas de potência são predominantes, para, por exemplo, estabelecer um planejamento de investimentos em usinas de grande, médio e/ou pequeno porte.

Primeiramente foram selecionadas as usinas hidrelétricas em operação que compõem a região de estudo, num total de 79 usinas. A seguir descreve-se a metodologia utilizada para representação através da distribuição de frequência, segundo STEVENSON (2001):

a) Determinar o intervalo dos dados:

A menor potência é 27,6MW e a maior é 6300,0MW, logo o intervalo é igual a 6272,4

b) Número de classes a usar:

$$\sqrt{79} = 8,88 \cong 9,0$$

c) Dividir o intervalo pelo número de classes:

$$\frac{6272,4}{9} = 696,9 \cong 697$$

d) Estabelecer os intervalos preliminares, começando com um inteiro logo abaixo do menor valor:

- 1º Classe: 27 MW a < 724 MW;
- 2º Classe: 724 MW a < 1421 MW;
- 3º Classe: 1421 MW a < 2118 MW;
- 4º Classe: 2118 MW a < 2815 MW;
- 5º Classe: 2815 MW a < 3512 MW;
- 6º Classe: 3512 MW a < 4209 MW;
- 7º Classe: 4209 MW a < 4906 MW;
- 8º Classe: 4906 MW a < 5603 MW;
- 9º Classe: 5603 MW a < 6300 MW

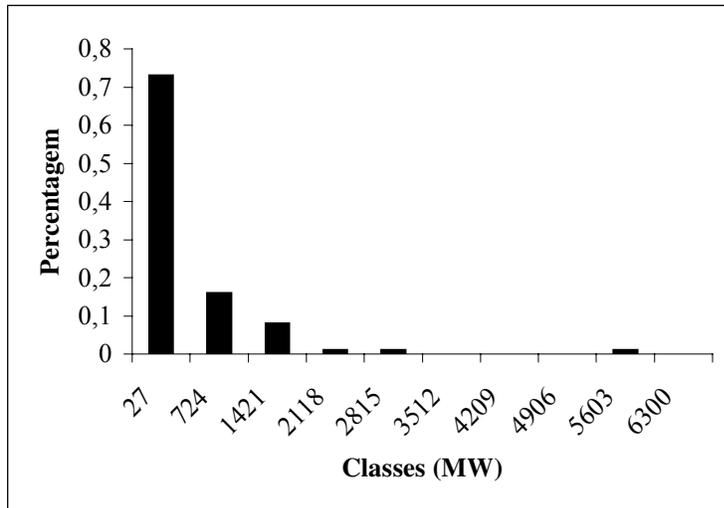
e) Fixadas as classes, cada potência foi enquadrada em uma classe, as quais são apresentadas na tabela 5.15.

Tabela 5.15: Distribuição das potências em classes

Classes	Número	Porcentagem
1	56	56/77=0,73
2	12	12/77=0,16
3	6	6/77=0,08
4	1	1/77=0,01
5	1	1/77=0,01
6	-	-
7	-	-
8	-	-
9	1	1/77=0,01
TOTAL	77	1,0

f) Monta-se o histograma de freqüência, o qual é apresentado na figura 5.4:

Figura 5.4: Distribuição de Freqüência Relativa para as Faixas de Potência



Pela distribuição de freqüência apresentada na figura 5.4, e também analisando a tabela 5.15, pode-se observar a existência de viés.

Ao se observar os dados, nota-se que a discrepância entre a potência máxima e mínima é muito grande, e, além disso, que a potência da usina de Itaipu Binacional tem um valor muito superior em comparação aos das outras usinas, fazendo com que a distribuição encontrada apresente uma curtose para o lado direito. Não só o máximo, mas também o mínimo valor, tem uma discrepância muito grande da média de potência das usinas.

Uma possibilidade talvez fosse tratar esses dois valores como *outliers*, a fim de obter-se uma distribuição que represente melhor o real agrupamento das mesmas (KMENTA, 1988 e RAMANATHAM, 1993).

A distribuição de freqüência é um parâmetro importante para estudos de planejamento, pois caracteriza-se em um tópico relevante nos estudos de investimentos que empresas realizam ou venham a realizar, permitindo identificar quais faixas de potência são predominantes, ou seja, para a amostragem utilizada, a princípio, o maior número de usinas encontra-se na classe 1, isto é, entre 27 e 407MW, o que pode a priori, indicar que, como mais de 60% das usinas encontram-se nesta faixa de potência, maiores investimentos podem ser feitos em repotencialização de usinas deste porte ou mesmo, identificar através de estudos de inventários, oportunidades de negócios em usinas desta faixa. Segundo URL 6 (2003), mesmo com o Programa de Obras de

novas Usinas Hidrelétricas e o uso de Termelétricidade, são boas as perspectivas de negócios visando a repotencialização das usinas hidrelétricas em operação. A Aneel estima que o País poderá ganhar uma potência extra entre 3,3 mil MW a 7,6 mil MW, com a repotencialização das usinas com mais de 25 anos de operação, utilizando equipamentos mais modernos ou com revisão de projetos problemáticos.

É claro que este parâmetro não deve ser um indicador isolado para investimentos, pois para análises deste grau, quanto maior o número de indicadores, tanto econômicos, quanto sociais, ambientais, entre outros, forem considerados, a análise ficará mais robusta com os investidores expondo-se menos aos riscos.

5.1.1.7 Capacidade de armazenamento das fontes de produção hidráulica

Este parâmetro é representado, também, pela distribuição de frequência, e a variável selecionada é o volume útil dos reservatórios nas cascatas. Das 79 usinas, 34 são usinas com reservatório de regularização.

Este parâmetro também é importante para a análise conjunta da cadeia de suprimentos do setor elétrico, pois analisando-se quais faixas de volume são predominantes no sistema, pode-se, por exemplo, identificar as usinas que reservam tais volumes e otimizar o uso deste volume, para, desta forma, utilizar da melhor maneira possível o recurso disponível.

Novamente ressalta-se aqui que os parâmetros devem ser considerados de forma conjunta e não de maneira isolada, pois, desta forma, através da conjunção de fatores, as análises tornar-se-ão mais consistentes.

A metodologia utilizada foi a descrita por STEVENSON (2001):

a) Determinar o intervalo dos dados:

O menor volume é $26,0 \text{ hm}^3$ e o maior é $17217,0 \text{ hm}^3$, o que resulta em um intervalo igual a $17191,0 \text{ hm}^3$.

b) Número de classes a usar:

$$\sqrt{34} = 5,83 \cong 6,0$$

c) Dividir o intervalo pelo número de classes:

$$\frac{17191}{6} = 2865,17 \cong 2866,0$$

d) Estabelecer os intervalos preliminares, começando com um inteiro logo abaixo do menor valor:

1° Classe: 26 a < 2892;

2° Classe: 2892 a < 5757;

3° Classe: 5757 a < 8622;

4° Classe: 8622 a < 11487;

5° Classe: 11487 a < 14352;

6° Classe: 14352 a < 17217.

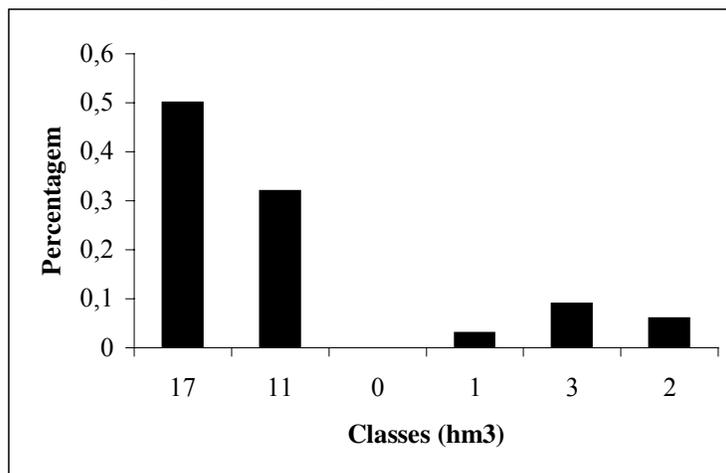
e) Fixadas as classes, cada volume foi enquadrado em uma classe, que são representadas na tabela 5.16.

Tabela 5.16: Distribuição de freqüência relativa para volumes úteis dos reservatórios nas cascatas.

Classes	Número	Percentagem
1	17	$17/34=0,50$
2	11	$11/34=0,32$
3	0	0
4	1	$1/34=0,03$
5	3	$3/34=0,09$
6	2	$2/34=0,06$
TOTAL	34	100

f) Monta-se o histograma de freqüência, o qual é apresentado na figura 5.5:

Figura 5.5: Distribuição de Freqüência Relativa para o Volume dos Reservatórios



Pela figura acima, pode-se verificar que cerca de 50% da amostra encontra-se com volumes reservados entre 26 e 2892 hm³, o que pode levar, a princípio, a algumas conclusões. Como o sistema é interligado, realizações de otimizações energéticas em unidades do sistema que tenham estes volumes reservados podem trazer um ganho global, mesmo apesar do sistema já ser globalmente otimizado. Outro fator que pode ser verificado, também, é que a distribuição de frequência mostrada na figura 5.5, não aproxima-se da distribuição normal, isto é, um tratamento estatístico dos dados mais refinado, é necessário para conclusões mais enfáticas e consistentes.

5.1.1.8 Custo de disponibilização do sistema produtor

O custo de disponibilização das usinas é representado através do custo unitário de instalação (US\$/kW), que é o custo total da usina, atualizado, dividido pela capacidade instalada da central.

Este valor difere do custo unitário de geração, em US\$/MWh, que é o custo de capital mais custo de combustível – no caso das usinas termelétricas - mais custo de operação e manutenção, dividido pela geração anual média prevista (simulada).

É apresentada aqui, com base em ANEEL (2001), a tabela 5.17, que contém algumas usinas hidrelétricas com estudos de viabilidade aprovado pela agência e seus respectivos custos unitários de instalação e custo unitário de geração. Esta representação simplificada justifica-se pelo fato da maioria das usinas hidrelétricas do sistema elétrico brasileiro serem muito antigas e não possuírem dados referentes a custos de sua construção. Conseguiu-se apenas, segundo RAMOS (2002), uma tabela que mostra a composição de custos de projeto da usina hidrelétrica Campos Novos, a qual é apresentada na tabela 5.18, apresentada abaixo.

Tabela 5.17: Custo de Disponibilização de usinas Hidrelétricas

Usinas	Potência (MW)	Responsável pelo Estudo	Custo Índice*	Custo da Energia Gerada
Peixe Angical (TO)	452,0	Celtins	1.335,0 US\$/kW	29,75 US\$/MWh
Fundão (PR)	118,0	Consórcio Fundão	929,46 US\$/kW	22,39 US\$/MWh
São Jerônimo (PR)	33,0	Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL)	1.188,20 US\$/kW	32,18 US\$/MWh
Corumbá III (GO)	93,6	Consórcio Corumbá III	1.134 US\$/kW	29,46 US\$/MWh

*Taxa de câmbio (R\$/US\$) no ano da realização do estudo (2001) foi igual a 1,8003

Fonte: ANEEL (2001).

Tabela 5.18: Orçamento Usina Hidrelétrica Campos Novos

Evento	Total	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Obras Civas	116.209.507	17.431.426	51.132.183	32.538.662	11.620.951	3.486.285
Montagem Eletromecânica	11.751.803	0	352.554	5.993.419	3.995.613	1.410.216
Entrega Equipamentos						
Nacional	125.150.154	0	3.754.505	63.826.579	42.551.052	15.018.018
Importado	30.248.892	0	907.467	15.426.935	10.284.623	3.629.867
Total	155.399.046	0	4.661.971	79.253.513	52.835.676	18.647.885
Supervisão de Montagem						
Nacional	3.369.285	0	101.079	1.718.335	1.145.557	404.314
Importado	1.870.727	0	56.122	954.071	636.047	224.487
Total	5.240.012	0	157.200	2.672.406	1.781.604	628.801
Reservatório Indiretos	28.860.037	3.174.604	9.523.812	9.523.812	5.483.407	1.154.401
Canteiro Vila e Outros	14.430.018	7.215.009	7.215.009	0	0	0
Total	360.750.460	33.593.047	78.814.738	135.753.820	81.489.258	31.099.597
Potência Instalada	880 MW					
Taxa de Câmbio de Referência Utilizada	= 1US\$ = 1.74 R\$					

Fonte: RAMOS (2002).

De acordo com a tabela 5.18, pode-se verificar que várias são as etapas de construção, onde os custos de construção (que são os maiores) são remunerados ao longo dos anos.

As usinas térmicas apresentam um custo de disponibilização (representado pelo custo de operação) bastante flutuante, o qual depende de uma série de fatores, como por exemplo: disponibilidade do combustível utilizado, preços de mercado do mesmo, entre outros.

No caso das hidrelétricas, os maiores custos relacionam-se à construção (custos unitários de construção/energia gerada), por serem obras de grande porte, com uma grande necessidade de investimentos e diversas questões envolvidas, sendo que, uma das mais importantes, atualmente, é a questão ambiental envolvida no projeto. Os custos operacionais destas usinas hidrelétricas são menores.

Já no caso das termelétricas, o custo de construção é menor que o custo operacional.

A tabela abaixo apresenta as usinas térmicas em operação no sistema elétrico brasileiro (dados de 2003), com a classe térmica a que pertencem, região e respectivo custo de operação.

Tabela 5.19: Custo de Operação de usinas Termelétricas

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
ANGRA 1	NUCLEAR	SE	8,50
ANGRA 2	NUCLEAR	SE	8,50
CUIABA	GÁS	SE	10,23
P. MEDICI	CARVÃO	S	39,32
J. LACERDA C	CARVÃO	S	56,74
ARGENTINA I	Interligação	S	59,46
J. LACERDA B	CARVÃO	S	69,74
CHARQUEADAS	CARVÃO	S	71,85
FAFEN	GÁS	NE	72,00
J. LACERDA A	CARVÃO	S	73,14
ARGENTINA 2 ^A	Interligação	S	73,80
ARGENTINA 2B	Interligação	S	73,80
ARGENTINA 2C	Interligação	S	73,80
COCAL	BAGAÇO	SE	75,00
URUGUAIANA	GÁS	S	77,00
ARGENTINA IB	Interligação	S	90,00
ARGENTINA 2D	Interligação	S	90,00
IBIRITERMO	GÁS	SE	95,04
JUIZ DE FORA	GÁS	SE	95,36
MACAÉ MERCHANT	GÁS	SE	97,15
ELETROBOLT	GÁS	SE	100,40
R. SILVEIRA	GÁS	SE	102,04
PIE-RP	BIOMASSA	SE	105,00
SÃO JERÔNIMO	CARVÃO	S	106,30
FIGUEIRA	CARVÃO	S	113,63
TERMOCEARÁ	GÁS	NE	114,63
PIRATININGA 1 e 2	GÁS	SE	118,87
PIRATININGA 3 e 4	ÓLEO	SE	120,81
ARACRUZ	ÓLEO	SE	134,76
DESTILARIA J.B.	BAGAÇO	NE	138,79
GIASA	BAGAÇO	NE	138,79
ARJONA 45	GÁS	SE	142,04
WILLIAN ARJONA	GÁS	SE	153,31
IGARAPE	ÓLEO	SE	163,54
SANTA CRUZ	ÓLEO	SE	171,56
NUTEPA	ÓLEO	S	193,72
BREITENER	DIESEL	NE	202,72
TERMOCABO	GÁS	NE	204,10
PETROLINA	DIESEL	NE	215,36
BAHIA I	DIESEL	NE	215,86
ITAENGA	DIESEL	NE	217,76
ALEGRETE	ÓLEO	S	249,49
CARIOBA	ÓLEO	SE	258,54
NORDESTE GENERATION	ÓLEO	NE	263,90
TERMELÉTRICA POTIGUAR	DIESEL	NE	333,48
CABO	DIESEL	NE	341,59
IPOJUCA	DIESEL	NE	341,59
PORTO	DIESEL	NE	341,59

Fonte: ONS (2003)

Continuação... Tabela 5.19: Custo de Operação de usinas Termelétricas

CLASSE TÉRMICA	TIPO	REGIÃO	CUSTO DE OPERAÇÃO (R\$/MWh)
PRAZERES	DIESEL	NE	341,59
RIO FORMOSO	DIESEL	NE	341,59
SUAPE	DIESEL	NE	341,59
JAGUARARI	DIESEL	NE	348,64
ALTOS	DIESEL	NE	356,14
CAMPO MAIOR	DIESEL	NE	356,14
MARAMBAIA	DIESEL	NE	356,14
NAZÁRIA	DIESEL	NE	356,14
RIO LARGO BRASYMPE	DIESEL	NE	366,56
PARNAMIRIM	DIESEL	NE	366,97
JARDIM BRASYMPE	DIESEL	NE	369,11
MARITUBA	DIESEL	NE	370,53
PERI PERI	DIESEL	NE	370,53
POLO	DIESEL	NE	370,53
XAVANTES	DIESEL	SE	377,90
CARRAPICHO	DIESEL	NE	378,86
CAUCAIA	DIESEL	NE	380,97
ENGUIA PECEM	DIESEL	NE	381,70
AQUIRAZ	DIESEL	NE	382,80
CAGECE	DIESEL	NE	382,80
COLUNA	DIESEL	NE	382,80
DIST. IND. I	DIESEL	NE	382,80
DIST. IND. II	DIESEL	NE	382,80
JABOTI	DIESEL	NE	382,80
MARANGUAPE	DIESEL	NE	382,80
PACAJUS	DIESEL	NE	382,80
PARAIPABA	DIESEL	NE	382,80
BATURITE	DIESEL	NE	383,42
TUBARÃO	DIESEL	SE	388,07
ARACATI	DIESEL	NE	388,13
PONTA DE UBU	DIESEL	SE	388,25
LAGARTO	DIESEL	NE	388,81
CRATO	DIESEL	NE	391,39
JUAZEIRO DO NORTE	DIESEL	NE	391,39
UTE BRASÍLIA	ÓLEO	SE	392,70
DAIA	ÓLEO	SE	394,23
IGUATU	DIESEL	NE	398,16
CARAPINA BRASYMPE	DIESEL	SE	398,38
CIVIT BRASYMPE	DIESEL	SE	398,38
SETE LAGOAS	DIESEL	SE	399,01
CANDAS	GÁS	S	(*)
CELPAV IV	GÁS	SE	(*)
EQUIPAV	BAGAÇO	SE	(**)
TRÊS LAGOAS	GÁS	SE	(*)

(*) Não declarado pelo Agente. Nas simulações foi utilizado o valor 35,91 R\$/MWh, informado pela ELETROBRÁS para S/SE, em 21/03/2000 para revisão da CCC/2000.

(**) Não declarado pelo Agente. Utilizado custo padrão de geração para térmicas com bagaço de cana = 197,28 R\$/MWh.

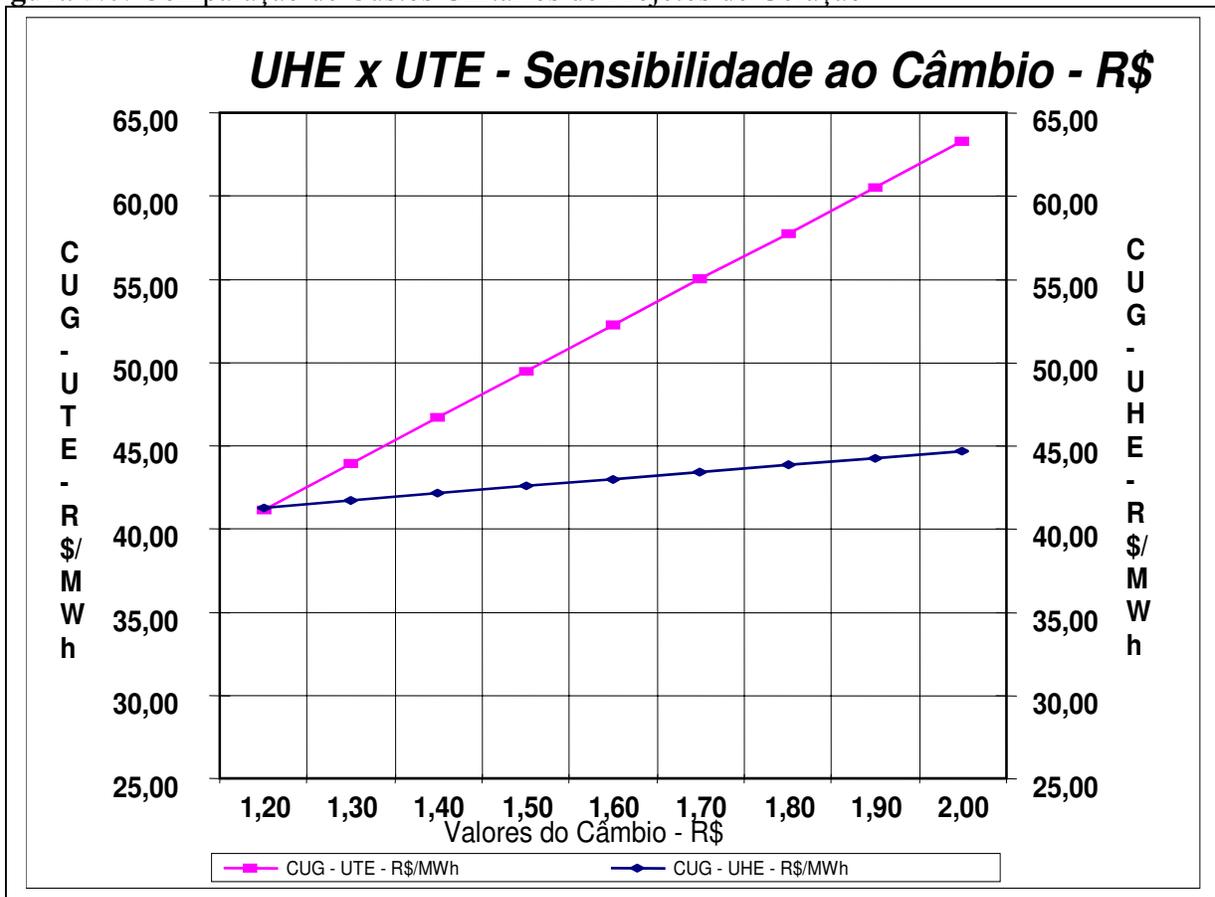
As térmicas em cor vermelho correspondem aquelas com direito a CCC.

Fonte: ONS (2003)

Como se pode verificar pela tabela 5.19, os custos operacionais são bem maiores nas termelétricas. Este é um fator que faz com que as térmicas somente entrem em operação em complementariedade ao sistema predominante (no caso, hidráulico), em períodos de menores aflúncias.

Os custos operacionais das térmicas são bastante oscilantes e são regidos, geralmente, pelo mercado, isto é, sujeito a flutuações, por exemplo, da taxa de câmbio. Esta diferenciação entre os custos de geração é melhor apresentada na figura 5.6.

Figura 5.6: Comparação de Custos Unitários de Projetos de Geração



Fonte: RAMOS (2002).

5.1.1.9 Prazo de execução dos projetos

Este parâmetro é muito importante para a análise conjunta da cadeia de suprimentos, pois tanto os estudos de inventário como o prazo de entrada em operação das usinas são essenciais para o planejamento operacional do sistema interligado.

Outro aspecto importante da caracterização deste parâmetro é que os estudos de inventário identificados funcionam como um fator que sinaliza possíveis investimentos, pois representam a carteira de negócios (portfólio) do setor produtivo do setor elétrico.

Os estudos de inventários contemplam todos os aspectos importantes para investimentos, obras e operação de usinas.

A seguir apresenta-se alguns dos principais aspectos analisados em um estudo de inventário de usinas hidrelétricas, com alguns indicadores. São indicadas as fases e o cronograma de um estudo de inventário, o qual apresenta prazos médios de conclusão de obras hidráulicas.

- Dados Hidrometeorológicos: áreas de drenagem, vazões (mínima, máxima, de projeto, das obras de desvio e etc..), evaporação, etc...
- Dados do Reservatório: volumes, vazão regularizada, áreas inundadas, profundidade, tempo de formação do reservatório e etc...
- Desvio: vazão de desvio, dados de ensecadeiras, escavações e etc...
- Barragem: escavações, volume total da barragem, cotas e etc...
- Diques: tipo de estrutura, enrocamento, cota das cristas e etc...
- Vertedouro: nº de vãos, cotas de soleira, tipos de comporta
- Sistema Adutor: túnel de adução, tomada d' água, conduto forçado e etc...
- Casa de Força: nº de unidades geradoras, largura de área de montagem e etc...
- Turbinas e Geradores: potência, queda de projeto, rendimento, fator de potência e etc...
- Custos: custos de meio ambiente, de obras civis, equipamentos eletromecânicos, custo da energia gerada, custos diretos e indiretos e etc...
- Estudos Energéticos: queda bruta, queda de referência, energia firme e etc...
- Instalações de Transmissão de Interesse restrito a Central Geradora: capacidade e extensão das linhas de transmissão, subestação da usina e etc...
- Impactos sócio-ambientais: população atingida, interferência com áreas legalmente protegidas, Interferência com áreas indígenas, relocação de estradas e pontes e etc...
- Volumes Totais: volumes de escavação, enrocamento, aterro compactado, volume de concreto e etc...
- Aspectos críticos do empreendimento: considera todos os limites e restrições ao projeto.
- Descrição sobre a existência de outros usos dos Recursos Hídricos, como, por exemplo, abastecimento, irrigação, lazer, pesca, entre outros.
- Cronograma: este deve apresentar as principais fases do projeto, com sua duração. Por exemplo: Início das obras até o desvio – 16 meses; Desvio até o fechamento – 34 meses; Fechamento até geração da 1º unidade – 3 meses; Montagem Eletromecânica – 14 meses e Operação da 1º unidade – 54 meses.

Pelo exposto acima, pode-se verificar que um estudo de inventário deve contemplar todos os parâmetros envolvidos, não somente nas obras civis, mas também os aspectos sócio-

econômicos, questões ambientais, restrições ao projeto, usos múltiplos do reservatório, entre outros.

Todos os parâmetros analisados acima, para o setor de geração, são de grande relevância na análise integrada da cadeia de suprimentos, pois quanto maior a representação dos fatores envolvidos em cada etapa, maiores quantidades de alternativas podem ser formadas de modo a extrair o máximo de eficiência da cadeia.

Sendo assim, a representação dos parâmetros é essencial para analisar o comportamento do setor elétrico nos anos em estudo, para desta forma, permitir a definição e caracterização da robustez do setor elétrico perante todas as mudanças que o mesmo vem sofrendo ao longo do tempo.

5.1.2 Transmissão

A tabela 5.20 define os parâmetros, pré-definidos, nas estruturas de transmissão. A seguir é mostrada a respectiva caracterização dos mesmos.

Tabela 5.20: Análise das Transformações na Estrutura de Transmissão de Energia Elétrica no período de 1995 a 2001 (Nacional e regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul).

Parâmetros	Forma de Estimativa
2.1- Extensão das Linhas de Transmissão (Total)	Soma das Linhas de Transmissão
2.2- Extensão das Linhas de Transmissão / Tensão	Soma das Linhas de Transmissão / Tensão
2.3 - Capacidade total adicionada no período	Soma das capacidades adicionadas
2.4 - Capacidade adicionada / Tensão	Soma das Capacidade adicionadas / Tensão
2.5 – Custo Unitário / km	Custos Unitários de construção das Linhas

5.1.2.1 Extensão Total das Linhas de Transmissão :

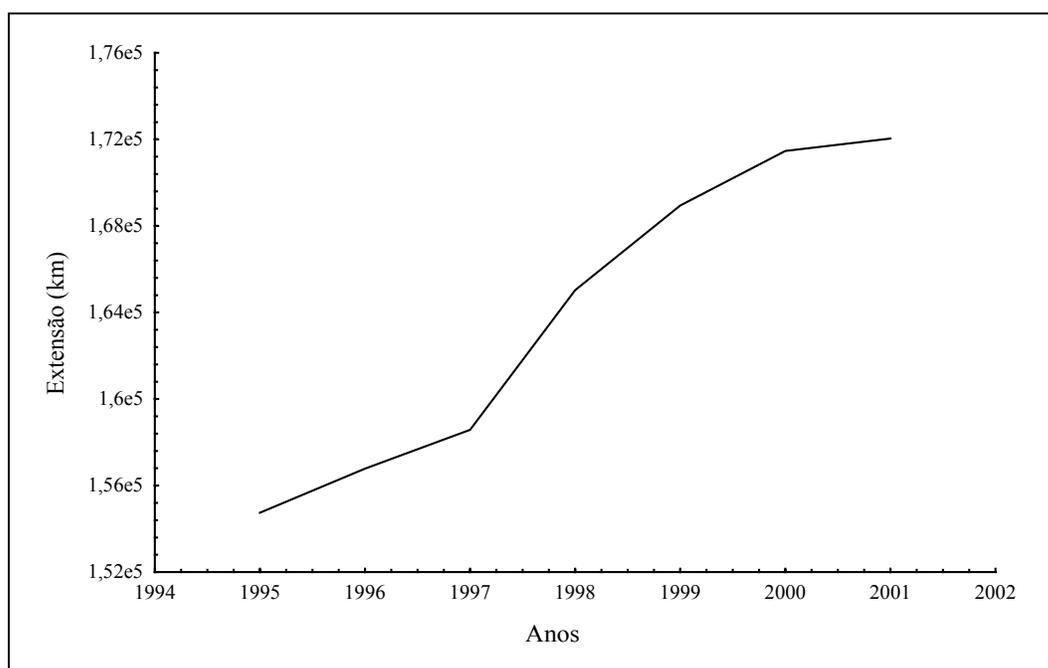
Este parâmetro tem por finalidade mostrar os dados de construção das linhas de transmissão ao longo do período analisado (1995-2001), para, deste modo, mostrar como o sistema de transmissão vem acompanhando as transformações ocorridas no sistema elétrico. A tabela 5.21 mostra estes dados e a figura 5.7 ilustra o seu comportamento.

Tabela 5.21: Extensão total das linhas de transmissão no período de 1995 a 2001

Anos	Extensão (km)
1995	154743,5
1996	156783,0
1997	158579,0
1998	165.033,0
1999	168.944,1
2000	171.464,5
2001	172.038,1

Fonte: Elaborado com base em dados SIESE, Eletrobrás. (www.eletrobras.gov.br)

Figura 5.7: Extensão total das linhas de transmissão



A figura 5.7 mostra que, ao longo do período analisado, houve um contínuo acréscimo nas extensões de linhas de transmissão. Isto mostra que, a priori, o sistema de transmissão vem crescendo para acompanhar o contínuo aumento da demanda do sistema elétrico brasileiro.

5.1.2.2 Extensão das Linhas de Transmissão / Tensão

Este parâmetro visa demonstrar, ao longo do período analisado, como tem evoluído a construção de linhas de transmissão, por tensão, para uma análise mais detalhada. A tabela 5.22 apresenta os dados e a figura 5.8 ilustra-os.

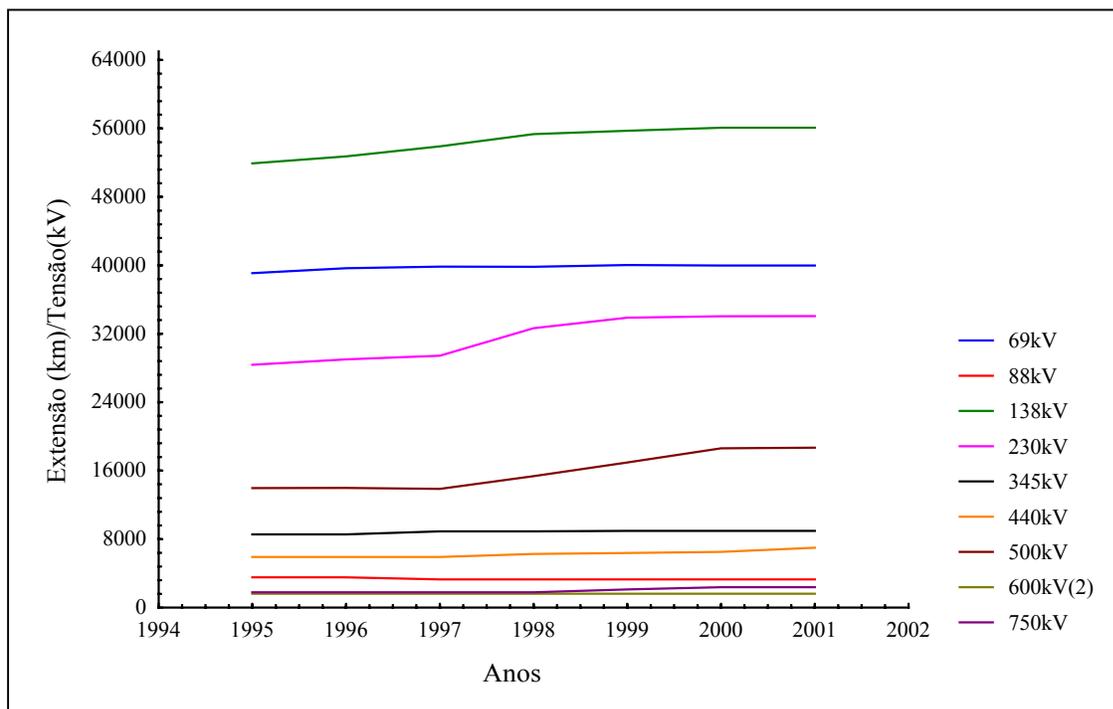
Tabela 5.22: Extensão das linhas de transmissão por tensão no período de 1995-2001

Tensão	Extensão (km)						
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
69 kV	39083,6	39666,5	39854,6	39.824,7	40.035,5	39.985,5	39.973,0
88 kV	3529,6	3529,3	3290,7	3.290,7	3.290,7	3.290,7	3.290,7
138 kV	51913,1	52733,4	53914	55.346,1	55.723,2	56.080,1	56.080,1
230 kV	28380,6	29011,2	29432,5	32.652,8	33.879,5	34.050,3	34.057,2
345 kV	8545	8545	8902	8.901,0	8.952,3	8.952,3	8.952,3
440 kV	5923,2	5923,2	5923,2	6.271,2	6.384,4	6.497,6	7.002,6
500 kV	13973,4	13979,4	13867,4	15.351,5	16.952,5	18.617,0	18.691,2
600 kV (2)*	1612	1612	1612	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0
750 kV	1783	1783	1783	1.783,0	2.114,0	2.379,0	2.379,0

* (2) Corrente Contínua

Fonte: Elaborado com base em dados SIESE, Eletrobrás. (www.eletrobras.gov.br)

Figura 5.8: Extensão das linhas de transmissão por tensão



A figura 5.8 mostra que, quando detalha-se a construção de linhas por tensão, o crescimento se mostra de maneira bem discreta.

De maneira geral, as análises mais gerais mostram crescimento, mas quando detalha-se o sistema, isto é, analisando pontualmente a evolução do mesmo, nota-se que o mesmo ocorreu de maneira muito discreta.

5.1.2.3 Capacidade total adicionada no período

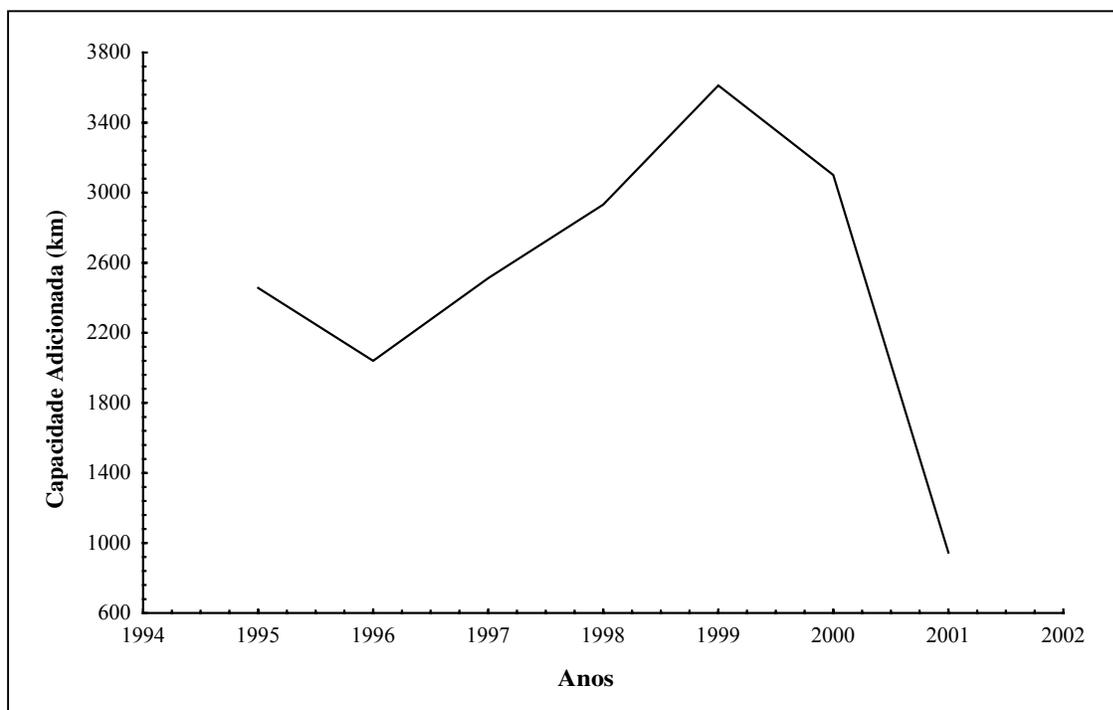
Este indicador representa quantos quilômetros de linhas de transmissão foram adicionados ao sistema no período de estudo. A tabela 5.23 e a figura 5.9 representam os dados.

Tabela 5.23: Capacidade total adicionada no período de 1995-2001

Anos	Extensão (km)
1995	2.456,2
1996	2.039,8
1997	2.512,3
1998	2.932,1
1999	3.612,4
2000	3.101,2
2001	945,3

Fonte: Elaborado com base em dados SIESE, Eletrobrás. (www.eletrobras.gov.br)

Figura 5.9: Capacidade total adicionada



Verifica-se através da figura 5.9, grande decréscimo no total adicionado ao sistema de linhas de transmissão após o ano de 1999, o que entra, de certa forma, em desacordo com o apresentado na figura 5.7, que mostra constante crescimento ao longo do período nas extensões de linhas de transmissão. Um fator que explica este fato é que, se considerarmos a extensão total

por ano do sistema, houve incremento ao sistema, mas quando analisa-se a capacidade adicionada em cada ano verifica-se decréscimo, pois a análise é feita em relação aos anos anteriores.

5.1.2.4 Capacidade adicionada / Tensão

Aqui é representada a soma das capacidades adicionadas / tensão. A tabela 5.24 mostra estes valores. Nota-se que os valores não são para o período de 1995-2001 e sim para os anos de 1997, 2000 e 2001, pois somente conseguiu-se dados destes anos. A figura 5.10 representa os dados.

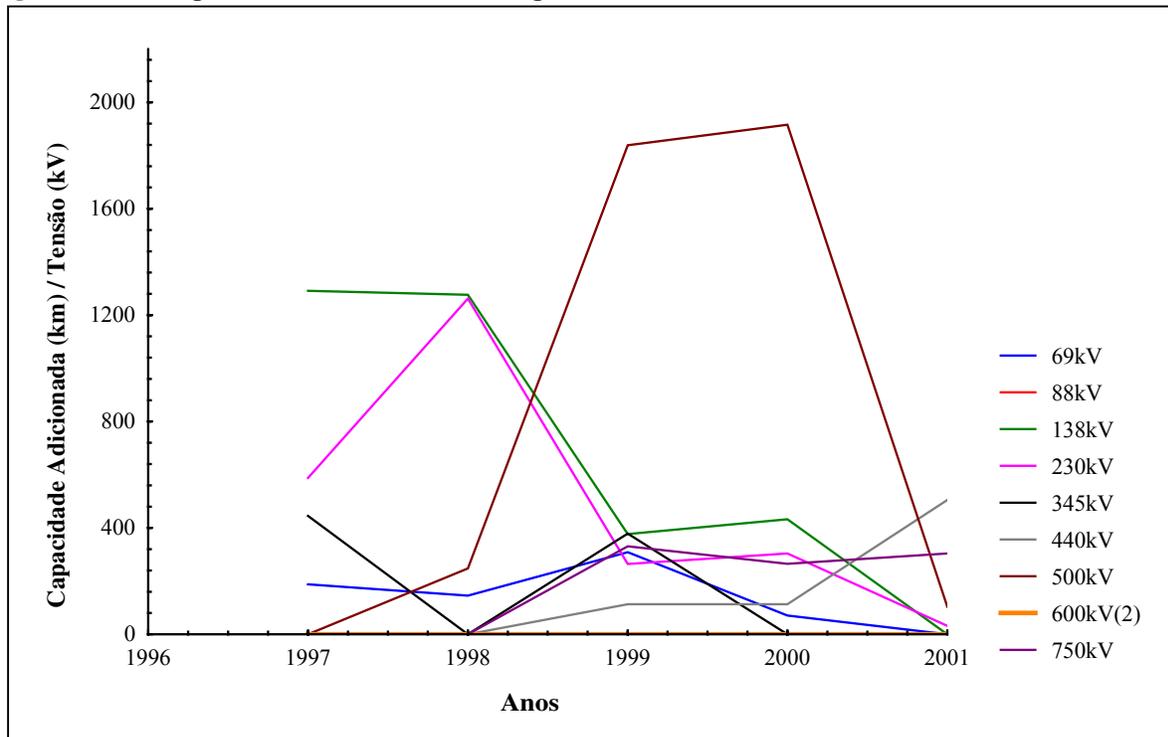
Tabela 5.24: Capacidade total adicionada, por tensão, para os anos de 1997, 2000 e 2001

Tensão	Entrada (km) de linhas de transmissão				
	1997	1998	1999	2000	2001
69 kV	188,1	145,5	308,6	70,7	0,0
88 kV	0	0,0	0,0	0,0	0,0
138 kV	1291,40	1.276,5	377,1	432,3	0,0
230 kV	587,8	1.262,1	264,5	303,8	32,0
345 kV	445,0	0,0	379,0	0,0	0,0
440 kV	0	0,0	113,2	113,2	505,0
500 kV	0	248,0	1.839,0	1.916,2	104,3
600 kV (2)*	0	0,0	0,0	0,0	0,0
750 kV	0	0,0	331,0	265,0	304,0

* (2) Corrente Contínua

Fonte: Elaborado com base em dados SIESE, Eletrobrás. (www.eletrobras.gov.br)

Figura 5.10: Capacidade total adicionada, por tensão



Pela figura 5.10, pode-se verificar que, de uma maneira geral, houve decréscimo na construção em quase todas as tensões, com exceção de linhas de 500kV, que entre os anos de 1997 e 2000, cresceu abruptamente (este acréscimo pode ser devido a concessão para construção e operação do segundo circuito da linha de transmissão em 500 kV - Interligação Norte-Sul e subestações no ano 2000), mas decresceu praticamente na mesma velocidade a partir deste último ano. Não houve nenhuma capacidade adicionada nas linhas de 600kV (2), ao longo do período considerado.

5.1.2.5 Custo Unitário / km

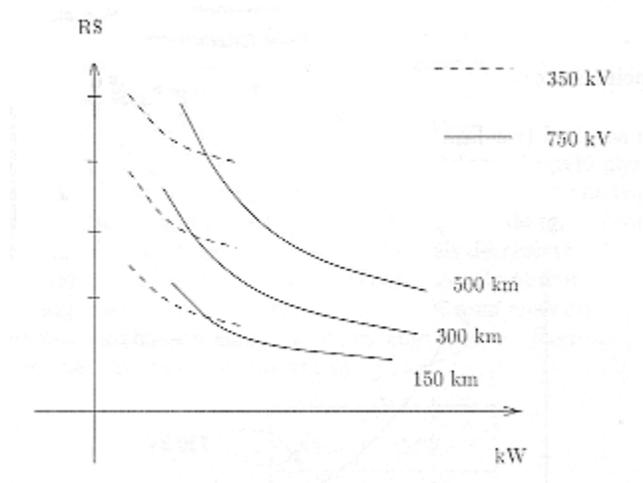
O fluxo transmitido depende diretamente da abertura angular e indiretamente da reatância da linha. Para transmitir uma dada potência, a abertura angular deverá ser tão maior quanto maior for a reatância da linha. Porém, existe um limite máximo para a abertura angular. Assim sendo, a potência máxima que pode ser transmitida diminui com o aumento da reatância. Como a reatância, por sua vez, cresce com a distância (aproximadamente de forma linear para distâncias de até 100km), resulta numa variação da capacidade de transmissão em função da distância. Uma

maneira de compensar o efeito da distância é utilizar tensões mais elevadas, pois a capacidade de transmissão varia aproximadamente com o quadrado da tensão nominal (MONTICELLI e GARCIA, 2000).

O fato da utilização de tensões mais elevadas compensarem o efeito da distância fez com que, na caracterização deste parâmetro, isto fosse ressaltado, fazendo-se a associação deste com os respectivos custos.

A figura 5.11 mostra como o custo de transmissão varia com a potência transmitida e com o comprimento da linha de transmissão.

Figura 5.11: Efeito da distância sobre o custo de transmissão



Fonte: MONTICELLI e GARCIA (2000).

Através deste gráfico pode-se verificar que para distâncias mais curtas, as linhas de menor tensão (345kV), tem custos menores. Quando a distância aumenta, a transmissão em um nível de tensão mais elevado passa a ser mais vantajosa.

Não conseguiu-se obter dados de custos de transmissão/km para o período de estudo.

5.1.3 Distribuição

A tabela 5.25 define os parâmetros definidos nas estruturas de distribuição. A seguir é mostrada a respectiva caracterização dos mesmos.

Tabela 5.25: Análise das Transformações na Estrutura de Distribuição de Energia Elétrica no período de 1995-2001 (Nacional e regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul).

Parâmetros	Forma de Estimativa
3.1 – Consumo total em GWh	Soma total dos consumos
3.2 - Consumo em GWh por classe de consumidor	Soma dos consumos por classes de consumidores
3.3 - <i>Índice de Herfindahl-Hirschmann</i>	Grau de Concentração dos diferentes Agentes de Distribuição no Mercado Regional

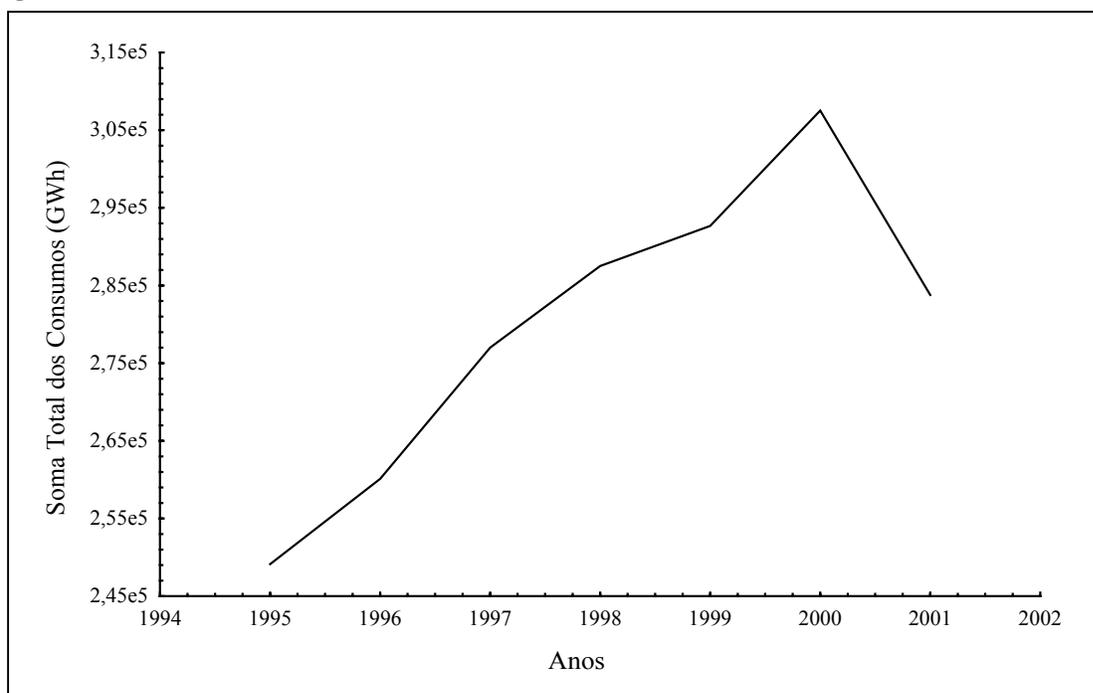
5.1 3.1 Consumo total

Esta seção mostra a soma total dos consumos no período de 1995 a 2001. Os valores são apresentados na tabela 5.26 e a figura 5.12 representa-os.

Tabela 5.26: Soma total dos consumos em GWh, no período de 1995-2001

Anos	Consumo (GWh)
1995	249.120
1996	260.111
1997	277.004
1998	287.515
1999	292.677
2000	307.529
2001	283.796

Figura 5.12: Soma total dos consumos em GWh



Pela figura 5.12, pode-se verificar que o consumo só cresceu no período de 1995 a 2000 e que, a partir deste último ano, o consumo baixou. Este fato foi ocasionado pelo período compulsório de racionamento.

A seguir se mostra o consumo por classe de consumidor.

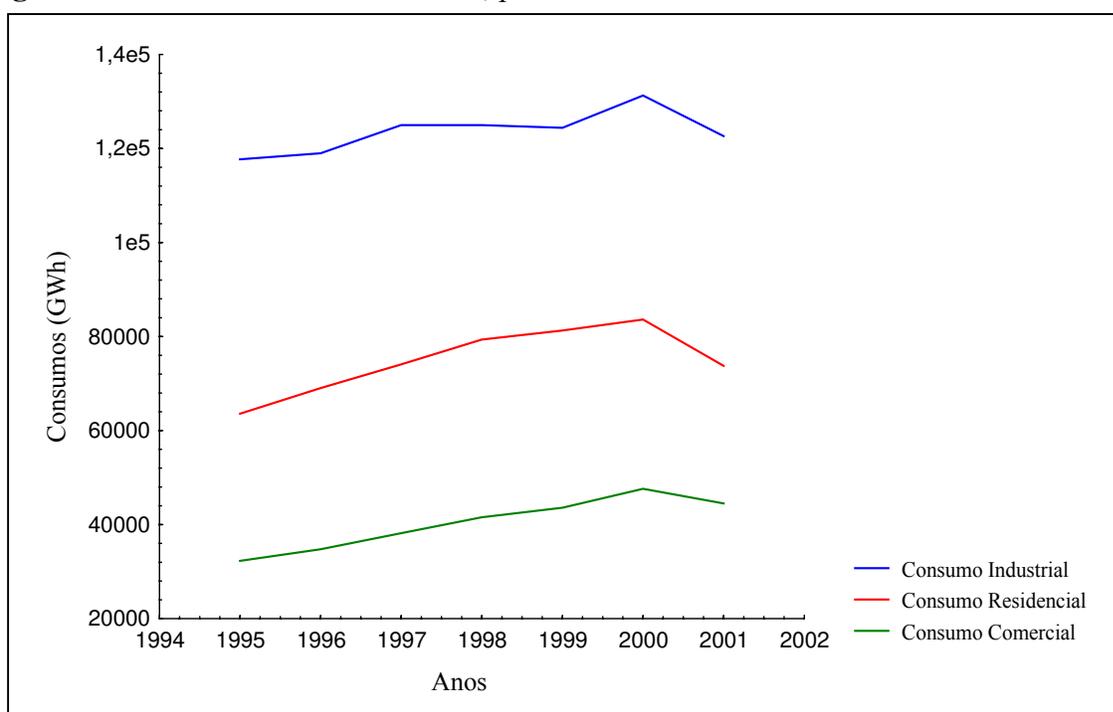
5.1.3.2 Consumo por classe de consumidor

Nesta seção se mostra a soma total dos consumos por classe de consumidor no período de 1995 a 2001, para uma análise mais pontual nas três principais classes de consumo do setor de distribuição. Os valores são apresentados na tabela 5.27 e a figura 5.13 ilustra o comportamento dos dados para uma melhor visualização dos mesmos.

Tabela 5.27: Soma total dos consumos, por classe de consumidor, em GWh, no período de 1995-2001.

Anos	Classe de Consumo (GWh)		
	Industrial	Residencial	Comercial
1995	117.693	63.580	32.292
1996	118.994	69.047	34.771
1997	124.987	74.096	38.188
1998	124.963	79.340	41.551
1999	124.380	81.291	43.588
2000	131.278	83.613	47.626
2001	122.629	73.770	44.517

Figura 5.13: Soma total dos consumos, por classe de consumidor



Pela figura 5.13, pode-se verificar um comportamento semelhante ao gráfico anterior (figura 5.12), isto é, todos os setores com pequeno aumento nos anos de 1995 a 2000 e, após este ano, pelo racionamento imposto pelo governo, o consumo diminuiu. O setor residencial foi o setor que reduziu mais o consumo (cerca de 12%), entre os anos de 2000 e 2001, como divulgado pelos órgãos oficiais, com o setor industrial aparecendo em segundo lugar (cerca de 6,5%).

5.1.3.3 Índice de Herfindahl-Hirschmann

Este índice mostra o grau de concentração dos diferentes agentes de distribuição no mercado regional. Primeiramente definiu-se o parâmetro avaliado no setor de distribuição do setor elétrico das regiões sudeste, centro-oeste e sul, semelhante à seção 5.1.3. A variável selecionada foi a energia, em MWh, distribuída por cada empresa, para, desta forma, se avaliar o grau de concentração do mercado. Os dados compreendem o período de 1995-2000, foram obtidos juntos a ANEEL e são apresentados nas tabelas 5.28 a 5.34. A tabela 5.35 apresenta um resumo dos valores calculados para o índice HHI das empresas, ao longo do período considerado.

Tabela 5.28: Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 1995

Região	Concessionárias	Energia em MWh	Participação (%)	Participação ao Quadrado
Centro-Oeste	CEB	2.753.320	23,21	538,50
	CELG	4.896.623	41,27	1703,21
	CEMAT	1999352	16,85	283,96
	CHESP	49163	0,41	0,17
	ENERSUL	2166393	18,26	333,39
Total		11.864.851		2859,23
Sudeste	BRAGANTINA	403.995	0,27	0,07
	CAIUÁ	621.146	0,42	0,18
	CAT-LEO	698.716	0,47	0,22
	CEMIG	32.113.037	21,64	468,10
	CENF	246678	0,17	0,03
	CERJ	5193000	3,50	12,24
	CESP	9409018	6,34	40,18
	CPEE	198886	0,13	0,02
	CPFL	15850514	10,68	114,04
	CSPE	246613	0,17	0,03
	ELETROPAULO	54715639	36,86	1358,93
	ENERGISA	12427	0,01	0,0001
	ESCELSA	5058329	3,41	11,61
	FURNAS	439074	0,30	0,09
	JAGUARI	222550	0,15	0,02
	LIGHT	21077099	14,20	201,65
	MOCOCA	156557	0,11	0,01
	NACIONAL	297085	0,20	0,04
	POÇOS DE CALDAS	190281	0,13	0,02
	SANTA CRUZ	572651	0,39	0,15
SANTA MARIA	188925	0,13	0,02	
V. PARANAPANEMA	514949	0,35	0,12	
Total		148.427.169		2207,76
Sul	CEEE	14.694.629	39,71	1577,05
	CELESC	8.820.775	23,84	568,25
	CFLO	147.237	0,40	0,16
	COCEL	119.231	0,32	0,10
	COPEL	12.660.764	34,22	1170,70
	CORONEL VIVIDA	13834	0,04	0,001
	ELETROCAR	82481	0,22	0,05
	ELETROSUL	263150	0,71	0,51
	JOÃO CESA	5701	0,02	0,0002
	NOVA PALMA	29183	0,08	0,006
	PANAMBI	38727	0,10	0,01
	URUSSANGA	31061	0,08	0,01
	XANXERÊ	96170	0,26	0,07
Total		37.002.943		3316,91

Tabela 5.29: Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 1996

Região	Concessionárias	Energia em MWh	Participação (%)	Participação ao Quadrado
Centro-Oeste	CEB	2.971.905	23,34	544,94
	CELG	5.211.596	40,94	1675,80
	CEMAT	2139407	16,80	282,40
	CHESP	53648	0,42	0,18
	ENERSUL	2354366	18,49	342,00
Total		12.730.922		2845,32
Sudeste	BRAGANTINA	445.687	0,29	0,09
	CAIUÁ	652.613	0,43	0,18
	CAT-LEO	734.541	0,48	0,23
	CEMIG	33.316.100	21,88	478,68
	CENF	252455	0,17	0,03
	CERJ	5468477	3,59	12,90
	CESP	9425087	6,19	38,31
	CPEE	211378	0,14	0,02
	CPFL	16704335	10,97	120,34
	CSPE	266133	0,17	0,03
	ELETROPAULO	55148018	36,22	1311,59
	ENERGISA	12837	0,01	0,00
	ESCELSA	5232024	3,44	11,81
	FURNAS	437144	0,29	0,08
	JAGUARI	241725	0,16	0,03
	LIGHT	21695578	14,25	202,99
	MOCOCA	157547	0,10	0,01
	NACIONAL	313776	0,21	0,04
	POÇOS DE CALDAS	208988	0,14	0,02
	SANTA CRUZ	609124	0,40	0,16
SANTA MARIA	210065	0,14	0,02	
V. PARANAPANEMA	531889	0,35	0,12	
Total		152.275.521		2177,68
Sul	CEEE	15.519.601	39,45	1556,44
	CELESC	9.356.554	23,78	565,72
	COPEL	13476209	34,26	1173,56
	CFLO	157.310	0,40	0,16
	COCEL	122.913	0,31	0,10
	CORONEL VIVIDA	14428	0,04	0,001
	DEMEI	68279	0,17	0,03
	ELETROCAR	93347	0,24	0,06
	ELETROSUL	311059	0,79	0,63
	JOÃO CESA	6756	0,02	0,0003
	PANAMBI	40709	0,10	0,01
	NOVA PALMA	33.352	0,08	0,01
	URUSSANGA	34894	0,09	0,01
	XANXERÊ	102837	0,26	0,07
Total		39.338.248		3296,78

Tabela 5.30: Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 1997

Região	Concessionárias	Energia em MWh	Participação (%)	Participação ao Quadrado
Centro-Oeste	CEB	3.201.539	23,37	546,19
	CELG	5.564.207	40,62	1649,79
	CEMAT	2395715	17,49	305,84
	CHESP	56694	0,41	0,17
	ENERSUL	2480833	18,11	327,96
Total		13.698.988		2829,95
Sudeste	BRAGANTINA	517.102	0,32	0,10
	CAIUÁ	695.736	0,43	0,19
	CAT-LEO	800.612	0,50	0,25
	CEMIG	34.973.260	21,63	467,99
	CENF	271092	0,17	0,03
	CERJ	6142142	3,80	14,43
	CESP	10123865	6,26	39,22
	CPEE	222108	0,14	0,02
	CPFL	18054071	11,17	124,71
	CSPE	289203	0,18	0,03
	ELETRONUCLEAR	159139	0,10	0,01
	ELETROPAULO	58183210	35,99	1295,27
	ESCELSA	5527738	3,42	11,69
	FURNAS	401914	0,25	0,06
	JAGUARI	273784	0,17	0,03
	LIGHT	22871016	14,15	200,14
	MOCOCA	158479	0,10	0,01
	NACIONAL	340152	0,21	0,04
	POÇOS DE CALDAS	227179	0,14	0,02
	SANTA CRUZ	646754	0,40	0,16
SANTA MARIA	226806	0,14	0,02	
V. PARANAPANEMA	560188	0,35	0,12	
Total		161.665.550		2154,54
Sul	AES-SUL	4.480.220	9,83	96,55
	CEEE	13.609.539	29,85	890,90
	CELESC	10.204.509	22,38	500,87
	CFLO	160158	0,35	0,12
	COCEL	129094	0,28	0,08
	COPEL	14175027	31,09	966,48
	CORONEL VIVIDA	15740	0,03	0,001
	DEMEI	73470	0,16	0,03
	ELETROCAR	96319	0,21	0,04
	ELETROSUL	422483	0,93	0,86
	GERASUL	42847	0,09	0,01
	JOÃO CESA	7179	0,02	0,0002
	MUXFELDT	13555	0,03	0,001
	NOVA PALMA	37035	0,08	0,01
	PANAMBI	44393	0,10	0,01

Região	Concessionárias	Energia em MWh	Participação (%)	Participação ao Quadrado
Sul	RGE	1942339	4,26	18,15
	URUSSANGA	38554	0,08	0,01
	XANXERÊ	103658	0,23	0,05
Total		45.596.119		2474,17

Tabela 5.31: Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 1998

Região	Concessionárias	Energia em MWh	Participação (%)	Participação ao Quadrado
Centro-Oeste	CEB	3.438.953	23,60	556,73
	CELG	5.834.316	40,03	1602,41
	CEMAT	2.726.428	18,71	349,93
	CHESP	59.552	0,41	0,17
	ENERSUL	2515551	17,26	297,89
Total		14.574.800		2807,14
	BRAGANTINA	537.172	0,32	0,10
	CAIUÁ	712.318	0,43	0,18
	CAT-LEO	882.818	0,53	0,28
	CEMIG	36.045.930	21,58	465,84
	CENF	290.682	0,17	0,03
	CERJ	6.801.906	4,07	16,59
	CESP	4.917.181	2,94	8,67
	CPEE	229396	0,14	0,02
	CPFL	18731615	11,22	125,80
Sudeste	CSPE	307720	0,18	0,03
	BANDEIRANTE	22929407	13,73	188,50
	ELEKTRO	6067047	3,63	13,20
	ELETRONUCLEAR	265103	0,16	0,03
	ELETROPAULO	35577837	21,30	453,82
	ESCELSA	5904433	3,54	12,50
	FURNAS	484556	0,29	0,08
	JAGUARI	298921	0,18	0,03
	LIGHT	23742257	14,22	202,10
	MOCOCA	165749	0,10	0,01
	NACIONAL	354191	0,21	0,04
	POÇOS DE CALDAS	250124	0,15	0,02
	SANTA CRUZ	669633	0,40	0,16
	SANTA MARIA	258039	0,15	0,02
V. PARANAPANEMA	583477	0,35	0,12	
Total		167.007.512		1488,20
Sul	AES-SUL	6.228.912	14,28	203,99
	CEEE	5.515.173	12,65	159,92
	CELESC	10.664.066	24,45	597,91
	CFLO	173.820	0,40	0,159
	COCEL	132.921	0,30	0,093
	COPEL	15.005.456	34,41	1183,82
	CORONEL VIVIDA	16.237	0,04	0,001

Região	Concessionárias	Energia em MWh	Participação (%)	Participação ao Quadrado
Sul	DEMEI	77.972	0,18	0,032
	ELETROCAR	103191	0,24	0,056
	ELETROSUL	22207	0,05	0,003
	GERASUL	415005	0,95	0,906
	JOÃO CESA	7201	0,02	0,0003
	MUXFELDT	14664	0,03	0,001
	NOVA PALMA	38256	0,09	0,008
	PANAMBI	47673	0,11	0,012
	RGE	5004404	11,47	131,67
	URUSSANGA	40550	0,09	0,009
XANXERÊ	104330	0,24	0,057	
Total		43.612.038		2278,646

Tabela 5.32: Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 1999

Região	Concessionárias	Energia em MWh	Participação (%)	Participação ao Quadrado
Centro-Oeste	CEB	3.620.382	23,58	556,07
	CELG	6.179.443	40,25	1620,02
	CEMAT	2.886.680	18,80	353,52
	CHESP	61979	0,40	0,16
	ENERSUL	2604353	16,96	287,75
Total		15.352.837		2817,54
Sudeste	BRAGANTINA	571.611	0,34	0,12
	CAIUÁ	747.751	0,44	0,20
	CAT-LEO	940.368	0,56	0,31
	CEMIG	35.639.029	21,19	449,13
	CENF	297.032	0,18	0,03
	CERJ	7.119.338	4,23	17,92
	CESP	1.893.661	1,13	1,27
	CPEE	238.766	0,14	0,02
	CPFL	19.053.355	11,33	128,37
	CSPE	326.616	0,19	0,04
	BANDEIRANTE	22.052.456	13,11	171,96
	ELEKTRO	10.710.369	6,37	40,56
	ELETRONUCLEAR	330.052	0,20	0,04
	ELETROPAULO	35.400.513	21,05	443,14
	ESCELSA	6.043.260	3,59	12,91
	FURNAS	284998	0,17	0,03
	JAGUARI	319220	0,19	0,04
	LIGHT	23818344	14,16	200,61
	MOCOCA	170953	0,10	0,01
	NACIONAL	364916	0,22	0,05
POÇOS DE CALDAS	261276	0,16	0,02	
SANTA CRUZ	723674	0,43	0,19	
SANTA MARIA	263814	0,16	0,02	

Região	Concessionárias	Energia em MWh	Participação (%)	Participação ao Quadrado
Sudeste	V. PARANAPANEMA	595206	0,35	0,13
Total		168.166.578		1467,11
Sul	AES-SUL	6.798.359	14,79	218,86
	CEEE	5.784.356	12,59	158,44
	CELESC	11.203.169	24,38	594,34
	CFLO	189.080	0,41	0,169
	COCEL	139.759	0,30	0,092
	COPEL	15.609.062	33,97	1153,75
	CORONEL VIVIDA	17.012	0,04	0,001
	DEMEI	78.763	0,17	0,029
	ELETROCAR	109.232	0,24	0,057
	GERASUL	519.340	1,13	1,28
	JOÃO CESA	15.360	0,03	0,001
	MUXFELDT	15.990	0,03	0,001
	NOVA PALMA	42.183	0,09	0,008
	PANAMBI	47.749	0,10	0,011
RGE	5.236.452	11,40	129,85	
URUSSANGA	40.341	0,09	0,008	
XANXERÊ	107.640	0,23	0,055	
Total		45.953.847		2256,946

Tabela 5.33: Cálculo do Índice de Herfindahl-Hirschmann – Setor Distribuição / Ano 2000

Região	Concessionárias	Energia em MWh	Participação (%)	Participação ao Quadrado
Centro-Oeste	CEB	3.781.774	23,14	535,24
	CELG	6.512.785	39,84	1587,40
	CEMAT	3.175.090	19,42	377,28
	CHESP	65.761	0,40	0,16
	ENERSUL	2.811.032	17,20	295,72
Total		16.346.442		2795,80
Sudeste	BRAGANTINA	613.186	0,35	0,12
	CAIUÁ	789.288	0,45	0,20
	CAT-LEO	1.004.058	0,57	0,33
	CEMIG	37.540.051	21,44	459,77
	CENF	312.555	0,18	0,03
	CERJ	7165897	4,09	16,75
	CESP	2117602	1,21	1,46
	CPEE	254776	0,15	0,02
	CPFL	20375049	11,64	135,44
	CSPE	344642	0,20	0,04
	BANDEIRANTE	21981649	12,56	157,64
	ELEKTRO	11273635	6,44	41,46
	ELETRONUCLEAR	401663	0,23	0,05
	ELETROPAULO	37506015	21,42	458,94
ESCELSA	6460486	3,69	13,62	

Região	Concessionárias	Energia em MWh	Participação (%)	Participação ao Quadrado
Sudeste	FURNAS	276918	0,16	0,03
	JAGUARI	355962	0,20	0,04
	LIGHT	23819965	13,61	185,11
	MOCOCA	175666	0,10	0,01
	NACIONAL	385163	0,22	0,05
	POÇOS DE CALDAS	274568	0,16	0,02
	SANTA CRUZ	754367	0,43	0,19
	SANTA MARIA	267318	0,15	0,02
	V. PARANAPANEMA	624469	0,36	0,13
Total		175.074.948		1471,49
	AES-SUL	7.341.651	14,85	220,53
	CEEE	6.196.515	12,53	157,10
	CELESC	12.031.509	24,34	592,27
Sul	CFLO	196.076	0,40	0,157
	COCEL	151.457	0,31	0,094
	COOPERALIANÇA	87.566	0,18	0,031
	COPEL	16.673.942	33,73	1137,50
	CORONEL VIVIDA	18.057	0,04	0,001
	DEMEI	80.849	0,16	0,03
	ELETROCAR	120.881	0,24	0,06
	GERASUL	549.335	1,11	1,23
	JOÃO CESA	20.070	0,04	0,002
	MUXFELDT	18.213	0,04	0,001
	NOVA PALMA	44.661	0,09	0,008
	PANAMBI	51.524	0,10	0,011
	RGE	5.689.076	11,51	132,42
URUSSANGA	46.351	0,09	0,01	
XANXERÊ	120.395	0,24	0,06	
Total		49.438.128		2241,511

Tabela 5.34: Resumo dos valores obtidos para o índice HHI do setor de distribuição

Anos	Regiões		
	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
1995	2859,23	2207,76	3316,91
1996	2845,32	2177,68	3296,78
1997	2829,95	2154,54	2474,17
1998	2807,14	1488,20	2278,65
1999	2817,54	1467,11	2256,95
2000	2795,80	1471,49	2241,51

Pelas tabelas 5.28 a 5.34 pode-se verificar que o número de empresas variou ao longo do período considerado, o qual é resumido na tabela 5.35

Tabela 5.35: Variação do número de empresas do setor de distribuição (1995-2000)

Anos	Regiões		
	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
1995	5	22	13
1996	5	22	14
1997	5	22	18
1998	5	24	18
1999	5	24	17
2000	5	24	18

Pela tabela 5.35, constata-se que os mercados das regiões Centro-Oeste e Sul são altamente concentrados (segundo os níveis de concentração da tabela 5.14); já os mercados da região sudeste são altamente concentrados entre os anos de 1995 e 1997, passando a moderadamente concentrados de 1998 a 2000.

O mercado da região centro-oeste permanece com variação < 50 ao longo do período, isto é, a variação pequena não provoca efeitos adversos na concorrência, não necessitando de maiores análises. O mercado da região sul localiza-se nesta mesma categoria entre os anos de 1995 e 1996, mas apresenta variações maiores entre os anos de 1996 e 1997 (maiores que 100 pontos), requerendo-se uma análise mais detalhada, pois segundo classificação de variações, este mercado neste ano em relação ao anterior, possui posição dominante perante os demais analisados, e/ou com grandes chances de facilitação de abuso de mercado. Esta conclusão também serve para o ano seguinte, pois a variação entre os anos de 1997 e 1998 foi de mais de 190 pontos. Nos próximos dois anos (1999 e 2000), o índice permanece na categoria altamente concentrado, mas com variações inferiores a 50, ou seja, não provocando alterações na concorrência e, por isso não precisando de análise mais detalhada. Acredita-se com isso que o mercado, nos anos de 1999 e 2000, adaptou-se ao comportamento de mudança, ou seja, quando acontece a mudança o mercado sente o impacto e gera algumas alterações no comportamento do mesmo, mas que, com o passar do tempo, se tornam mais amenas.

A grande variação (mais de 800 pontos) deste mercado, entre os anos de 1996 e 1997, e mais de 190 pontos, entre os anos de 1997 e 1998, pode também ser explicada pelo fato de que aumentaram o número de empresas (de 14 para 18, nos anos 1996 e 1997, respectivamente), como se pode perceber pela tabela 5.35, fazendo com que o mercado sentisse este aumento.

O mercado da região sudeste apresenta-se altamente concentrado nos anos de 1995-1997, passando a moderadamente concentrado nos anos seguintes. Como esta variação foi abrupta

(cerca de 670 pontos), requer-se uma análise mais detalhada, podendo também ter havido efeitos negativos sobre a concorrência.

Estabelecendo-se um paralelo entre as regiões sudeste e sul, pode-se verificar que na região sudeste o número de empresas aumentou entre os anos de 1997 e 1998 (de 22 para 24), porém o valor do índice fez com que este mercado passasse da categoria de altamente concentrado à de moderadamente concentrado. Na região sul, que também ocorreu o aumento do número de empresas (de 14 para 18), entre os anos de 1996 e 1997 ele permaneceu na mesma categoria. Um outro fator que pode explicar este fato é que, na região sudeste, a distribuição do mercado é mais homogênea, isto é, com uma distribuição do mercado mais uniforme entre as empresas. Já na região sul, a distribuição é mais heterogênea, com poucas empresas detendo maior porcentagem em detrimento à maioria.

5.2 Arquitetura da Cadeia de Suprimentos para fins de Modelagem Matemática

De uma forma geral, a configuração da cadeia de suprimentos do setor elétrico é muito extensa para o Brasil e, devido a isto, inicialmente foi delimitado um estudo de caso para as regiões sul, sudeste e centro-oeste. Mesmo com esta delimitação, a quantidade de usinas continuou muito grande, e para efeitos de modelagem matemática, o modelo foi desenvolvido para uma parcela da bacia do Paranaíba, para o qual conseguiu-se uma base de dados mais homogênea. Quanto ao tempo, o horizonte de planejamento utilizado foi de doze meses.

A despeito de diversas tentativas junto aos órgãos ligados ao sistema elétrico (ONS, Eletrobrás, ANEEL, MME, entre outros) para aquisição dos dados necessários à modelagem, houve diversas dificuldades para obtenção dos mesmos. Apesar do ONS possuir a grande maioria dos dados necessários para a modelagem, os mesmos encontravam-se, em sua maioria, divididos regionalmente e em base diária. A necessidade para o modelo é de que os dados fossem repassados por usinas. Devido a isso, entrou-se em contato com as empresas geradoras, ou seja, responsáveis operacionalmente pelas usinas. Pouquíssimas empresas responderam à solicitação.

Sendo assim, a redução do problema é justificada e a metodologia proposta inicialmente não é comprometida, continuando perfeitamente compatível com o nível de detalhamento requerido para subsidiar a análise.

5.2.1 Formulação do Problema de Otimização do Suprimento Hidroenergético

A formulação do problema apresentada nesta seção indica a seqüência de fluxos e transformações insumo – produto (energia elétrica), caracterizando, desta forma, a análise da cadeia de suprimentos de forma quantitativa para o caso proposto. Pretende-se com esta formulação, juntamente com o levantamento de parâmetros, propor ações que possam induzir a uma gestão colaborativa da cadeia de suprimentos do setor elétrico.

Devido à sazonalidade da demanda (carga elétrica) e da disponibilidade de insumos (especialmente o hidrológico, na forma de vazões fluviais), tal formulação considera a natureza temporal dos processos e das relações entre as variáveis de interesse. O balanço dos fluxos, nesta arquitetura de redes, é feito em intervalos de discretização mensal.

Para melhor caracterização do problema, a seguir é apresentada a figura 5.14, que mostra a topologia do sistema hidroelétrico do rio Paranaíba.

A figura 5.15 mostra a representação gráfica do problema. Segue a formulação matemática, que inclui a função objetivo e as restrições consideradas.

Figura 5.14: Configuração topológica do sistema hidroelétrico do rio Paranaíba

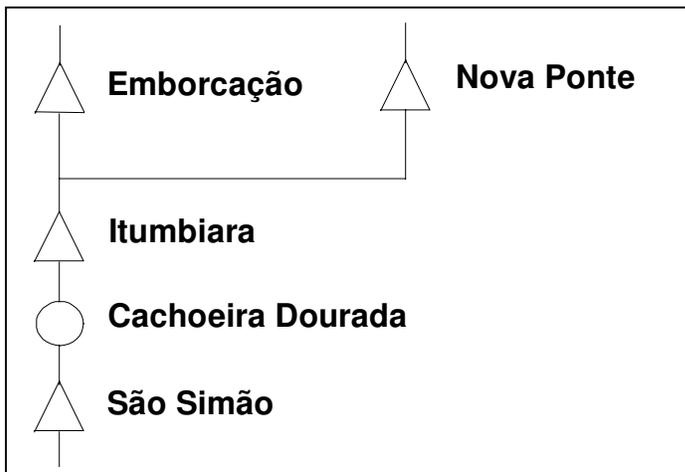
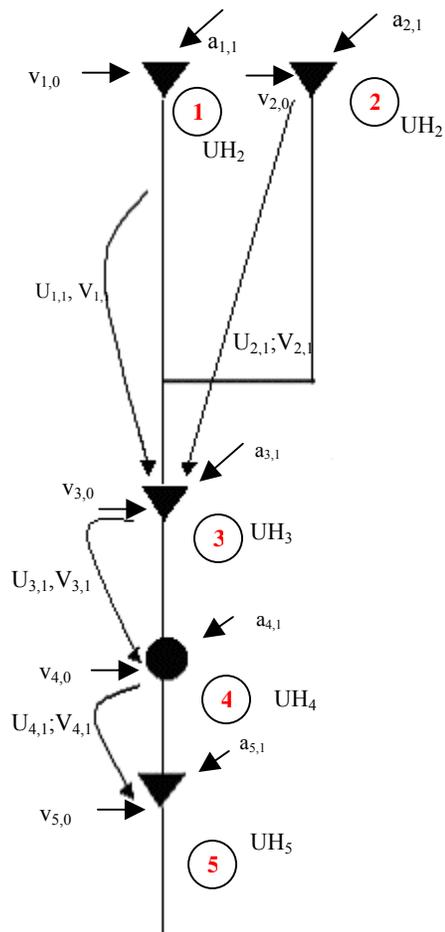


Figura 5.15: Configuração do sistema Paranaíba, para $t=1$



Notação:

$i \rightarrow$ usina = 1-5 (EMB: Emborcação, NVP: Nova Ponte, ITB: Itumbiara, CDO: Cachoeira Dourada, SSM: São Simão), sendo que a usina 4 (Cachoeira Dourada) é a fio d'água e as demais apresentam capacidade regularizadora).

$t \rightarrow$ tempo = 1-12 meses

$U_{i,t} \rightarrow$ Volume Turbinado (m^3/s) na usina i , no tempo t

$V_{i,t} \rightarrow$ Volume Vertido (m^3/s) na usina i , no tempo t

$v_{i,t} \rightarrow$ Volume Inicial (hm^3) na usina i , no tempo t

$UH_i \rightarrow$ Usina Hidrelétrica

$a_{i,t} \rightarrow$ Vazão Afluente (m^3/s) na usina i , no tempo t

Com base na configuração dada, a função objetivo é minimizar o déficit (DEF - MWmédio), em relação à meta de geração mensal (T), maximizando, também, a geração mensal garantida (todos os meses) (variável FEC - MWmédio). A equação abaixo traduz a função objetivo:

$$Max \left(\sum_{t=1}^{12} [p.FEC - qDEF(t)] \right)$$

onde:

p : peso atribuído à energia mensal garantida (a ser maximizada);

q : peso atribuído ao déficit mensal em relação à meta (demanda energética), a ser minimizado;

As restrições do problema são apresentadas adiante:

a) Volume Inicial igual a reservatório cheio

$$XINI_{U1,JJ,SE} = \text{Volume considerando o reservatório cheio}$$

b) Equações para balanço de Massa entre os reservatórios

- Reservatório da Usina 1 (Emborcação):

$$XF_{U1,JJ,SE} = (XINI_{U1,JJ,SE} + HYDRO_{U1,JJ,SE} - PT_{U1,JJ,SE} - PV_{U1,JJ,SE}) * 0,0036 * NHM(JJ)$$

- Reservatório da Usina 2 (Nova Ponte):

$$XF_{U2,JJ,SE} = (XINI_{U2,JJ,SE} + HYDRO_{U2,JJ,SE} - PT_{U2,JJ,SE} - PV_{U2,JJ,SE}) * 0,0036 * NHM(JJ)$$

- Reservatório da Usina 3 (Itumbiara):

$$XF_{U3,JJ,SE} = (XINI_{U3,JJ,SE} + HYDRO_{U3,JJ,SE} + PT_{U1,JJ,SE} + PV_{U1,JJ,SE} - PT_{U3,JJ,SE} - PV_{U3JJ,SE} + PT_{U2,JJ,SE} + PV_{U2,JJ,SE}) * 0,0036 * NHM(JJ)$$

- Reservatório da Usina 4 (Cachoeira Dourada, a fio d'água):

$$XF_{U4,JJ,SE} = (XINI_{U4,JJ,SE} + HYDRO_{U4,JJ,SE} - PT_{U4,JJ,SE} - PV_{U4,JJ,SE} + PT_{U3,JJ,SE} + PV_{U3JJ,SE}) * 0,0036 * NHM(JJ)$$

- Reservatório da Usina 5 (São Simão):

$$XF_{U5,JJ,SE} = (XINI_{U5,JJ,SE} + HYDRO_{U5,JJ,SE} - PT_{U5,JJ,SE} - PV_{U5,JJ,SE} + PT_{U4,JJ,SE} + PV_{U4,JJ,SE}) \\ * 0,0036 * NHM(JJ)$$

c) Limites de Vazão Turbinada em cada Usina

$$U_{JS,min} \leq PT_{JS,JJ,SE} \leq U_{JS,máx}$$

d) Função da Produtibilidade em cada Usina

$$PRT_{JS,JJ,SE} \geq PRTSP_{(JS)} * ((A0_{(JS)} + A1_{(JS)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} + \\ A2_{(JS)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} + \\ + A3_{(JS)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} + \\ A4_{(JS)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} \\ - C0_{(JS)} - C1_{(JS)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} \\ - C2_{(JS)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} - \\ C3_{(JS)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} - \\ C4_{(JS)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)}) \\ * (100 - VPC_{(JS)})/100) - PCC_{(JS)} - 0.002;$$

$$PRT_{JS,JJ,SE} \leq PRTSP_{(JS)} * ((A0_{(JS)} + A1_{(JS)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} + \\ A2_{(JS)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} + \\ + A3_{(JS)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} + \\ A4_{(JS)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} * AUX1_{(JS,JJ,SE)} \\ - C0_{(JS)} - C1_{(JS)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} \\ - C2_{(JS)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} - \\ C3_{(JS)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} - \\ C4_{(JS)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)} * AUX2_{(JS,JJ,SE)}) \\ * (100 - VPC_{(JS)})/100) - PCC_{(JS)} + 0.002;$$

Onde:

$$- AUX1_{(JS,JJ,SE)} = (XINI_{(JS,JJ,SE)} + XF_{(JS,JJ,SE)})/2;$$

$$- AUX2_{(JS,JJ,SE)} = PT_{(JS,JJ,SE)} + PV_{(JS,JJ,SE)};$$

A produtibilidade em cada usina é calculada com base no volume médio armazenado no mês, que é definido pela variável auxiliar (AUX1). De forma similar, a queda bruta é calculada em função do nível médio (mensal) no canal de fuga, definido pela variável auxiliar (AUX2).

e) Limite de Geração de Potência Ativa

$$PRT_{(JS,JJ,SE)} * PT_{(JS,JJ,SE)} \leq POWER_{(JS,JJ)};$$

f) Deplecionamento máximo mensal dos volumes dos reservatórios

$$XINI_{(JS,JJ,SE)} - XF_{(JS,JJ,SE)} \leq DEP_{(JS)};$$

g) Atendimento da Meta Mensal (Demanda Energética) com o Total de Produção Hidráulica das Usinas

$$AP_{(JJ,SE)} + DEF_{(JJ)} \geq T$$

$$AP_{(JJ,SE)} = \sum_{JS=1}^5 PRT_{(JS,JJ,SE)} * PT_{(JS,JJ,SE)}$$

$$\sum_{JS=1}^5 PRT_{(JS,JJ,SE)} * PT_{(JS,JJ,SE)} \geq FEC$$

h) Geração Hidroelétrica em cada usina

$$GH_Usina_{(JS,JJ,SE)} = (PT_{(JS,JJ,SE)} * PRT_{(JS,JJ,SE)});$$

Nomenclatura adotada para as variáveis:

- $PT_{(JS, JJ, SE)}$ = vazão turbinada na usina JS no período JJ.
- $PV_{(JS, JJ, SE)}$ = vazão vertida na usina JS no período JJ.
- $XINI_{(JS, JJ, SE)}$ = volume inicial da usina JS no período JJ.
- $XF_{(JS, JJ, SE)}$ = volume final da usina JS no período JJ.
- $AUX1_{(JS, JJ, SE)}$ = variável auxiliar.
- $AUX2_{(JS, JJ, SE)}$ = variável auxiliar.
- $PRT_{(JS, JJ, SE)}$ = produtibilidade.
- FEC = geração mensal garantida (todos os meses) (MW-médio)
- NHM = Número de horas do mês
- $VPC_{(JS)}$ = Coeficientes para calculo percentual da perda de carga no conduto forçado

- $PCC_{(JS)}$ = Valor de perda de carga (constante) no conduto forçado (m)
- $A_{n(JS)}$ = Coeficientes do Polinômio Cota (m) x Volume (hm^3)
- $C_{n(JS)}$ = Coeficientes do Polinômio Cota(m) x Vazão (m^3/s) no canal de fuga
- $PRTSP_{(JS)}$ = Produtibilidade específica de cada usina ($MW/m^3/s.m$)
- $POWER_{(JS, JJ)}$ = Potência máxima (MW) de cada usina
- $HYDRO_{(JS, JJ, SE)}$ = Vazão Afluente (m^3/s)
- $DEP_{(JS)}$ = Deplecionamento máximo nos reservatórios ($hm^3/mês$)
- $AP_{(SE, JJ)}$ = é a soma das produções hidroelétricas das usinas do sistema.
- T = Meta Mensal (demanda energética mensal para o sistema)
- DEF é o déficit em relação a T
- $GH_Usina_{(JS, JJ, SE)}$ = Geração Hidroelétrica em cada Usina

São dados:

- Condições iniciais dos reservatórios ($t = 0$): $v_{i,0}$ para $i = 1-5$.
- Vazão turbinada mínima e máxima (m^3/s): $U_{JS, \min}$ e $U_{JS, \max}$
- Volume máximo e mínimo operacional dos reservatórios (m^3): $VMAX_{(JS, JJ)}$ e $VMIN_{(JS, JJ)}$
- Produtividade específica da usina ($Mw/m^3/s/m$): $PRTSP_{(JS)}$
- Vazão afluente (m^3/s) média mensal à usina i : $HYDRO_{JS, JT}$
- Demanda Energética Mensal (MW-médios) = T

A formulação previamente descrita caracteriza um problema de programação não-linear (com alto grau de não linearidade em algumas restrições) e função objetivo linear. A solução do problema é obtida através do algoritmo do Gradiente Reduzido Generalizado (ABADIE e CARPENTIER, 1969) adotado no software comercial GAMS/CONOPT, o qual foi utilizado no modelo e permitiu resolver o problema muito satisfatoriamente.

O fato de terem sido simulados três casos, justifica-se pela necessidade de avaliar a aplicabilidade da metodologia proposta. Quando propõe-se a cadeia de suprimentos integrada, os estágios devem estar conectados, de modo a maximizar a eficiência, aumentando a qualidade e minimizando custos.

Para avaliar-se a robustez da cadeia, deve-se considerar que, para qualquer perturbação em um dos estágios, toda a cadeia sofrerá o efeito em diferentes proporções.

Desta maneira, para os três casos simulados, configura-se a introdução de perturbações na cadeia, isto é, em cada cenário proposto, há uma mudança na oferta e demanda. O efeito destas perturbações é mostrado na tabela 5.36.

Tabela 5.36: Resumo dos casos modelados e resultados da otimização

Caso Estudado	Cenário de Demanda Energética (T)		Cenário de Oferta Hidrológica	Resultados da Otimização		Ocorre Vertimentos ?
	Valor (MW-medios)	% da Capac. Instalada		Geração Mensal Garantida	Déficit em Relação à Meta (T)	
Caso C-1	4128	65%	MLT	4003,6	124,4	Não
	5398	85%	MLT	4003,6	1.394,6	Não
	6350	100%	MLT	4003,6	2.346,4	Não
Caso C-2	4128	65%	1982 (167% da MLT)	5.279,9	0,0	Sim: usinas U1,U2 e U3
	5398	85%	1982 (167% da MLT)	5.279,9	118,1	Sim: usinas U4 e U5
	6350	100%	1982 (167 % da MLT)	5.279,9	1.070,1	Sim: usinas U4 e U5
Caso C-3	4128	65%	1970 (54 % da MLT)	2.191,1	1.936,9	Não
	5398	85%	1970 (54 % da MLT)	2.191,1	3.206,9	Não
	6350	100%	1970 (54 % da MLT)	2.191,1	4.158,9	Não

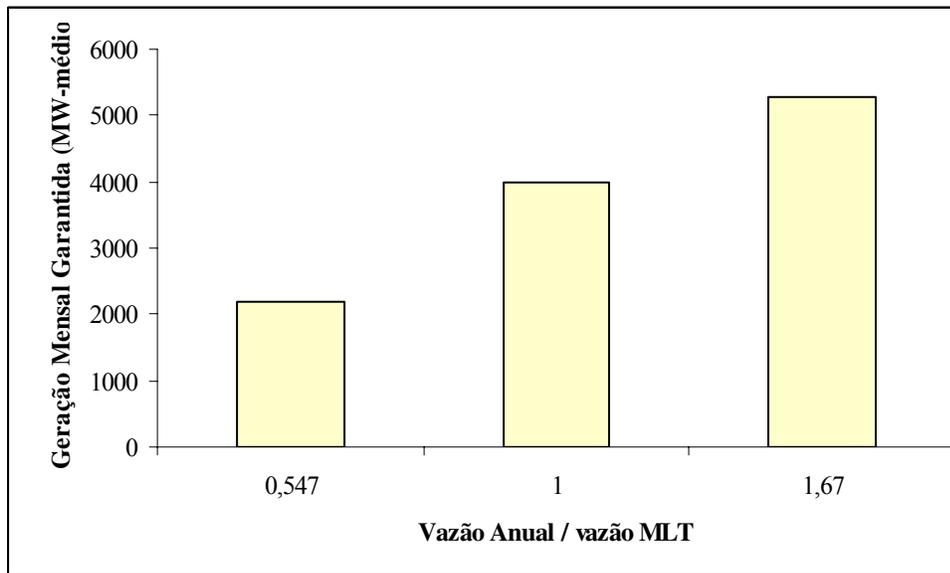
Conforme mostrado na tabela 5.36, os resultados do caso 1 revelam o comportamento do sistema produtor sob diferentes cenários de demanda energética, verificando-se progressivos valores de déficit (124,39 MW-medios; 1394,39 MW-medios e 2346,39 MW-médios) com o aumento do patamar de demanda energética. Em todos esses casos a capacidade produtora garantida é a mesma (4003,6 MW-medios), determinada pela disponibilidade hídrica (média das vazões mensais de longo termo –MLT). Não ocorrem vertimentos em nenhum dos casos, evidenciando uma boa coordenação dos recursos de geração e estoque da água armazenada nos reservatórios.

No segundo e terceiro casos utiliza-se um ano (1982) com grande disponibilidade hídrica (denominado ano “úmido”) e um ano (1970) com baixa disponibilidade hídrica (denominado ano “seco”) para caracterizar a oferta, respectivamente. Para esses dois casos os resultados dos déficits definidos pelo modelo de otimização são proporcionais às demandas energética

requeridas. Apenas no ano de 1982 ocorreram vertimentos, o que pode ser interpretado em decorrência do grande volume fluvial disponível nesse ano (67% superior à média de longo termo). Em especial, nos cenários de maior demanda (85% e 100% da capacidade instalada) para o ano de 1982, os vertimentos ocorrem nas usinas de jusante, caracterizando situações de vertimentos não turbináveis.

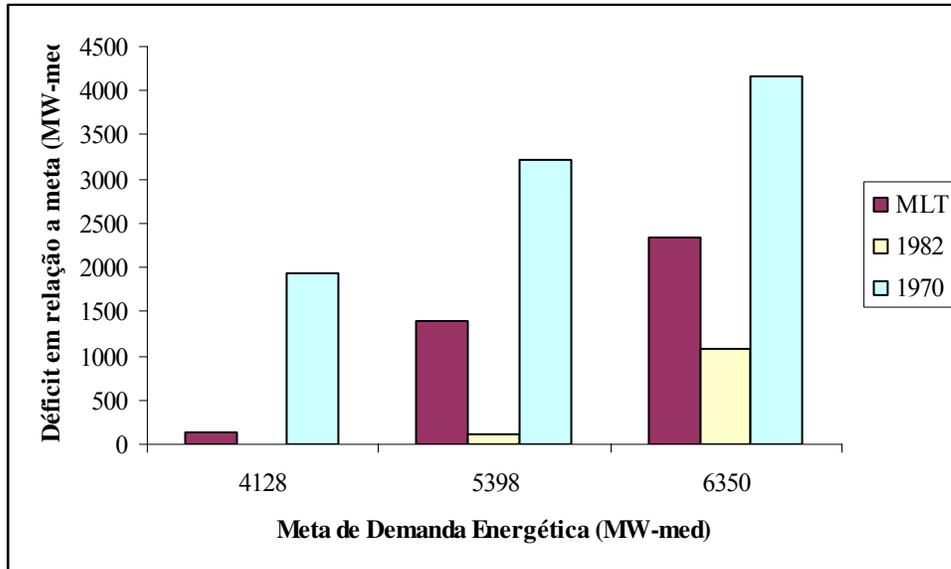
A figura 5.16 apresenta a geração mensal garantida para cada caso estudado (C1, C2 e C3), evidenciando a grande dependência da capacidade de produção em função do insumo hidrológico.

Figura 5.16: Geração Mensal Garantida em Função da Oferta Hidrológica (Casos C1, C2 e C3)



A figura 5.17 apresenta uma análise do efeito das perturbações na oferta (insumo hidrológico) e na demanda energética (diferentes patamares de metas de geração) sobre a magnitude dos déficits. Evidencia-se uma maior predominância do efeito hidrológico na formação da magnitude dos déficits do que o aumento da demanda energética (mesmo diante da considerável amplitude dos aumentos da demanda energética), indicando a necessidade e conveniência da complementação térmica para redução dos riscos de déficits.

Figura 5.17: Análise do efeito das perturbações na Oferta e na Demanda Energética

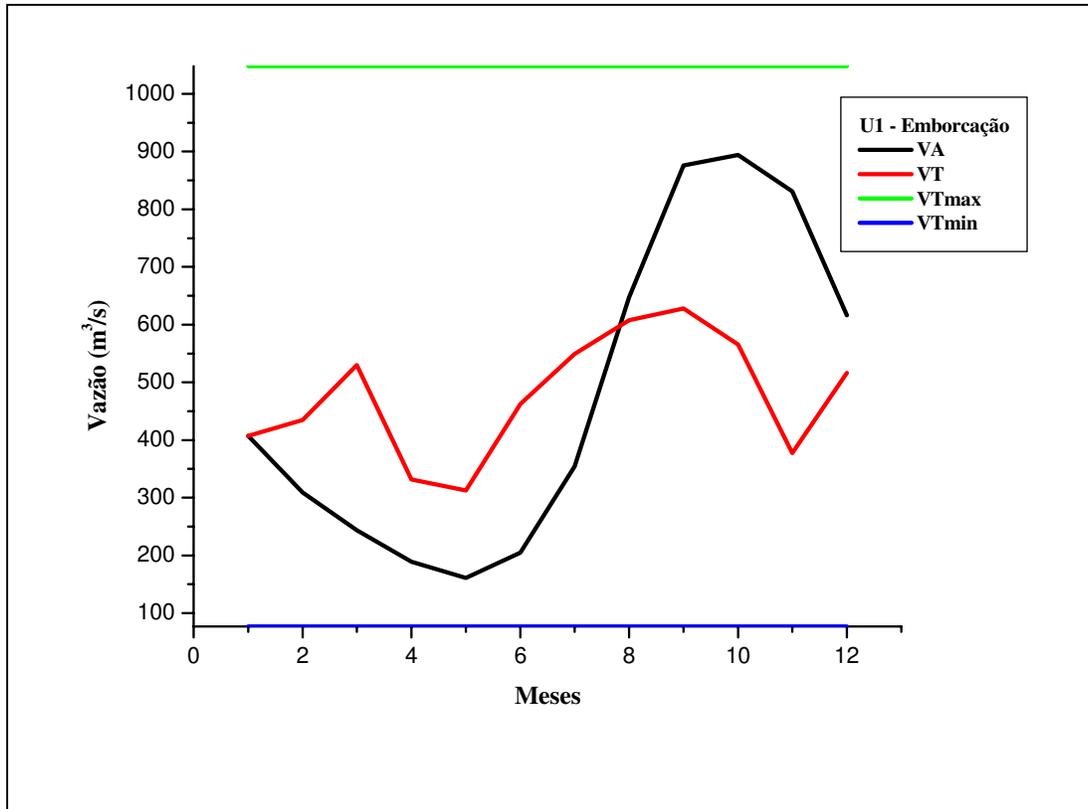


A título ilustrativo, são apresentadas, nas figuras 5.18 a 5.24, os resultados detalhados do modelo para o caso C-1, rodado com a MLT (Média de Longo Termo), com um cenário de demanda (65% da capacidade instalada).

Nas figuras 5.18 a 5.22 (65% da capacidade instalada), são apresentados gráficos comparativos entre Vazões: Afluente, Turbinada, Turbinada Máxima e Turbinada Mínima das cinco usinas que compõem o sistema.

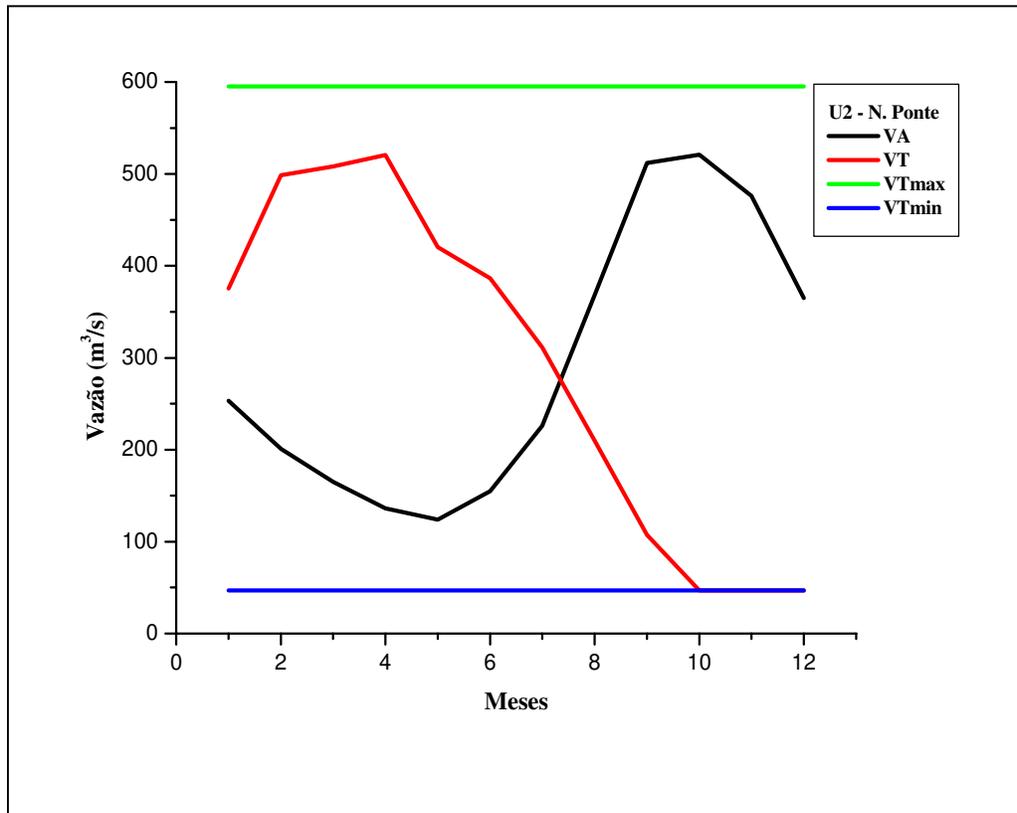
A figura 5.23 (65% da capacidade instalada) apresenta os resultados de percentagens de volume útil para todas as usinas, durante o ano hidrológico e a figura 5.24 apresenta os valores de geração hidroelétrica das usinas e total.

Figura 5.18: Vazões: Afluente (VA), Turbinada(VT) , Turbinada Máxima (VTmax) e Turbinada Mínima (VTmin) da Usina U1 para Demanda Energética igual a 65% da capacidade Instalada.



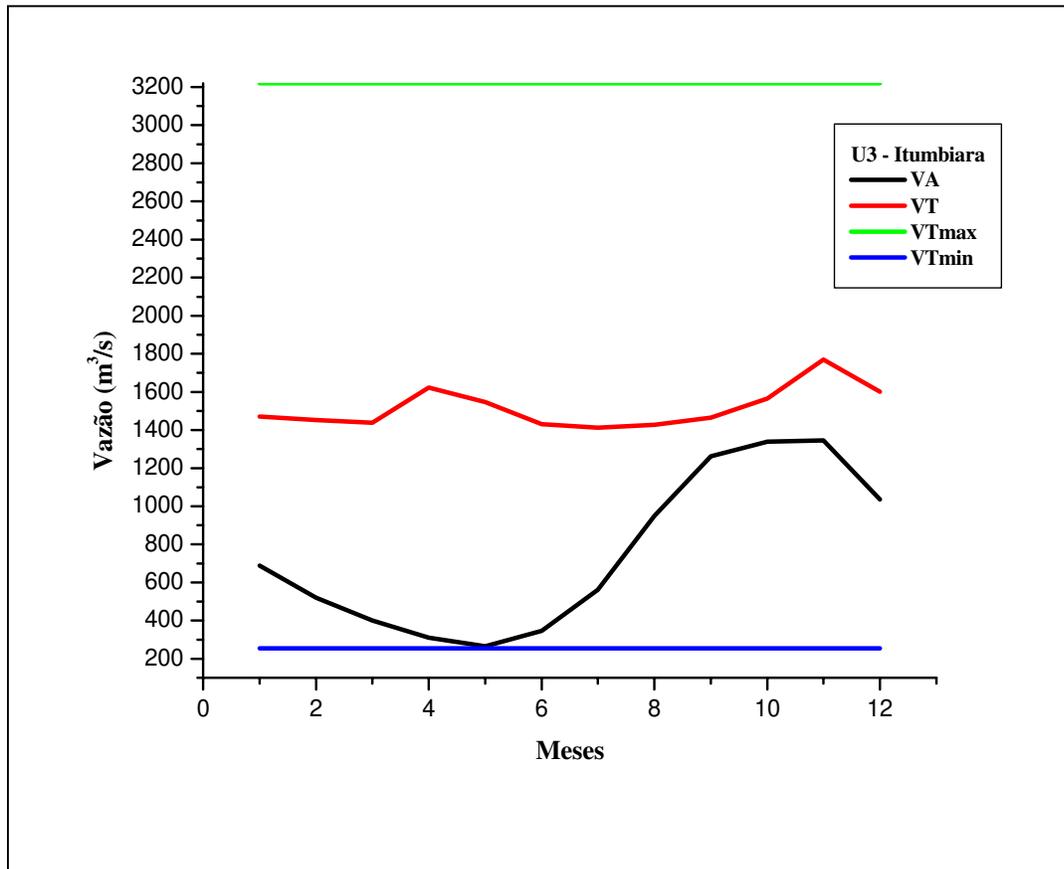
Pelo que se pode verificar através da figura 5.18, o modelo apresentou resultados coerentes na usina de Emborcação, isto é, a vazão turbinada tende a crescer no período chuvoso e decrescer nos secos. Em termos de cadeia de suprimentos integrada, esta usina está adequando o uso de sua matéria-prima à oferta possível da mesma.

Figura 5.19: Vazões: Afluente (VA), Turbinada (VT) , Turbinada Máxima (VTmax) e Turbinada Mínima (VTmin) da Usina U2 para Demanda Energética igual a 65% da capacidade Instalada.



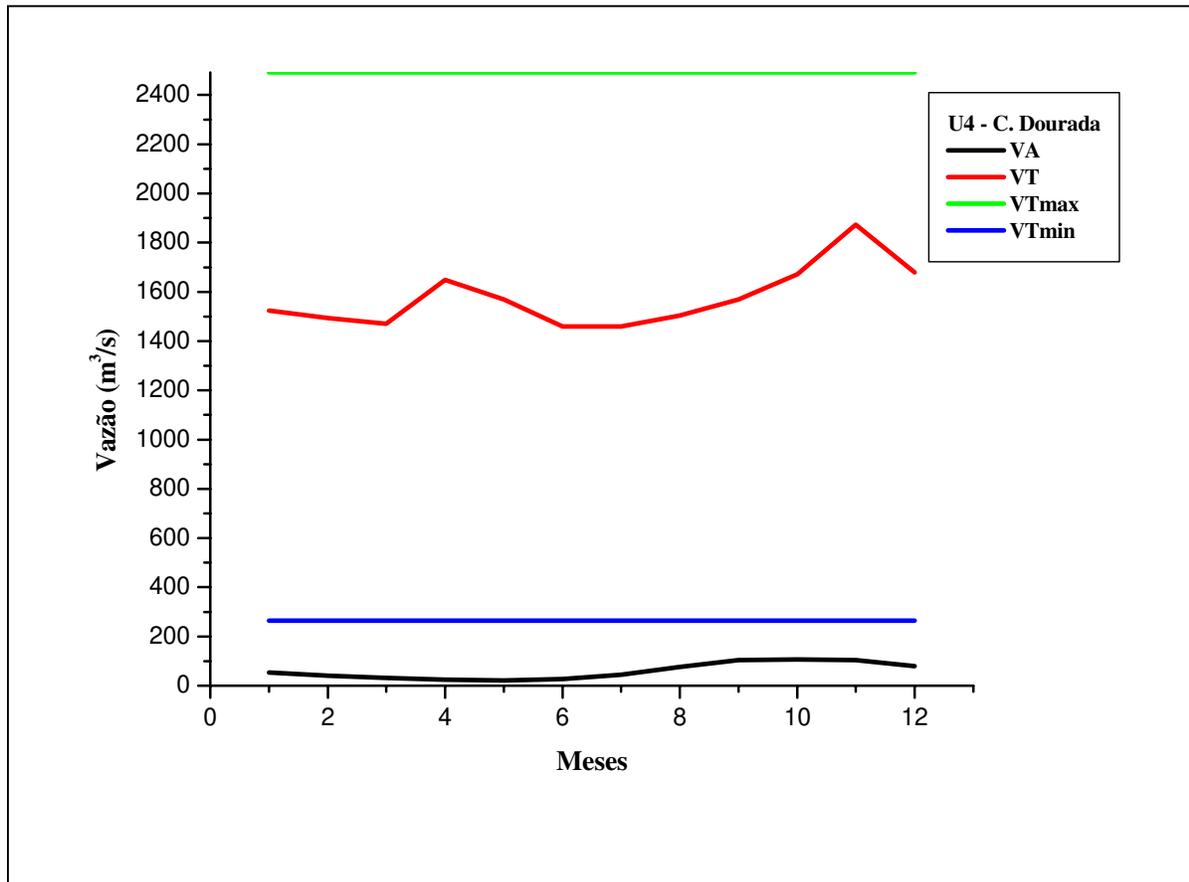
Verifica-se na figura 5.19, similar coerência à figura 5.18, isto é, valores turbinados maiores que a vazão afluente (representada pela MLT) nos meses chuvosos e menores nos meses secos. Igualmente a usina de Emborcação, a usina de Nova Ponte está adequando o uso de sua matéria-prima à oferta possível da mesma.

Figura 5.20: Vazões: Afluente (VA), Turbinada (VT) , Turbinada Máxima (VTmax) e Turbinada Mínima (VTmin) da Usina U3 para Demanda Energética igual a 65% da capacidade Instalada.



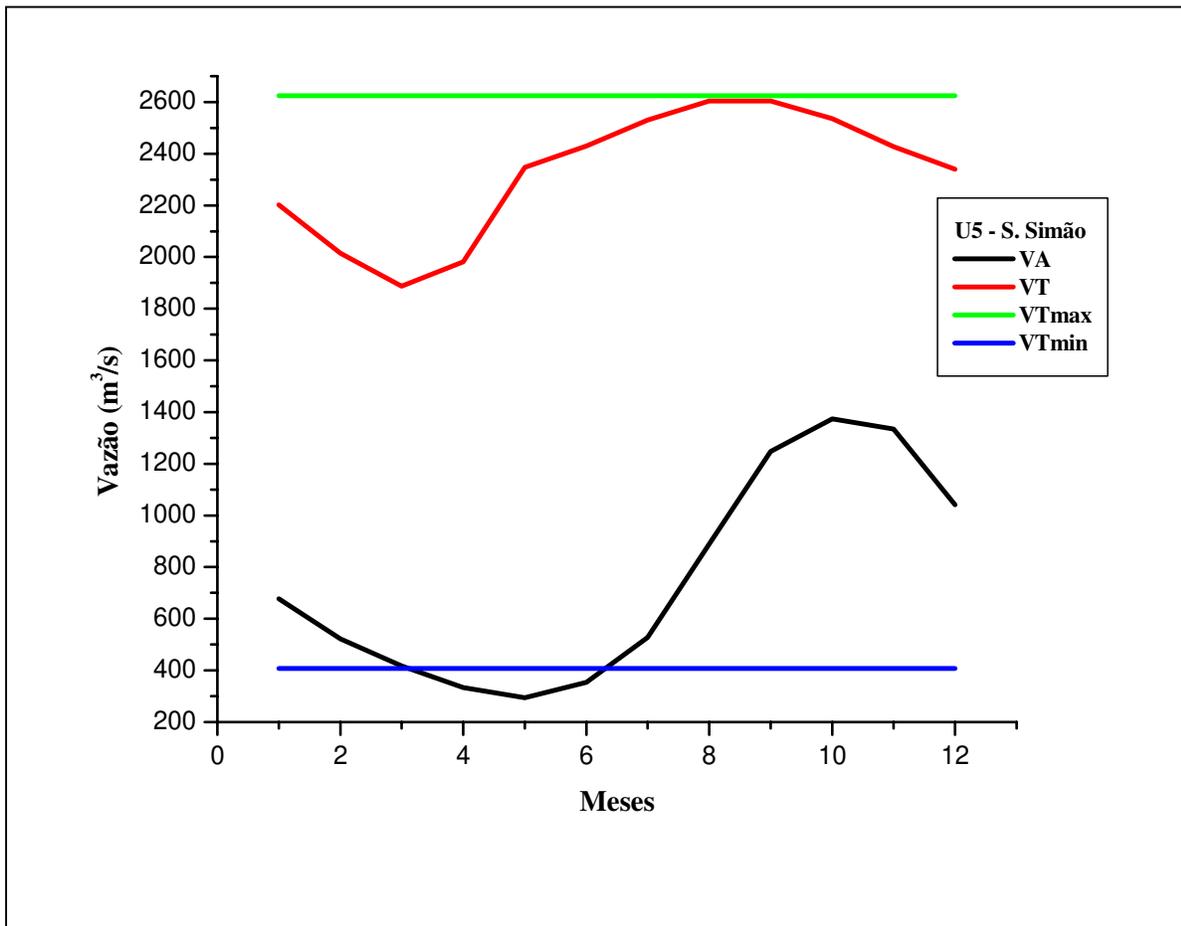
Pode-se verificar, através da figura 5.20, que as vazões turbinadas resultantes do modelo aparecem sempre maiores que as vazões afluentes. Isto pode-se justificar pelo fato desta usina receber água de dois reservatórios a montante (Emborcação e Nova Ponte) e precisar disponibilizar mais água para os reservatórios a jusante (Cachoeira Dourada e São Simão) suprirem sua demanda. Nos moldes de cadeia de suprimentos integrada, esta usina pode utilizar sua matéria-prima além de sua oferta, a qual é justificada pela própria configuração do sistema.

Figura 5.21: Vazões: Afluente (VA), Turbinada (VT), Turbinada Máxima (VTmax) e Turbinada Mínima (VTmin) da Usina U4 para Demanda Energética igual a 65% da capacidade Instalada.



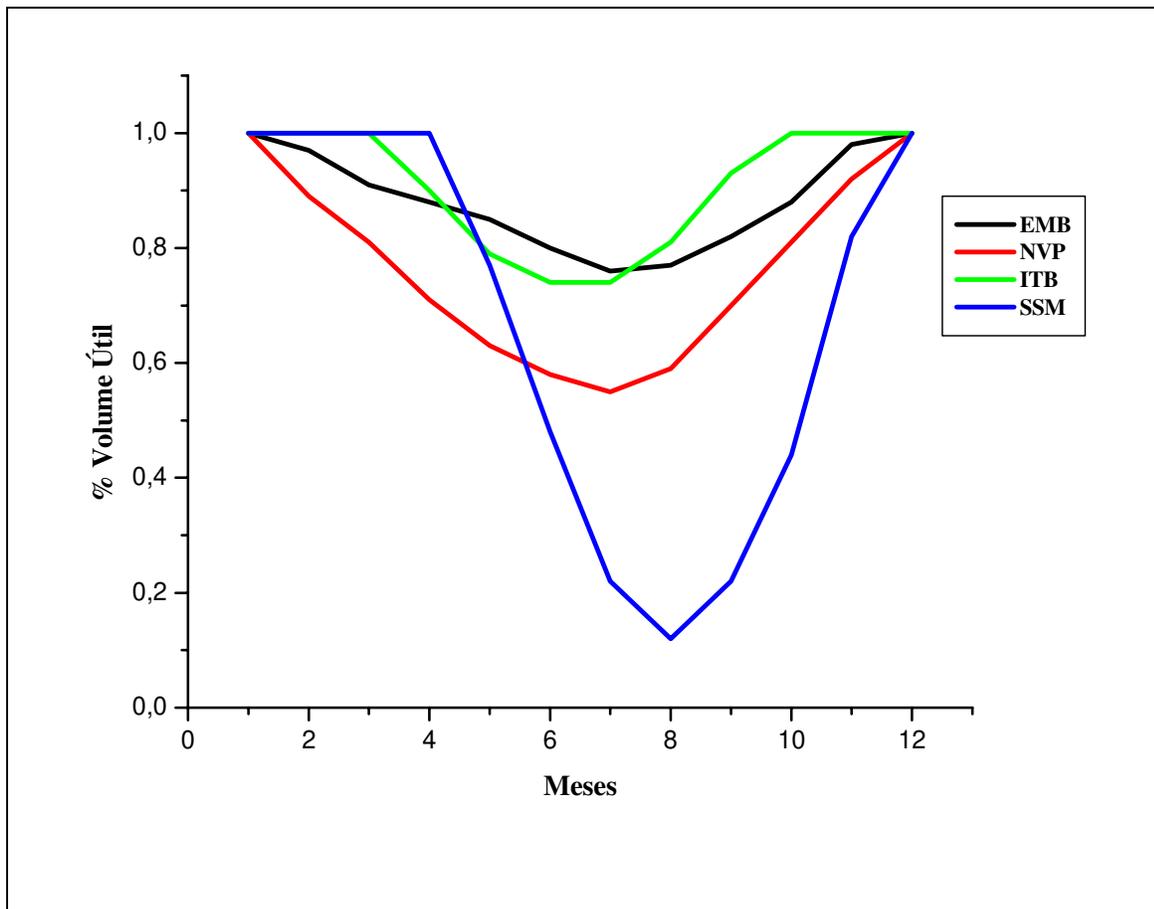
Os valores de vazão turbinada, apresentados na figura 5.21, para a Usina de Cachoeira Dourada, são muito maiores do que a vazão afluente, o que pode ser explicado pelo fato desta usina receber muita água do reservatório imediatamente a montante e não possuir reservatório de armazenagem (usina a fio d'água). Em termos de cadeia de suprimentos integrada, esta usina funcionaria como “just in time”, isto é, o produto seria imediatamente entregue na quantidade demandada, não importando o quanto chega de matéria-prima, pois esta é automaticamente transformada no produto.

Figura 5.22: Vazões: Afluente (VA), Turbinada (VT) , Turbinada Máxima (VTmax) e Turbinada Mínima (VTmin) da Usina U5 para Demanda Energética igual a 65% da capacidade Instalada.



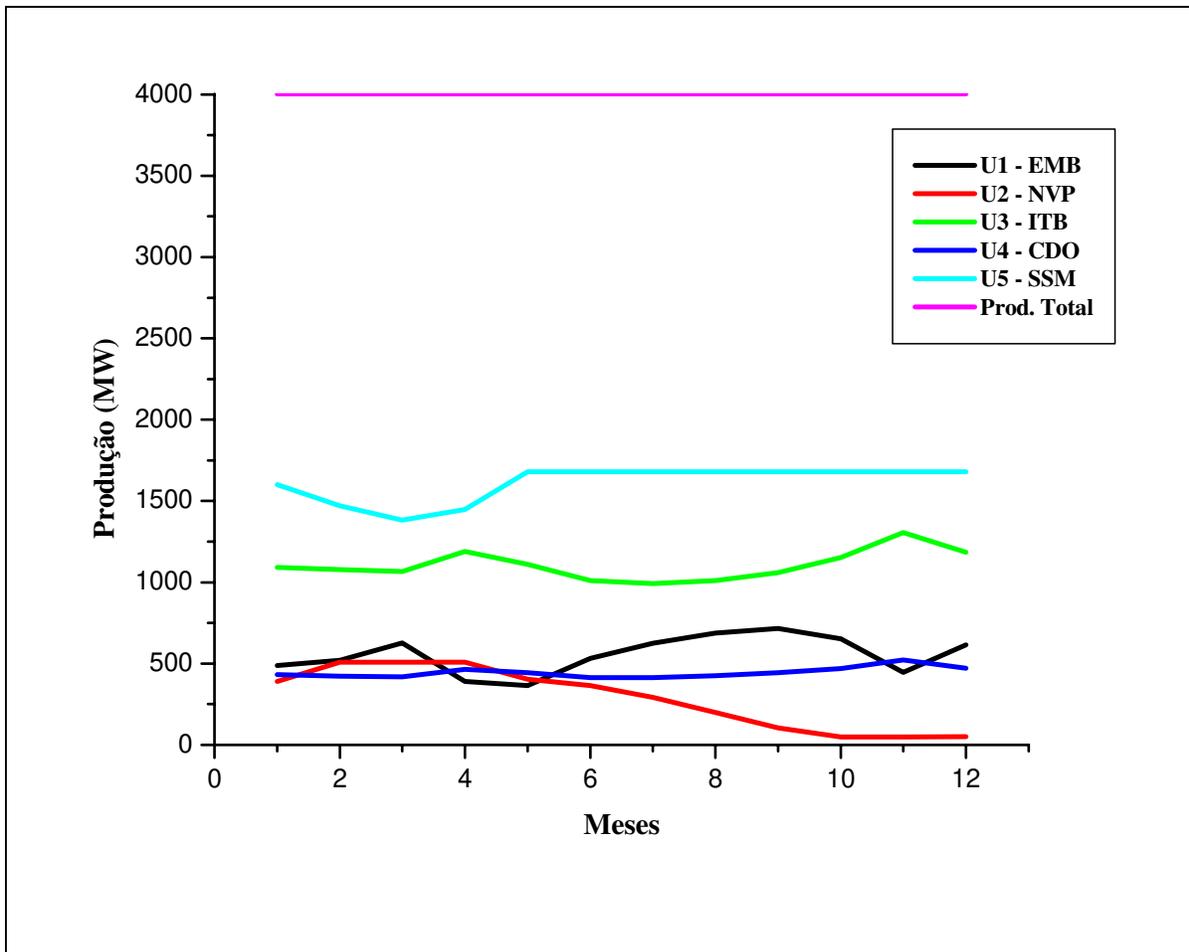
Pela figura 5.22, os valores de vazão turbinada, para a Usina de São Simão, também são maiores do que a vazão afluente, porém, a curva de vazão turbinada apresenta um comportamento semelhante à de vazão afluente, isto é, tende a crescer no período chuvoso e decrescer nos secos. Sob o foco da cadeia de suprimentos integrada, esta usina pode utilizar sua matéria-prima além de sua oferta, pois precisa suprir a demanda imediatamente a jusante e recebeu matéria-prima de toda a cadeia a montante.

Figura 5.23: Percentagem de Volume Útil - 65% da Capacidade Instalada



Pela figura 5.23, pode-se notar que, praticamente, todas as usinas apresentam comportamento semelhante quanto a decréscimo de seus percentuais de volume útil ao longo do ano hidrológico, exceto Itumbiara e São Simão que apresentam um decréscimo mais acentuado entre os meses de maio a outubro.

Figura 5.24: Geração Hidroelétrica das Usinas e Total (Demanda= 65% da Capacidade Instalada)



Conforme pode-se verificar pela figura 5.24, o modelo apresenta geração fluando em torno da média, sendo que os reservatórios de Cachoeira Dourada e São Simão são satisfatoriamente maximizados e geram nos meses de maio a dezembro próximos a sua potência máxima.

Através dos resultados apresentados, pode-se verificar que o uso da metodologia proposta é justificado, mesmo considerando-se uma pequena parcela do sistema elétrico brasileiro. Pôde-se demonstrar que, através da conexão dos parâmetros caracterizados para cada estágio juntamente com o modelo proposto, a visão integrada pode trazer alguns benefícios, tais como: visão macro das empresas do setor, isto é, visualizando-se a cadeia como um todo, os benéficos e lucros serão compartilhados, sem detrimento a nenhuma das partes; demanda sendo caracterizada como regente da cadeia, ou seja, planejando um estudo criterioso de demanda futura, os riscos de atendimento a esta, podem ser minimizados; caracterização dos riscos, onde cada estágio

estudaria minuciosamente todos os tipos de riscos envolvidos e, o mais importante aspecto de cadeia de suprimentos integrada: o fluxo de informações, o qual deve percorrer em todas as direções da cadeia.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES e RECOMENDAÇÕES

6.1 Conclusões

A essência do modelo de privatização e desregulamentação brasileira seguiu práticas internacionalmente aceitas e recomendadas em países desenvolvidos e emergentes (desverticalização das empresas, incentivo à competição, criação de livre acesso à rede básica, criação de um operador do sistema e mercado atacadista de energia). Não obstante, a experiência da crise energética ocorrida no Brasil em 2001, somada às apreensões sobre a crise estrutural do modelo adotado na Califórnia, evidenciaram a necessidade de uma profunda reflexão sobre a continuidade da implementação do nosso próprio modelo de desregulamentação, bem como, trouxeram impactos significativos na percepção do problema energético por parte dos múltiplos agentes sociais no País.

Dentre as múltiplas interpretações sobre as causas da crise energética, pode-se reconhecer um elemento subjacente que sintetizaria muita das explicações: a falta de conexão entre componentes e decisões de diversas naturezas, que deveriam se articular numa política energética coesa. Sem qualquer pretensão de esgotar a discussão sobre esse aspecto, verifica-se a ausência de iniciativas articuladas já quando se iniciou o processo de privatização do setor elétrico sem que houvesse a correspondente definição sobre a arquitetura do mercado a ser desregulamentado e suas regras de funcionamento. Ao longo do processo, muitos episódios marcaram a falta de articulação, no âmbito: (a) inter-institucional (ex. ANEEL e Ministério de Minas e Energia; empresas de geração federais e novos agentes; empresas estaduais e governo federal, etc.); (b) inter-setorial (ex. debate entre o setor de petróleo/gás e o setor elétrico na questão do repasse

cambial da variação do preço do gás para uso nas usinas termoeletricas) e, (c) intra-setorial (agentes com diferentes posições sobre adequação do mecanismo de formação de preço no mercado atacadista; ressarcimento dos “prejuízos” das distribuidoras em virtude do racionamento, etc.). De fato, a crise de energia revelou também a falta de articulação entre o setor elétrico, os agentes produtivos e a sociedade em geral, que só mostraram capacidade de reorganização diante da ameaça de racionamento.

No contexto pós-crise atual, com a complexidade já reconhecida de planejar um setor de grandes dimensões e importância estratégica ao País, os desafios institucionais são enormes, para os quais, a investigação científica deverá oferecer suporte conceitual e metodológico.

É neste sentido que o presente trabalho pretende contribuir, isto é, na necessidade de desenvolver instrumentos para que os agentes decisores possam adquirir um mínimo de visão integrada entre possíveis decisões (de investimento, de alternativas de regras de mercado, de expansão da transmissão, etc.) e os resultados prováveis, incluindo as interações dinâmicas de mercado entre oferta e demanda. Tal desenvolvimento pode caracterizar uma plataforma instrumental de planejamento indicativo de grande potencial para subsidiar decisões estratégicas no setor. A contribuição do presente trabalho obviamente restringi-se aos aspectos técnico-gerenciais do problema, em particular enfatizando o suprimento hidro-energético para atendimento da demanda de energia elétrica no cenário de mercado em processo de desregulamentação.

A motivação para a pesquisa se deu em razão das possibilidades de incorporação de novas práticas de gestão integrada que já vêm sendo adotadas com sucesso em diversos setores industriais, alguns dos quais de elevada complexidade e exigência de confiabilidade (ex. operações da indústria bancária). Trata-se de selecionar conceitos e instrumentos de gestão da cadeia de suprimentos (Supply Chain Management-SCM) para promover análise sistêmica que inclua os principais componentes (físicos, regulatórios e comerciais) e processos na modelagem do mercado de energia elétrica do Brasil.

Sendo assim, através das análises descritas, conclui-se que, mesmo apesar da grande dimensão do setor elétrico brasileiro, práticas de colaboração são possíveis e fundamentais.

Em um primeiro momento, acredita-se que esta cooperação seja impraticável, devido à complexidade do setor, entretanto, poderia supor-se a integração entre agentes do mesmo estágio, como verifica-se de maneira embrionária, através das associações (de geradores, distribuidores, e

etc...), porém, justamente pela falta de metodologia adequada, as informações não são compartilhadas pois ainda tem-se a visão de que no mercado competitivo algumas informações são estratégicas e não devem ser divulgadas. Quando a cadeia é integrada, as informações são compartilhadas, em torno de um agente ou de um elemento coordenador de cada estágio, de modo que, os benefícios e lucros são compartilhados, visando a maximização da eficiência com aumento na qualidade dos serviços e conseqüente redução de custos ao longo da cadeia.

6.2 Recomendações

Com o processo de desregulamentação vivido pelo setor elétrico, a competitividade foi instaurada, trazendo, como conseqüência, a necessidade de desenvolvimento de ferramentas adequadas para planejamento indicativo. Este fato sugere o estudo acerca das principais linhas de pesquisa que compuseram esta tese: caracterização de indicadores relevantes em cada estágio da cadeia de suprimentos; desenvolvimento de formas de cooperação entre os diversos agentes, capazes de proporcionar um fluxo dinâmico das informações em todos os sentidos da cadeia; gerenciamento de riscos; estudos criteriosos de projeções de demanda, entre outros.

Ao analisar o método proposto, pode-se deduzir de imediato que existe um campo aberto para o estudo da adoção de novos critérios de gerenciamento integrado, que tornem o setor mais eficiente, com conseqüente aumento da qualidade dos serviços e produtos.

O desenvolvimento de uma plataforma computacional com suporte em banco de dados e facilidade de recuperação de informações pelas empresas do setor, que fossem capazes de representar os estágios da cadeia, consistiria em importante trabalho futuro.

Finalmente, o desenvolvimento da metodologia proposta caracteriza-se pela interdisciplinaridade, onde o envolvimento de profissionais de diversas formações abriria um campo vasto de pesquisa a ser promovido.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ABADIE, J. e CARPENTIER, J. (1969). **”GENERALIZATION OF THE WOLFE REDUCED GRADIENT METHOD TO THE CASE OF NONLINEAR CONSTRAINTS” IN OPTIMIZATION.** Academic Press, London, pages 37-47

ABREU, Y. V. de. (1999). **A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: QUESTÕES E PERSPECTIVAS.** Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. 168p.

ALMEIDA, A. A. (2001). **ESTRATÉGIA E COMPETIÇÃO NO SETOR ELÉTRICO.** Extraído do site: http://www.lunabay.com.br/artigos_fra.php. Consultado em 15 de abril de 2004.

ANEEL (2001). **Oportunidades de Negócios em Empreendimentos Hidrelétricos.**

ANEEL (2002a). **CLICKINFORME.** Uma apresentação Multimídia da ANEEL.

ANEEL (2002b). www.aneel.gov.br

ANEEL (2002c). **OPORTUNIDADE DE NEGÓCIOS.** Publicação ANEEL. Março 2002.

ANEEL (2002d). Tabela Resumo – Autorizações e Concessões. Atualizado em 18/02/2002.

BARBOSA, P. S. F e FRANCATO, A. L. (2004). **ELECTRICITY CONTRACTING AND RISK MANAGEMENT TOOLS IN THE BRAZILIAN ENERGY MARKET.** In: 6th IAAE European Conference on Modelling in Energy Economics and Policy, Zurich.

BARBOSA, P. S. F. e LEAL, L. A. (2002). **TRANSFORMAÇÕES DA CADEIA DE SUPRIMENTOS DE ENERGIA ELÉTRICA EM MERCADOS COMPETITIVOS.** In: Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Maio/2002.

BONINI, J. (2000). **POST-MERGER INTEGRATION: DOING THE RIGHT DEAL AND DOING THE DEAL RIGHT.** In: *The Impact of competition: utilities project.* USA, Montgomery research. v. 01, p 1-5.

BALOOU, R. H. (2001). **GERENCIAMENTO DA CADEIA DE SUPRIMENTOS: PLANEJAMENTO, ORGANIZAÇÃO E LOGÍSTICA EMPRESARIAL.** 4º Edição. Porto Alegre. Bookman. 532p.

CARMO, L. F. R. S. e HAMACHER, S. (2001). **A EVOLUÇÃO DA CADEIA DE SUPRIMENTOS DA INDÚSTRIA AUTOMOBILÍSTICA NO BRASIL.** Revista da Administração Contemporânea – RAC. v. 5, n. 2, p. 201-220.

CARVALHO, M. F. H (2002). **Notas de aula da disciplina IM – 3226: Tópicos em Tecnologia Mecânica.** Disciplina ministrada na FEM / Unicamp.

CHANDRA, C. e TUMANYAN, A. (2003). **SUPPLY CHAIN SYSTEM TAXONOMY: DEVELOPMENT AND APPLICATION.** Conference Proceedings, 12th Annual Industrial Engineering Research Conference (IERC 2003), Portland, Oregon, May 17 - 21.

CHIGANER, L. *et.al.* (2002). **A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.** In: **Anais do Agrener 2002 – 4º Encontro de Energia do Meio Rural.** Campinas.

CHOPRA, S. (2001). **SUPPLY CHAIN MANAGEMENT: STRATEGY, PLANNING AND OPERATION.** Notas de aula da disciplina *Supply Chain Management*. Curso da *Stern School of Business, New York University*. Instrutor: Professor Ravi Anupindi.

CLETO, C. I *et. al.*(2001). **GESTÃO DAS CADEIAS DE SUPRIMENTO.** Notas Preliminares. Extraído do site: <http://www.geocities.com/sjuvella/SupplyChainArtigo.html>.

CNI – SONDAGEM INDUSTRIAL (2002). **UM ANO APÓS A CRISE ENERGÉTICA.** Sondagem Trimestral da Confederação Nacional da Indústria. Ano 5, n.2, abril/junho 2002.

COIMBRA, L. *et. al.* (2003). **AES PODE DAR ELETROPAULO AO BNDES PARA QUITAR DÍVIDAS.** Extraído do site: http://www.valoronline.com.br/valor1000/result-busca.asp?codigo_empresa=2473. Consultado em 20 de março de 2003.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO (2002). **Relatório de Progresso n.2. Resumo do Marco Regulatório Brasileiro.** Janeiro de 2002. <URL: http://www.energiabrasil.gov.br/docs/a_010202.pdf> Consultado em 04 de Julho de 2002 às 11:30h.

D'ARAÚJO, R. (2002). **MITOS E RISCOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.** Extraído do site: <http://www.afbndes.org.br/semin/convidados.asp?conv=7&seminario=3>. Consultado em 15 de Outubro de 2002 às 10:32h.

DAVIDSON, I. E. (2002). **OPTIMIZATION MODEL FOR LOSS MINIMIZATION IN A DEREGULATED POWER DISTRIBUTION NETWORK.** Africon Conference in Africa. v. 2. 2 – 4 October, pp.887-893.

ESPARTA, R. (2002). **MERCADO BRASILEIRO DE ELETRICIDADE.** Ecoinvest Assessoria Ltda. Boletim Informativo. 15 de Fevereiro de 2002.

- FERNANDES, G. E. F. F. *et. al* (2002). **O EQUILÍBRIO ENTRE A OFERTA E O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA: TENDÊNCIAS E DESAFIOS**. Extraído do site: http://www.feg.unesp.br/revistadigital/volume_especial/vol_esp-trabalhos/Guilherme_Rubens.pdf
Consultado em 05 de Novembro 2002 às 16:00h.
- GEISLER, K. I. *et. al* (2001). **THE RISE OS ENERGY DELIVERY MANAGEMENT SYSTEMS**. Transmission and Distribution Conference and Exposition. vol. 2. 28/Oct. – 2/Nov. pp. 895-900.
- GREGÓRIO, T. A. (2000). **O CUSTO DE UMA CONCESSÃO E A PRIVATIZAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. Dissertação de Mestrado. UFSC. 78p.
- GONZÁLEZ, O. (2002). **O MOMENTO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO**. ABRADDEE, São Paulo. Julho de 2002.
- HEIMANN, K. (2002). **O PODER DE ESCOLHER**. Extraído do site: <http://www.sap.com/brazil/company/perspectiva/1700/Pag%2066.pdf>. Consultado em 17 de Junho 2002 às 13:53h.
- HUBERT, M. *et. al*. (2000). **THE NETWORKS EVOLUTION AND THE IMPACT ON POWER SUPPLIES**. Telecommunications Energy Conference. INTELEC Twenty-Second International. 10-14 / September. pp.394-399.
- KMENTA, J. (1988). **ELEMENTOS DE ECONOMETRIA**. Trad. Carlos Roberto Vieira de Araújo, 2ª ed., Editora Atlas, São Paulo.
- LEAL, L. A. e BARBOSA, P. S. F (2002). **MERCADO COMPETITIVO DE ENERGIA ELÉTRICA**. In: Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Maio.
- LEE, H. L. (2000). **CREATING VALUE THROUGH SUPPLY CHAIN**. Supply Chain management Review. Setembro-Outubro – 2000.

- LEE, H. L (2002). **ALINING SUPPLY CHAIN STRATEGIES WITH PRODUCT UNCERTAINTIES**. California Management Review. v. 44. n.3.p.105-119.
- LEI, L et. al. (2001). **SUPPLY CHAIN MANAGEMENT MODE BASED ON COORDINATION**. IEEE Power Engineering Review. Fevereiro – 2001. p. 1806-1810.
- LU, Y. (1993). **FUELING ONE BILION: AN INSIDER’S STORY OF CHINESE ENERGY POLICY DEVELOPMENT**. Washington Institute Press. Washington. 266p.
- MACIEL, C. S. (1993). **ESTUDO DA COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA**. Serviços de Infra-estrutura de Energia e Competitividade. Nota Técnica Temática do bloco "condições infra-estruturais da Competitividade". Campinas. 106p.
- MALONI, M. J. e BENTON, W. C. (1997). **SUPPLY CHAIN PARTNERSHIPS: OPPORTUNITIES FOR OPERATIONS RESEARCH**. European Journal of Operational Research. n. 101. p. 419-429.
- MARCON, E. (2003). **SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. CENÁRIOS DE CRESCIMENTO E REQUISITOS PARA A RETOMADA DE INVESTIMENTOS**. Relatório e Elaboração: Elaboração Tendências Consultorias. Apoio CBIEE – Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica.
- MIRANDA, G. J. (2003). **BE PREPARED. AN OVERVIEW OF PROCESS INDUSTRY OPTIONS IN THE DEREGULATED POWER ERA**. IEEE Industry Applications Magazine, vol. 9, n.2. pp.12-20. Março/Abril.
- MME (2002). Extraído do Site: www.mme.gov.br
- MME (2003). **MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO**. Extraído do Site: www.mme.gov.br

MONTICELLI, A. e GARCIA, A. (2000). **INTRODUÇÃO A SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**. Editora da Unicamp. 251p.

ONS (2003). **Planejamento Anual da Operação Energética. Sistema Interligado Nacional.** .
Extraído do site: <http://www.ons.gov.br>. Consultado em 12 de dezembro de 2003.

ONS (2004). **Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do Sistema Interligado Nacional.** Extraído do site: <http://www.ons.gov.br>. Consultado em 25 de Fevereiro de 2004.

PEREIRA, M. G. (2002). **UM MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM AMBIENTE COMPETITIVO**. Dissertação apresentada a Coordenação dos programas de pós-graduação de engenharia da Universidade Federal do Rio De Janeiro. 196p.

PEREIRA, R. (2003). **DESVALORIZAÇÃO DO REAL AGRAVOU SAÚDE FINANCEIRA DA AES NO BRASIL**. Jornal O Estado de São Paulo. Seção Economia. 15 de fevereiro de 2003.

PIRES, J. C. L (2000). **DESAFIOS DA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. Texto para Discussão n. 76. Extraído do site: <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/td/Td-76.pdf>. Consultado em 30 de Outubro de 2002.

PIRES, S. R. I. (1998). **GESTÃO DA CADEIA DE SUPRIMENTOS E O MODELO DE CONSÓRCIO MODULAR**. Revista da Administração, São Paulo. v.33, n.3, p. 5-15. Julho/Setembro 1998.

PUBLIC UTILITIES FORTNIGHTLY (1998). **HOWDY PARTNER**. Andersen Consulting.

RAMANATHAM, R. (1993). **STATISTICAL METHODS IN ECONOMETRICS**. California: Academic Press. 405p.

RAMOS, D. S. (2002). **Notas de aula da disciplina PEEA – 5771: Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente do Setor Elétrico.** Disciplina ministrada na USP / São Paulo.

ROSA *et. al.*(1998). **A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL E NO MUNDO. UMA VISÃO CRÍTICA.** Editora Relume Dumará. 211p.

ROUSSEFF, D.V. (2004). **A POLÍTICA ENERGÉTICA E MINERAL NA ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL.** Apresentação em Power Point apresentada pelo autor na 8^o Reunião Ordinária do Pleno do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social da presidência da República. 05/08/2004.

SAITO, J. R. *et. al.*(1999). **SIMULANDO CADEIAS AGROINDUSTRIAIS.** II Workshop Brasileiro de gestão de Sistemas Agroalimentares – PENSA/FEA/USP. Ribeirão Preto.

SANTOS, G. F. (2003). **EVOLUÇÃO ESTRUTURAL DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA: O SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO NORDESTE.** Revista O&S. v.10. n.27. p.93-110. Maio / Agosto.

SAUER, I. (2002). **UM NOVO MODELO PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.** Estudo da USP. Extraído do site: www.abrace.org.br/destaques.html. Consultado em 21 de março de 2003 às 00:54h.

SIESE, Eletrobrás. **BOLETIM ANUAL.** Anos 1997-2001.

SILVA, C. L. da (1999). **GESTÃO ESTRATÉGICA DE CUSTOS: O CUSTO META NA CADEIA DE VALOR.** Rev. FAE, Curitiba, v.2. n.2. maio/ago., p.17-26.

STEVENSON, W. J. (2001) **ESTATÍSTICA APLICADA À ADMINISTRAÇÃO.** São Paulo : Harbra. 495 p.

THOMAS, S. (2000). **REGULATION OF A PRIVATISED, LIBERALISED ELETRICITY INDUSTRY: BRITISH EXPERIENCE**. In Anais do Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos. Salvador.

TRINKENREICH, J (2004). **SEMINÁRIO SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. Instituto Nacional de Eficiência Energética. Apresentação em Power Point. Rio de Janeiro. 14/09/2004.

URL 1 (2002). **LOGÍSTICA TRAZ GANHOS DE EFICIÊNCIA PARA EMPRESAS DE ENERGIA**. Extraído do site: http://www.adtp.org.br/noticia.asp?id_noticia=1310. Consultado em 27 de Junho de 2002.

URL 2 (2002). **TERMELÉTRICAS**. Extraído do site: <http://www.sinergiaspcut.org.br>. Consultado em 15 de Março de 2003.

URL 3 (2003). **Anexo: Estimación del Índice de Concentración Herfindahl-Hirchsman**. Extraído do site: <http://www.indecopi.gob.pe/tribunal/clc/nuevoFormularioAnexos.PDF>. Consultado em 25 de Outubro de 2003.

URL 4 (2003). **Índices de Concentração**. Extraído do site: <http://www.natlaw.com/brazil/topical/at/rsbrat/rsbrat1.htm>. Consultado em 14 de Dezembro de 2003.

URL 5 (2003). **Comisión de Libre Competencia. Procedimientos**. Extraído do site: <http://www.indecopi.gob.pe/tribunal/clc/procedimientos/caso.asp>. Consultado em 11 de Novembro de 2003.

URL 6 (2003). **HIDRELÉTRICA SERRA QUEBRADA TOMA**. Extraído do site: <http://blznet.com.br/maranhaodosul/infrhidsrq.htm>. Consultado em 25 de Outubro 2003.

URL 7 (2005). **UTILITY MERGERS BENEFIT CONSUMERS, BUT TAKE TOO LONG TO COMPLETE.** Extraído do site:

http://www.eei.org/industry_issues/electricity_policy/federal_legislation/mergers.pdf%20. Consultado em 01 de Abril de 2005.

VALUE PARTNERS (2002). **COMPORTEAMENTO DOS MERCADOS DA EUROPA E ESTADOS UNIDOS APÓS A LIBERALIZAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA.** Value Partners Management Consulting. Belo Horizonte.

VEIGA, M. (2004). **O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO.** In: Anais do X Congresso Brasileiro de Energia Elétrica. Rio de Janeiro-RJ, Outubro / 2004.

VIANNA, L. F. L. (2004). **AS ASSOCIAÇÕES SETORIAIS E UM PASSEIO PELA HISTÓRIA DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.** Publicado no site Canal Energia. Extraído do site: <http://www.apine.com.br/ArtigosApine.asp>

VICTOR, D. G. (2005). **POWER SECTOR REFORM IN THE DEVELOPING COUNTRIES: LESSONS FROM HISTORY.** Anotações de palestra apresentada para *EPRI's Global Electricity Industry Restructuring Conference*, realizada em Maio de 2005 nos E.U.A.

WANG, P. e BILLINTON, R. (2003). **RELIABILITY ASSESSMENT OF A RESTRUCTURED POWER SYSTEM USING RELIABILITY NETWORK EQUIVALENT TECHNIQUES.** Generation, Transmission and Distribution. IEEE Proceedings. v. 150, Issue:5. 15 Sep. pp.555-560.

WEIDOU, N. *Et. al.* (2002). **NATIONAL ENERGY FUTURES ANALYSIS AND ENERGY SECURITY PERSPECTIVES IN CHINA.** Apresentação para o Workshop “East Ásia Energy Futures”. Beijing.

XU, F. (2003). **AN ANALYTICAL FRAMEWORK FOR MARKET RESEARCH AND FORECASTING IN THE POWER SUPPLY INDUSTRY.** Applied Power Electronics Conference and Exposition. APEC 2003. Eighteen Annual IEEE, v. 1. 9-13 / Feb. pp.187-190.