FERNANDO CAMARGO UMBRIA

MODELO DE PREVISÃO DE PREÇOS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTEXTO DO NOVO AMBIENTE COMPETITIVO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Fabio Ramos

CURITIBA
1999

FERNANDO CAMARGO UMBRIA

MODELO DE PREVISÃO DE PREÇOS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTEXTO DO NOVO AMBIENTE COMPETITIVO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Dissertação aprovada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Hidráulica da Universidade Federal do Paraná, pela Comissão formada pelos professores:

Orientador: Prof. Fabio Ramos
Setor de Tecnologia, UFPR

Prof. Ruy Fernando Sant'Ana
Setor de Tecnologia, UFPR

Prof. Afonso Henriques Moreira Santos
Instituto de Engenharia Elétrica, EFEI

Curitiba, 15 de dezembro de 1999

À minha família, especialmente meus pais, e meus amigos,
pelo constante incentivo em mais esta aspiração.

AGRADECIMENTOS

À minha querida mulher, Karin, presença constante e necessária, hoje e sempre.

Ao professor, orientador e amigo Fabio Ramos, pela oportunidade, pelas lições do dia-a-dia, pelo constante incentivo, e pelo contagiante e inabalável otimismo.

Ao amigo Alex Sandro Feil, antigo companheiro de sala de aula e de trabalho, pelo apoio e ajuda inestimáveis e pelas considerações sempre precisas.

Ao professor e amigo Ruy Fernando Sant'Ana, responsável pelo meu encantamento pela engenharia hidráulica.

Ao amigo Luiz Antonio Pasini Melek, pelo cuidadoso trabalho de simulação dos diversos cenários de expansão do setor elétrico, elemento indispensável para realização desta dissertação.

Aos companheiros de trabalho da RHE, da Logos Energia e da Tradener, pelo apoio e colaboração na execução deste trabalho.

E a todos aqueles que, de alguma forma, estiveram presentes e colaboraram para que me fosse possível atingir mais este objetivo.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS ..... **ix**

LISTA DE FIGURAS ..... **x**

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS ..... **xii**

RESUMO ..... **xiv**

ABSTRACT ..... **xv**

1. INTRODUÇÃO **1**

2. PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO **4**

2.1. HISTÓRICO 5

2.1.1. A PARTICIPAÇÃO DA INICIATIVA PRIVADA NO INÍCIO DO SÉCULO 6

2.1.2. A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR 9

2.1.3. O PROCESSO DE ESTATIZAÇÃO 11

2.1.4. A CRISE DO MODELO 13

2.1.5. A REFORMA DO SETOR 15

2.2. CARACTERÍSTICAS ESTRUTURAIS 18

2.2.1. ASPECTOS FÍSICOS DO SISTEMA 19

2.3. CARACTERÍSTICAS DO PLANEJAMENTO DO SETOR 25

2.3.1. O PLANEJAMENTO INDICATIVO 27

3. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO **28**

3.1. A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL 29

3.1.1. A REFORMA NOS ESTADOS UNIDOS 30

3.1.2. A REFORMA NA INGLATERRA 36

3.1.3. A REFORMA NO CHILE 42

3.2. A MOTIVAÇÃO PARA A REFORMA BRASILEIRA 44

3.3. O TRABALHO DE CONSULTORIA 46

3.4. O ARCABOUÇO LEGAL 48

3.4.1. LEI N.º 5.899, DE 05 DE JULHO DE 1973 48

3.4.2. LEI N.º 8.631, DE 04 DE MARÇO DE 1993 49

3.4.3. DECRETO N.º 774, DE 18 DE MARÇO DE 1993 49

3.4.4. DECRETO N.º 1.009, DE 22 DE DEZEMBRO DE 1993 50

3.4.5. LEI N.º 8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995 50

3.4.6. LEI N.º 9.074, DE 07 DE JULHO DE 1995 51

3.4.7. DECRETO N.° 2.003, DE 10 DE SETEMBRO DE 1996 53
3.4.8. LEI N.° 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996 53
3.4.9. DECRETO N.° 2.335, DE 06 DE OUTUBRO DE 1997 53
3.4.10. PORTARIA DNAEE N.° 459, DE 10 DE NOVEMBRO DE 1997 55
3.4.11. PORTARIA DNAEE N.° 466, DE 12 DE NOVEMBRO DE 1997 56
3.4.12. LEI N.° 9.648, DE 27 DE MAIO DE 1998 56
3.4.13. DECRETO N.° 2.655, DE 02 DE JULHO DE 1998 57
3.5. RESOLUÇÕES DA ANEEL 58
3.6. AS PRIVATIZAÇÕES 60
3.7. O MODELO COMERCIAL DO SETOR ELÉTRICO ANTES DA REFORMA 62
3.8. O FUNCIONAMENTO DO NOVO MODELO 65
3.8.1. O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA 65
3.8.2. A REGÊNCIA DO MAE 68
3.8.3. O OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO 70
3.8.4. O FUNCIONAMENTO DO MAE 72
3.8.5. REGRAS DE MERCADO 75

4. MODELO DE PREVISÃO DE PREÇOS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA 88

4.1. CONCEITO DO MODELO 88
4.2. O FLUXO DE CAIXA 92
4.3. BASE DE DADOS 93
4.3.1. PREVISÕES DE MERCADO 93
4.3.2. CENÁRIO DE OFERTA DE EXPANSÃO – ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA 95
4.3.3. CONSIDERAÇÕES SOBRE OS PARÂMETROS UTILIZADOS NO FLUXO DE CAIXA 98
4.3.4. A ENERGIA DOS CONTRATOS INICIAIS E DE ITAIPU NO SISTEMA SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE 99
4.4. RESULTADOS 101
4.4.1. ESTIMATIVA DE EVOLUÇÃO DE TARIFAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO 108
4.4.2. CURVAS DE FREQÜÊNCIA ACUMULADA DE PREÇOS DA ENERGIA NOVA 111
4.4.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE 113

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 126

5.1. COMENTÁRIOS GERAIS 126
5.2. TENDÊNCIAS DOS PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA 129
5.2.1. VENDAS NO ATACADO 129
5.2.2. TARIFAS PÚBLICAS 130
5.3. RECOMENDAÇÕES 130
5.3.1. LIMITAÇÕES DESTA PESQUISA 130
5.3.2. ESTUDOS COMPLEMENTARES NECESSÁRIOS 131

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 133

LISTA DE TABELAS

1. Capacidade Instalada dos Sistemas – dezembro/1998 20
2. Usinas Hidrelétricas em Operação com Capacidade Instalada Superior a 10 MW - Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste 21
3. Usinas Termelétricas em Operação com Capacidade Instalada Superior a 10 MW - Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste 23
4. Usinas Hidrelétricas em Operação com Capacidade Instalada Superior a 10 MW - Sistemas Isolados da Região Norte 24
5. Usinas Termelétricas em Operação com Capacidade Instalada Superior a 10 MW - Sistemas Isolados da Região Norte 24
6. Resoluções da ANEEL - Regulamentação do setor elétrico 58
7. As Empresas Privatizadas no Setor Elétrico Brasileiro 62
8. MRE para Sistema em Déficit 79
9. MRE para Sistema em Superávit 80
10. Previsão do Consumo de Energia Elétrica no Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste Trajetória de Referência 94
11. Programa de Obras de Geração no Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste Alternativa de Referência para o Modelo de Previsão de Preços de Suprimento de Energia Elétrica 97
12. Parâmetros de Fluxo de Caixa – Caso Base 98
13. Contratos Iniciais – Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste 100
14. Tarifa Média de Compra de Energia – 1999 (Estimativa) 101
15. Parâmetros Gerais – Caso Base 103
16. Dados Gerais e Preços das Novas Fontes de Geração – Caso Base 104
17. Estimativa de Evolução das Tarifas da Eletropaulo 110
18. Variação dos Parâmetros para Análise de Sensibilidade 113
19. Preços de Energia para Variação da Taxa de Juros do Financiamento 114
20. Preços de Energia para Variação da Taxa Interna de Retorno 116
21. Preços de Energia para Variação do Corte no Investimento 118
22. Preços de Energia para Variação do Custo do Gás Natural 120
23. Preços de Energia para Variação do Câmbio do Dólar 122
24. Preços de Energia para Variação da Relação *Equity/Debt* 124

LISTA DE FIGURAS

1. Esquema Básico do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro 17
2. Capacidade Instalada dos Sistemas Interligados por Concessionárias dezembro/1998 23
3. Capacidade Instalada dos Sistemas Isolados por Concessionárias – dezembro/1998.. 25
4. Capacidade Instalada nos EUA (por tipo de empresa e tipo de geração) 31
5. Curva de Oferta de Energia Elétrica 39
6. Características da Comercialização 63
7. Empresas Concessionárias Regionais do Setor Elétrico Brasileiro 63
8. Organograma do MAE 69
9. Regência do MAE 70
10. Macroambiente do ONS 71
11. Regência do ONS 72
12. Características da Comercialização - MAE 73
13. MRE entre Submercados 81
14. Fluxograma do Modelo de Previsão de Preços de Suprimento de Energia Elétrica Análise de Competitividade 91
15. Previsão do Consumo de Energia Elétrica no Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste Trajetória de Referência 94
16. Montantes de Energia do Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste 107
17. Preço Médio do Mix de Energia do Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste Caso Base 107
18. Estimativa de Evolução das Tarifas da Eletropaulo 110
19. Freqüência Acumulada dos Preços da Energia Nova para o Ano 2001 112
20. Freqüência Acumulada dos Preços da Energia Nova para o Horizonte 1999/2008.. 112
21. Preço Médio Anual da Energia Nova para Diferentes Taxas de Juros 114
22. Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes Taxas de Juros 115
23. Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes Taxas de Juros 115
24. Preço Médio Anual da Energia Nova para Diferentes TIR 116
25. Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes TIR 117
26. Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes TIR 117
27. Preço Médio Anual da Energia Nova para Diferentes Cortes no Investimento 118
28. Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes Cortes no Investimento 119

29. Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes Cortes no Investimento 119
30. Preço Médio Anual da Energia Nova para Diferentes Custos de Gás Natural 120
31. Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes Custos de Gás Natural 121
32. Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes Custos de Gás Natural 121
33. Preço Médio Anual da Energia Nova para Diferentes Câmbios de Dólar 122
34. Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes Câmbios de Dólar 123
35. Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes Câmbios de Dólar 123
36. Preço Médio Anual da Energia Nova para Diferentes Relações *Equity/Debt* 124
37. Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes Relações *Equity/Debt* 125
38. Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes Relações *Equity/Debt* 125

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	- Agente de Contabilização e Liquidação
AG	- Assembléia Geral
AMFORP	- American Foreign Power Company
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	- Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
CAEEB	- Companhia Auxiliar das Empresas Elétricas Brasileiras
CAT	- Contratos de Congestão da Transmissão
CCC	- Conta de Consumo de Combustíveis
CDEC	- Centro de Despacho Econômico de Carga
CEB	- Central Eletricity Board
CEGB	- Central Eletricity Generating Board
CHESF	- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CNAEE	- Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNE	- Comissão Nacional de Energia
COEX	- Comitê Executivo
CRC	- Conta de Resultados a Compensar
CSAs	- Contratos de Serviços Ancilares
DNAEE	- Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EA	- Energia Assegurada
EIA	- Energy Information Administration
ESS	- Encargo de Serviços do Sistema
FERC	- Federal Electric Regulatory Commission
FPBT	- Fator de Perdas de Baixa Tensão
FPT	- Fator de Perdas de Transmissão
GCOI	- Grupo Coordenador da Operação Interligada
GCPS	- Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
GE	- Geração Efetiva
ISO	- Independent System Operator
LOLP	- Loss of Load Probability
MAE	- Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	- Ministério de Minas e Energia
MRE	- Mecanismo de Realocação de Energia
NGC	- National Grid Company

OFFER	- Office of Electricity Regulation
ONS	- Operador Nacional dos Sistemas Elétricos
ORD	- Oferta para Redução de Demanda
O&M	- Operação e Manutenção
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PIEE	- Produtor (es) Independente (s) de Energia Elétrica
PM	- Power Marketers
PND	- Plano Nacional de Desestatização
PPA	- Power Purchase Agreement
PPP	- Pool Purchase Price
PSP	- Pool Selling Price
PUC	- Public Utility Commission
PUHCA	- Public Utility Holding Company Act
PURPA	- Public Utility Regulatory Policy Act
REB	- Regional Electricity Board
RENCOR	- Reserva Nacional de Compensação de Remuneração
RE-SEB	- Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
REVISE	- Revisão Institucional do Setor Elétrico
RGR	- Reserva Global de Reversão
SEC	- Superintendência de Eletricidade e Combustível
SIC	- Sistema Inteconectado Central
SIGN	- Sistema Interligado do Grande Norte
SINTREL	- Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica
SMP	- System Marginal Price
TIR	- Taxa Interna de Retorno
VN	- Valor Normativo
VOLL	- Value of Loss Load
WEPEX	- Western Electric Power Exchange

Resumo

O setor elétrico brasileiro, até recentemente, tinha a expansão do segmento da geração estabelecida por meio de um planejamento determinativo, em atendimento a um mercado de energia elétrica em grandes blocos, também conhecido como mercado de suprimento, o qual caracterizava-se como um ambiente negocial fechado de administração regulada. Neste contexto, o custo marginal de longo prazo, estabelecido pela Eletrobrás, servia apenas como um sinalizador do preço da energia elétrica de novos empreendimentos, não sendo, a rigor, um elemento de suporte à decisão, até mesmo porque a responsabilidade da expansão ficava por conta do Estado. Com o advento da reestruturação do setor, da criação de um ambiente competitivo nos segmentos da geração e da comercialização, e da participação maciça da iniciativa privada no setor, tornou-se imperativo para os geradores e comercializadores prever com maior grau de precisão qual o preço da energia nova. Estimar os preços a serem praticados nos contratos de longo prazo, agora conhecidos como contratos bilaterais, levando em consideração diferentes cenários para a expansão do segmento da geração no sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, consiste no principal objetivo deste trabalho. Utilizou-se como fonte de dados para aplicação do modelo, a alternativa de referência do Plano Decenal de expansão 1999/2008, a qual indica quais as novas usinas a serem implantadas no sistema em questão para o período em estudo. O método adotado na estimativa dos preços da energia dos novos empreendimentos de geração consistiu em se estabelecer o fluxo de caixa para cada um deles, adotando como parâmetros econômico-financeiros valores típicos conforme o tipo de usina considerada. Diferentes cenários foram testados variando-se estes parâmetros. Os principais resultados obtidos foram a tendência de preços da energia nova para o horizonte decenal e para diferentes cenários considerados, a tendência dos preços médios a serem praticados no sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, levando-se em conta a energia proveniente das novas usinas, dos Contratos Iniciais e de Itaipu Binacional, e a possibilidade de se avaliar a competitividade e/ou a viabilidade de novos empreendimentos de geração no contexto de expansão analisado. Na avaliação dos resultados é possível verificar que o novo modelo comercial estabelecido para o setor elétrico brasileiro deverá passar pela fase mais complexa no momento em que a energia dos Contratos Iniciais for liberada para a livre comercialização. Mesmo que a expansão desejada da oferta de energia ocorra, e por conseguinte todo o mercado esteja sendo atendido com níveis de risco de déficit aceitáveis, os resultados apontam para a ocorrência de um aumento significativo no preço da energia para os consumidores finais. Tendo em vista que uma das diretrizes do novo modelo do setor era a redução dos preços da energia pela livre concorrência, resta imaginar como deverá ser a reação do mercado diante destas circunstâncias.

Abstract

The Brazilian electric sector, until recently, had the generation expansion established through a mandatory planning, in attendance to an electric power market structured in large energy blocks, also known as supply market, which was characterized as a tight market environment with a regulated administration. In this context, the long period marginal cost, established by Eletrobrás, served only to indicate the price of the electricity generated by new plants, not being, exactly, a decision support element, even because the expansion was a responsibility of the State. With the advent of the restructuration of the sector, the creation of a competitive atmosphere in the segments of generation and commercialization, and the massive participation of the private sector in the electric sector, it became imperative for generators and traders to forecast, in a higher precision level, the price of the new energy. To forecast the prices of energy in the long-term contracts, now known as bilateral contracts, taking in consideration different scenarios for the expansion of the generation in the South/Southeast/Center-west interconnected system, is the main objective of this dissertation. A source of data for application of the model, it was used the *Plano Decenal de Expansão 1999/2008* (10-Year Expansion Plan 1999/2008) that indicates which are the new plants to be implanted for the period in study. The method adopted to estimate prices of the energy of the new generation plants, consisted in establishing the cash flow for each one of them, adopting as typical financial parameters, values according to the type of considered plant. Different scenarios were tested varying these parameters (sensitive analysis). The main results were the trends of prices of new energy for the ten years horizon, and for different scenarios, the trends of average prices to be practiced in the South/Southeast/Center-west interconnected system, taking into account the energy originated by the new plants, the Initial Contracts and Itaipu Binacional, and the possibility of evaluating the competitiveness and/or the feasibility of new generation plants. In the evaluation of results it is possible to verify that the new commercial model established for the Brazilian electric sector should go through the most complex phase when the energy of the Initial Contracts is liberated for free commercialization. Even if a desired expansion of energy supply happens, and, consequently, the whole market is attended with acceptable risk levels, the results point to the occurrence of a significant increase in the price of the energy for final consumers. Since one of the guidelines of the sector's new model was the reduction of the prices of the energy as a result of free competition, its left to us imagines the behavior of the market facing these circumstances.

Capítulo 1

Introdução

A reestruturação do setor iniciada recentemente no Brasil segue a tendência mundial de desregulamentação no mercado de energia elétrica e tem como principal causa a dificuldade do Estado em manter o volume necessário de investimentos em infra-estrutura, voltando seus recursos para setores reconhecidamente de sua responsabilidade, tais como educação, segurança e saúde, e buscando mecanismos para atrair a iniciativa privada para investir no setor. As principais mudanças, evidenciadas por uma renovação no arcabouço legal, levam a um novo modelo comercial com a criação de um mercado livre de energia elétrica e suas implicações sobre o funcionamento dos sistemas elétricos. O ambiente que se cria é singular, sem precedentes na história do país, onde agentes poderão negociar livremente a compra e venda de energia. A privatização de empresas

concessionárias geradoras e distribuidoras já se evidencia maciçamente, e esta tendência deve se manter, ficando reservado ao Governo o importante papel de agente regulador e planejador, este último com a participação dos demais agentes do setor.

As mudanças que ora vêm ocorrendo, conduzem um setor estatal monopolizado, regulado e verticalizado, para um ambiente que requer a total desverticalização da indústria da energia elétrica, e, sobretudo, busca a livre competição nos segmentos de geração e comercialização. Modificar o modelo de um setor com as características e dimensões do sistema brasileiro é uma tarefa de extrema complexidade e sobretudo, de fortes incertezas. No entanto, mesmo diante deste quadro ainda indefinido, já se evidencia uma maciça participação da iniciativa privada principalmente nos segmentos da distribuição e comercialização.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro seguiu a tendência de outros países, que pela desregulamentação, buscam o aumento da participação da iniciativa privada nos investimentos e a competição, como forma de estimular o mercado e trazer equilíbrio econômico-financeiro para o setor. Em todo o mundo, cerca de noventa países atualmente passam por algum tipo de desregulamentação do setor elétrico.

Diante deste quadro que modifica substancialmente as operações comerciais de energia elétrica, que passam a ocorrem em um ambiente competitivo, no qual o planejamento da expansão dos sistemas elétricos, com destaque para o segmento da geração, adquire caráter indicativo, torna-se fundamental para todos os agentes envolvidos na comercialização de energia desenvolverem a capacidade de estimar os preços que serão praticados pelos produtores em contratos bilaterais no horizonte de longo prazo.

Sob este enfoque, sem levar em conta aspectos de comercialização de curto prazo e possíveis efeitos das leis de mercado, especialmente da oferta e procura, sobre o preço da energia

no mercado livre, buscou-se desenvolver um modelo capaz de estimar os preços da energia elétrica a serem praticados pelas novas usinas que deverão agregar-se ao sistema elétrico no horizonte de longo prazo, neste caso, 10 anos.

Esta dissertação representa uma evolução do trabalho entitulado O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro e a Comercialização de Energia Elétrica no Âmbito do Mercado Atacadista de Energia, deste autor, desenvolvido na forma de uma monografia apresentada como requisito à obtenção do título de Especialista no Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica oferecido pela Universidade Federal do Paraná. Sua estruturação consiste em três partes distintas que complementam-se entre si. A primeira delas visa mostrar um panorama geral do setor elétrico brasileiro, analisando seus principais eventos históricos e apresentando suas características gerais. A segunda parte descreve detalhadamente a reestruturação do setor elétrico brasileiro, especialmente dos mais recentes acontecimentos que têm provocado uma profunda mudança de paradigmas. Apresentam-se sínteses de reformas do setor elétrico de outros países, com três exemplos recentes, e os principais motivos que conduziram às mudanças no Brasil. Como informação de grande relevância apresenta-se o arcabouço legal existente e os aspectos mais importantes do novo modelo comercial que está se configurando. A terceira e última parte trata do modelo de previsão de preços de suprimento de energia, começando com uma descrição detalhada do modelo e apresentando a seguir uma aplicação do mesmo a partir de uma alternativa de referência para a expansão do segmento da geração. Avalia-se em seguida a sensibilidade de diversos parâmetros utilizados no modelo de forma a determinar sua robustez e ampliar o universo de análise.

Capítulo 2

Panorama do setor elétrico brasileiro

Os principais eventos que contribuíram para a formação do setor elétrico brasileiro, com maior relevância para os fatos ocorridos nas últimas três décadas, são apresentados neste capítulo.

O setor elétrico brasileiro pode ser caracterizado de forma cronológica em três períodos consecutivos. O primeiro deles, que durou até o final da década de 50, se particularizou pela participação da iniciativa privada como principal agente no fornecimento de energia elétrica em várias regiões do Brasil. A segunda fase teve como seus fatos mais evidentes os seguintes: (i) a aceleração do processo de estatização do setor; (ii) o surgimento da Eletrobrás; (iii) os grandes

projetos relacionados à expansão dos sistemas elétricos; e (iv) a melhora acentuada no atendimento à população, que foi praticamente interrompida a partir da segunda metade dos anos 70. Desde então, o setor elétrico tem como sua mais importante característica a formação e agravamento da crise financeira, que o tem levado à convivência com incertezas de toda ordem, constante incapacidade de cumprir os seus programas de investimentos, forte deterioração do seu desempenho empresarial e, consequentemente, a rigorosos questionamentos da sua estrutura institucional (Santana, 1994).

2.1. Histórico

O início da utilização da energia elétrica no Brasil, no final do século passado, ocorre quase que simultaneamente com a instalação dos mesmos serviços na Europa e nos Estados Unidos. A primeira cidade do Brasil a ter iluminação pública, elétrica, é Campos no estado do Rio de Janeiro em 1883. No mesmo ano inicia-se em Niterói, no Rio de Janeiro, o serviço de transporte por bondes elétricos e constrói-se o primeiro aproveitamento hidrelétrico do país. É a Usina do Ribeirão do Inferno, no estado de Minas Gerais, cujo objetivo era fornecer energia para uso privado na mineração. A usina elétrica compunha-se de uma barragem com desnível de 5 metros e uma casa de força com dois geradores de aproximadamente 6 kW cada um, de corrente contínua, acionados por uma roda d'água. Para o transporte da energia construiu-se uma linha de transmissão de 2 km.

A primeira hidrelétrica instalada no Brasil para serviço de utilidade pública é a Marmelos-Zero, no rio Paraibuna, em 1889, a fim de fornecer eletricidade à cidade mineira de Juiz de Fora. São instalados dois geradores monofásicos de 125 kW cada, com tensão de 1000 V e freqüência de 60 Hz.

Em Porto Alegre instala-se a iluminação pública com energia elétrica em 1887, empregando-se uma usina térmica com potência de 160 kW. Dois anos depois os serviços de força e luz são implantados em São Paulo e Curitiba.

Em síntese, entre 1880 e 1900, o aparecimento de pequenas usinas geradoras ocorre em várias cidades e deve-se basicamente à necessidade de fornecimento de energia para suprimento de luz, tração elétrica, mineração, beneficiamento de produtos agrícolas, fábricas de tecido e serrarias. Neste período, a maioria das unidades geradoras era de pequena potência, registrando-se, em 1900, uma capacidade instalada total de 12.085 kW.

2.1.1. A participação da iniciativa privada no início do século

Um pouco antes da virada do século começa a ser organizada a primeira companhia sob controle de capitais estrangeiros, que será uma das responsáveis pela evolução do serviço elétrico no país devido ao aporte de capital e engenharia, dos quais não dispomos até então: a Light. Em 1899, o grupo Light inicia sua atuação em São Paulo, sob o nome de *The São Paulo Railway, Light and Power Company Limited*, assumindo os direitos e obrigações do contrato de concessão para exploração dos serviços públicos de energia elétrica. Com o monopólio dos serviços de bondes elétricos e de fornecimento de energia, a Light, companhia canadense, desfrutou das vantagens do acelerado crescimento urbano de São Paulo, o que se comprova pelo ritmo de construção das usinas e pelo conseqüente aumento da capacidade geradora nas duas primeiras décadas do século XX.

Com a presença já consolidada na capital paulista, a Light iniciou, em 1905, sua penetração no Rio de Janeiro, então capital da república e maior centro urbano do país.

Outra empresa do grupo Light instalada no Brasil foi a *São Paulo Electric Company Limited.* Sua criação, no início da década de 1910, deve-se às dificuldades cada vez maiores que a São Paulo

Light vinha enfrentando para atender ao rápido crescimento da demanda de energia, agravadas por longos períodos de estiagem e, também, à intenção do grupo Light de estender seu raio de ação pelo interior do estado.

Ao lado da concessionária canadense havia um grande número de unidades isoladas, instaladas em diversos pontos do território brasileiro. Este conjunto, amplo e heterogêneo, constituía-se de pequenas usinas térmicas e hidrelétricas, pertencentes a empresas de caráter local, que atendiam, muitas vezes, o consumo de um único município. Essas pequenas empresas de energia elétrica concentravam seus investimentos na utilização dos recursos hídricos, abundantes no país. Entretanto, nos estados do Nordeste, com exceção da Bahia, do Norte e do Centro-Oeste e mais o Rio Grande do Sul e o Paraná, a produção era baseada na termeletricidade. Em São Paulo e no Rio de Janeiro, que somavam mais de dois terços da potência instalada no Brasil em 1920, e também em Minas Gerais a maior parte da energia elétrica produzida era de origem hidráulica.

O ritmo de instalação de pequenas centrais elétricas foi bastante veloz. De acordo com o recenseamento de 1920, entre os anos de 1901 e 1910, 77 novas unidades produtoras de energia elétrica entraram em funcionamento e, na década seguinte, mais 164, apesar das dificuldades enfrentadas pelo setor durante os anos da Primeira Guerra Mundial, quando o comércio mundial passou por sérias restrições. Deste modo, em 1920 operavam no Brasil 343 usinas e a potência instalada chegava a 349.604 kW.

Na década de 1920, o setor elétrico no Brasil caracterizou-se pela construção de centrais elétricas de maior envergadura, cujo objetivo era atender a crescente demanda de energia, e a intensificação do processo de concentração e centralização das empresas concessionárias, o que fez com que o setor ficasse quase completamente desnacionalizado.

O grande crescimento dos serviços de transporte por bondes elétricos e da iluminação pública gerada pela eletricidade tornou esses dois serviços os principais consumidores de energia elétrica nesta época. No entanto, a demanda industrial no consumo de eletricidade em 1920 tornou-se dez vezes maior que em 1907, representando 47% da força motriz utilizada.

Nos anos de 1924 e 1925, período que sucede a 1ª. Guerra Mundial, ocorre a primeira grande crise de energia elétrica na cidade de São Paulo, conseqüência de um longo período de estiagem aliado ao aumento desproporcional das taxas de consumo em relação à potência instalada.

Como a crise energética havia atingido diversos municípios próximos à capital, cujas administrações não tomaram medidas preventivas ao colapso energético, o governo estadual interveio temporariamente na indústria da energia elétrica, centralizando as decisões e coordenando o racionamento. O decreto n.º 3.835, de 28 de março de 1925, determinou que a geração e a distribuição de energia elétrica, luz e força motriz, ficariam diretamente subordinadas à Secretaria do Estado dos Negócios da Agricultura, Comércio e Obras Públicas, enquanto durasse a crise provocada pela estiagem. No Rio de Janeiro não ocorrem problemas climáticos e o crescimento da demanda de energia elétrica é menor que em São Paulo. Não são necessárias medidas de racionamento.

Em 1924, entra no Brasil mais uma companhia estrangeira, a *American Foreign Power Company* - AMFORP, pertencente ao grupo norte-americano *Bond and Share*, para atuar no interior do Estado de São Paulo e em vários outros estados. A partir de 1927, o grupo passa a adquirir, por compra, o controle de diversos concessionários já existentes, dos serviços públicos de energia elétrica em várias capitais de estado e outras cidades do país. A supervisão dessas empresas passa a ser feita pela Companhia Auxiliar das Empresas Elétricas Brasileiras - CAEEB, organizada para este fim. A atuação da empresa norte-americana se dá em várias cidades brasileiras, entre elas: Natal, Maceió, Recife, Salvador, Vitória, Niterói, Belo Horizonte, Curitiba e Porto Alegre, abrangendo

praticamente todas as capitais, com exceção do Rio de Janeiro e São Paulo. Depois de um período de três anos, iniciado em 1927, voltado ao processo de incorporações, a AMFORP iniciou a organização do vasto conjunto de pequenas concessionárias recém adquirido em São Paulo, eliminando as grandes variações de voltagem e freqüência existentes, modernizando as linhas de transmissão e aumentando a capacidade instalada. Além da AMFORP, uma outra companhia norte-americana ligada às atividades de energia elétrica realizou investimentos no Brasil na década de 1920. Foi a *Ulen Company*, atuando em São Luís, no Maranhão.

Deflagrado o movimento de concentração empreendido pela Light e pela AMFORP, ao final da década de 1920, praticamente todas as regiões mais desenvolvidas no país e também aquelas que apresentavam maiores perspectivas de desenvolvimento, estavam sob o virtual monopólio das duas companhias estrangeiras. Neste período fica definido o novo perfil do setor elétrico no país, caracterizado pela maciça presença do capital estrangeiro, que se manteve, sem muitas modificações, pelas duas décadas seguintes.

2.1.2. A regulamentação do setor

A indústria de energia elétrica no período 1930-1945 passou por profundas transformações institucionais, dada a preocupação do poder público em regulamentar suas atividades. Por outro lado, a aceleração do crescimento industrial e a urbanização do país fizeram com que a demanda de energia elétrica aumentasse bem mais rapidamente que a capacidade de geração.

As mudanças institucionais do setor de energia elétrica tiveram início em setembro de 1931, quando foram suspensos por decreto todos os atos de alienação, oneração, promessa ou começo de transferência de qualquer curso perene ou queda d'água. Foi o primeiro passo para a afirmação da União como poder concedente em matéria de energia elétrica, ou seja, qualquer ato que envolvesse os dispositivos do decreto passava a depender da autorização expressa do governo federal. Essa

medida tendia a refrear o intenso processo de concentração do setor elétrico verificado na segunda metade da década de 1920, comandado pelos grupos Light e AMFORP, uma vez que se proibia a aquisição de novas empresas geradoras de eletricidade e respectivas concessões de aproveitamento de quedas d'água.

Em 1934 é promulgado o Código das Águas, instrumento legal básico da regulamentação do setor de águas e energia elétrica. O Código estabelece a separação da propriedade das quedas d'água das terras em que se encontram, incorporando-as ao patrimônio da Nação; atribui à União a competência da outorga da autorização e concessão para o aproveitamento de energia hidráulica para uso privativo ou serviço público; institui o princípio do custo histórico e do serviço pelo custo, de lucro limitado e assegurado e inicia a nacionalização dos serviços, restringindo sua concessão a brasileiros ou empresas organizadas no Brasil, ressalvando, porém, os direitos adquiridos pelas empresas estrangeiras já em atividade no país. A garantia de retorno limitado sobre os investimentos sem que houvesse a correção monetária do valor histórico dos ativos trazia uma séria inconsistência que estagnou a expansão, pois as concessionárias privadas recusaram-se a assinar novos contratos de concessão e, consequentemente, não tiveram permissão para expandir os seus sistemas elétricos. Em 1943, por meio de uma lei especial, este impedimento foi extinto.

O Código postulou a nacionalização progressiva das quedas d'água julgadas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar do país, o que não implicava transferir esses bens para o Estado, mas sim para brasileiros. O poder público, com base no Código, teve assegurada a possibilidade de um controle muito mais rigoroso sobre as concessionárias de energia elétrica, determinando a fiscalização técnica, financeira e contábil de todas as empresas do setor. A fiscalização financeira e contábil era um tema de extrema importância devido ao ideário nacionalista da Revolução de 1930. O grupo Light, um dos principais alvos da campanha

nacionalista, era citado na época como uma das primeiras companhias estrangeiras cuja rentabilidade deveria ser investigada.

A fiscalização das concessionárias determinada pelo Código tinha o tríplice objetivo de assegurar serviço adequado, fixar tarifas razoáveis e garantir a estabilidade financeira das empresas. As tarifas seriam fixadas sob a forma de serviço pelo custo, levando em conta as despesas de operação, as reservas para depreciação e reversão e ainda a justa remuneração do capital. Além disso, ficou estabelecido que o capital das empresas seria avaliado de acordo com seu custo histórico, ou seja, o custo original das instalações.

Em 1939 é criado, por decreto-lei, o Conselho Nacional de Águas e Energia, transformado posteriormente em Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE. Suas principais atribuições consistiam em manter estatísticas, organizar planos de interligação de usinas e sistemas elétricos, regulamentar o Código das Águas, examinar as questões relacionadas à indústria de energia elétrica e resolver, em grau de recurso, os dissídios entre a administração pública e as concessionárias.

2.1.3. O processo de estatização

Em 1945 é criada a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, cujo objetivo era promover a construção de uma grande usina hidrelétrica que explorasse o potencial energético da cachoeira de Paulo Afonso. A criação da CHESF marca o início da estatização, a nível federal, do setor elétrico brasileiro.

Durante o segundo governo Vargas (1951-1954), há maior intervenção do estado na economia. É elaborado o plano nacional de eletrificação, concentrando o controle das usinas hidrelétricas nas mãos dos governos federal e estaduais. O aparato legal e institucional centralizado é marcado pelo princípio de racionalização do uso e exploração dos recursos naturais, em função

das necessidades da indústria que se expandia. Água e energia elétrica eram questões afetas à segurança nacional. A partir de 1954 a estatização do setor elétrico foi crescente, com pequenos grupos ainda defendendo a iniciativa privada.

No início da década de 1960 é criado o Ministério das Minas e Energia – MME, e logo após, a Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.. Atuando como uma holding no setor, congregou as concessionárias que permaneceram com grau de autonomia administrativa, passando a gerir, simultaneamente, vultuosos recursos, tornando-se a principal agente financeira setorial. Foi instituída como uma sociedade de economia mista, responsável pelo planejamento, financiamento, coordenação e supervisão dos programas de construção, ampliação e operação dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica.

Além da CHESF, outras concessionárias de âmbito regional foram criadas: Furnas (1957), Eletrosul (1968) e Eletronorte (1973), imprimindo ao setor elétrico as características atuais. A partir de 1966 iniciou-se um processo de negociação entre o Brasil e o Paraguai com o objetivo de levantar os recursos hidráulicos do rio Paraná, desde o salto de Sete Quedas até a confluência do rio Iguaçu, que lhes pertencia em condomínio. Em 1973 cria-se a Itaipu Binacional, resultante do consórcio entre os dois países, cuja finalidade é a construção e operação da Usina Hidrelétrica de Itaipu. A usina, atualmente com uma potência instalada de 12.600 MW, começou a operar em 1984, tornou-se um marco mundial, constituindo-se como a maior hidrelétrica do mundo até os dias de hoje.

A completa nacionalização do setor elétrico ocorre com a compra da AMFORP, em 1964, e da Light, em 1979, ambas pela Eletrobrás. A principal conseqüência desse processo de estatização foi a integração regional e a interligação dos sistemas. A coordenação do setor tornou-se centralizada e dentro da estrutura da Eletrobrás criaram-se diversos grupos de trabalho

congregando efetivamente as concessionárias, tais como o Grupo Coordenador da Operação Interligada – GCOI, e o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS.

A década de 1960 marca o início da evolução do sistema elétrico brasileiro face ao grande crescimento do mercado, o que levou à construção de grandes centrais hidrelétricas para atender aos requisitos de carga. Esse período é caracterizado pelo inventário do potencial hidro-energético do País, pelos programas de expansão regional e pelas experiências iniciais em coordenação da operação do sistema.

Com o setor elétrico nacional já consolidado no início da década de 1970 e a economia do país apresentando altas taxas de crescimento, o planejamento do sistema era feito para atender a um crescimento do mercado a taxas superiores a 10% ao ano. A remuneração tarifária das empresas se situava na faixa de 10% a 12% e a captação de recursos no exterior para financiar a expansão do setor era facilitada pela saúde financeira do país e das próprias empresas.

Durante o período 1970-1979, várias obras foram planejadas, projetadas e tiveram suas construções iniciadas para atender o mercado que se previa para a primeira metade da década de 1980. A integração entre as empresas é intensificada neste período, tornando-se necessária uma coordenação a nível de sistema interligado, atribuição da Eletrobrás a partir de 1973 através de uma estrutura de operação em *pool* coordenado. Outro ponto marcante desta época é o desenvolvimento de técnicas e métodos de planejamento econômico. Em 1979 ocorre, com reflexos mundiais, a segunda crise energética, com a brusca elevação dos preços do petróleo. O Brasil, grande importador do produto, teve a sua economia profundamente abalada pela medida.

2.1.4. A crise do modelo

Em todo o País, o setor elétrico entrou em fase de dificuldades que há muito não se vivia: a crise econômica reduziu as taxas de crescimento do mercado para 9,9% em 1980 e 1,4% em 1981, e

consequentemente aquele sistema planejado para um mercado que cresceria a mais de 10% passou a dispor de uma certa folga. Por outro lado, redução do mercado significou menor arrecadação, agravando uma situação que já vinha de 1978, quando a taxa de remuneração das empresas caiu para menos de 8%. Este quadro levou à deterioração econômica das empresas, dificuldades para captação de empréstimos externos e limitação dos níveis de investimentos para o futuro.

Em paralelo a isto, as dificuldades conjunturais do País começaram a exigir do Setor Elétrico contribuições significativas, algumas aproveitando a disponibilidade energética do período e outras contrariando os princípios mais elementares de um bom planejamento. Entre as primeiras destacaram-se a venda de energia excedente a preços incentivados visando a substituição dos derivados de petróleo e a produção de bens para exportação e entre aquelas negativas, a que mais causou impacto foi a compra indiscriminada de equipamentos para instalações elétricas, os famosos "pacotes", com o objetivo de captar dólares no exterior.

No início dos anos 80, com a disponibilidade de energia elétrica face à redução de mercado, inicia-se um grande incentivo ao seu uso e o planejamento da expansão do sistema passa por uma grande reestruturação, onde se decide postergar várias obras por causa das dificuldades financeiras. Adota-se então um modelo colegiado de empresas com a criação do Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS. Outros aspectos importantes são a consolidação do processo tecnológico, a intensificação das relações comerciais e a comercialização das energias secundárias, que conferiram ao setor um maior grau de maturidade.

O atraso nos investimentos, provocado pelo endividamento externo e pela defasagem nas tarifas, começa a tornar-se grave a partir de 1984, período em que já não se consegue acompanhar o crescimento da demanda. Este quadro, aliado a severas estiagens ocorridas a partir de 1985, causa uma grande crise no abastecimento, provocando racionamentos na região sul, em 1986, e na região nordeste no ano seguinte. O Governo então lança o Plano de Recuperação Setorial – PRS, com o

propósito de aumentar gradativamente as tarifas até que elas atinjam um nível adequado, diminuindo consequentemente o consumo e remunerando as empresas de forma a retomar os investimentos no setor. No entanto, prevaleceu a estratégia do Governo de utilizar as tarifas públicas como um dos instrumentos de combate à inflação, bastante acentuada no final da década de 1980 e no inicio da década seguinte.

Em 1991, segundo um relatório interno do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, a taxa média de remuneração dos investimentos do setor era, naquele ano, negativa - cerca de -2,5% - e a previsão para o ano seguinte era mais pessimista ainda, com uma taxa de -3,5%. No final de 1992 a dívida da Eletrobrás e suas controladas ultrapassava o valor de US$ 28,0 bilhões, onde somente o intercâmbio de energia entre os concessionários era responsável por uma dívida de mais de US$ 4,0 bilhões.

2.1.5. A reforma do setor

A necessidade de uma reforma no setor, envolvendo aspectos estruturais e institucionais, já estava sendo discutida desde o começo da década de 1980, porém, as mudanças se iniciaram a partir de 1993. O saneamento das dívidas do setor, eliminando as inadimplências até 1993, é conseguido com a Lei 8.631/93, que, pelo menos teoricamente, liberou as tarifas, passando a vigorar o princípio do preço garantido. Nesta mesma época iniciam-se efetivamente as medidas necessárias para um retorno da iniciativa privada ao setor elétrico, reconhecido desde 1990 como a principal alternativa para solução da falta de recursos do Estado, aumento da competição e efetivação do Plano Nacional de Desestatização – PND.

Outras medidas importantes foram a criação do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, pelo Decreto 1.009/93, permitindo o livre acesso à rede de transmissão mediante pedágio, a promulgação da Lei das Concessões, Lei 8.987/95, em que as

concessões e prestações de serviços públicos federais passam a ser outorgados por meio de licitação pública e, finalmente, a criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica – PIEE, pela Lei 9.074/95, em complementação à Lei das Concessões. Todas estas medidas ocorreram simultaneamente à crise das condições de suprimento de energia, em decorrência do atraso de obras, aumento de consumo e adversidades hidrológicas. Estes fatores combinados conduziram a uma situação extremamente complexa no país: retomar a expansão da capacidade de geração em níveis compatíveis com o aumento de consumo; criar um ambiente competitivo e atraente para a iniciativa privada, em especial no segmento da geração; e definir um novo modelo institucional forte e capaz de sustentar adequadamente o setor elétrico.

Em 1995, o setor elétrico se encontra na fase mais aguda da crise, com grandes riscos de déficit de energia, o que poderia comprometer o pleno atendimento do mercado. A Lei 8.631/93 não foi suficientemente capaz de superar os problemas do setor elétrico, embora tenha elevado o nível das tarifas e promovido a sua desequalização.

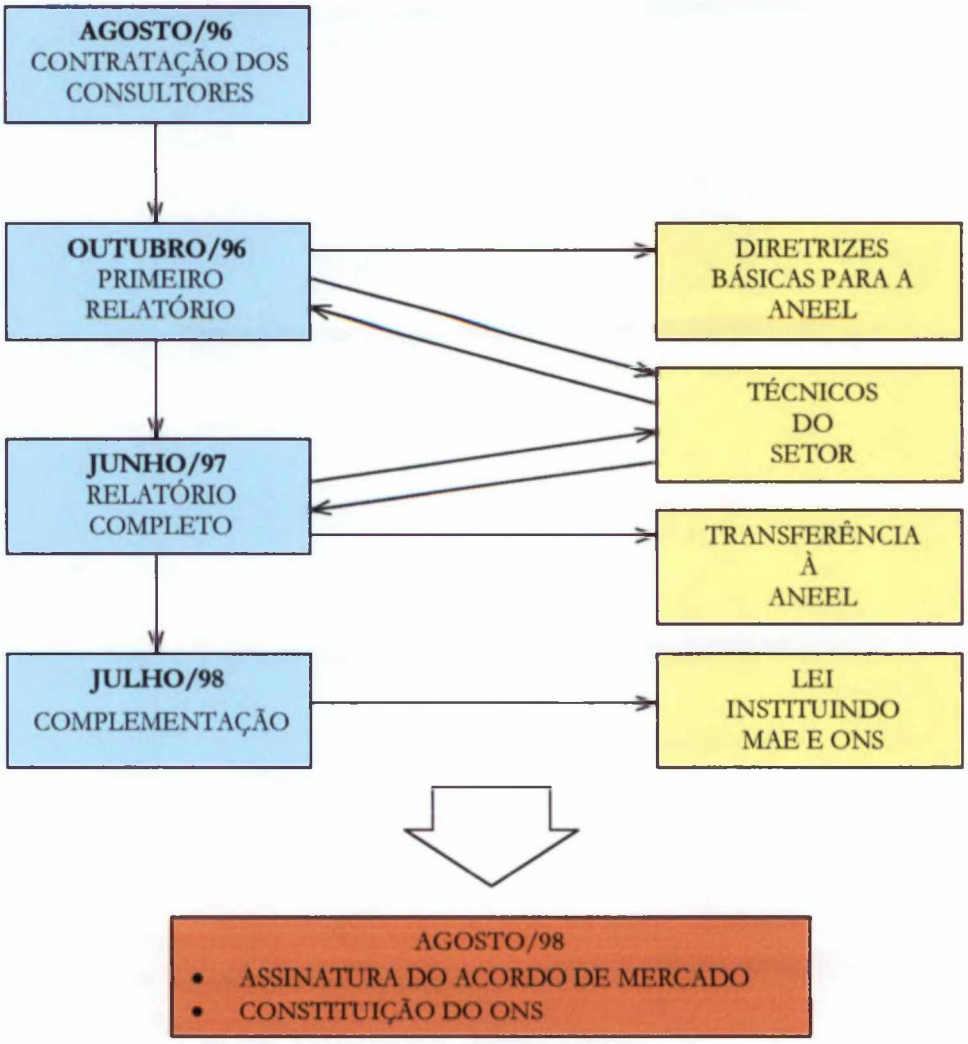
A crise estrutural era acentuada devido a vários desajustes e problemas, dos quais, pode-se dizer que a incapacidade de gerar recursos suficientemente capazes de atender a necessária expansão do sistema de geração, foi a principal motivação para a reforma.

Simultaneamente à crise do setor ocorre um significativo aumento no consumo de energia elétrica no país, elevando as taxas médias de expansão do consumo de 3,5% para 7% ao ano.

O mais grave da crise em que se encontrava o setor elétrico antes de 1995 é que não havia uma proposta que permitisse uma imediata e rápida reformulação setorial, a despeito de uma década de discussões e tentativas frustradas de superação da crise. O setor elétrico continuava profundamente dividido quanto aos caminhos a seguir.

Diante disso, o Governo Federal adotou uma série de medidas com o objetivo de iniciar efetivamente um processo de ampla reestruturação do setor. A base das mudanças ocorre com a promulgação de uma nova legislação setorial, incorporando as tendências atuais da indústria de energia elétrica e permitindo antecipar alguns dispositivos reguladores essenciais, como a criação de um agente setorial independente, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a criação de um ambiente propício objetivando a retomada da expansão da oferta com recursos privados.

FIGURA 1 – Esquema Básico do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Ministério das Minas e Energia – Secretaria de Energia

Paralelamente iniciou-se um amplo programa de privatizações, envolvendo inicialmente as distribuidoras federais e em seguida as estaduais, cujo objetivo foi buscar o saneamento financeiro

das concessionárias estatais e a recuperação da capacidade de gestão técnica e administrativa que haviam sido perdidas.

Havia também a necessidade de conceber e detalhar o novo ambiente e as regras de funcionamento do mercado livre de energia elétrica, condição indispensável para a privatização eficiente do segmento de geração. O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RE-SEB, contou com o suporte de um grupo de consultores, liderado pela empresa inglesa *Coopers & Lybrand*, e teve uma forte interação com os diversos técnicos do setor elétrico brasileiro.

2.2. Características estruturais

As características do sistema elétrico brasileiro são muito peculiares, com pouca ou quase nenhuma similaridade com sistemas de outros países no mundo. Os aspectos mais importantes são:

- Cerca de 97% da capacidade de geração é de origem hidráulica, com reservatórios de regularização plurianual;

- Dois terços da capacidade instalada do país estão baseados em 20 usinas, cujas potências instaladas superam os 1.000 MW;

- Várias usinas do sistema estão dispostas "em cascata" ao longo dos principais rios. Ao longo da bacia do rio Paraná, por exemplo, a montante de Itaipu, existem 32 usinas operando em seis afluentes do rio;

- Zonas de geração distantes das zonas de consumo, exigindo extensa rede de transmissão em alta tensão;

- Diversidade hidrológica entre bacias, proporcionando um certo grau de complementaridade entre algumas regiões;

- Dois grandes sistemas interligando os subsistemas regionais – Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Há também diversos sistemas isolados, a maioria localizados na Região Norte;

- Operação centralizada e coordenada, objetivando a minimização das perdas energéticas, que segundo o GCPS (1998), seriam da ordem de 23% de toda energia do sistema, se não houvesse coordenação.

Existem outros países com geração hidrelétrica expressiva, como a Noruega e o Canadá, porém há diferenças significativas com o sistema elétrico brasileiro. A Noruega, por exemplo, não possui usinas de grande porte com regularização plurianual, havendo uma complementação com a geração térmica dos demais países da Escandinávia, o que permite a exportação de excedentes e importação em anos secos. No Canadá, as províncias são autônomas, cada uma operando seu próprio sistema. No verão há exportação de energia dos Estados Unidos e no inverno importação, sendo grande a complementação térmica.

2.2.1. Aspectos físicos do sistema

O sistema elétrico brasileiro compõem-se de dois sistemas interligados, um integrado pelas empresas da região Sul, Sudeste e Centro-Oeste e outro pelas empresas da região Nordeste e parte da região Norte. O sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste possui uma capacidade instalada de 44.706 MW, avaliada em dezembro de 1998, considerando 50% da potência nominal da UHE Itaipu, sendo 41.102 MW em geração hidrelétrica, com 194 usinas em operação, e 3.604 MW em geração térmica, com 25 usinas operando. O sistema de transmissão que interconecta as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste tem uma capacidade de transferência de aproximadamente 3.600 MW médios, no sentido Sul/Sudeste, e 3.900 MW médios, no sentido inverso. O sistema Norte/Nordeste dispõe de uma capacidade instalada de 14.716 MW, sendo 14.417 MW em geração

hidrelétrica, com 17 usinas, e 299 MW em geração térmica, com 3 usinas. O sistema de transmissão que interconecta as regiões Norte/Nordeste tem uma capacidade de transferência de aproximadamente 600 MW médios no sentido Norte/Nordeste e 700 MW médios no sentido inverso. Existem também aproximadamente 300 sistemas elétricos isolados, com tamanhos e complexidade variados, sendo a maior parte localizada na região Norte. Os mais importantes, considerando seu porte, são os de Boa Vista, Macapá, Manaus, Porto Velho e Rio Branco.

TABELA 1 - Capacidade Instalada dos Sistemas - dezembro/1998

SISTEMAS	HIDRO	%	TÉRMICA	%	TOTAL
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	41.102	92	3.604	8	**44.706**
Norte/Nordeste	14.417	98	299	2	**14.716**
Isolados	582	26	1.620	74	**2.202**
TOTAL	**56.101**	**91**	**5.523**	**9**	**61.624**

A geração térmica abrange a geração nuclear
Considerando somente 50% da capacidade instalada de Itaipu

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS - Eletrobrás)

TABELA 2 – Usinas Hidrelétricas em Operação com Capacidade Instalada Superior a 10 MW
Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste

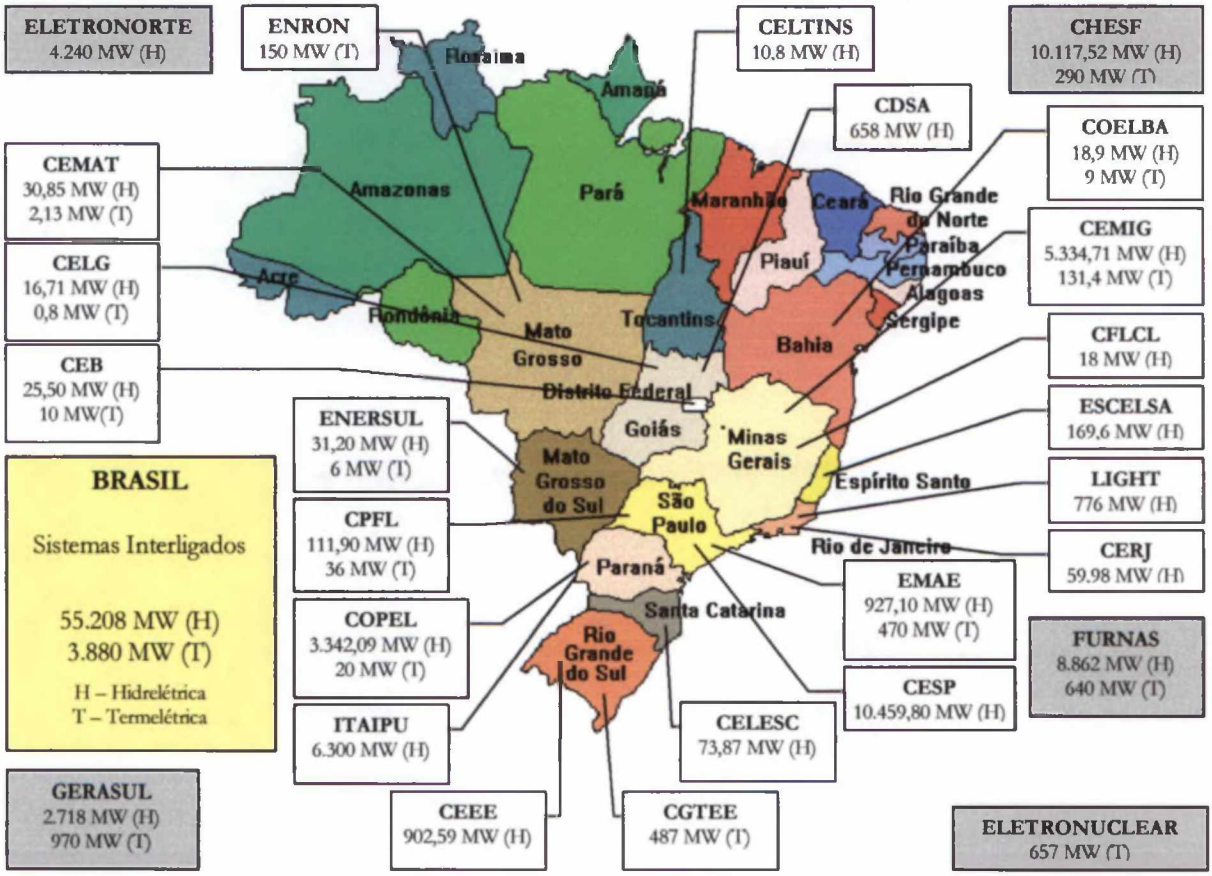
USINA	EMPRESA	RIO	CAPACIDADE INSTALADA (MW)
Álvaro Souza Lima	CESP	Tietê	144
Americana	CPFL	Atibaia	34
Apolônio Sales (Moxotó)	CHESF	São Francisco	400
Armando A. Laydner	CESP	Paranapanema	98
Armando Salles de Oliveira	CESP	Pardo	32
Assis Chateaubriand	ENERSUL	Pardo	30
Barra Bonita	CESP	Tietê	140
Boa Esperança	CHESF	Parnaíba	225
Bracinho	CELESC	Bracinho	17
Bugres	CEEE	Santa Maria	12
Cachoeira do Emboque	CFLCL	Matipó	18
Cachoeira Dourada	CELG	Paranaíba	658
Caconde	CESP	Pardo	80
Camargos	CEMIG	Grande	48
Canastra	CEEE	Santa Maria	44
Capivara	CESP	Paranapanema	640
Casca 3	CEMAT	Casca	12
Chaminé	COPEL	São João	18
Chavantes	CESP	Paranapanema	416
Corumbá I	FURNAS	Corumbá	375
Eloy Chaves	CPFL	Mogi-Guaçu	19
Emborcação	CEMIG	Paranaíba	1.192
Estreito	FURNAS	Grande	1.104
Euclides da Cunha	CESP	Pardo	108
Fontes – BC	LIGHT	Lajes	88
Fontes – Lajes	LIGHT	Lajes	44
Foz do Areia	COPEL	Iguaçu	1.676
Funil	FURNAS	Paraíba do Sul	222
Funil	CHESF	Contas	30
Furnas	FURNAS	Grande	1.312
Gafanhoto	CEMIG	Pará	13
Guaricana	COPEL	Arraial	36
Henry Borden	ELETROPAULO	Cubatão	887
Ibitinga	CESP	Tietê	132
Ilha dos Pombos	LIGHT	Paraíba do Sul	164
Ilha Solteira	CESP	Paraná	3.444
Itaipu (parcela brasileira)	ITAIPU	Paraná	6.300
Itaparica	CHESF	São Francisco	1.500
Itaúba	CEEE	Jacuí	500
Itumbiara	FURNAS	Paranaíba	2.280
Itutinga	CEMIG	Grande	52
Jacuí	CEEE	Jacuí	180
Jaguara	CEMIG	Grande	424
Jaguari	CESP	Jaguari	28
Jaguari	CPFL	Jaguari	14

TABELA 2 – Usinas Hidrelétricas em Operação com Capacidade Instalada Superior a 10 MW
Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (Continuação)

USINA	EMPRESA	RIO	CAPACIDADE INSTALADA (MW)
G. Parigot de Souza	COPEL	Capivari	252
J. Ermírio Moraes (A. Vermelha)	CESP	Grande	1.396
Júlio Mesquita Filho	COPEL	Chopim	58
Lucas Nogueira Garcez	CESP	Paranapanema	72
Macabu	CERJ	Macabu	18
Marimbondo	FURNAS	Grande	1.488
Mário L. Leão (Promissão)	CESP	Tietê	264
Mascarenhas	ESCELSA	Doce	123
Mascarenhas de Moraes	FURNAS	Grande	478
Miranda	CEMIG	Araguari	390
Morro Grande (Areal)	CERJ	Preto 2	20
Nilo Peçanha 1	LIGHT	Ribeirão Lajes	380
Nova Avanhandava	CESP	Tietê	347
Nova Ponte	CEMIG	Araguari	510
Palmeiras	CELESC	Bonito	17
Paraibuna/Paraitinga	CESP	Paraíba do Sul	86
Paranoá	CEB	Paranoá	26
Passo Fundo	ELETROSUL	Erexim	220
Passo Real	CEEE	Jacuí	150
Paulo Afonso 1	CHESF	São Francisco	180
Paulo Afonso 2	CHESF	São Francisco	445
Paulo Afonso 3	CHESF	São Francisco	800
Paulo Afonso 4	CHESF	São Francisco	2.460
Pedra	CHESF	Contas	20
Pereira Passos	LIGHT	Lajes	100
Piau	CEMIG	Piau	18
Porto Colômbia	FURNAS	Grande	328
Porto Góes	ELETROPAULO	Tietê	11
Rasgão	ELETROPAULO	Tietê	22
Rio Bonito	ESCELSA	Santa Maria	14
Rosana	CESP	Paranapanema	372
Salto Grande	CEMIG	Santo Antônio	102
Salto Osório	ELETROSUL	Iguaçu	1.078
Salto Santiago	ELETROSUL	Iguaçu	1.420
São Domingos	CELG	São Domingos	12
São Simão	CEMIG	Paranaíba	1.710
Segredo	COPEL	Iguaçu	1.260
Serra da Mesa	FURNAS/SEMESA	Tocantins	1.275
Sobradinho	CHESF	São Francisco	1.050
Souza Dias (Jupiá)	CESP	Paraná	1.443
Suíça	ESCELSA	Santa Maria	31
Taquaruçu	CESP	Paranapanema	555
Três Irmãos	CESP	Tietê	485
Três Marias	CEMIG	São Francisco	396
Tucuruí 1	ELETRONORTE	Tocantins	4.200
Tucuruí Piloto	ELETRONORTE	Tocantins	40
Volta Grande	CEMIG	Grande	380
Xingó	CHESF	São Francisco	3.000

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS - Eletrobrás)

FIGURA 2 – Capacidade Instalada dos Sistemas Interligados por Concessionárias – dez/1998



Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS - Eletrobrás)

TABELA 3 – Usinas Termelétricas em Operação com Capacidade Instalada Superior a 10 MW
Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste

USINA	EMPRESA	COMBUSTÍVEL	**POTÊNCIA EFETIVA (MW)**
Alegrete	ELETROSUL	Óleo Combustível	66
Angra I	ELETRONUCLEAR	Nuclear	657
Camaçari	CHESF	Óleo Combustível	290
Carioba	CPFL	Óleo Combustível	36
Charqueadas	ELETROSUL	Carvão	72
Cuiabá I	ENRON	Óleo Combustível	150
Figueira	COPEL	Carvão	20
Igarapé	CEMIG	Óleo Combustível	131
J. Lacerda A	ELETROSUL	Carvão	232
J. Lacerda B	ELETROSUL	Carvão	250
J. Lacerda IV	ELETROSUL	Carvão	350
Nutepa	CEEE	Óleo Combustível	24
Piratininga	ELETROPAULO	Óleo Combustível	470
Pres. Médici	CEEE	Carvão	446
R. Silveira	FURNAS	Óleo Combustível	32
Santa Cruz	FURNAS	Óleo Combustível	608
São Jerônimo	CEEE	Carvão	17
São Luís	ELETRONORTE	Diesel	116
Ter. Brasília	CEB	Óleo Combustível	10

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS - Eletrobrás)

TABELA 4 – Usinas Hidrelétricas em Operação com Capacidade Instalada Superior a 10 MW
Sistemas Isolados da Região Norte

USINA	EMPRESA	RIO	CAPACIDADE INSTALADA (MW)
Curuá-Una	CELPA	Curuá-Una	30
Coaracy Nunes	ELETRONORTE	Araguari	40
Balbina	ELETRONORTE	Uatumã	250
Samuel	ELETRONORTE	Jamari	217

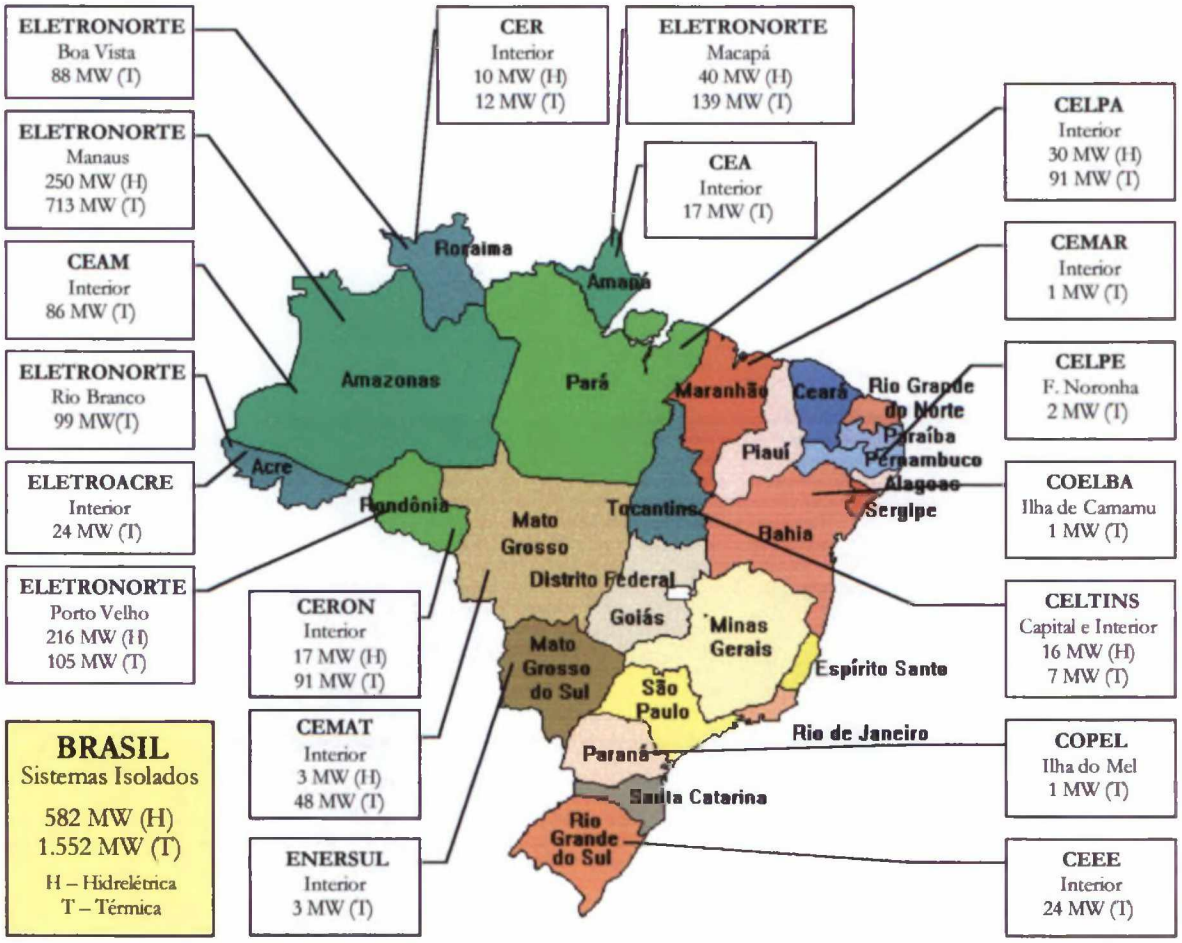
Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS - Eletrobrás)

TABELA 5 – Usinas Termelétricas em Operação com Capacidade Instalada Superior a 10 MW
Sistemas Isolados da Região Norte

USINA	EMPRESA	COMBUSTÍVEL	POTÊNCIA EFETIVA (MW)
Aparecida	ELETRONORTE	Óleo Combustível	122
Mauá	ELETRONORTE	Óleo Combustível	137
Electron	ELETRONORTE	Diesel	120
Santana	ELETRONORTE	Diesel	99
Rio Acre	ELETRONORTE	Diesel	36
Rio Branco I	ELETRONORTE	Diesel	30
Rio Branco II	ELETRONORTE	Diesel	33
Porto Velho	ELETRONORTE	Diesel	16
Rio Madeira	ELETRONORTE	Diesel	89
Boa Vista	ELETRONORTE	Diesel	25
Floresta	ELETRONORTE	Diesel	70

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS - Eletrobrás)

FIGURA 3 – Capacidade Instalada dos Sistemas Isolados por Concessionárias – dez/1998



Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS - Eletrobrás)

2.3. Características do planejamento do setor

O planejamento do setor elétrico nacional pode ser dividido em dois segmentos que se complementam: da expansão do parque gerador e da operação eletroenergética.

Os estudos de planejamento da expansão compreendem três etapas de análise:

(i) Estudos de longo prazo: os estudos de longo prazo analisam as perspectivas futuras de expansão em um horizonte de estudo de aproximadamente 30 anos. Com base em

previsões de longo prazo - econômicas, tecnológicas e energéticas - e no potencial energético total, definem-se as linhas mestras do desenvolvimento do sistema, os custos marginais de referência, a política industrial e tecnológica e o programa de inventário de recursos energéticos. Nos estudos de longo prazo são definidas as diretrizes para os estudos de médio e curto prazos e determinados os custos marginais de expansão de longo prazo.

(ii) Estudos de médio prazo: os estudos de médio prazo, com um horizonte de estudo de 15 anos, estabelecem as datas de entrada em operação de novas usinas, definindo assim o programa de expansão da geração. Estes estudos, embora não se constituam em Planos de divulgação similar aos Planos Nacionais de Energia Elétrica e Planos Decenais, constituem-se como um importante instrumento para o estabelecimento de cenários de expansão da oferta e do sistema de transmissão. Determinam-se, nos estudos de médio prazo, o programa de referência, do qual fazem parte os projetos de geração e sua programação e o programa de estudos de viabilidade de projetos de geração. As informações necessárias para a realização desta etapa compreendem as previsões econômicas e energéticas de médio prazo e o potencial energético inventariado.

(iii) Estudos de curto prazo: nos estudos de curto prazo, cujo horizonte de estudo era de 10 anos, analisam-se os aspectos de viabilidade físico-financeira do programa de obras e os efeitos de modificações conjunturais nas premissas da alternativa de médio prazo, principalmente com relação a mudanças nas projeções de mercado. Pode-se dizer que os estudos de curto prazo correspondem ao ajuste dos estudos de médio prazo na realização do planejamento da expansão da geração. O aspecto de maior importância nesta etapa dos estudos é a compatibilização do programa de expansão com os cronogramas físico-financeiros, com a geração de recursos financeiros e com a capacidade de investimentos, culminando no planejamento financeiro do setor elétrico.

Os estudos para o planejamento eletroenergético compreendem diversos horizontes, sendo o mais longo de três anos até o planejamento diário das gerações das usinas dos sistemas interligados. A operação centralizada dos sistemas elétricos interligados é uma decorrência da hidreletricidade e da integração elétrica dos diversos subsistemas através de grandes troncos de transmissão, constituindo-se como uma real necessidade para a atual configuração dos sistemas interligados. Em função do novo modelo do setor, algumas mudanças serão necessárias para disciplinar regras de operação, de forma a manter sua essência de proporcionar máxima confiabilidade e menor custo operativo. O organismo responsável pelo seu funcionamento atualmente é o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que substituiu o extinto GCOI.

2.3.1. O planejamento indicativo

A reforma do setor elétrico brasileiro mudou significativamente a interpretação do planejamento da expansão do parque gerador. Definir quais fontes de geração deveriam ser agregadas ao sistema, consistia em se analisar o setor como um todo, levando em conta as necessidades de cada região e obedecendo um cronograma que definia a seqüência ótima da expansão conforme a ordem crescente dos custos dos empreendimentos. O planejamento realizado pelo GCPS tinha caráter determinativo e estabelecia a estratégia de expansão considerando de maneira secundária os elementos de decisão empresarial, tipicamente o prazo e a taxa interna de retorno do projeto.

A partir da publicação das Leis n.° 8.987/95 e 9.074/95 modificou-se o processo de outorga das concessões e o planejamento da expansão, ainda realizado da mesma forma, ou seja, buscando o mínimo custo global, adquiriu caráter indicativo. Com a participação da iniciativa privada cada vez maior no setor e a não obrigatoriedade de atendimento do programa de expansão da oferta, a avaliação econômico-financeira dos futuros empreendimentos de geração passou a ser o principal elemento de auxílio à tomada de decisão dos investidores privados.

Capítulo 3

A reestruturação do setor elétrico brasileiro

Desde o início da década de 80, já estava claro que o setor de energia elétrica carecia de mudanças estruturais e institucionais, face à crescente crise financeira que provocou sérias inadimplências entre as concessionárias. Diante dessas dificuldades, conseguiu-se realizar bons diagnósticos setoriais, como a Revisão Institucional do Setor Elétrico - REVISE, mas nenhuma solução chegou a ser consensada, pois, dentre outros motivos, não havia uma real ameaça de desabastecimento de energia e os agentes do setor não tinham os mesmos interesses, o que impediu um consenso sobre as medidas a serem propostas.

Em 1995, o setor elétrico atingiu o ponto de não saber quais os rumos que deveria tomar diante da crise que se impunha pela falta de recursos suficientes para dar continuidade à expansão da geração e por não terem sido estabelecidas regras e mecanismos necessários para atrair a iniciativa privada e, desta forma, possibilitar o atendimento à crescente demanda por energia. Outro aspecto que contribuiu com a falta de direção a ser seguida pelo setor elétrico foi um arranjo institucional confuso, refletindo diversos conflitos de interesse e desestimulando a participação de capitais privados.

3.1. A experiência internacional

O setor de infra-estrutura, com destaque para o setor elétrico, começou a sofrer um processo de deterioração de seu desempenho econômico a partir da década de setenta. Este processo gerou críticas dos consumidores e pressões ideológicas pela privatização desses serviços, inicialmente nos países industrializados, e, posteriormente, nos países em desenvolvimento (Rosa et al., 1998).

A queda do desempenho econômico do setor tem como causa uma combinação extensa de fatores, dos quais podem ser destacados: (i) a crise do petróleo e o aumento dos combustíveis fósseis, refletindo-se sobre o custo operacional do parque térmico; (ii) a alta das taxas de juros do mercado internacional e o consequente aumento do custo de novos empreendimentos, em particular, aqueles com longo prazo de maturação; (iii) elevação do custo ambiental das empresas do setor em virtude de novas políticas ambientais tipicamente preservacionistas; (iv) o impacto da difusão de novas tecnologias microeletrônicas que poupam energia, incentivam seu uso eficiente e introduzem novas exigências de qualidade no fornecimento de energia; e, (v) a redução das taxas de crescimento do consumo, notadamente no mercado dos países desenvolvidos, devido a uma relativa estabilidade demográfica, taxas de crescimento populacional pequenas e decrescentes, e implementação de políticas de conservação de energia (Rosa et al., 1998).

Diante dessa nova ordem, os modelos monopolistas e estatais passam a não mais oferecer a eficiência econômica necessária para se auto-sustentarem, o que acaba conduzindo a uma degradação dos serviços de eletricidade e da qualidade de fornecimento de energia.

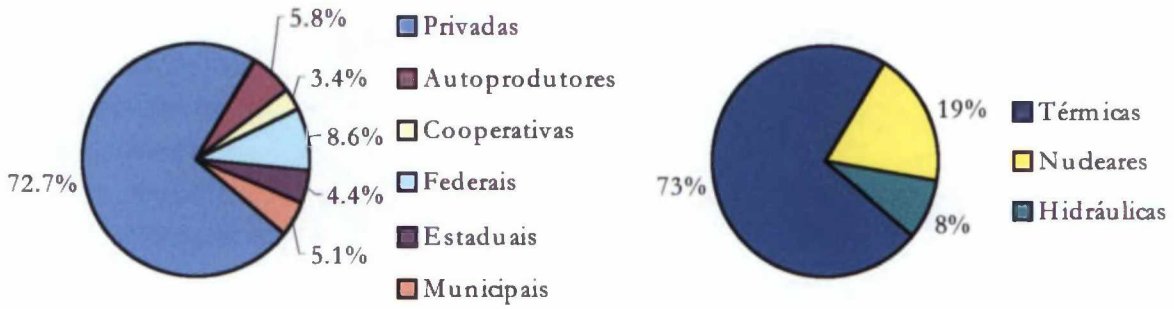
A necessidade de reforma é percebida por diversos países que se apressam na busca de alternativas de adequação aos novos cenários. Estima-se que cerca de noventa países estejam atualmente promovendo reformas em seus setores elétricos. De uma forma geral, em todos os países onde as reformas no setor elétrico já estão em desenvolvimento, foram seguidas duas tendências básicas: aumento da participação do capital privado nos investimentos e desverticalização dos sistemas, cujo intuito é estimular a competição entre os agentes na busca de um equilíbrio econômico-financeiro do setor.

3.1. 1. A reforma nos Estados Unidos

Os EUA iniciaram o movimento de reforma do setor elétrico em seu país em meados da década de 70. Desde 1978, os legisladores dos EUA procuram implementar o livre acesso à rede, promover a entrada de novos agentes e incentivar a conservação de energia.

O setor elétrico norte-americano caracteriza-se pela sua dimensão, cerca de 750 GW de capacidade instalada, pelo grande número de concessionárias e pela diversidade regulatória existente entre os diversos estados da federação. As concessionárias verticalmente integradas são privadas e as concessionárias municipais operam como distribuidoras de eletricidade, adquirindo sua energia de geradoras federais ou empresas verticalmente integradas.

FIGURA 4 – Capacidade Instalada nos EUA (por tipo de empresa e tipo de geração)



Fonte: Argüelles, 1996

O mercado elétrico norte-americano é regulado nas instâncias federal e estadual. O órgão regulador federal denominado *Federal Electric Regulatory Commission* – FERC, é responsável pela regulação das atividades comerciais interestaduais das concessionárias, especialmente intercâmbios. Em âmbito estadual existem as *Public Utility Commissions* – PUCs, que fiscalizam a qualidade dos serviços das concessionárias, inclusive no que se refere à política tarifária. Disso decorre uma predominância do poder estadual que irá refletir-se na ausência de uma autoridade nacional com legitimidade para conduzir reforma ou políticas setoriais que incorporem o conjunto de agentes envolvidos na operação e regulação do setor elétrico.

A organização institucional dos EUA tem como marco decisivo o *Public Utility Holding Company Act* – PUHCA, de 1935, editado pelo governo Roosevelt. Este dispositivo legal definiu critérios rigorosos para a proteção dos consumidores cativos e para o controle dos monopólios. Isto traduziu-se em complexos acompanhamentos de custos de serviços das concessionárias e controle dos níveis tarifários, para que as empresas tivessem uma remuneração justa e razoável.

Até a década de 70, o setor elétrico norte-americano funcionou a contento. Porém, uma combinação de pressões advindas da crise energética, elevação da inflação e questões ambientais

conduziram a um significativo aumento dos custos das concessionárias, principalmente no que se refere aos custos de capital. Em 1978, foi aprovada a *Public Utility Regulatory Policy Act* – PURPA, que entre outras medidas visava reduzir o excesso de capacidade instalada das empresas elétricas dos Estados Unidos, encorajar a conservação de petróleo e gás natural e estimular a entrada de Produtores Independentes de Energia Elétrica – PIEE, com base em fontes alternativas, incentivando o desenvolvimento da co-geração e o uso de fontes renováveis. Implementou-se, a partir do PURPA, o princípio do custo evitado, no qual as empresas dos EUA só teriam autorização para construir novas usinas se o custo do empreendimento fosse inferior ao custo de aquisição de energia desses produtores independentes, os chamados geradores qualificados (*qualified facities*). Os geradores qualificados tinham, portanto, garantido o mercado para toda sua energia excedente (obrigação de compra pela concessionária da sua área geográfica) a uma tarifa de custo evitado, ou seja, uma tarifa equivalente à solicitada pela concessionária local nos seus projetos de expansão da oferta.

O resultado dessa política energética, no período de 1979 a 1983, levou a um forte crescimento do número de instalações de geradores qualificados (de 576 para 1200) resultando em um significativo aumento da capacidade instalada correspondente que passou dos 27.479 MW para 47.774 MW (Rosa et al., 1998).

Mesmo com o estímulo à entrada de novos agentes, o PURPA não foi suficiente para reverter a alta dos preços de eletricidade. Como medida para a reversão da tendência crescente dos custos tornou-se necessário abrir o mercado para os geradores independentes e promover a concorrência na expansão de capacidade adicional de geração. Gradativamente, as concessionárias foram perdendo o monopólio da expansão da oferta de eletricidade, o que promoveu sua concorrência com geradores independentes sempre que uma nova central se fez necessária para atender ao mercado em expansão.

Em 1992, o Congresso dos EUA editou uma série de leis relacionadas à política energética americana através do *Energy Policy Act*. Esta legislação veio alterar significativamente as condições de operação do mercado elétrico naquele país. Um dos principais objetivos do *Energy Policy Act* era aumentar a concorrência no mercado de suprimento, encorajando novos produtores. A solução adotada para esta meta foi garantir o acesso às redes de transporte para os PIEE, e, consequentemente, permitir que esta energia pudesse ser livremente comercializada com grandes consumidores. Houve uma grande abertura no mercado e estabeleceu-se uma forte competição entre as concessionárias e os PIEE. Em contrapartida, as concessionárias viram reduzidas as amarras financeiras, com o relaxamento dos rigorosos preceitos legais que as regiam, definidos pelo PUHCA.

O principal efeito do *Energy Policy Act* foi uma rápida expansão da oferta de energia pelos PIEE, a custos sempre inferiores aos das concessionárias. Livres dos controles dos órgãos reguladores, os PIEE lançaram-se na busca dos mercados cativos das concessionárias, explorando novas oportunidades oferecidas, principalmente pela abertura do mercado do gás natural e pela tecnologia do ciclo combinado. O desenvolvimento de novas tecnologias permitiu que as economias de escala pudessem ser apropriadas por unidades geradoras de menor porte. Estas tecnologias tornaram-se viáveis em relação às tecnologias tradicionais devido às seguintes razões: menor tempo de construção, menor custo de capital, turbinas mais eficientes, crescente confiabilidade operacional e, relativamente, menor impacto ambiental.

A atividade de geração sob a regra do custo do serviço não mais atraía as concessionárias tradicionais, que iniciaram um processo de desverticalização, buscando aproveitar as vantagens proporcionadas aos PIEE na comercialização de energia. No entanto as concessionárias verticalizadas que, por razões históricas, encontram-se com altos custos de geração, quando comparados com os oferecidos pelos PIEE, vêm enfrentando difíceis perspectivas financeiras, pois

grande parte de seus investimentos tornaram-se irrecuperáveis. As concessionárias argumentam que seus investimentos foram feitos sob a égide de uma legislação restritiva, com a supervisão dos reguladores, não sendo, portanto, aceitável, do ponto de vista estritamente legal, que novas regras venham impor pesados prejuízos a seus acionistas.

A transição de regime de monopólios regulados para mercados concorrenciais encontra um sério obstáculo na definição dos custos que não serão recuperados no caso dos consumidores optarem por outras concessionárias. Enquanto as concessionárias buscam uma forma de mitigar estes custos, as agências reguladoras estão preocupadas com quem arcará com esta despesa adicional. Estimativas do *Energy Information Administration* – EIA (1997) mostram que os ativos encalhados hoje existentes alcançariam US$ 88 bilhões e que custos futuros podem variar entre US$ 10 a 500 bilhões. Outro ponto, também divergente, refere-se ao agente que cobrirá este custo; se o contribuinte, se o acionista, se o consumidor que está optando por um novo supridor, etc. A posição do FERC é de que os custos encalhados sejam cobrados ao consumidor que desvincula-se da concessionária (Rosa et al., 1998).

Influenciadas pelas reformas implantadas pelo FERC e estimuladas pela perspectiva de redução de tarifas com o estabelecimento de um mercado concorrencial na geração, algumas PUCs vêm promovendo reformas similares em suas jurisdições. O exemplo que merece destaque são as reformas promovidas na Califórnia. Planejadas desde 1992, iniciaram-se efetivamente em 1998. As reformas serão implantadas gradualmente e a previsão é que somente em 2006 o mercado seja totalmente competitivo. Para tanto foram criados dois novos agentes setoriais: O *Independent System Operator* – ISO e a Bolsa de Energia, denominada *Western Electric Power Exchange* – WEPEX.

O ISO é criado com o objetivo de operar o conjunto das redes de transmissão das diversas concessionárias da Califórnia, evitando o abuso de poder de monopólio das concessionárias, proprietárias de ativos de transmissão, tendo como responsabilidades assegurar a confiabilidade do

sistema e a sua operação eficiente, bem como oferecer condições de acesso transparentes e não discriminatórias, em termos econômicos, a todos os agentes do mercado.

O WEPEX é uma instituição independente do ISO. Seu papel é prover a liquidação de contratos de compra e venda de energia entre os agentes, de curto e longo prazo, ou seja, determinar o despacho econômico das centrais com base nas propostas de preço (para cada meia ou uma hora do dia) que lhe serão enviadas pelos geradores (oferta) e pelos consumidores/distribuidores (demanda). O ISO utilizará esta informação para determinar o despacho físico (*constrained dispatch*), que deverá levar em conta as restrições de fluxo nas linhas de transporte e a necessidade de ser mantida a qualidade do serviço. Os geradores receberão o preço determinado pela interação das curvas de oferta e demanda, no nível de cada centro de carga, porém os consumidores/distribuidores pagarão um único preço, determinado pela interação das curvas de oferta e demanda globais (Oliveira, 1997).

Apesar do ISO e do WEPEX serem entidades independentes, o ISO irá coordenar a programação e o despacho, de acordo com as informações prestadas pelo WEPEX, a despeito dos resultados das licitações e dos contratos bilaterais entre os agentes.

Outro aspecto da liberação parcial do mercado de suprimento nos EUA, é que surgem novos agentes com a função de comprar e vender energia. Estes agentes, denominados *Power Marketers* – PM, têm a característica de não deterem nenhum ativo de transmissão ou geração, embora possam deter a propriedade de blocos de energia. O PM diferencia-se do corretor de energia porque este último apenas intermedia um negócio entre o vendedor e o comprador, recebendo uma taxa de corretagem. Segundo o FERC, o comercializador só se desenvolverá caso haja um diferencial de preço entre a energia de suprimento (o preço de compra) e a energia de fornecimento (o preço de venda).

Após 20 anos de reformas, com base em uma dinâmica que parece irreversível, o setor elétrico norte-americano não chegou a um consenso sobre o regime a ser adotado para as redes de transporte e o problema das distorções tarifárias é o centro do debate. No entanto, a maior dificuldade permanece sendo a repartição dos custos irrecuperáveis entre os diversos agentes do sistema elétrico.

3.1.2. A reforma na Inglaterra

A experiência inglesa é considerada o primeiro processo de reformas do setor elétrico que apresentou um escopo radical de mudanças na operação do sistema: promoveu, conjuntamente, o desmembramento da empresa pública, a privatização de seus ativos e introduziu mecanismos de competição na indústria.

Em 1947, deu-se o início da nacionalização das empresas elétricas na Inglaterra. Todas as 180 companhias existentes na época foram incorporadas pela empresa estatal *Central Eletricity Board* – CEB. A CEB era responsável pela geração e transmissão e tinha 14 filiais de distribuição de eletricidade, denominadas *Regional Electricity Board* – REB (sendo duas na Escócia, país este que mais tarde constituiu um sistema independente, contendo estas duas empresas). Em 1958, ocorre a consolidação do monopólio de geração/transmissão da Inglaterra, com a transformação da CEB na verticalmente integrada *Central Eletricity Generating Board* – CEGB. A CEGB ofertava energia a todas as REBs em regime de tarifa única de suprimento, e as REBs agregavam seus custos específicos de distribuição para formularem suas propostas tarifárias para os consumidores finais ao Departamento de Energia do Ministério de Indústria e Comércio, a quem cabia aprová-las. Alguns poucos grandes consumidores se abasteciam diretamente das linhas de transmissão da CEGB, pagando tarifas de suprimento.

A nacionalização teve respaldo popular devido a grandes problemas de racionamento e colapsos de fornecimento provocados pela Guerra. Durante 32 anos esta estrutura manteve-se estável, apesar de ter enfrentado problemas de gerenciamento e planejamento ao longo de sua trajetória, que acabaram por desgastar a imagem do monopólio estatal. Erros de previsão de demanda no início do anos 60 provocaram um grave problema de racionamento na Inglaterra. As medidas adotadas para corrigir este problema conduziram a uma situação oposta, chegando a superestimar a demanda em mais de 35%.

Em 1983, pressionado por um diagnóstico de excessivo comprometimento do orçamento fiscal com seus planos de expansão, o governo inglês abriu as redes de transporte para que produtores privados, independentes da CEGB, pudessem injetar energia no sistema elétrico. No entanto, na prática, nada aconteceu, pois os produtores privados não conseguiram convencer a CEGB da sua capacidade de colocar energia no sistema a preços inferiores aos da empresa.

A decisão de privatizar o setor elétrico inglês insere-se no programa liberal adotado pelo Partido Conservador, no poder de 1979 até 1997. A "Era Thatcher", que correspondeu aos primeiros dez anos deste período, quando do seu início, incorporou as críticas que vinham sendo crescentemente veiculadas à organização do setor elétrico: (i) preferência por soluções tecnológicas capital-intensivas; (ii) falta de incentivos para a redução de custos; (iii) padronização de serviços e pouca atenção para as necessidades dos consumidores; (iv) aversão ao risco tecnológico; (v) planos de expansão ditados pela lógica da CEGB; e, (vi) papel passivo das distribuidoras no planejamento da expansão. Estes eram considerados os principais motivos que induziam o setor elétrico inglês a ineficiências alocativas e produtivas, aumentando desnecessariamente os custos setoriais.

Em 1989, após longos debates, ficou decidido que o setor elétrico passaria por uma profunda reestruturação antes da privatização, a saber: desverticalização dos segmentos da geração, transmissão, distribuição e comercialização; liberalização do mercado da geração; separação

horizontal e regional das empresas de distribuição; e, estabelecimento de um cronograma gradual de liberalização do fornecimento (inicialmente para grandes consumidores e posteriormente para todo o mercado).

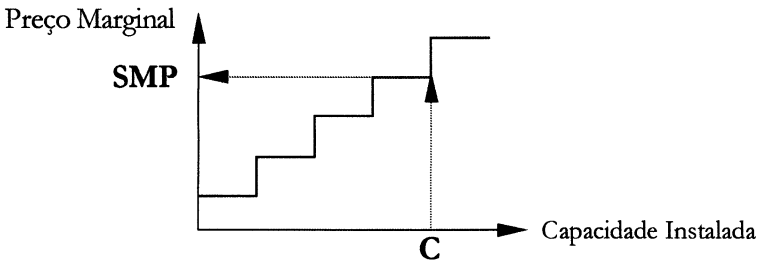
A privatização foi iniciada pelas distribuidoras em 1990, e apenas em 1991 privatizaram-se as centrais geradoras. Como medida de precaução para evitar sobressaltos no período inicial do setor privatizado, os agentes do novo mercado elétrico foram obrigados a assinar contratos para cobrir os três primeiros anos posteriores à privatização.

O novo modelo do setor elétrico inglês tem como ponto central o funcionamento de um mercado instantâneo (*spot*) de energia elétrica, organizado pela *National Grid Company* – NGC. Foi também estabelecido um regime contratual que permite aos participantes do mercado elétrico, através de contratos individuais, livremente negociados, determinar as condições econômico-financeiras de sua oferta (ou demanda) de energia a longo prazo, se assim o desejarem. Para participar deste ambiente negocial, os agentes devem respeitar um acordo operativo, instrumento que concentra um grande conjunto de regras operacionais que garantem a estabilidade física do sistema elétrico.

Estruturou-se um sofisticado mecanismo econômico-financeiro, no qual, pelo lado da oferta, todos os geradores estariam vendendo, de forma competitiva, seus blocos de energia. Do lado da demanda, os distribuidores e grandes consumidores organizariam licitações para compra destes blocos, reproduzindo uma verdadeira "bolsa" de energia. Entretanto, devido à inexistência de *softwares* capazes de viabilizar o funcionamento adequado deste *pool* ideal, houve uma simplificação do modelo, que mesmo assim, ainda continuou complexo. Nesta versão simplificada, os geradores devem declarar com antecedência sua capacidade disponível para geração e o preço que pretendem para sua energia para cada meia hora do dia. Esta informação permite à NGC estabelecer a curva de oferta de energia elétrica e, com base na sua experiência passada de

comportamento da curva de demanda, oferecer aos consumidores uma expectativa de preço para cada meia hora do dia seguinte. Estas referências de preço são divulgadas em jornais e permitem aos consumidores definir seu programa de consumo. O consumo do sistema determina a capacidade (C) necessária para atender a demanda e, portanto, a última central a ser despachada para atender ao mercado. O preço solicitado por esta central é adotado como preço marginal do sistema (SMP).

FIGURA 5 – Curva de Oferta de Energia Elétrica



Fonte: Oliveira, 1997

As centrais despachadas são pagas com base no preço da geração (PPP), independentemente do preço declarado anteriormente. As oscilações da LOLP refletem as variações do nível de capacidade em relação à demanda. Estas variações, sinalizadas nos preços, induzem a um maior ou menor investimento em geração. O VOLL representa o custo do déficit para uma determinada configuração de capacidade e demanda do sistema, assim, se o utilização da capacidade instalada se aproxima de 100%, o custo da geração (PPP) se aproxima do custo do déficit (VOLL). Desta forma, seja pela expansão da oferta, seja pela redução da demanda, cortes no abastecimento, por falta de capacidade instalada, deixarão de ocorrer. Obviamente, o valor adicional a ser pago nestes casos é tanto maior quanto maior a probabilidade de déficit (LOLP).

Um aspecto importante a ressaltar é que a centrais não despachadas não recebem qualquer remuneração. Esta circunstância induz as empresas geradoras a praticar preços próximos de seu

custo marginal, para evitar períodos sem remuneração, que podem comprometer a recuperação de seus investimentos. Entretanto, como mais de 50% da geração está concentrada em duas empresas (*National Power* e *Power Gen*), existe a possibilidade de manipulação dos preços declarados, de forma a garantir a remuneração desejada por estas empresas.

A FORMAÇÃO DE PREÇOS NO POOL

Através de licitações da venda de lotes de geração, combinadas com estimativas de demanda, a NGC define o preço de compra para cada meia hora do dia seguinte (*Pool Purchase Price* – PPP). Esta definição é feita através de uma função de preços que remunera os custos marginais de curto prazo da geração (*System Marginal Price* – SMP) e os custos fixos relacionados com a capacidade de geração, cujo valor é determinado pela probabilidade de falha e do custo da energia não suprida – *capacity element*, conforme a equação abaixo:

PPP = SMP + (VOLL – SMP) LOLP, sendo que:

PPP *Pool Purchase Price* – Preço que remunera a geração de energia elétrica;

SMP *System Marginal Price* – Preço marginal de curto prazo que reflete os custos incorridos na geração de energia da última unidade solicitada;

VOLL *Value of Loss Load* – Valor estipulado pelo regulador, equivalente ao custo dos consumidores com a perda de energia;

LOLP *Loss of Load Probability* – Pagamento por capacidade composto pela probabilidade de déficit. Trata-se de pagamento pela confiabilidade do sistema.

O preço de venda do pool (*Pool Selling Price* – PSP), para as distribuidoras e os consumidores livres é:

PSP = PPP + UPLIFT, sendo que:

PSP *Pool Selling Price* – Preço de venda para as distribuidoras e consumidores livres;

UPLIFT Remunera os custos incorridos pela NGC na manutenção e gerenciamento do *grid* de transmissão (previsão de cargas, disponibilidade das plantas, restrições de transmissão, ajustes marginais e os serviços de manutenção da reserva girante; potência reativa; controle de freqüência, etc., denominados *Ancillary Services*.).

Fonte: Rosa et al., 1998

No preço de venda aos distribuidores e consumidores livres (PSP) estão contemplados o preço da geração (PPP) e uma parcela adicional (UPLIFT), cujo objetivo é remunerar a NGC pela

manutenção e gerenciamento do *grid* de transmissão. Há, ainda, o pedágio que deve ser pago pelos distribuidores e consumidores livres pelo transporte da energia.

Nesta nova estrutura do mercado inglês, destaca-se a figura do regulador, o *Office of Electricity Regulation* – OFFER, cujos principais papéis são garantir a aderência de todos os participantes do mercado às regras operacionais, promover a concorrência e garantir condições adequadas de suprimento para os consumidores.

Pode-se verificar que apenas uma parte dos objetivos perseguidos com a reforma do setor elétrico inglês foram alcançados. Houve uma significativa redução dos custos de geração, o que trouxe grandes benefícios somente para os acionistas das empresas privatizadas, já que as tarifas finais não sofreram alterações substanciais. O sistema que era despachado com base em critérios eminentemente técnicos, passou a incorporar um conjunto importante de critérios comerciais.

As principais lições a serem levadas em conta com a experiência inglesa são:

(i) Estabelecer um ambiente competitivo no setor elétrico é uma tarefa complexa e deve levar em conta, em primeiro plano, a operação coordenada dos sistemas, pois seus benefícios econômicos são indispensáveis à eficiência econômica dos sistemas;

(ii) O papel do agente regulador é crucial nesta nova estrutura de mercado, devendo ser dotado de instrumentos capazes de oferecer o adequado equilíbrio da repartição dos benefícios econômicos gerados pelo setor;

(iii) O livre acesso às redes de transporte e a privatização não são condições suficientes para a introdução da concorrência, há que se permitir uma estrutura de mercado com grande número de agentes interagindo de forma a equilibrar o mercado;

(iv) A reforma deve ser um processo dinâmico, pois é necessário que a evolução ocorra enquanto avança o aprendizado – processo típico de evolução de sistemas complexos; e,

(v) O governo deve estar envolvido no setor, entretanto, deve modificar sua forma de atuação.

3.1.3. A reforma no Chile

A capacidade instalada do Chile em 1994 era de 5,6 GW, sendo 63,3% geração de origem hidráulica e 36,7% geração térmica. A geração térmica é predominantemente suprida pelo carvão (63%), cuja produção nacional é pequena e cujas reservas estão próximas do esgotamento. Uma tendência recente é a substituição do carvão nacional pelo importado da Colômbia e Venezuela, de melhor qualidade e menor custo. A geração térmica tem um papel complementar importante em relação à geração hidráulica, devido as características hidrológicas chilenas que apresentam longos períodos de seca. A participação da hidreletricidade na matriz energética deverá reduzir-se com a intensificação da importação do carvão e do gás natural, a ser viabilizada com a construção de um gasoduto desde a Argentina. O segmento de transmissão chileno possui quatro sistemas elétricos sem interligação entre si. O maior e mais importante é o Sistema Inteconectado Central – SIC, no qual concentra-se cerca de 77% da capacidade instalada do país. O SIC é responsável pelo atendimento da região central, a mais povoada (92%) e concentradora da atividade econômica relevante do país. O Sistema Interligado do Grande Norte – SIGN, é dominado pela exploração de carvão e atende a aproximadamente 6% da população. Os sistemas restantes são atendidos por pequenas companhias e situam-se ao quase despovoado sul do país (Rosa et al., 1998).

A indústria elétrica chilena foi operada pelo setor privado até 1970. No período de 1970 a 1973 ocorre uma quase total estatização do setor através da atuação das empresas Endesa e Chilectra, respectivamente, com maior atuação na geração e distribuição. No final da década de 70, o Chile iniciou o processo de privatização, que durou aproximadamente 10 anos, sendo o primeiro

país a privatizar o seu setor elétrico. As principais motivações que conduziram à privatização foram: deterioração financeira das empresas estatais provocada pela forte compressão das tarifas, utilizadas no combate inflacionário; queda da qualidade dos serviços e crise de oferta provocada pela queda acentuada nos investimentos; e, necessidade de implementação de mecanismos de mercado e concorrência, visando superar a ineficiência produtiva.

A reforma chilena foi iniciada com a reestruturação financeira das empresas estatais, seguida de mudanças na regulamentação de mercado feitas pela Comissão Nacional de Energia – CNE, cujo objetivo era viabilizar a operação em novos moldes. Em 1982, foi promulgada a Lei Geral de Serviços Elétricos, complementada em 1985 por legislação que criou o Centro de Despacho Econômico de Carga - CDEC, a Superintendência de Eletricidade e Combustível – SEC e atribuiu novos poderes à CNE.

Os principais elementos verificados na reforma chilena tiveram como objetivo básico criar condições para a privatização do setor, sem abandonar os princípios de serviço público. Dentre as ações realizadas, pode-se destacar: (i) a desverticalização das empresas do setor, com a separação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição; (ii) a abertura das redes de transporte para todos os agentes do mercado, mediante pagamento de pedágio; (iii) a participação dos consumidores no financiamento da expansão, através de empréstimos compulsórios reembolsáveis com consumo futuro de energia (contratos de pré-venda de energia); (iv) a extinção do planejamento centralizado e criação de um planejamento indicativo; e, (v) a divisão do mercado em livre, no qual foi estabelecida a concorrência, e cativo, que permaneceu regulado.

Atualmente o Chile tem cerca de 30 empresas participantes em seu setor elétrico, das quais, apenas uma empresa de geração e outra de distribuição são estatais. O grau de intervenção do Estado nas atividades setoriais foi reduzido, embora tenha adquirido um papel crucial nos fluxos econômicos do setor. O CNE determina as tarifas das distribuidoras, tomando como base a

estimativa de custos de uma empresa modelo, objetivando criar um estímulo para a melhoria da eficiência das empresas. Este mecanismo permite um lucro extraordinário, no caso das empresas conseguirem reduzir seus custos para valores abaixo dos custos da empresa modelo. O CNE também é responsável pela fixação das tarifas de transporte e pela realização do planejamento indicativo.

As reformas chilenas acabaram por conduzir a um saneamento econômico e financeiro do setor, fato atestado pela valorização das ações das empresas elétricas. Foram preservados os benefícios da coordenação, mediante uma forte presença do CNE e uma ampla atuação do CDEC, e houve a liberação do mercado. O planejamento indicativo exerce forte papel indutor nas decisões, já que o governo pode oferecer condições favoráveis de acesso a financiamentos, sempre que julgar relevante um projeto em particular.

Entretanto, o estabelecimento de um ambiente competitivo ficou prejudicado devido ao grande poder de monopólio do principal agente chileno, a Endesa. Detentora de cerca de 61% da capacidade instalada do SIC (45% do país), além de ser proprietária de grande parte dos ativos de transmissão e distribuição, a Endesa tem obtido lucros excepcionais, além de estar em vantagem competitiva em relação aos demais competidores.

3.2. A motivação para a reforma brasileira

Diversas dificuldades e problemas conduziram à uma grave crise no setor elétrico, entre as quais, as que mais se destacam foram as seguintes:

- A falta de capacidade de investimento das empresas, provocando uma redução do nível de investimentos anuais para menos de 50% do necessário;

- A insuficiente ampliação da capacidade do sistema que, entre 1991 e 1994, girava em torno de 1.100 MW/ano, diante de cerca de 2.000 MW anuais necessários;

- As inadimplências generalizadas do setor;

- A existência de diversos empreendimentos de geração paralisados, totalizando mais de 10.000 MW e a outorga de 33 concessões cujos projetos não tinham sido iniciados;

- O grave aumento das perdas técnicas e comerciais no fornecimento;

- A operação do sistema de geração acima do limite da capacidade nominal recomendável, implicando no uso das reservas, além de crescentes restrições no sistema de transmissão, elevando o risco de interrupções; e,

- A generalizada perda de gestão técnica e administrativa das empresas.

Todos estes problemas e, particularmente, a falta de uma proposta capaz de oferecer alternativas para uma rápida e imediata reformulação setorial, levou o Governo a tomar providências no sentido de estabelecer linhas de ação capazes de conduzir às mudanças necessárias. As linhas de ação definidas foram:

(i) Assegurar a expansão e a oferta de energia com a retomada das obras paralisadas, cancelamento de concessões de projetos não iniciados e desenvolvimento de um programa de licitações e exploração dos recursos energéticos;

(ii) Definir um novo quadro regulamentar e contratual visando viabilizar parcerias com o capital privado e a privatização;

(iii) Ampliar o programa de privatização a partir do segmento da distribuição que, por sua vez, mostrou-se essencial para: o estabelecimento de um mercado competitivo, os investimentos privados na geração e a subsequente privatização da geração;

(iv) Estudar e propor o novo modelo voltado para o mercado.

Em síntese, a reforma do setor foi estruturada a partir de duas diretrizes básicas: permitir uma rápida retomada da expansão da oferta e assegurar o abastecimento a longo prazo, tendo como prioridade o fornecimento de energia com qualidade satisfatória e preço justo. Diante destes princípios, optou-se por adotar a competição como meio mais adequado para atingir os objetivos desejados.

3.3. O trabalho de consultoria

Diversos órgãos ligados ao setor elétrico brasileiro estudaram de forma independe uma reforma para o setor. A Secretaria Nacional de Energia, a Eletrobrás, o extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica e o Banco Nacional de Desenvolvimento, entre 1992 e 1995 elaboraram projetos próprios com características similares em suas linhas gerais, contemplando a desverticalização do sistema e o livre acesso. No entanto haviam significativas divergências ao se entrar nos detalhes dos projetos e na forma de implantação, assim como na organização do mercado e na operação do sistema.

A alternativa encontrada para organizar o processo de elaboração do novo modelo foi buscar uma consultoria. Através de uma concorrência internacional realizada no final de 1995, foi então contratado, em julho de 1996, um consórcio de empresas de consultoria liderado pela empresa inglesa *Coopers & Lybrand.*

O trabalho de consultoria teve a participação de grupos de apoio, indicados pelo Ministério das Minas e Energia - MME, formados por cerca de 200 técnicos do setor que participaram das discussões sobre a reforma. Os tópicos discutidos por quatro equipes de projeto foram:

- A estrutura do negócio e modelo comercial;
- Instrumentos regulatórios;
- Organização dos entes reguladores; e,
- Participação privada.

O relatório dos consultores passou por diversas modificações, enquanto novas sugestões iam sendo acrescentadas, até chegar em sua versão final, em agosto de 1997. Os principais tópicos para a reforma do setor, apresentados no Sumário Executivo – Estágio VII, documento resumo das conclusões dos consultores, foram os seguintes:

(i) Estabelecimento de um novo modelo comercial de energia com a criação de um mercado, o assim chamado Mercado Atacadista de Energia – MAE, em substituição ao sistema de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento e os mecanismos de planejamento e desenvolvimento da expansão da geração;

(ii) As implicações estruturais do novo modelo comercial relativas às atribuições dos agentes do setor responsáveis pelas atividades operacionais;

(iii) Os arranjos comerciais para os sistemas de transmissão e distribuição;

(iv) Os principais ajustes legais e regulamentares necessários para introdução das alterações comerciais e estruturais;

(v) A base para a regulamentação econômica, técnica e de atendimento ao cliente;

(vi) O novo papel da Eletrobrás;

(vii) As mudanças institucionais propostas em relação ao governo e as bases para a organização da ANEEL como Órgão Regulador Independente;

(viii) O financiamento do setor e o papel e organização dos agentes financeiros setoriais; e

(ix) Análise dos principais riscos de cada atividade.

3.4. O arcabouço legal

Diversos instrumentos legais passaram a fazer parte, recentemente, do arcabouço legal, objetivando a regulamentação do novo modelo institucional do setor elétrico, outros, mais antigos, permanecem aplicáveis e são merecedores de algum destaque. São leis, decretos, portarias, resoluções e outros, que disciplinam a atuação dos agentes no setor. A seguir será feita uma revisão dos principais instrumentos legais vigentes e seus principais objetivos.

3.4.1. Lei n.° 5.899, de 05 de julho de 1973

Mais conhecida como "Lei de Itaipu", foi concebida com o objetivo precípuo de garantir a comercialização de toda energia gerada pela UHE Itaipu. Cada uma das concessionárias estaduais de distribuição pertencentes ao Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, deve, até a atualidade, compulsoriamente, adquirir sua "quota-parte", bloco de energia definido com base em seu mercado, de forma proporcional.

Outros aspectos importantes desta lei foram: atribuir o planejamento determinativo da expansão do setor como função da Eletrobrás; criar o Grupo Coordenador da Operação Interligada - GCOI, órgão colegiado responsável pela coordenação centralizada da operação dos sistemas elétricos; e, estabelecer o rateio, entre todos os agentes do setor, dos ônus e benefícios decorrentes da operação otimizada do sistema.

3.4.2. Lei n.º 8.631, de 04 de março de 1993

Estabeleceu a atual política tarifária do setor, cujo objetivo foi buscar a recuperação dos níveis tarifários, onde as próprias concessionárias propõe suas tarifas com base no custo do serviço, devendo em seguida, serem homologadas pelo órgão regulador, o qual avalia a taxa de retorno implícita das empresas. Extinguiu a unificação das tarifas a nível nacional, a taxa legal de remuneração dos ativos e os mecanismos de compensação de diferenças de rentabilidade (Conta de Resultados a Compensar – CRC, e Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR), promovendo um grande acerto de contas entre o Governo Federal e as concessionárias.

Instituiu a obrigatoriedade, entre as concessionárias supridoras e supridas, de estabelecer contratos de suprimento, cujos preços, prazos e montantes de energia eram determinados pelo órgão regulador. Reativou a Reserva Global de Reversão – RGR, como mecanismo de financiamento da expansão do setor, cujos recursos ficaram sob a administração da Eletrobrás. Determinou a ampliação da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, para os sistemas isolados e a criação de conselhos de consumidores de caráter consultivo.

3.4.3. Decreto n.º 774, de 18 de março de 1993

Instrumento regulamentador da Lei 8.631/93, definiu a composição dos custos do serviço para o estabelecimento das tarifas, envolvendo, entre outros, os custos de pessoal e encargos sociais, material, serviços de terceiros, tributos (exceto imposto de renda), despesas gerais, energia adquirida de Itaipu (inclusive seu transporte), quotas da RGR, compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos para geração de energia elétrica, quotas da CCC, variação cambial excedente e remuneração. Definiu também, que a revisão tarifária somente seria possível mediante

a celebração dos contratos de suprimento e do recolhimento da RGR, da CCC e da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos para geração de energia elétrica.

Estabeleceu a forma de cálculo dos contratos de suprimento, que deveriam obedecer os critérios de otimização definidos pelo GCPS e pelo GCOI. O GCPS calculava os valores contratuais anuais com base no horizonte do Plano Decenal de Expansão, submetendo os valores do quarto ao décimo anos a uma revisão anual, enquanto que a revisão do primeiro ano do contrato, relativamente ao ciclo anual de planejamento do GCPS, ficava a cargo do GCOI, tomando como base o Plano de Operação para o ano correspondente.

3.4.4. Decreto n.º 1.009, de 22 de dezembro de 1993

Criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, cujos ativos eram propriedade da Eletrobrás, garantindo o livre acesso aos sistemas de transmissão mediante pagamento de pedágio.

Definiu o conceito de autoprodutor como sendo a pessoa física ou jurídica que produz energia para uso próprio e pode comercializar com as concessionárias o excedente.

3.4.5. Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995

Conhecida como Lei de Concessões, veio regulamentar o artigo 175 da Constituição Federal de 1998, o qual determinou que a outorga de concessão de serviço público deve ser realizada mediante licitação. Os critérios para a realização da licitação ficaram assim determinados: (i) o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado; (ii) a maior oferta pela outorga da concessão, no caso desta ser paga ao Poder Concedente; e, (iii) a combinação dos critérios anteriores.

Estabeleceu que concessões outorgadas antes da promulgação dessa lei, que tivessem seus prazos vencidos, seriam licitadas. Concessões outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1988 seriam extintas, assim como aquelas obtidas sem licitação anteriormente à Constituição de 1988, cujas obras não tivessem sido iniciadas ou estivessem paralisadas, havendo a possibilidade de manter a concessão no caso de obras atrasadas, mediante apresentação de um plano de conclusão a ser avaliado pelo Poder Concedente.

3.4.6. Lei n.º 9.074, de 07 de julho de 1995

Estabeleceu as normas para outorga e prorrogação de concessões. No caso de concessão para geração, o prazo ficou estipulado em 35 anos, podendo, a critério do Poder Concedente, ser prorrogado por igual período. Da mesma forma, para concessões de transmissão e distribuição, por período de 30 anos.

Determinou os limites de capacidade instalada, térmica e hidráulica, definindo o tipo de outorga corresponde a cada empreendimento, podendo ser concessão, autorização ou simples comunicação.

Condicionou as licitações ao "aproveitamento ótimo", que em sua concepção global seja definido pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatórios e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

Definiu o conceito de Produtor Independente de Energia Elétrica - PIEE como sendo "a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco". A venda de energia elétrica por PIEE poderá ser feita para: (i) concessionário de serviço público de energia elétrica; (ii) consumidores livres; (iii) consumidores

de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o PIEE também forneça vapor oriundo de processo de co-geração; e, (iv) conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição; (v) qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação.

Autorizou os consumidores com carga própria igual ou superior a 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, a contratarem seu fornecimento diretamente com os PIEE, estabelecendo o conceito de consumidores livres. A partir de 1998, os consumidores livres passaram a ter a opção de compra de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais. A partir do ano 2000, os consumidores livres com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado. A partir do ano 2003, o Poder Concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos para consumidores livres na compra de energia. Também ficou estabelecido que consumidores novos, com carga igual ou maior que 3 MW, atendidos em qualquer tensão e cuja conexão ao sistema ocorreu após 07 de julho de 1995, são livres para escolher o fornecedor com quem contratarão sua compra de energia elétrica.

Autorizou a formação de consórcios com o objetivo de geração de energia elétrica para fins de serviços públicos, para uso exclusivo dos consorciados, para produção independente ou para essas atividades associadas.

Determinou que a estipulação de novos benefícios tarifários pelo poder concedente, fica condicionada à previsão, em lei, da origem dos recursos ou da simultânea revisão da estrutura

tarifária do concessionário ou permissionário, de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. A concessão de qualquer benefício tarifário somente poderá ser atribuída a uma classe ou coletividade de usuários dos serviços, vedado, sob qualquer pretexto, o benefício singular.

3.4.7. Decreto n.º 2.003, de 10 de setembro de 1996

Regulamentou os critérios operativos da produção de energia elétrica por PIEE e por Autoprodutor, facultando a estes a opção de operar integradamente (sujeitando-se à operação e despacho central) ou não, sujeitando-se, no caso de operação integrada, aos ônus e benefícios decorrentes.

3.4.8. Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996

Esta lei é responsável pela instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, cuja finalidade é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Com a instituição da ANEEL, fica extinto o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

3.4.9. Decreto n.º 2.335, de 06 de outubro de 1997

Regulamentou a lei 9.427/96, constituindo a ANEEL como uma autarquia sob regime especial com personalidade jurídica de direito privado. Delegou autonomia patrimonial, financeira e administrativa à Agência, vinculando-a ao Ministério de Minas e Energia - MME, com sede em Brasília.

Foram atribuídas diversas competências à ANEEL, estabelecidas com base na lei 8.987/95, as que mais se destacam são as seguintes:

- Implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica;

- Incentivar a competição e supervisioná-la em todos os segmentos do setor de energia elétrica;

- Propor os ajustes e as modificações na legislação necessários à modernização do ambiente institucional de sua atuação;

- Regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;

- Aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica;

- Fixar critérios para cálculo do preço de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e arbitrar seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos, de modo a garantir aos requerentes o livre acesso, na forma da lei;

- Atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços;

- Fiscalizar a prestação dos serviços e instalações de energia elétrica e aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;

- Estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor;

- Dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e autoprodutores, entre esses agentes e seus consumidores, bem como entre os usuários dos reservatórios de usinas hidrelétricas;

- Expedir as outorgas dos direitos de uso dos recursos hídricos para fins de aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica, em harmonia com a Política Nacional de Recursos Hídricos; e,

- Elaborar editais e promover licitações destinadas à contratação de concessionários para aproveitamento de potenciais de energia hidráulica e para a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

3.4.10. Portaria DNAEE n.º 459, de 10 de novembro de 1997

Estabeleceu as condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, definindo as zonas geo-elétricas do território nacional de acordo com a estrutura física dos sistemas.

Forneceu o método de cálculo dos encargos pelo usos dos sistemas de transporte, bem como os valores máximos a serem pagos com base em combinações de zonas geo-elétricas.

Extinta quando da publicação da Resolução ANEEL n.º 281, de 01 de outubro de 1999, foi o instrumento que primeiro possibilitou a proposta do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição. Durante o período em que esteve vigente, por não ter havido nenhuma solicitação de livre acesso que justificasse seu uso, serviu apenas como instrumento sinalizador de tarifas para o transporte de energia.

3.4.11. Portaria DNAEE n.º 466, de 12 de novembro de 1997

Estabeleceu as condições gerais de fornecimento, complementando o Código de Defesa do Consumidor e suas modificações. Constitui-se no conjunto básico de normas relacionadas à proteção do consumidor de energia elétrica fornecida por concessionário de serviço público.

3.4.12. Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998

Estabeleceu novas atribuições e definiu as atividades que dependem de autorização da ANEEL: (i) o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica - PCH; (ii) a compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador; (iii) a importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados; e, (iv) a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica.

Para o caso de PCH, ficou estabelecido um percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, como incentivo à competitividade deste tipo de empreendimento.

Estabeleceu a reestruturação da Eletrobrás e suas subsidiárias, mediante operações de cisão, fusão, incorporação, redução de capital, ou constituição de subsidiárias integrais.

Determinou a extinção da cota anual da RGR ao final do ano de 2002 e da CCC para usinas térmicas novas que vierem a operar no sistema interligado.

Definiu o prazo dos Contratos Iniciais, necessários à transição para o livre comércio de energia, mantendo os atuais contratos de suprimento até 2002, e, a partir de 2003, reduzindo o

volume destes em 25% ao ano, estabelecendo um período de 9 anos até a completa transição para o livre mercado.

Instituiu o Mercado Atacadista de Energia - MAE, ambiente onde ocorrerão as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados, regidas por um acordo de mercado entre os agentes participantes. Determinou, também, a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, para assumir as funções do GCOI.

3.4.13. Decreto n.º 2.655, de 02 de julho de 1998

Este decreto veio regulamentar o MAE e definir as regras de organização do ONS, com base na lei 9.648/98.

Estabeleceu que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica compreende as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, sujeitas às restrições de concentração econômica e de poder de mercado. As atividades de geração e de comercialização de energia elétrica, inclusive a importação e exportação, deverão ser exercidas em caráter competitivo, assegurado aos agentes econômicos interessados livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o pagamento dos encargos correspondentes e nas condições gerais estabelecidas pela ANEEL.

Para obtenção da autorização do exercício das atividades de comercialização, inclusive a importação e exportação de energia elétrica, a empresa, ou consórcio de empresas, deverá comprovar capacidade jurídica, regularidade fiscal e idoneidade econômico-financeira. As concessões, permissões ou autorizações para geração, distribuição, importação e exportação compreendem a comercialização correspondente.

As regras do MAE deverão estabelecer o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, do qual participarão as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos.

O repasse da energia elétrica gerada pela Itaipu Binacional será objeto de contratos específicos celebrados diretamente com os concessionários e autorizados que atuam no sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste. A energia proveniente da Itaipu Binacional e das usinas nucleares Angra I e Angra II, será objeto de regulamentação específica a ser expedida pelo poder concedente.

3.5. Resoluções da ANEEL

Visando complementar as novas regras do setor elétrico, a ANEEL tem publicado diversas resoluções, resumidas na tabela 6, a seguir:

Tabela 6 – Resoluções da ANEEL - Regulamentação do setor elétrico

NÚMERO	DATA	ASSUNTO
244	30/07/98	Estabelece os critérios de cálculo dos montantes de energia e demanda de potência, a serem considerados nos Contratos Iniciais
245	31/07/98	Estabelece os critérios para composição da Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados
248	07/08/98	Estabelece as condições gerais da prestação de serviços de transmissão, de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica, vinculadas à celebração dos Contratos Iniciais
249	11/08/98	Estabelece as condições de participação dos agentes no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e diretrizes para estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (alterada pela Resolução N.º 271, de 19 de agosto de 1998)
261	13/08/98	Estabelece os percentuais de redução do reembolso previsto na sistemática da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC
262	14/08/98	Estabelece a composição da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul; as receitas permitidas vinculadas às referidas instalações; a tarifa de uso da transmissão da Rede Básica e os encargos de conexão
264	14/08/98	Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres

Tabela 6 – Resoluções da ANEEL - Regulamentação do setor elétrico (Continuação)

NÚMERO	DATA	ASSUNTO
265	14/08/98	Estabelece as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica
266	14/08/98	Estabelece limite ao repasse, para tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários de distribuição (alterada pela Resolução N.° 233, de 29 de julho de 1999)
267	14/08/98	Homologa os montantes de energia e demanda de potência para os Contratos Iniciais de compra e venda de energia para as empresas da região Sul e dá outras providências
268	14/08/98	Homologa os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas da região Sul
269	14/08/98	Estabelece as tarifas dos Contratos Iniciais (retificada em 20 de agosto de 1998; alterada pelas Resoluções N.° 290, de 08 de setembro de 1998, N.° 67, de 16 de abril de 1999, N.° 263 e N.° 264, de 03 de setembro de 1999)
270	14/08/98	Estabelece condições e procedimentos para solicitação de reajuste de tarifas de energia elétrica dos concessionários do serviço público de distribuição
273	26/08/98	Autoriza a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS a comercializar energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE
296	14/09/98	Estabelece os procedimentos para a descentralização de atividades complementares da ANEEL para os Estados e o Distrito Federal
307	01/10/98	Aprova o Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS
351	12/11/98	Autoriza o Operador Nacional do Sistema Elétrica – ONS a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados
380	27/11/98	Permite que a coordenação do Comitê Executivo do Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI seja exercida pelo presidente do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS
450	30/12/98	Homologa os montantes de energia e demanda de potência para os Contratos Iniciais de compra e venda de energia para as empresas das regiões Sudeste e Centro-Oeste e dá outras providências (alterada pela Resolução N.° 141 de 09 de junho de 1999)
451	30/12/98	Homologa os montantes de energia e demanda de potência para os Contratos Iniciais de compra e venda de energia para as empresas das regiões Norte e Nordeste e dá outras providências
453	31/12/98	Homologa os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes às empresas das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste
018	29/01/99	Homologação do Acordo do Mercado Atacadista de Energia – MAE
025	12/02/99	Aprova, em caráter provisório, o Manual de Procedimentos da Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – Revisão I

Tabela 6 – Resoluções da ANEEL - Regulamentação do setor elétrico (Continuação)

NÚMERO	DATA	ASSUNTO
142	09/06/99	Estabelece as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão
143	09/06/99	Estabelece as tarifas de compra e venda de energia elétrica, a serem aplicadas aos Contratos Iniciais, entre os concessionários de energia elétrica das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste
232	27/06/99	Homologa os montantes de energia e potência assegurada das usinas hidrelétricas pertencentes aos concessionários das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste para o período de 1999 a 2002
222	30/06/99	Estabelece os critérios para contabilização e faturamento de energia elétrica no curto prazo para os concessionários a autorizados pertencentes ao sistema elétrico interligado brasileiro
223	30/06/99	Regulamenta a comercialização de energia não assegurada para consumidores do grupo tarifário "A"
233	29/06/99	Estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários
247	13/08/99	Altera as condições gerais da prestação de serviços de transmissão e contratação do acesso, compreendendo os Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão – CPST, Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão – CUST e dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT, vinculadas à celebração dos Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica
281	01/10/99	Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica
282	01/10/99	Estabelece as tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado
286	01/10/99	Estabelece as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica

Fonte: ANEEL, 1999

3.6. As privatizações

As privatizações do setor elétrico brasileiro fazem parte da segunda parte do Programa Nacional de Desestatização - PND. Iniciado no governo Collor, o PND, em sua primeira etapa, consistiu na venda de empresas do setor industrial. A segunda fase do programa visa a transferência de empresas de serviços públicos ao setor privado.

O processo de privatização segue uma política de afastamento do Estado das atividades econômicas como produtor e de venda de ativos para redução da dívida pública. No setor elétrico, especialmente, este processo foi motivado pelo esgotamento da capacidade de financiamento do Estado e pela intenção de estimular o aumento da eficiência com a competição, mediante a reestruturação do setor.

Ao contrário de outros países, onde primeiro foi montado o quadro legal e regulatório, para depois se iniciar o processo de venda, a privatização no Brasil começou sem a definição do novo modelo. O segmento da distribuição, por estar menos sujeito a modificações, concentrou as primeiras vendas. O governo federal começou pela venda de suas empresas de distribuição Escelsa, do Espírito Santo, e Light, do Rio de Janeiro. Os governos estaduais, de forma geral, não concordaram, em um primeiro momento, a se desfazer de suas empresas. Entretanto, a falta de recursos dos governos estaduais e o apoio do governo federal para a privatização fizeram com que houvesse uma mudança de postura da maior parte dos estados.

Dois fatores explicam o interesse pelas empresas do setor elétrico. O primeiro é o potencial de mercado, que deve continuar crescente a taxas expressivas pelos próximos anos. O segundo motivo é o grande potencial das empresas para que se implementem melhorias. Com elevado índice de perdas e reduzido número de consumidores por funcionário, há espaço para expressivos ganhos de eficiência. Daí a tendência, por diversas vezes já confirmada, de cortes da ordem de 30% do quadro funcional, por ocasião da privatização das empresas.

A tabela 7 mostra as privatizações do setor elétrico brasileiro.

TABELA 7 – As Empresas Privatizadas no Setor Elétrico Brasileiro

Empresa (estado)	Data	Ações ordinárias negociadas (%)	Preço pago (R$ milhões)	Ágio sobre o preço mínimo (%)	Comprador
Escelsa (ES)	11/07/95	97,27	357,92	11,80	Iven, GTD, Participações
Light (RJ)	21/05/96	50,44	2.697,94	zero	Houston Energy, AES, CSN, BNDESPar, EdF
Cerj (RJ)	20/11/96	70,27	605,33	30,30	EDP, Endesa e Enersis
Coelba (BA)	31/07/97	71,14	1.730,89	77,40	BrasilCap, Iberdrola, BBDTVM e Previ
C. Dourada (GO)	05/09/97	94,18	779,76	43,50	Endesa, Edgel e Fundos Inv.
CEEE – CO (RS)	21/10/97	90,91	1.510,00	93,60	AES
CEEE – NNE (RS)	21/10/97	90,75	1.635,00	82,60	VBC, CEA e Previ
CPFL (SP)	05/11/97	57,60	3.014,91	70,10	VBC, Previ e Fundação Cesp
Enersul (MS)	19/11/97	84,21	625,56	83,80	Escelsa
Cemat (MT)	27/11/97	96,27	391,50	21,80	Grupo Rede e Inepar
Energipe (SE)	03/12/97	91,80	577,10	96,10	Cataguazes Leopoldina e Uptick
Cosern (RN)	12/12/97	80,20	676,40	73,60	Coelba, Guaraniana e Uptick
Coelce (CE)	02/04/98	84,59	987,00	27,20	Cerj, Enersis e Endesa
Metropolitana (SP)	15/04/98	74,88	2.026,73	zero	Light
Celpa (PA)	09/07/98	54,98	450,26	zero	Grupo Rede e Inepar
Elektro (SP)	16/07/98	90,00	1.479,00	98,90	Enron
Gerasul (SC)	15/09/98	50,01	945,70	zero	Tractebel
Bandeirante (SP)	17/09/98	74,88	1.014,52	zero	EDP e CPFL
Cesp - Paranapanema	28/07/99	38,70	1.260,22	90,20	Duke Energy
Cesp - Tietê	27/10/99	38,66	938,06	30,00	AES

Fonte: BNDES / MME, 1999

3.7. O modelo comercial do setor elétrico antes da reforma

A contratação de energia elétrica passava pela obrigatoriedade de celebração de contratos de suprimento entre empresas concessionárias de serviço público, os quais tinham prazos de 10 anos, preços e montantes de energia determinados pelo órgão regulador. Aditamentos anuais corrigiam possíveis desvios nos montantes de energia previstos anteriormente. A homologação das tarifas dependia da atualização desses contratos. A premissa básica para a celebração dos contratos de

suprimento era de que as concessionárias estaduais seriam supridas pelas empresas regionais (Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Chesf), premissa esta que não configurou-se por completo devido a insistência de algumas concessionárias estaduais em estabelecer seu próprio parque gerador, tais como a Copel, do Paraná, a Cemig, de Minas Gerais e a Cesp, de São Paulo. Os intercâmbios de energia e potência decorrentes da otimização do sistema e da variação dos mercados eram faturados e pagos com base em tarifas específicas, fixadas pelo órgão regulador. A base para contratação de energia era a definição da energia garantida de cada usina, ou seja, seu valor comercial.

FIGURA 6 – Características da Comercialização

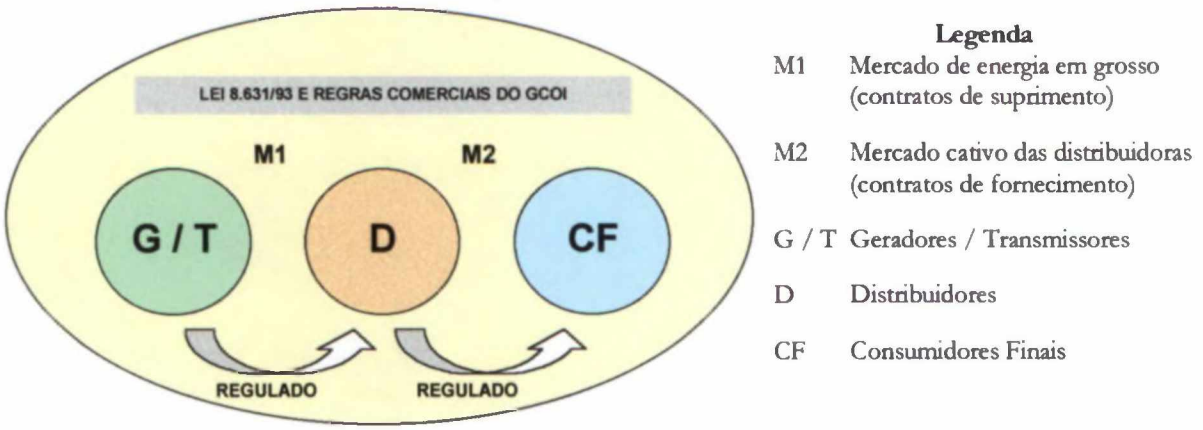


FIGURA 7 – Empresas Concessionárias Regionais do Setor Elétrico Brasileiro

Os pontos de entrega basicamente ficavam localizados na fronteira entre o sistema de distribuição/sub-transmissão da suprida e o sistema de transmissão, normalmente de propriedade da geradora. Todas as perdas do sistema de transmissão eram assumidas e computadas nas cargas próprias das geradoras.

O planejamento semanal do GCOI era visto pelas empresas envolvidas como orientativo e não obrigatório, respeitadas algumas premissas básicas de otimização, o que leva a crer que a operação dos sistemas não era ótima, mas sub-ótima.

O processo de faturamento tinha como base os contratos de suprimento e obedecia a seqüência de um faturamento principal envolvendo o faturamento da energia e da demanda contratada, aplicando-se as tarifas correspondentes, regulamentadas pelo órgão regulador. Em seguida contabilizavam-se centralizadamente os intercâmbios realizados no mês, de forma a se determinar a participação de cada empresa do sistema nos intercâmbios de otimização, os volumes das energias especiais (energias secundárias e temporárias), os desvios de mercado das empresas distribuidoras e as perdas. O processo de contabilização para liquidação dos intercâmbios sempre foi considerado bastante complexo.

O acesso à transmissão não tinha qualquer tratamento específico, sendo que as geradoras se responsabilizavam pela operação e expansão dos sistemas de transmissão para atender seus compromissos com empresas distribuidoras. As tarifas das empresas geradoras contemplavam uma parcela referente à energia e outra referente ao transporte. A preocupação para caracterizar as formas de acesso e uso dos sistemas de transmissão tornou-se necessária com o surgimento dos consumidores livres, autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica.

A estrutura de preços de mercado era baseada na cobrança de demanda disponibilizada e quantidade de energia contratada, ou seja, tarifa de demanda e tarifa de energia.

3.8. O funcionamento do novo modelo comercial

O quadro dos participantes na gestão do setor elétrico foi bastante ampliado e diversificado com a concepção do novo modelo setorial. Grande parte dos agentes pertencem à iniciativa privada em decorrência dos seguintes fatores: (i) licitação de novos empreendimentos de geração para produção independente; (ii) privatização dos segmentos de geração e distribuição/comercialização de energia elétrica das empresas estaduais e federais; e, (iii) participação direta no mercado dos autoprodutores e consumidores livres.

Para despertar o interesse da iniciativa privada em participar do setor elétrico, o modelo adotado foi o de livre mercado, incentivando a competição entre os diversos agentes, principalmente na geração de energia elétrica, considerada como atividade industrial, e no consumo, através dos agentes comercializadores de energia e dos consumidores livres. No entanto, mesmo buscando estabelecer regras claras e um órgão regulador forte e independente, o setor elétrico brasileiro, devido às características físicas do seu parque gerador, viu a necessidade de preservar o conceito de operação interligada desenvolvido ao longo do tempo, sob pena de comprometer a qualidade e a confiabilidade adequadas ao sistema e, sobretudo, elevar os preços de energia para os consumidores a patamares inaceitáveis.

3.8.1. O Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE

O MAE constitui-se em um ambiente comercial organizado e regido por regras claramente estabelecidas, no qual se realizarão operações de compra e venda de energia elétrica entre seus participantes. As bases para a instituição e funcionamento do MAE foram definidas pelo Acordo de Mercado, contrato multilateral de adesão, subscrito em agosto de 1998 por agentes de geração, comercialização, importação, exportação e consumidores livres enquadráveis nas condições estabelecidas.

Participarão do MAE os seguintes agentes:

- Entidades com concessão ou autorização para exploração de serviços de geração, com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- Entidades com concessão ou autorização para exploração de serviços de comercialização de energia elétrica, com carga igual ou superior a 300 GWh/ano;
- Titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW;
- Poderão ainda optar por participar do MAE:
  - Demais entidades com concessão ou autorização para exploração de serviços de geração;
  - Demais entidades com concessão, permissão ou autorização para exploração de serviços de comercialização de energia elétrica;
  - Demais titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica;
  - Consumidores livres.

As premissas básicas que nortearão o funcionamento do MAE foram objeto de regulamentação (Decreto n.º 2.655, de 02 de julho de 1998), e estão listadas a seguir:

- As atividades de geração e comercialização de energia elétrica, inclusive sua importação e exportação, deverão ser exercidas em caráter competitivo;
- A atividade de geração será exercida mediante concessão ou autorização do Poder Concedente e a energia produzida e será destinada à comercialização livre;

- A comercialização de energia será feita em bases livremente ajustadas entre as partes, ou, quando for o caso, mediante tarifas homologadas pela ANEEL;

- É garantido o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante pagamento dos encargos correspondentes e nas condições estabelecidas pela ANEEL;

- As transações de compra e venda de energia nos sistemas elétricos interligados serão realizadas no âmbito do MAE;

- Os preços de energia no mercado de curto prazo levarão em conta os critérios de otimização, os requisitos de carga, o custo do déficit, restrições de transmissão, redução voluntária de demanda e as interligações internacionais;

- A cada usina despachada centralizadamente pelo ONS, corresponderá um montante de energia assegurada que constitui-se no limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema;

- As regras do MAE deverão estabelecer o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, do qual participarão as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos;

- A coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados serão executadas pelo ONS;

- O processo de contabilização e liquidação de energia identificará as quantidades de energia elétrica transacionadas no mercado e as liquidadas ao preço de curto prazo;

- Sanções deverão ser impostas aos agentes participantes, na hipótese de descumprimento das normas do MAE.

3.8.2. A regência do MAE

O MAE será regido pela Assembléia Geral – AG e pelo Comitê Executivo - COEX. A AG terá como participantes os agentes das categorias de produção – geradores, agente de Itaipu, agentes detentores das quotas-parte de Itaipu e agentes de importação – e consumo – distribuidores, agentes de exportação e consumidores livres.

As principais competências da AG são:

- Homologar as indicações dos conselheiros ou destituí-los;
- Decidir as mudanças no Acordo de Mercado, incluindo as regras de mercado;
- Aprovar a contratação do Agente de Contabilização e Liquidação - ACL;
- Estabelecer penalidades;
- Determinar as matérias em que o presidente poderá exercer o voto de qualidade;
- Estabelecer a taxa de manutenção do MAE a ser rateada entre os agentes proporcionalmente ao número de votos na Assembléia Geral.

O COEX terá a participação das mesmas categorias participantes da AG e contará também com a participação de um membro do ACL e um membro do ONS, os quais não terão direito a voto. As principais competências do COEX são:

- Dirigir ou monitorar o ACL;
- Decidir sobre a contratação do auditor;
- Aprovar a adesão ou desligamento de membros do MAE;

- Estruturar, dirigir e supervisionar a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – ASMAE;

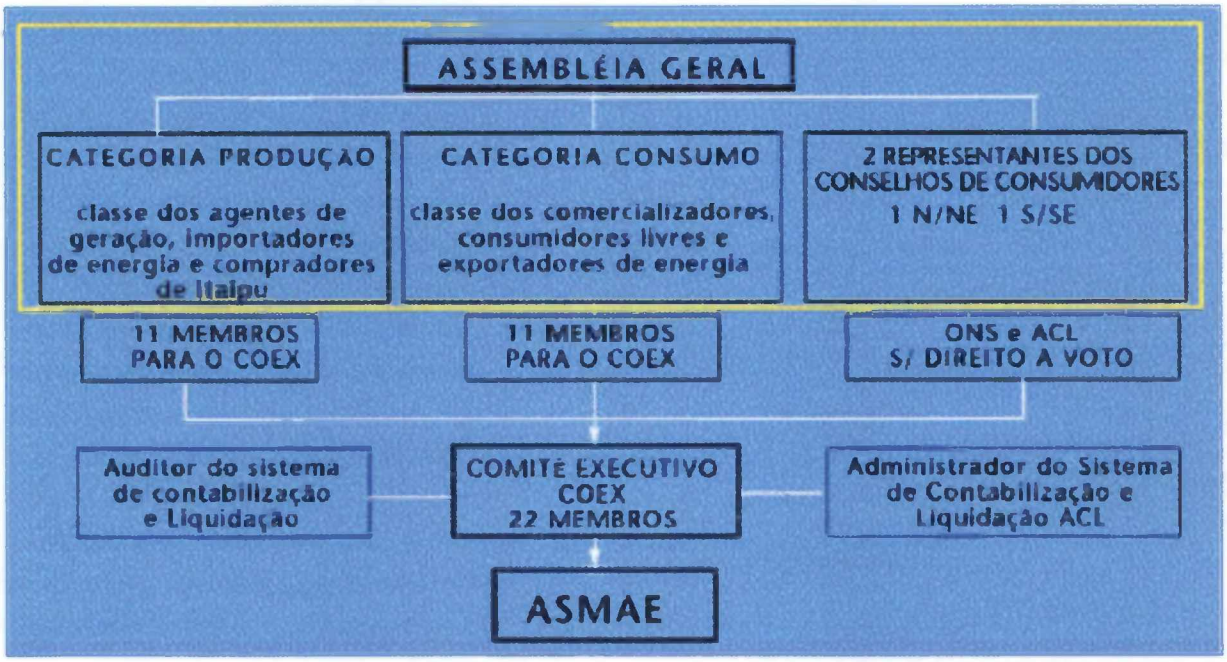
- Decidir em primeira instância disputas entre membros do MAE;

- Criar comitês técnicos para subsidiar o COEX;

- Encaminhar à ANEEL, após aprovadas pela AG, alterações no Acordo de Mercado e nas regras de mercado;

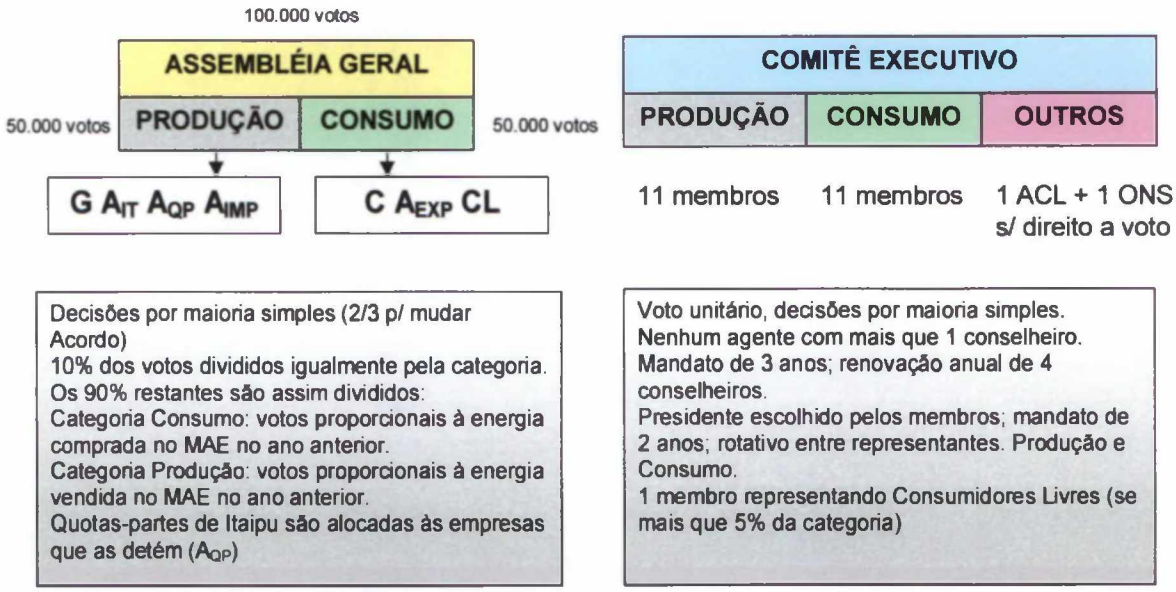
- Organizar as Assembléias Gerais.

FIGURA 8 – Organograma do MAE



Fonte: MAE, 1999

FIGURA 9 – Regência do MAE



Fonte: MAE, 1999

3.8.3. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

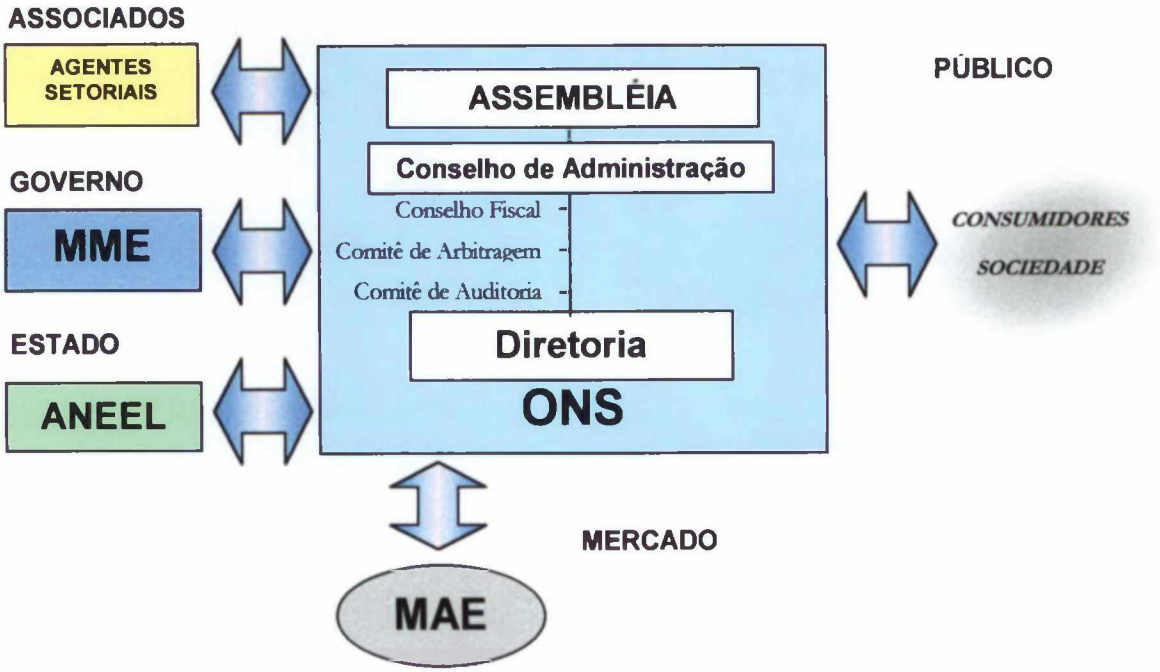
Instituído como entidade privada, sob a forma de associação civil, o ONS é formado pelas empresas de geração, transmissão, distribuição, importação e exportação e consumidores livres e tem como objeto: (i) executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, promovendo a otimização dos sistemas de acordo com padrões técnicos, critérios de confiabilidade e regras de mercado; (ii) garantir o livre acesso dos agentes à rede de transmissão; e (iii) contribuir com a expansão do sistema elétrico brasileiro.

A missão do ONS é executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, assegurando a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica e garantindo o livre acesso à rede básica. As principais atribuições do ONS são listadas a seguir:

- Planejamento e programação do despacho centralizado da operação;

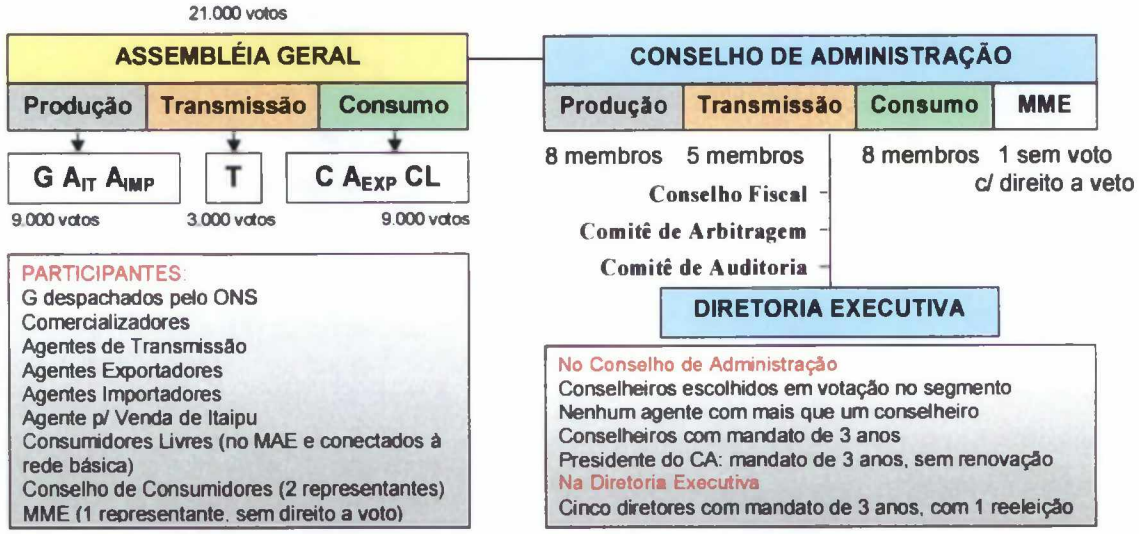
- Supervisão e controle dos centros de operação dos sistemas elétricos;
- Supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais e das interligações internacionais;
- Contratação e administração dos serviços de transmissão, do acesso à rede básica e dos serviços ancilares;
- Proposição à ANEEL as ampliações e dos reforças da rede básica de transmissão;
- Definição das regras para operação da rede básica de transmissão, a serem aprovadas pela ANEEL.

FIGURA 10 – Macroambiente do ONS



Fonte: Ferreira, 1999

FIGURA 11 – Regência do ONS



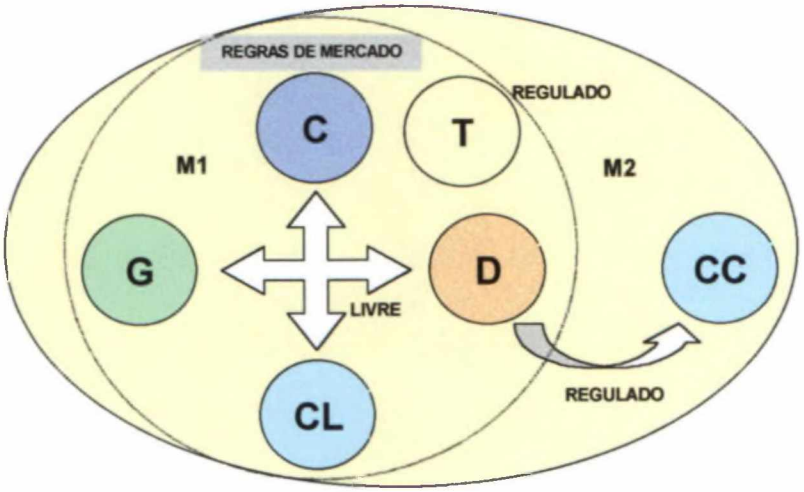
Fonte: ONS, 1999

3.8.4. O funcionamento do MAE

Os contratos de compra e venda de energia elétrica entre os agentes, denominados contratos bilaterais, serão livremente negociados, os quais deverão conter, no mínimo, os montantes contratados, os prazos e preços negociados. Os valores contratados deverão ser pagos mensalmente, independentemente dos valores físicos verificados entre os agentes contratantes, exceto no caso de situações específicas previstas nos contratos. Os volumes e períodos de apuração correspondentes de energia estabelecidos nos contratos bilaterais deverão ser registrados no MAE para permitir a liquidação dos intercâmbios de energia de curto prazo.

No mercado de curto prazo, ou mercado *spot*, serão realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica dos montantes não cobertos pelos contratos bilaterais, ou seja, as diferenças verificadas em relação aos montantes que o gerador se comprometeu a vender e as diferenças verificadas em relação aos montantes que o comprador contratou, serão acertadas no MAE.

FIGURA 12 – Características da Comercialização - MAE



Legenda

M1	Mercado Atacadista de Energia
M2	Mercado cativo das distribuidoras (contratos de fornecimento)
G	Geradores
T	Transmissores
D	Distribuidores
C	Comercializadores
CL	Consumidores Livres
CC	Consumidores Cativos

A base para o cálculo dos montantes de energia e demanda que podem ser comercializados pelos geradores será a energia assegurada, cuja metodologia e critérios de obtenção consistem em uma uniformização dos procedimentos adotados pelo GCPS e GCOI para cálculo da energia garantida. A forma de obtenção da energia foi mantida sem alterações significativas, exceto no que diz respeito à revisão do valor atribuído para cada usina hidrelétrica, que somente será revisado em períodos pré-determinados e, no caso de redução, esta estará limitada a um percentual máximo de 10 % em relação a energia assegurada estabelecida no contrato de concessão.

As usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS estarão sujeitas ao MRE, cujas regras definem um tratamento contábil para as diferenças entre a geração verificada e a energia assegurada de cada usina, como meio de não expor excessivamente os geradores aos riscos hidrológicos.

O sistema interligado será composto de submercados ou subsistemas determinados em função das restrições de transmissão. Está prevista a existência de quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Cada submercado estará sujeito a um preço de mercado,

decorrente das restrições de transmissão e transações envolvendo dois submercados serão tratadas em regras específicas do MAE.

A operação do sistema será feita de forma centralizada pelo ONS, o qual determinará o despacho de usinas hidrelétricas e térmicas pertencentes a CCC. O planejamento e programação da operação elétrica, energética e hidráulica das usinas participantes do MAE, assim como a administração do acesso e uso dos sistemas de transmissão pelos agentes, também ficam a cargo do ONS. Geradores que operam integrados ao sistema, que não cumprirem as determinações de despacho do ONS, estarão sujeitos à penalidades e agentes que comprarem do MAE deverão oferecer garantias financeiras para os montantes comercializados não cobertos pelos contratos bilaterais. Esses montantes, ou intercâmbios, deverão ser contabilizados e liquidados com base em regras a serem formalizadas no âmbito do MAE, identificando as quantidades de energia elétrica transacionadas no mercado e as liquidadas aos preços de curto prazo.

Os preços da energia elétrica estabelecidos nos contratos bilaterais serão livremente negociados, porém, a ANEEL estabeleceu critérios que limitam eventuais repasses do custo da compra de energia elétrica entre concessionários e autorizados para a tarifa de fornecimento, com vistas a garantir sua modicidade. O preço da energia realocada pelo MRE aos agentes de geração terá como base os custos de operação e manutenção e os encargos da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos. Este preço deverá ser único para todo o sistema.

Durante o período de implantação do MAE, haverá transitoriedade em três aspectos: (i) transferência das funções exercidas pelo GCOI ao ONS; (ii) definição e detalhamento das Regras de Mercado, previstas para o final do ano 2000; e, (iii) alteração da sistemática de contratação dos contratos de suprimento (Lei n.° 8.631/93) para os contratos bilaterais (Lei n.° 9.648/98) de forma gradual caracterizada pelos Contratos Iniciais.

Os Contratos Iniciais caracterizam o período de transição do modelo comercial do setor elétrico. Ao longo desse período serão adotados os seguintes procedimentos na contratação dos montantes de energia e demanda de potência:

- Durante o ano de 1998, já terminado, mantiveram-se os valores contratados anteriormente;
- Durante os anos de 1999, 2000 e 2001, serão contratados os respectivos montantes de energia definidos pelo GCPS nos Planos Decenais correspondentes, com as atualizações definidas pelo GCOI;
- Durante o ano de 2002, mantém-se os mesmos valores contratados em 2001; e,
- Para os anos seguintes, os valores contratados em 2002 deverão ser reduzidos anualmente em 25% até o final do ano de 2007, quando terminam por completo os valores contratados em 2002.

Os Contratos Iniciais não se aplicam à comercialização da energia elétrica proveniente da Itaipu Binacional e da Eletronuclear, cujas regras de comercialização estarão sujeitas a condições especiais.

Os Contratos Iniciais, além dos volumes e prazos determinados pela Lei N.º 9.648/98, têm suas tarifas regulamentadas pela ANEEL.

3.8.5. Regras de Mercado

Os mecanismos necessários para o funcionamento do MAE vêm sendo detalhados de forma a constituírem as regras de mercado. Estas regras formam um conjunto de medidas cujos componentes se interligam com o objetivo de fornecer incentivos e sinais coerentes.

As regras do MAE visam proporcionar o adequado funcionamento do mercado *spot* sob o ponto de vista comercial. Isto significa estabelecer, com base em um grande conjunto de dados fornecidos pelos agentes participantes, o preço da energia elétrica comercializada no mercado *spot*, e por conseguinte, os intercâmbios financeiros decorrentes das transações verificadas.

Os dados de entrada, necessários para a otimização do sistema e para a adequada operação do MAE, compreendem dados de caráter comercial, definidos como informações contidas nos contratos de compra e venda de energia que estejam sujeitos à diferença de preços entre submercados, e dados de caráter físico, que representam as informações relativas aos sistemas interligados e aos agentes que neles operam.

Os aspectos mais relevantes das regras do MAE, são apresentados nos itens a seguir, de maneira resumida.

3.8.5.1. Formação dos preços

Os algoritmos para obtenção dos custos marginais de energia de curto prazo para cada submercado, com base nos quais serão estabelecidos os preços do MAE, estarão incorporados ao processo de otimização centralizado e determinativo da operação do sistema conduzido pelo ONS. Esse processo utilizará os modelos de otimização e simulação NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Todos os modelos utilizados, deverão ser disponibilizados para os agentes participantes do MAE.

Geradores hidrelétricos deverão informar os dados técnicos de suas usinas, incluindo os níveis de seus reservatórios, vazões e disponibilidade de seus equipamentos. Os geradores termelétricos deverão informar os dados de custos de operação e combustível, rendimento térmico e disponibilidade de seus equipamentos. Os comercializadores deverão informar suas previsões de demanda, de acordo com as necessidades da programação energética do ONS.

Os preços do MAE serão determinados *ex-post* com base na disponibilidade e demanda reais, de forma a refletir o verdadeiro custo da energia no atendimento real de demanda. Haverá um preço do MAE *ex-ante* objetivando estabelecer uma referência para o mercado de curto prazo, através de uma sinalização de preço.

O preço do MAE em cada submercado será estabelecido para diversos períodos de apuração dentro do período de programação, definindo-se período de apuração como o intervalo de tempo que permite refletir variações relevantes do valor econômico da energia. O período de apuração deverá ser de meia em meia hora, enquanto o período de programação estará entre 1 dia e 1 semana.

O preço do MAE será referenciado ao centro de gravidade do submercado correspondente. Haverá uma redução da geração medida no ponto de entrada, bem como, um aumento da demanda medida no ponto de consumo. Estas variações em relação ao centro de gravidade do submercado serão obtidas pela aplicação de Fatores de Perda de Transmissão – FPT. Quando os fluxos ocorrerem em redes de baixa tensão, os ajustes serão feitos por um Fator de Perdas de Baixa Tensão – FPBT. Quando houver fluxos entre submercados, os mesmos princípios deverão ser observados, considerando-se a geração e a demanda na fronteira dos submercados e aplicando-se os FPT adequados.

Tendo em conta uma função de custo de déficit, a ser definida com base em estudos desenvolvidos pela ANEEL, caberá ao ONS sugerir à ANEEL o racionamento preventivo de energia. A referida função relacionará custos unitários de déficit de energia ("patamares" de custo) e intensidades ("profundidades") desses déficits. Não se considerarão contratos de compra e venda de energia entre geradores e comercializadores ou consumidores na alocação de racionamento, a qual será feita com base em critérios técnicos. Quando houver ocorrência de racionamento

instruído pelo ONS, o preço do MAE deverá elevar-se para o nível adequado da função racionamento.

Um encargo de capacidade deverá ser incorporado ao preço do MAE e pago aos geradores com o objetivo de cobrir os custos fixos de operação e manutenção de suas plantas, remunerar a disponibilidade, quando esta for de grande importância para o sistema e incentivar a desativação de plantas ineficientes.

Os grandes consumidores, ou comercializadores que os representem, poderão fazer Ofertas para Redução de Demanda – ORD, processo no qual é ofertada uma redução ou limitação de carga quando o preço do MAE estiver acima de um determinado valor preestabelecido. Este mecanismo permite ao ONS programar reduções de carga como opção para suprimento do sistema.

3.8.5.2. Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam seus participantes, decorrentes particularmente dos efeitos da otimização centralizada do sistema sobre os níveis de geração de cada usina. A aplicação desse mecanismo não produzirá efeitos econômicos ou contratuais sobre os membros do MAE não participantes do MRE.

Participarão do MRE todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente e as quotas-parte da energia gerada pela Itaipu Binacional e destinada ao sistema brasileiro. As usinas termelétricas, que forem consideradas nos Contratos Iniciais e que, adicionalmente, tenham seus custos de combustíveis cobertos pela CCC, participarão do MRE, observado o percentual de redução previsto na Lei n.º 9.648/98.

A cada usina participante do MRE corresponderá um volume de energia assegurada. Se a produção total do MRE for inferior ao total de energia assegurada, a energia efetivamente gerada

será realocada entre os participantes proporcionalmente às energias asseguradas destes. Os riscos de indisponibilidade das usinas, de natureza não hidrológica, serão assumidos individualmente pelas usinas participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE.

Quando a produção total das usinas participantes do MRE for superior ao correspondente total de energia assegurada, a diferença será definida como energia secundária do MRE. O rateio da energia secundária ocorrerá na proporção de 50% para as usinas que a geraram, com base no excedente real de cada gerador, e 50% pela energia assegurada.

O MRE fará a compensação dos geradores que fornecerem energia através do pagamento dos custos de operação variáveis e dos *royalties*.

As tabelas 8 e 9 mostram exemplos de realocação dentro de um mesmo subsistema, para o caso de déficit e superávit, respectivamente.

TABELA 8 – MRE para Sistema em Déficit

HIPÓTESES:
Preço da realocação: **3 R$/MWh**
Preço do Mercado de Curto Prazo (SPOT): **15 R$/MWh**

ENERGIAS (MWh)	UHE 1	UHE 2	UHE 3	Total
Energia Assegurada	1.600	2.000	1.400	5.000
Geração Efetiva	1.200	2.000	1.600	4.800
Energia Contratada	1.600	1.900	1.400	4.900
Energia Realocada (MRE)	1.536	1.920	1.344	4.800
Mercado Spot	-64	+20	-56	100
RECEITAS COM MRE (R$)				
Realocação de Energia	-1.008	+240	+768	0
Mercado Spot	-960	+300	-840	-1.500
Total	-1.968	+540	-72	-1.500
RECEITAS SEM MRE (R$)	-6.000	+1.500	+3.000	-1.500

TABELA 9 – MRE para Sistema em Superávit

HIPÓTESES:
Preço da realocação: **3 R$/MWh**
Preço do Mercado de Curto Prazo (SPOT): **15 R$/MWh**

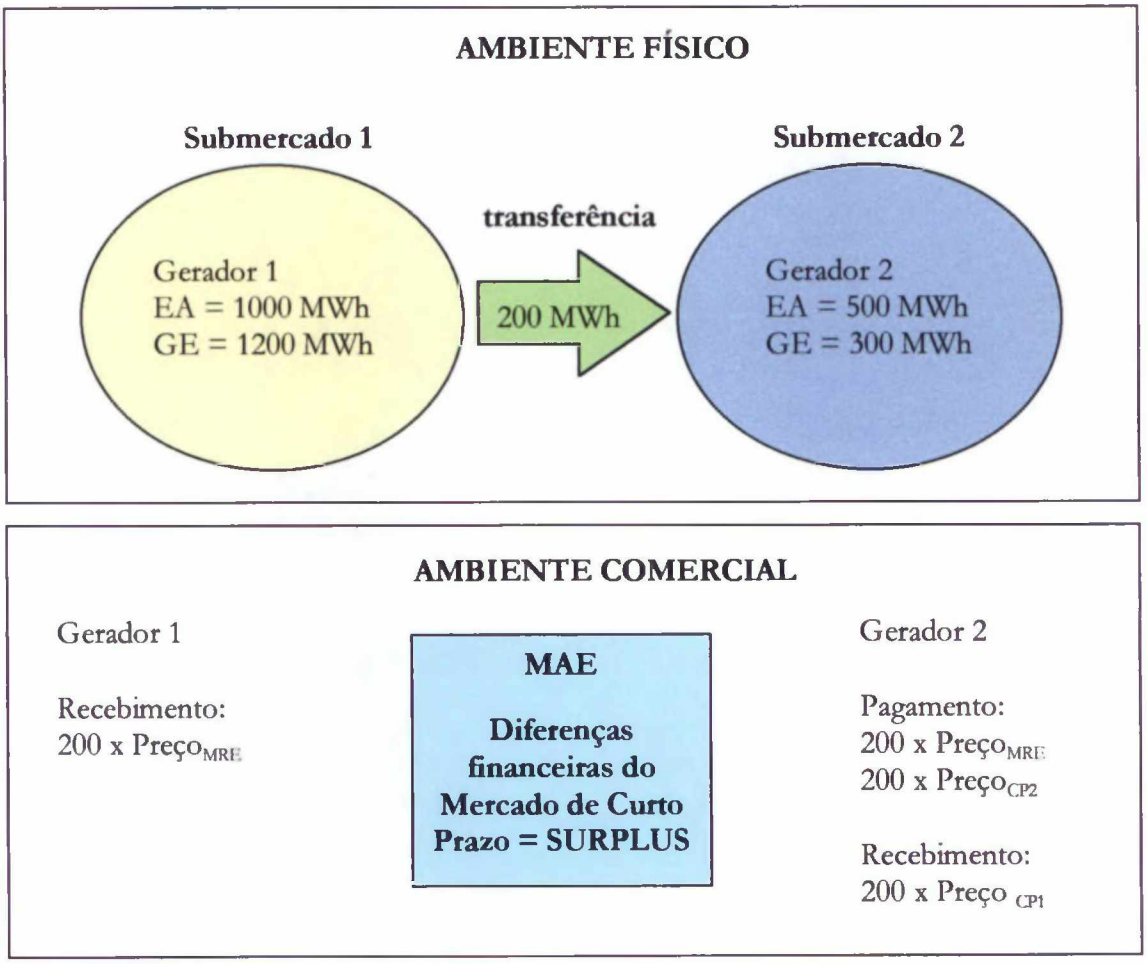
ENERGIAS (MWh)	UHE 1	UHE 2	UHE 3	Total
Energia Assegurada	1.600	2.000	1.400	5.000
Geração Efetiva	1.500	2.200	1.700	5.400
Energia Excedente	0	200	300	500
Energia Contratada	1.600	1.900	1.400	4.900
Energia Secundária (50% EE)	0	80	120	200
Energia Secundária (50% EA)	64	80	56	200
Energia Realocada (MRE)	1.664	2.160	1.576	5.400
Mercado Spot	+64	+260	+176	+500
RECEITAS COM MRE (R$)				
Realocação de Energia	-492	+120	+372	0
Mercado Spot	+960	+3.900	+2.640	+7.500
Total	+468	+4.020	+3.012	+7.500
RECEITAS SEM MRE (R$)	-1.500	+4.500	+4.500	+7.500

Fonte: adaptado de Bettega, 1998

No caso de realocação de energia entre deverá ser observado o sinal locacional da energia gerada e o preço de curto prazo de cada submercado, ou seja, é feita a realocação de energia entre os submercados, conforme as regras já comentadas anteriormente, porém esta energia permanece no submercado onde foi efetivamente gerada. Um gerador que não gerou suficientemente para atender a seus contratos no submercado ao qual está locado, deverá, necessariamente buscar a diferença em seu submercado, pagando o preço de curto prazo correspondente. A energia realocada a este mesmo gerador, a partir de outro submercado, ficará locada na origem, onde será comercializada pelo preço de curto prazo correspondente. O problema para o gerador está na ocorrência de diferenças significativas entre o preço de curto prazo do seu submercado e do submercado onde ficou alocada sua energia assegurada pelo MRE, havendo exposição de preço quando o submercado no qual o gerador estiver localizado tiver sua produção total de energia

inferior à energia assegurada total. Às diferenças financeiras ocorridas entre os submercados é dado o nome de Surplus.

FIGURA 13 – MRE entre Submercados



Onde: EA Energia assegurada;

GE Geração efetiva;

$Preço_{MRE}$ Preço da energia alocada pelo MRE;

$Preço_{CPi}$ Preço do mercado de curto prazo do submercado i.

Prevê-se que a alocação do Surplus seja feita de 3 formas: (i) criação de um fundo para o futuro financiamento dos investimentos em transmissão; (ii) redução dos encargos de uso do sistema de transmissão; e, (iii) estabelecimento de Contratos de Congestão da Transmissão – CAT, instrumentos negociáveis com o objetivo de conduzir a uma ótima alocação do Surplus.

3.8.5.3. Submercados

Inicialmente serão estabelecidos quatro submercados, correspondendo às regiões dos sistemas interligados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O ONS redefinirá periodicamente a configuração de submercados e as fronteiras entre eles, tendo em conta as principais e persistentes restrições de transmissão entre regiões geo-elétricas dos sistemas interligados, submetendo propostas de modificação à aprovação da ANEEL.

Preços diferentes serão definidos para cada submercado. Esses preços refletirão o custo marginal de energia de curto prazo de cada submercado. Intercâmbios entre submercados serão tratados como geração ou demanda nas fronteiras elétricas de cada submercado.

As realocações entre as usinas do MRE serão realizadas prioritariamente em seus próprios submercados. Havendo necessidade e possibilidade adicional de realocação, essa ocorrerá em outros submercados, o que poderá acarretar exposição dos agentes a diferencial de preços, conforme foi demonstrado anteriormente.

Os Contratos Iniciais e os contratos de compra das quotas-parte de Itaipu serão considerados, para efeito de contabilização, compromissos da parte vendedora no submercado em que a parte compradora estiver localizada. Os demais contratos bilaterais deverão especificar o submercado no qual ocorrerá sua liqüidação e o procedimento a ser adotado no caso de mudanças na configuração dos submercados.

3.8.5.4. Geração térmica

As usinas termelétricas fornecerão ao ONS seus dados de custo de combustíveis, sem considerar os reembolsos da CCC, os correspondentes rendimentos térmicos e os dados de disponibilidade, que constituirão suas informações básicas para a otimização do sistema e a

determinação dos preços do MAE. As usinas cujos custos de combustíveis forem cobertos pela CCC deverão ter seus dados aprovados pela ANEEL. As informações de custo de produção e de rendimento térmico poderão ser diferenciadas de acordo com o nível de produção das usinas e ser revistas anualmente ou na ocorrência de fatos relevantes.

As usinas termelétricas, com obrigações de compra de quantidades mínimas de combustíveis ou com requisitos de geração mínima por razões técnicas, poderão declarar-se inflexíveis nos montantes correspondentes a essas restrições. As usinas cujos custos de combustíveis forem cobertos pela CCC deverão submeter tais declarações à aprovação da ANEEL. Essas usinas poderão operar mesmo que o correspondente preço do MAE esteja abaixo de seus custos de operação. Nessa situação, não afetarão o custo marginal de curto prazo em que se baseia o preço.

A liquidação dos pagamentos da CCC ocorrerá fora do ambiente do MAE. Para as usinas consideradas nos Contratos Iniciais, tal liqüidação levará em conta os créditos referentes à venda de excedentes no mercado de curto prazo do MAE.

3.8.5.5. Encargo de serviços do sistema

Toda energia contabilizada no MAE, contratada ou não, estará sujeita ao Encargo de Serviços do Sistema - ESS, que deverá recuperar os seguintes custos:

- Custos das restrições de transmissão internas aos submercados;
- Energia relacionada aos componentes dos serviços ancilares, tais como, potência reativa, reservas de potência e capacidade de restabelecimento do sistema;
- Elementos dos custos de partida das usinas que não estejam incluídos no preço do MAE; e,

- Custos de pequenos desvios de geração em relação ao despacho determinado pelo ONS.

Qualquer usina, cuja produção real, de acordo com as instruções do ONS, resultar maior que o nível da programação *ex-ante*, terá essa diferença de produção ressarcida com base no seu valor da água ou em seus custos declarados, no caso de usinas térmicas. Qualquer usina, cuja produção real, de acordo com as instruções do ONS, resultar menor que o nível da programação *ex-ante*, terá essa diferença de produção compensada com base na diferença entre os preços do MAE no submercado em que estiver localizada, nos relevantes períodos de apuração, e seu valor da água ou custo declarado. Os referidos valores da água serão os obtidos pelos modelos de otimização utilizados no processo de definição dos preços do MAE.

Eventos que aumentem os custos de geração ou necessidades de serviços ancilares, provocadas por agentes claramente identificados, terão os decorrentes custos cobrados dos agentes responsáveis, os quais poderão cumulativamente sofrer penalidades.

3.8.5.6. Interligações internacionais

Os benefícios econômicos das transações efetuadas através de interligações internacionais decorrem das diferenças de custo da energia elétrica nos dois países interligados. Essas diferenças de custo podem tornar atrativa a utilização das interligações existentes e a instalação de novos pontos de interconexão para a contratação de energia a longo prazo e para intercâmbios de curto prazo.

Os direitos aos benefícios das interligações internacionais serão alocados aos titulares de autorizações para importação ou exportação, conforme os termos dessas autorizações, ou serão alocados como disposto nos contratos existentes, os quais serão registrados pelo MAE.

O despacho das interligações estará submetido a protocolos que venham a ser firmados entre as entidades competentes dos países envolvidos.

3.8.5.7. Penalidades

Será instituído pelo MAE a aprovado pela ANEEL um sistema de incentivos e penalidades para garantir o cumprimento das regras do MAE e evitar o comportamento anticompetitivo. O nível das penalidades deverá guardar proporção com as perdas acarretadas em decorrência das violações das regras do MAE.

Penalidades deverão ser aplicadas para, entre outras violações, falsas declarações e redeclarações de disponibilidade, não cumprimento das instruções de despacho do ONS por parte dos geradores e dos consumidores que declararem ofertas de redução de demanda. As penalidades poderão ser aplicadas exclusivamente em situações previstas pelo Acordo do MAE.

3.8.5.8. Medição

O ONS proporá e o MAE aprovará padrões de especificação técnica e de critérios de projeto para os sistemas de medição, assim como procedimentos para leitura e armazenamento de dados de medição nas fronteiras da geração e distribuição com a transmissão, nas fronteiras entre submercados, nas fronteiras internacionais e em pontos específicos do sistema onde sejam providos serviços ancilares.

A propriedade e a responsabilidade dos sistemas de medição terão o seguinte tratamento, exceto em caso de acordo entre as partes envolvidas homologado pela ANEEL:

- Fronteiras entre geração e transmissão: a responsabilidade pela instalação, a propriedade e os custos de instalação serão dos agentes de geração;

- Fronteiras entre transmissão e distribuição: a responsabilidade pela instalação e a propriedade serão da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, cabendo os custos de instalação aos agentes de distribuição;

- Fronteiras entre concessionárias de distribuição: a responsabilidade pela instalação e a propriedade serão da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, cabendo os custos de instalação à distribuidora suprida;

- Fronteiras entre concessionárias de transmissão: a responsabilidade pela instalação, a propriedade e os custos de instalação serão da empresa proprietária da subestação onde estiverem instalados os sistemas de medição;

- Fronteiras entre transmissão ou distribuição e consumidores livres: a responsabilidade pela instalação e a propriedade serão do concessionário ou permissionário proprietário do sistema elétrico ao qual a unidade do consumidor livre estiver conectada. A critério do consumidor ou do agente comercializador, poderão ser instalados equipamentos adicionais de propriedade dos mesmos, visando garantir a confiabilidade das informações necessárias ao faturamento;

- Fronteiras entre submercados: a responsabilidade pela instalação e a propriedade serão da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, devendo os custos de instalação serem rateados por todos os agentes do mercado; e,

- Fronteiras internacionais: a responsabilidade pela instalação e a propriedade serão da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, devendo os custos de instalação serem negociados entre as partes.

Os sistemas de medição possibilitarão a comunicação remota de dados, com o objetivo de viabilizar os procedimentos de faturamento, bem como verificações eventuais dos valores registrados. As leituras para fins de faturamento serão disponibilizadas em periodicidade a ser determinada de acordo com as necessidades do sistema de contabilização e liquidação.

Capítulo 4

Modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica

4.1. Conceito do modelo

O modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica tem como objetivo principal estabelecer a tendência dos preços futuros da energia elétrica para um determinado horizonte de análise, com base nos custos da geração. Resultados são obtidos a partir de composições entre os preços futuros da geração de fontes existentes e programadas, encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e outros custos, permitindo assim obter-se uma estimativa dos preços e das tarifas de energia que deverão vigorar no horizonte estudado.

A base do modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica está na tendência de evolução dos preços da assim chamada energia nova. Esta energia tem sua origem em empreendimentos de geração em fase de planejamento ou construção que, portanto, ainda não iniciaram sua operação, e cuja comercialização terá como ambiente o mercado livre. Os preços da energia nova são obtidos a partir da determinação do fluxo de caixa de cada um dos empreendimentos considerados no estudo, os quais foram selecionados tendo como base projeções de mercado que conduziram a um cenário de referência da expansão da geração.

Para a determinação do fluxo de caixa dos empreendimentos escolhidos adotou-se um conjunto de parâmetros econômicos, tais como, taxa de juros e prazos dos financiamentos, relação *equity/debt*, período de carência e outros, que foi idêntico para todos as usinas consideradas. A definição deste conjunto de parâmetros procurou refletir a atual conjuntura econômica do país, levando em conta valores típicos utilizados para empreendimentos de geração. Além disso, para avaliar a influência de cada parâmetro utilizado sobre os resultados do modelo e, consequentemente a robustez deste, fez-se uma análise de sensibilidade dos resultados pela variação dos parâmetros de cada caso estudado.

A taxa de retorno sobre o investimento foi pré-fixada, fazendo com que a variação ocorresse sobre o preço da energia. Obteve-se, desta forma, um conjunto de preços, cada qual refletindo a competitividade da fonte de geração considerada. Nos casos em que o preço obtido atingiu valores demasiadamente altos, optou-se por limitá-los a um valor teto, considerando que o mercado não absorveria blocos de energia cujo preço ultrapassasse um determinado valor. Os preços obtidos foram submetidos a uma ponderação de seus valores com os respectivos montantes de energia a serem agregados ao sistema. Esta ponderação resultou em preços médios anuais da energia nova, que, reduzidos à uma equação matemática, ajustada por mínimos quadrados, permitiu a obtenção de uma tendência de preços de energia nova ao longo do horizonte de estudo.

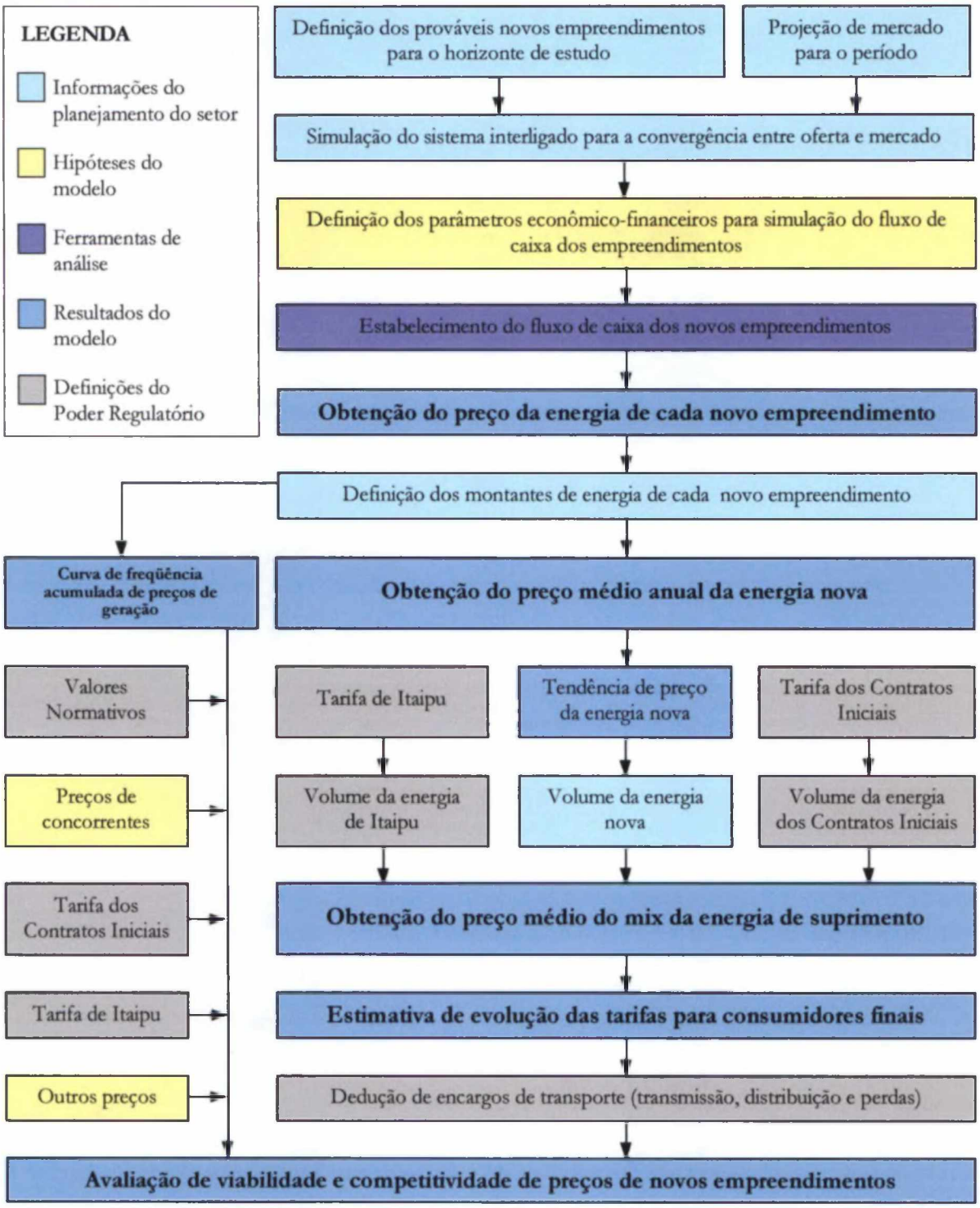
O próximo passo foi obter os preços médios de suprimento para as concessionárias de distribuição do sistema considerado. Para isso calculou-se a média dos preços da energia disponível no sistema, ponderada pelos seus respectivos montantes. Foram consideradas a energia velha – bloco de energia estabelecido nos Contratos Iniciais, a energia de Itaipu e a energia nova. Os valores obtidos serviram como fonte para a determinação da estimativa de evolução das tarifas das concessionárias de distribuição aos consumidores finais.

Os preços de energia obtidos pelo fluxo de caixa dos empreendimentos e ponderados pelos respectivos volumes, deram origem, ao serem classificados em ordem decrescente de valor, à curva de freqüência acumulada de preços da energia nova.

A curva de freqüência acumulada de preços da energia nova e a estimativa da evolução das tarifas dos consumidores finais, deduzida dos encargos de transporte, constituem-se em importantes instrumentos para avaliação de viabilidade e competitividade de preços de novos empreendimentos de geração.

A figura 14 mostra o fluxograma do modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica – análise de competitividade.

FIGURA 14 – Fluxograma do Modelo de Previsão de Preços de Suprimento de Energia Elétrica
Análise de Competitividade



4.2. O fluxo de caixa

Sob o ponto de vista econômico-financeiro de um empreendimento de geração, o fluxo de caixa é a ferramenta mais importante para o investidor, fornecendo as informações que vão subsidiar uma decisão.

Para o desenvolvimento do modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica adotou-se um modelo de fluxo de caixa direcionado à empreendimentos de geração estruturado na forma de um aplicativo computacional desenvolvido por FEIL (1996). Neste aplicativo os dados de entrada são processados e analisados de forma a se obter o fluxo de caixa decorrente e os principais indicadores financeiros utilizados na tomada de decisão. Os resultados fornecidos compreendem, entre outros, a taxa interna de retorno – TIR, o índice benefício/custo, os valores presentes e futuros do investimento, e gráficos do fluxo de caixa.

Para a aplicação do modelo de fluxo de caixa adotado, foi necessário que uma adaptação fosse feita. Fixou-se a TIR como um dado de entrada e por meio de sucessivas iterações foi possível obter-se o preço de energia correspondente para cada empreendimento considerado.

Os parâmetros de entrada do modelo de fluxo de caixa são:

- Prazo de construção do empreendimento;
- Potência instalada e energia gerável;
- Valor do investimento dividido entre capital próprio e financiamentos;
- Prazo do financiamento;
- Taxa de juros do financiamento;

- Taxa de remuneração do capital próprio;
- Taxa de desconto do fluxo de caixa;
- Encargos e impostos, tais como, compensação financeira, PIS/COFINS, Contribuição Social, Imposto de Renda e outros;
- Período de estudo;
- Custo de Operação e Manutenção das usinas;
- Custo de combustível das usinas térmicas; e,
- TIR esperada.

4.3. Base de dados

As bases para o cálculo dos preços de suprimento de energia foram obtidas a partir de informações contidas no Plano Decenal de Expansão 1999/2008, publicado pela Eletrobrás, em seu Programa Decenal de Geração. Utilizou-se as informações relativas ao sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

4.3.1. Previsões de Mercado

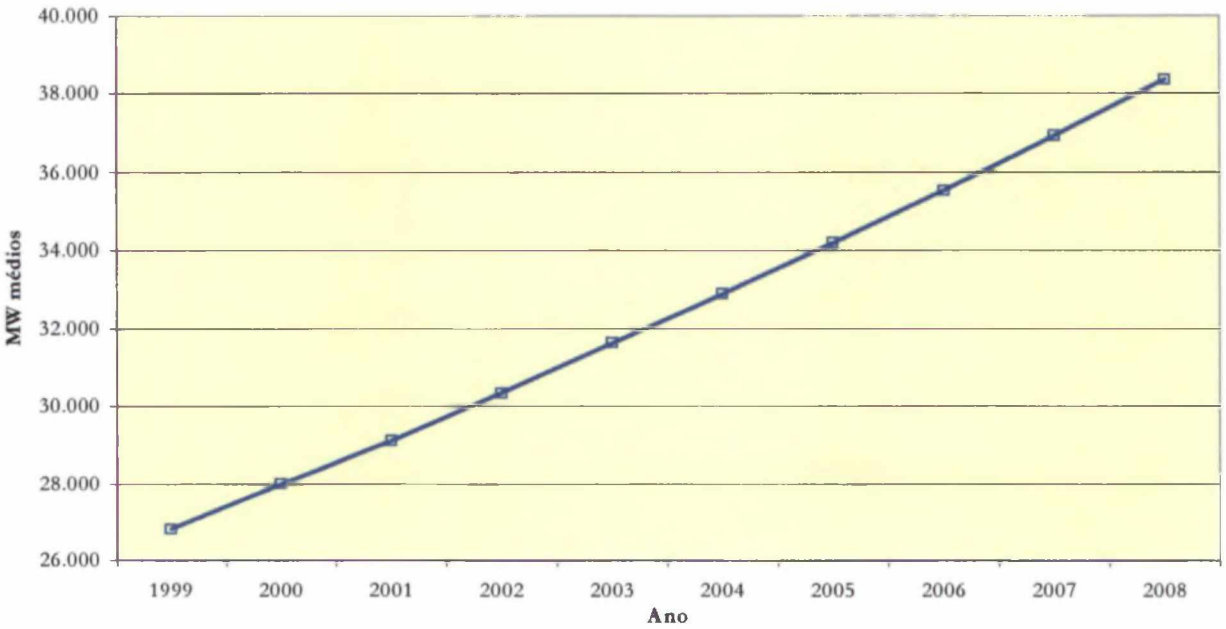
A tabela 10 e a figura 15 apresentam a previsão do consumo de energia elétrica a ser atendido pelas concessionárias do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste com base na trajetória de referência estabelecida no Plano Decenal de Expansão 1999/2008. Pode-se constatar o crescimento substancial das necessidades de energia ao longo do período, o qual vai dar origem a um plano de expansão da oferta para o horizonte decenal denominado de alternativa de referência.

TABELA 10 – Previsão do Consumo de Energia Elétrica no Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste
Trajetória de Referência

Ano	Previsão de Consumo no Sistema S/SE/CO (MW médios)	Crescimento (MW médios)	Crescimento Acumulado (MW médios)	Taxa de Crescimento Anual (%)
1999	26.815			
2000	28.002	1.187	1.187	4,43
2001	29.110	1.108	2.295	3,96
2002	30.331	1.221	3.516	4,19
2003	31.621	1.290	4.806	4,25
2004	32.888	1.267	6.073	4,01
2005	34.190	1.302	7.375	3,96
2006	35.525	1.335	8.710	3,90
2007	36.929	1.404	10.114	3,95
2008	38.356	1.427	11.541	3,86

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS - Eletrobrás)

FIGURA 15 – Previsão do Consumo de Energia Elétrica no Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste
Trajetória de Referência



Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS - Eletrobrás)

4.3.2. Cenário de oferta da expansão – alternativa de referência

A alternativa de referência do Programa Decenal de Geração está apoiada nas previsões de consumo de energia elétrica da trajetória de referência, de forma a atender o critério da igualdade dos custos marginais de curto e longo prazo, que caracteriza a otimalidade do programa de obras.

A definição dessa alternativa de expansão levou em conta o conjunto de projetos de geração passíveis de serem construídos e entrarem em operação no horizonte 1999/2008. Essa classificação buscou identificar o grau de incerteza inerente a cada empreendimento no que diz respeito a sua data possível de entrada em operação. Assim, classes foram estabelecidas conforme uma hierarquia de incertezas. O conjunto de usinas de classe A à classe E constitui a alternativa de referência.

A classificação adotada no Programa Decenal de Geração foi a seguinte:

- Projetos classe A - São projetos cujas obras encontram-se em andamento, em fase de motorização ou que ainda não tiveram seu plano de conclusão iniciado. Esse conjunto é composto de projetos cuja implementação é praticamente irreversível.

- Projetos classe B - São projetos que já tiveram sua concessão outorgada ou autorizada, mas cujas obras ainda não foram iniciadas. O fato do empreendedor já dispor de concessão ou autorização para o aproveitamento leva a crer que tais projetos têm grande chance de serem construídos dentro dos prazos factíveis e necessários para atendimento ao mercado consumidor.

- Projetos classe C - São projetos em fase de licitação ou autorização no horizonte de curto prazo ou em fase avançada de estudos ou negociações, de tal forma que existe uma perspectiva razoável de que eles possam vir a ser construídos nas datas programadas.

- Projetos classe D - São projetos hidrelétricos com potência inferior a 30 MW, que poderão se enquadrar na categoria de PCH. A dispensa de licitação para obtenção da concessão desses empreendimentos e os incentivos do Governo para viabilização de projetos desta natureza os coloca em posição vantajosa para serem construídos nas datas programadas.

- Projetos classe E - São projetos que não dispõe de concessão, porém já possuem autorização de estudos ou projetos dada pelo então DNAEE. A ANEEL sinaliza que os titulares dessas autorizações estão dando continuidade aos respectivos estudos ou projetos, o que os credencia como alternativas factíveis de ampliação da oferta de energia, embora ainda dependam do processo licitatório de outorga de concessão e, por conseguinte, de confirmação da viabilidade econômica e empresarial. Há também a necessidade de um interessado na sua viabilização. O grau de incertezas nesse conjunto de usinas é alto.

- Projetos classe F - São projetos sem concessão, cujos estudos, autorizados pelo então DNAEE, estão em andamento pelos empreendedores autorizados. Suas características são semelhantes às do conjunto anterior, não havendo nenhuma certeza da viabilização econômica-financeira desses empreendimentos e dos próprios agentes interessados. Esses projetos não foram programados na alternativa de referência do horizonte 1999/2008, pois o conjunto de projetos de classe A até classe E é suficiente para atender o mercado estabelecido na trajetória de referência.

A tabela 11 mostra os empreendimentos de geração que constituem a alternativa de referência utilizada na determinação dos preços de suprimento de energia elétrica. Algumas usinas previstas nessa alternativa, tais como UHE Salto Caxias e UTE Campo Grande, foram descartadas e não constam na tabela 11 por não serem classificadas como energia nova, ou seja, são usinas cuja energia está prevista nos Contratos Iniciais, devendo ser considerada como energia velha.

TABELA 11 – Programa de Obras de Geração no Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste
Alternativa de Referência para o Modelo de Previsão de Preços de Suprimento de Energia Elétrica

	Usina	Potência Instalada (MW)	Início da Operação
UTE	C. Grande II-1 (GN)	40,0	Fev/99
UTE	C. Grande II-2 (GN)	40,0	Jul/99
PCH	Alto Jauru	9,5	Dez/99
UHE	Cazuza Ferreira	9,1	Dez/99
UTE	Cuiabá I-2 (GN)	150,0	Jan/00
UTE	C. Grande II-3 (GN)	40,0	Fev/00
UHE	Baruito	9,4	Abr/00
UTE	Cuiabá I-3 (GN)	180,0	Mai/00
UHE	Ponte de Pedra II	24,0	Jun/00
UHE	Glicerio	10,0	Jul/00
UHE	Tombos	15,0	Set/00
PCH	Salto Caiacanga	9,5	Out/00
UTE	Uruguaiana (GN)	600,0	Nov/00
PCH	Agrária	10,0	Dez/00
UTE	P. Paulista I-1 (GN)	155,0	Dez/00
PCH	Pirapó	10,0	Dez/00
UTE	Rio (GN)	700,0	Dez/00
UTE	P. Paulista I-2 (GN)	155,0	Jan/01
UHE	Paraíso	25,0	Jan/01
UHE	Poço Fundo	12,0	Jan/01
UTE	P. Paulista I-3 (GN)	155,0	Fev/01
UHE	Passo do Meio	30,0	Mar/01
UTE	C. Grande I (GN)	300,0	Mai/01
UHE	Queimado	105,0	Mai/01
UHE	Portobello	15,0	Jun/01
UHE	Santa Clara	60,0	Jun/01
UHE	Jauru	70,0	Jul/01
UTE	N. Capixaba (GN)	150,0	Jul/01
UTE	RPBC (GN)	800,0	Jul/01
UHE	Salto das Nuvens	20,0	Jul/01
UTE	P. Paulista I-4 (GN)	165,0	Ago/01
UHE	Caldeirão	12,0	Set/01
UHE	Fumaça	10,0	Set/01
UHE	Porto Estrela	112,0	Set/01
UTE	Igarapé I-1 (GN)	255,0	Nov/01
UHE	Capivari	10,0	Dez/01
UTE	Jacuí (C)	350,0	Dez/01
PCH	S. Bandeirantes	4,4	Dez/01
UHE	Salto Natal	14,0	Dez/01
UHE	Aimorés	396,0	Mai/02
UHE	Piraju	70,0	Jun/02
UHE	São João	25,0	Jun/02
UHE	Bonfante	19,0	Jul/02
UHE	Cana Brava	450,0	Jul/02
UHE	Funil-Grande	180,0	Jul/02
UHE	Monte Serrat	25,0	Jul/02
UTE	BTB I (GN)	501,0	Nov/02
UHE	Campinho	45,0	Jan/03
UHE	Picada	50,0	Jan/03
UHE	Bom Retiro	30,0	Fev/03
UTE	Candiota III-1 (C)	350,0	Mar/03
UHE	Murta	110,0	Mar/03
UTE	São Paulo 1 (GN)	450,0	Jul/03
UHE	Pilar	170,0	Ago/03
UHE	Candonga	108,0	Out/03
UHE	B. do Braúna	48,0	Nov/03
UHE	Ponte de Pedra	179,1	Nov/03

	Usina	Potência Instalada (MW)	Início da Operação
UHE	Irapé	360,0	Dez/03
UTE	São Paulo 2 (GN)	450,0	Jan/04
UHE	Bocaina	150,0	Mai/04
UHE	Campos Novos	880,0	Jun/04
UHE	Guaratuba	38,0	Jun/04
UHE	Itumirim	50,0	Set/04
UHE	Traíra II	110,0	Set/04
UHE	São Jerônimo	284,0	Out/04
UTE	Araucária (GN)	444,0	Dez/04
UHE	Capim Branco I	306,0	Dez/04
UTE	Joinvile (GN)	600,0	Dez/04
UHE	Ourinhos	44,0	Jan/05
UHE	Salto Pilão	220,0	Fev/05
UHE	Anhanguera	20,1	Mar/05
UHE	Palmeiras	15,0	Mar/05
UHE	Retiro	15,0	Mar/05
UHE	Capim Branco II	210,0	Abr/05
UHE	Funil-Ribeira	150,0	Abr/05
UTE	GN-PIE III (GN)	450,0	Mai/05
UHE	Tijuco Alto	144,0	Mai/05
UHE	Cebolão	156,0	Jun/05
UTE	GN-PIE IV (GN)	450,0	Jun/05
UHE	Jataizinho	156,0	Jun/05
UTE	Seival I (C)	250,0	Jun/05
UHE	Formoso	300,0	Jul/05
UHE	Fundão	108,0	Set/05
UHE	S. Clara - Jordão	107,0	Set/05
UHE	Mauá	388,0	Nov/05
UTE	Seival II (C)	250,0	Dez/05
UHE	Baú	102,0	Jan/06
UHE	Couto Magalhães	220,0	Jan/06
UHE	Barretos	51,0	Mar/06
UHE	Franca Amaral	33,0	Mar/06
UHE	Telêmaco Borba	112,0	Mar/06
UHE	Viradouro	45,0	Mar/06
UHE	Itaocara	210,0	Ago/06
UHE	Garabi - 50%	750,0	Set/06
UHE	Sapucaia/Anta	316,0	Set/06
UHE	Simplício	180,0	Set/06
UHE	Foz do Alonzo	138,0	Mar/07
UHE	São José	19,0	Mar/07
UHE	Sta. Branca Tib.	67,0	Mar/07
UHE	Barra Grande	690,0	Abr/07
UHE	Resplendor II	363,0	Jan/08
UHE	Curuaca	52,0	Mar/08
UHE	Ivatuva	144,0	Mar/08
UHE	Manjolinho - SP	21,6	Mar/08
UHE	S. Domingos - SP	13,9	Mar/08
UHE	São Sebastião	18,9	Mar/08
UHE	Torixoréu	323,0	Mar/08
UHE	Carrapatos	17,0	Jun/08
UHE	Juba III	19,2	Jun/08
PCH	Juba IV	7,1	Jun/08
UHE	Jubinha I	10,4	Jun/08
UHE	Jubinha II	15,6	Jun/08
PCH	Jubinha III	4,0	Jun/08
UHE	Peixe	1.106,0	Out/08

Legenda: GN – Gás Natural; C – Carvão

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS - Eletrobrás)

4.3.3. Considerações sobre os parâmetros utilizados no fluxo de caixa

O conjunto de parâmetros utilizados no fluxo de caixa para compor o Caso Base, no qual se apoiam os principais resultados do modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica e, adicionalmente, servirá de referencial para os estudos de sensibilidade dos parâmetros, foi adotado com base em análises de casos típicos de empreendimentos de geração, procurando refletir a atual conjuntura econômica do país. É importante ressaltar que a padronização na escolha dos parâmetros tornou-se necessária devido ao grande número de empreendimentos analisados, sobretudo porque é normal que a maior parte deste conjunto de dados seja mantida sob sigilo, levando em conta o caráter competitivo adquirido pelo segmento da geração. A tabela 12 mostra os parâmetros utilizados no caso base.

TABELA 12 – Parâmetros de Fluxo de Caixa – Caso Base

Taxa de remuneração do capital próprio durante a construção	10%
Taxa de desconto do fluxo de caixa	10%
Período de estudo	30 anos
Relação equity/debt	30/70
Prazo do financiamento	10 anos
Carência	Zero (após início de operação)
Taxa de juros do financiamento	12%
Prazo para depreciação	30 anos
Encargos e Impostos	
Compensação financeira	6% (quando aplicável)
PIS/COFINS	3,65%
Contribuição social	9%
Imposto de renda	15 e 25% (conforme o lucro)
Taxa da ANEEL	0,5%
Outros (CPMF, CCC, etc.)	4%
TIR esperada	15%

Além dos parâmetros apresentados na tabela 12, há que se considerar os custos de Operação e Manutenção (O&M). No caso de usinas hidráulicas utilizou-se a equação

$C_{O\&M} = Pot_{INST}^{2/3} \times 36.000$ [R$/ano], onde $C_{O\&M}$ é o custo de O&M e Pot_{INST} é a potência instalada da usina. Esta é uma equação empírica obtida a partir de casos reais e largamente utilizada em análises econômico-financeiras projetos de usinas hidrelétrica pela empresa RDR Consultores Associados, de Curitiba/PR.

Para usinas térmicas a gás natural foram considerados custos de O&M de 2 US$/MWh (variável) e 8 US$/kWano (fixo), conforme indicado no Programa Decenal de Geração. O custo do combustível foi fixado em 2,40 US$/MMBTU, que resulta em cerca de 31 R$/MWh. A adoção deste valor leva em conta a política de incentivo do Ministério das Minas e Energia à expansão das termelétricas a gás, que fixou o preço do gás natural em 2,40 US$/MMBTU como valor máximo.

As usinas térmicas a carvão tiveram seus custos de O&M fixados em 2,2 US$/MWh (variável) e 8,5 US$/kWano (fixo), com base no Programa Decenal de Geração. O custo do carvão foi fixado em 49,05 R$/t, cerca de 35,40 R$/MWh, valor que representa o custo médio do combustível relativamente a seu consumo atual para geração térmica no sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

4.3.4. A energia dos Contratos Iniciais e de Itaipu no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

Atualmente as concessionárias distribuidoras do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste são supridas pelas concessionárias regionais de geração, por Itaipu, por concessionárias estaduais que detém ativos de geração e, em alguns casos, por geração própria. Os montantes de energia e demanda dos Contratos Iniciais, responsáveis atualmente pela maior parcela do suprimento de energia para as concessionárias distribuidoras, foram definidos pelas Resoluções ANEEL n.º 267, de 13 de agosto de 1998, para a região Sul, e 450, de 29 de dezembro de 1998, para as regiões Sudeste e Centro-Oeste. As respectivas tarifas aplicáveis aos Contratos Iniciais estão contidas nas

Resoluções ANEEL n.º 269, de 13 de agosto de 1998, para a região Sul, e 143, de 09 de junho de 1999, para as regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Para a definição do valor médio da energia proveniente de geração própria de concessionárias estaduais, cujos montantes estão previstos nos Contratos Iniciais, foi considerada a tarifa média de venda de energia destas empresas para o suprimento a outras concessionárias. A tarifa média dos Contratos Iniciais para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul foi obtida pela ponderação dos montantes de energia e demanda previstos pela ANEEL e suas respectivas tarifas.

A energia proveniente de Itaipu tem uma participação de cerca de 32% sobre o montante total da energia consumida no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, o que representa aproximadamente 8.500 MW médios. A tarifa de Itaipu é estabelecida em Dólares americanos que são convertidos para Reais quando do pagamento. Considerando um câmbio de R$ 1,85 por Dólar, a tarifa média de Itaipu representa atualmente um valor de 57,44 R$/MWh.

TABELA 13 – Contratos Iniciais – Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

Ano	Sudeste/Centro-Oeste		Sul		Sul/Sudeste/Centro-Oeste	
	Montantes (MW médio)	Tarifa Média (R$/MWh)	Montantes (MW médio)	Tarifa Média (R$/MWh)	Montantes (MW médio)	Tarifa Média (R$/MWh)
1999	17.528	38,71	4.828	31,65	22.356	37,19
2000	18.148		5.133		23.281	37,15
2001	18.560		5.532		24.092	37,09
2002	18.560		5.532		24.092	
2003	13.920		4.149		18.069	
2004	9.280		2.766		12.046	
2005	4.640		1.384		6.023	

Fonte: Resoluções ANEEL n.º 267, 269 e 450 de 1998 e 143 de 1999.

As empresas de suprimento possuem diferentes tarifas de energia, de forma que cada uma das concessionárias compradoras de energia, ao compor suas diversas fontes e tarifas, acaba por

obter uma tarifa média de compra de energia. Este valor é bastante variável, conforme a concessionária considerada. A tabela 14 apresenta uma estimativa das tarifas médias de compra para 5 empresas compradoras do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, levando em conta os Contratos Iniciais e as quotas-parte de energia provenientes de Itaipu.

TABELA 14 – Tarifa Média de Compra de Energia – 1999 (Estimativa)

Concessionária - Estado	Valor Médio de Compra de Energia (R$/MWh)
Eletropaulo Metropolitana - SP	48,30
Empresa Bandeirante de Energia - SP	47,56
Light - RJ	41,73
Celesc - SC	37,05
Ceee - RS	44,65

4.4. Resultados

A determinação do fluxo de caixa com os parâmetros já mencionados anteriormente resultou em uma coleção de preços cujo valor teto foi estabelecido em 80 R$/MWh, ou seja, todos os empreendimentos que ultrapassaram este preço tiveram sua energia computada no modelo, porém com o valor igual a 80 R$/MWh.

Relativamente ao custo total dos empreendimentos de geração algumas considerações importantes devem ser destacadas:

- Enquanto responsabilidade estatal, a expansão da geração teve grande parte dos seus investimentos superestimados como conseqüência da premissa básica de se atender o mercado, em detrimento de taxas de retorno atrativas.

- Com o ingresso da iniciativa privada no segmento da geração certamente haverá uma inversão de objetivos, ou seja, a prioridade dos investidores será o retorno sobre o

investimento, havendo uma tendência de enxugamento dos valores a serem investidos nos aproveitamentos.

- A maior parte dos aproveitamentos previstos na alternativa de referência do Programa Decenal de Geração tem seus orçamentos referidos a datas antigas, cujos estudos estão desatualizados. Ao terem seus valores de investimento atualizados por índices monetários, acabam refletindo um custo de geração elevado, superior ao custo real.

- A competição no segmento da geração faz com que as informações econômico-financeiras de um aproveitamento em fase de projeto passem a ter caráter confidencial, pela conotação estratégica que adquiriram. Sob este ponto de vista pode-se supor que qualquer informação recentemente divulgada sobre os custos de aproveitamentos não seja confiável, havendo a tendência destes estarem superestimados.

Por estas razões optou-se em se fazer um corte nos valores de investimento estabelecidos na alternativa de referência do Programa Decenal de Geração. Este corte corresponde a 30% dos investimentos indicados, tendo como base consultas a diversos profissionais do setor elétrico com vasta experiência em análise econômico-financeira de projetos de obras de geração.

Os valores financeiros estão referenciados a agosto de 1998, o que exigiu que fosse feita uma correção cambial e de inflação do período. Sobre os investimentos de aproveitamentos hidrelétricos, considerando o alto índice de nacionalização de componentes e equipamentos, fez-se a correção cambial sobre 10% do investimento inicial, ajustando-se a cotação do Dólar de R$ 1,16 para R$ 1,85. Sobre o restante do investimento aplicou-se o IGP-M do período (até o mês de agosto de 1999), equivalente a 11,81%. No caso das usinas térmicas considerou-se um índice de nacionalização praticamente nulo, adotando-se custos unitários propostos no Programa Decenal de Geração: térmicas a gás natural, 500 US$/kW; térmicas a carvão, 1000 US$/kW.

A tabela 15 mostra parâmetros gerais utilizados na determinação dos preços de energia dos empreendimentos além daqueles já mostrados na tabela 12.

TABELA 15 – Parâmetros Gerais – Caso Base

Custo unitário de instalação	
Hidrelétricas	Programa Decenal de Geração
Térmicas a gás	500 US$/kW
Térmicas a carvão	1.000 US$/kW
Custos de O&M	
Hidrelétricas	$C_{O\&M} = Pot_{INST}^{2/3} \times 36.000$ (R$/ano)
Térmicas a gás	
Variáveis	2 US$/MWh
Fixos	8 US$/kWano
Combustível	2,40 US$/MMBTU (~31 R$/MWh)
Térmicas a carvão	
Variáveis	2,20 US$/MWh
Fixos	8,50 US$/kWano
Combustível	49,05 R$/t (~35,40 R$/MWh)
Variação cambial	
Hidrelétricas	1 US$ = 1,1616 R$ ⇨ 1,85 R$
Térmicas	1 US$ = 1,85 R$
Variação da inflação (somente hidrelétricas)	11,81% (ago/98 ⇨ ago/99)
Valor teto para preços da energia nova	80 R$/MWh
Corte sobre o investimento dos empreendimentos	30%

A tabela 16 apresenta os preços de energia dos empreendimentos da alternativa de referência do Programa Decenal de Geração que compõe o Caso Base do modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica. São mostrados também a potência instalada e a energia assegurada das usinas, a data de início de operação estabelecida no cronograma do Programa Decenal de Geração, o investimento com o corte de 30% sobre o valor inicial, já corrigido pela variação cambial e inflação do período, o preço médio anual da energia nova e o preço censurado das usinas, limitado em 80 R$/MWh.

TABELA 16 – Dados Gerais e Preços das Novas Fontes de Geração – Caso Base

#	Tipo	Usina	Potência Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW médio)	Início da Operação	Investimento (R$)	Preço Médio Anual (R$/MWh)	Preço (R$/MWh)	Preço Censurado (R$/MWh)
1	UTE	C. Grande II-1 (GN)	40,0	36,7	Fev/99	25.900.000		**54,35**	54,35
2	UTE	C. Grande II-2 (GN)	40,0	36,7	Jul/99	25.900.000	**53,70**	**54,35**	54,35
3	PCH	Alto Jauru	9,5	5,0	Dez/99	10.658.301		**52,11**	52,11
4	UHE	Cazuza Ferreira	9,1	5,4	Dez/99	10.209.531		**46,24**	46,24
5	UTE	Cuiabá I-2 (GN)	150,0	137,5	Jan/00	97.125.000		**54,44**	54,44
6	UTE	C. Grande II-3 (GN)	40,0	36,7	Fev/00	25.900.000		**54,35**	54,35
7	UHE	Baruito	9,4	7,5	Abr/00	12.836.940		**41,57**	41,57
8	UTE	Cuiabá I-3 (GN)	180,0	165,0	Mai/00	116.550.000		**55,73**	55,73
9	UHE	Ponte de Pedra II	24,0	15,4	Jun/00	33.254.908		**51,75**	51,75
10	UHE	Glicerio	10,0	5,0	Jul/00	11.349.806		**55,43**	55,43
11	UHE	Tombos	15,0	7,5	Set/00	11.648.421	**56,03**	**38,72**	38,72
12	PCH	Salto Caiacanga	9,5	5,0	Out/00	10.004.123		**49,11**	49,11
13	UTE	Uruguaiana (GN)	600,0	550,0	Nov/00	388.500.000		**55,75**	55,75
14	PCH	Agrária	10,0	5,0	Dez/00	13.837.446		**66,86**	66,86
15	UTE	P. Paulista I-1 (GN)	155,0	139,5	Dez/00	100.362.500		**57,16**	57,16
16	PCH	Pirapó	10,0	6,0	Dez/00	9.350.067		**38,53**	38,53
17	UTE	Rio (GN)	700,0	630,0	Dez/00	453.250.000		**57,18**	57,18
18	UTE	P. Paulista I-2 (GN)	155,0	139,5	Jan/01	100.362.500		**57,16**	57,16
19	UHE	Paraíso	25,0	13,6	Jan/01	25.004.902		**48,48**	48,48
20	UHE	Poço Fundo	12,0	6,0	Jan/01	13.463.117		**59,30**	59,30
21	UTE	P. Paulista I-3 (GN)	155,0	139,5	Fev/01	100.362.500		**57,16**	57,16
22	UHE	Passo do Meio	30,0	16,2	Mar/01	24.525.568		**40,26**	40,26
23	UTE	C. Grande I (GN)	300,0	270,0	Mai/01	194.250.000		**57,17**	57,17
24	UHE	Queimado	105,0	61,3	Mai/01	141.172.547		**60,43**	60,43
25	UHE	Portobello	15,0	5,0	Jun/01	12.483.074		**67,01**	67,01
26	UHE	Santa Clara	60,0	28,4	Jun/01	76.293.608		**70,73**	70,73
27	UHE	Jauru	70,0	51,7	Jul/01	63.959.842		**33,60**	33,60
28	UTE	N. Capixaba (GN)	150,0	135,0	Jul/01	97.125.000	**59,37**	**57,16**	57,16
29	UTE	RPBC (GN)	800,0	720,0	Jul/01	518.000.000		**57,18**	57,18
30	UHE	Salto das Nuvens	20,0	7,5	Jul/01	26.648.506		**92,70**	80,00
31	UTE	P. Paulista I-4 (GN)	165,0	148,5	Ago/01	106.837.500		**57,16**	57,16
32	UHE	Caldeirão	12,0	4,6	Set/01	8.409.186		**49,86**	49,86
33	UHE	Fumaça	10,0	5,0	Set/01	10.581.241		**56,21**	56,21
34	UHE	Porto Estrela	112,0	54,2	Set/01	83.009.012		**41,41**	41,41
35	UTE	Igarapé I-1 (GN)	255,0	229,5	Nov/01	165.112.500		**55,74**	55,74
36	UHE	Capivari	10,0	6,3	Dez/01	11.577.439		**48,57**	48,57
37	UTE	Jacuí (C)	350,0	320,8	Dez/01	453.250.000		**85,53**	80,00
38	PCH	S. Bandeirantes	4,4	2,5	Dez/01	4.366.400		**46,74**	46,74
39	UHE	Salto Natal	14,0	7,8	Dez/01	15.981.108		**54,02**	54,02
40	UHE	Aimorés	396,0	179,9	Mai/02	354.495.791		**51,88**	51,88
41	UHE	Piraju	70,0	41,3	Jun/02	130.032.832		**81,77**	80,00
42	UHE	São João	25,0	10,2	Jun/02	37.638.914		**95,63**	80,00
43	UHE	Bonfante	19,0	12,8	Jul/02	28.476.910	**54,80**	**57,80**	57,80
44	UHE	Cana Brava	450,0	273,5	Jul/02	406.177.184		**42,75**	42,75
45	UHE	Funil-Grande	180,0	86,8	Jul/02	241.907.279		**72,59**	72,59
46	UHE	Monte Serrat	25,0	17,4	Jul/02	31.570.754		**47,34**	47,34
47	UTE	BTB I (GN)	501,0	450,9	Nov/02	324.397.500		**57,18**	57,18
48	UHE	Campinho	45,0	21,8	Jan/03	39.685.159		**49,20**	49,20
49	UHE	Picada	50,0	33,5	Jan/03	63.223.096		**50,16**	50,16
50	UHE	Bom Retiro	30,0	16,0	Fev/03	29.379.281		**48,36**	48,36
51	UTE	Candiota III-1 (C)	350,0	280,0	Mar/03	453.250.000		**85,53**	80,00
52	UHE	Murta	110,0	52,7	Mar/03	126.463.326		**63,16**	63,16
53	UTE	São Paulo 1 (GN)	450,0	405,0	Jul/03	291.375.000	**53,12**	**57,18**	57,18
54	UHE	Pilar	170,0	75,4	Ago/03	131.377.414		**46,62**	46,62
55	UHE	Candonga	108,0	49,6	Out/03	117.749.161		**62,61**	62,61
56	UHE	B. do Braúna	48,0	43,7	Nov/03	64.508.608		**39,45**	39,45
57	UHE	Ponte de Pedra	179,1	128,6	Nov/03	157.187.082		**32,92**	32,92
58	UHE	Irapé	360,0	199,5	Dez/03	304.410.763		**40,55**	40,55

TABELA 16 – Dados Gerais e Preços das Novas Fontes de Geração – Caso Base (Continuação)

#	Tipo	Usina	Potência Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW médio)	Início da Operação	Investimento (R$)	Preço Médio Anual (R$/MWh)	Preço (R$/MWh)	Preço Censurado (R$/MWh)
59	UTE	São Paulo 2 (GN)	450,0	405,0	Jan/04	291.375.000		**55,74**	55,74
60	UHE	Bocaina	150,0	83,1	Mai/04	342.134.122		**105,75**	80,00
61	UHE	Campos Novos	880,0	378,7	Jun/04	512.135.634		**39,26**	39,26
62	UHE	Guaratuba	38,0	19,0	Jun/04	48.892.854		**68,07**	68,07
63	UHE	Itumirim	50,0	36,2	Set/04	74.115.190	**53,35**	**54,04**	54,04
64	UHE	Traíra II	110,0	47,0	Set/04	57.366.658		**33,89**	33,89
65	UHE	São Jerônimo	284,0	163,0	Out/04	280.023.896		**45,40**	45,40
66	UTE	Araucária (GN)	444,0	266,4	Dez/04	287.490.000		**57,18**	57,18
67	UHE	Capim Branco I	306,0	172,1	Dez/04	389.372.030		**59,03**	59,03
68	UTE	Joinvile (GN)	600,0	540,0	Dez/04	388.500.000		**57,18**	57,18
69	UHE	Ourinhos	44,0	26,1	Jan/05	64.873.146		**65,42**	65,42
70	UHE	Salto Pilão	220,0	124,7	Fev/05	138.013.840		**30,22**	30,22
71	UHE	Anhanguera	20,1	8,3	Mar/05	33.995.815		**105,92**	80,00
72	UHE	Palmeiras	15,0	6,1	Mar/05	29.392.743		**124,29**	80,00
73	UHE	Retiro	15,0	6,4	Mar/05	28.506.689		**115,00**	80,00
74	UHE	Capim Branco II	210,0	139,3	Abr/05	567.671.441		**104,34**	80,00
75	UHE	Funil-Ribeira	150,0	76,5	Abr/05	270.723.598		**91,40**	80,00
76	UTE	GN-PIE III (GN)	450,0	405,0	Mai/05	291.375.000		**57,18**	57,18
77	UHE	Tijuco Alto	144,0	65,0	Mai/05	105.797.720	**57,96**	**43,81**	43,81
78	UHE	Cebolão	156,0	89,3	Jun/05	156.094.226		**46,40**	46,40
79	UTE	GN-PIE IV (GN)	450,0	405,0	Jun/05	291.375.000		**57,18**	57,18
80	UHE	Jataizinho	156,0	89,4	Jun/05	188.524.762		**55,43**	55,43
81	UTE	Seival I (C)	250,0	200,0	Jun/05	323.750.000		**85,53**	80,00
82	UHE	Formoso	300,0	175,9	Jul/05	615.415.526		**89,92**	80,00
83	UHE	Fundão	108,0	63,8	Set/05	113.510.791		**47,30**	47,30
84	UHE	S. Clara - Jordão	107,0	63,0	Set/05	129.867.370		**54,37**	54,37
85	UHE	Mauá	388,0	202,2	Nov/05	224.697.282		**30,22**	30,22
86	UTE	Seival II (C)	250,0	200,0	Dez/05	323.750.000		**85,53**	80,00
87	UHE	Baú	102,0	34,8	Jan/06	102.361.203		**77,53**	77,53
88	UHE	Couto Magalhães	220,0	110,3	Jan/06	218.445.628		**52,25**	52,25
89	UHE	Barretos	51,0	29,9	Mar/06	85.704.622		**74,89**	74,89
90	UHE	Franca Amaral	33,0	23,1	Mar/06	42.494.585		**45,34**	45,34
91	UHE	Telêmaco Borba	112,0	65,5	Mar/06	123.946.966	**65,31**	**50,13**	50,13
92	UHE	Viradouro	45,0	25,1	Mar/06	70.775.356		**68,14**	68,14
93	UHE	Itaocara	210,0	111,6	Ago/06	243.366.086		**57,20**	57,20
94	UHE	Garabi - 50%	750,0	334,5	Set/06	688.221.216		**63,79**	63,79
95	UHE	Sapucaia/Anta	316,0	138,3	Set/06	744.172.637		**137,38**	80,00
96	UHE	Simplício	180,0	101,7	Set/06	572.224.091		**143,41**	80,00
97	UHE	Foz do Alonzo	138,0	61,0	Mar/07	159.475.915		**68,56**	68,56
98	UHE	São José	19,0	11,9	Mar/07	39.219.696	**52,16**	**84,76**	80,00
99	UHE	Sta. Branca Tib.	67,0	37,4	Mar/07	86.112.892		**60,73**	60,73
100	UHE	Barra Grande	690,0	352,9	Abr/07	534.701.441		**47,48**	47,48
101	UHE	Resplendor II	363,0	169,6	Jan/08	373.200.086		**57,64**	57,64
102	UHE	Curuaca	52,0	23,7	Mar/08	28.586.728		**33,88**	33,88
103	UHE	Ivatuva	144,0	66,0	Mar/08	163.625.191		**65,08**	65,08
104	UHE	Manjolinho - SP	21,6	8,7	Mar/08	39.484.696		**117,03**	80,00
105	UHE	S. Domingos - SP	13,9	6,9	Mar/08	30.277.752		**112,90**	80,00
106	UHE	São Sebastião	18,9	8,0	Mar/08	36.740.329		**118,32**	80,00
107	UHE	Torixoréu	323,0	110,0	Mar/08	235.966.152	**70,08**	**56,81**	56,81
108	UHE	Carrapatos	17,0	8,2	Jun/08	29.747.164		**93,83**	80,00
109	UHE	Juba III	19,2	10,5	Jun/08	40.273.235		**98,60**	80,00
110	PCH	Juba IV	7,1	4,0	Jun/08	10.659.908		**69,70**	69,70
111	UHE	Jubinha I	10,4	5,4	Jun/08	17.770.610		**85,46**	80,00
112	UHE	Jubinha II	15,6	9,3	Jun/08	20.933.478		**58,84**	58,84
113	PCH	Jubinha III	4,0	2,3	Jun/08	6.781.654		**70,62**	70,62
114	UHE	Peixe	1.106,0	442,4	Out/08	1.545.130.204		**116,65**	80,00

A composição de todos os montantes de energia e seus respectivos preços para as empresas das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste permitiu a obtenção do preço médio de suprimento, o qual foi chamado de preço médio do mix de energia. Quatro categorias de energia foram consideradas a partir de características específicas de comercialização:

1. A energia proveniente de Itaipu, que é comercializada com regras estabelecidas pela Lei n.º 5.899, de 05 de julho de 1973, as quais determinam que cada uma das concessionárias estaduais de distribuição pertencentes ao sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, deve, compulsoriamente, adquirir sua quota-parte, bloco de energia definido com base em seu mercado, de forma proporcional;

2. A energia proveniente das concessionárias supridoras, sejam elas regionais ou estaduais, também chamada de energia velha, comercializada com base no que foi estabelecido nos Contratos Iniciais, cujos montantes e tarifas médias encontram-se na tabela 13;

3. A energia das novas usinas que encontram-se em fase de desenvolvimento, conforme os valores da tabela 16. Denominada como energia nova de expansão, caracteriza-se por ser uma energia livre para comercialização, ou seja, agentes detentores dessa energia poderão comercializá-la através de contratos bilaterais, sem critérios preestabelecidos e sem qualquer interferência de outros agentes nas bases de negociação; e,

4. A energia velha que é liberada como nova, chamada de energia nova liberada. A comercialização desta energia é idêntica a do bloco de expansão, ou seja, em bases livremente negociadas. Porém considerou-se que, como trata-se de geração existente, a qual representa a maior parte da base de atendimento do mercado, será o primeiro bloco de energia a entrar em concorrência, devendo ter seus preços próximos dos preços da energia nova de expansão, porém inferiores, já que a maior parte dos seus ativos de geração já estão

amortizados e, portanto, não ocorrem pressões de investidores para recuperação de custos. Considerou-se que a energia nova liberada terá um preço 10% inferior ao preço da energia nova de expansão.

FIGURA 16 – Montantes de Energia do Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

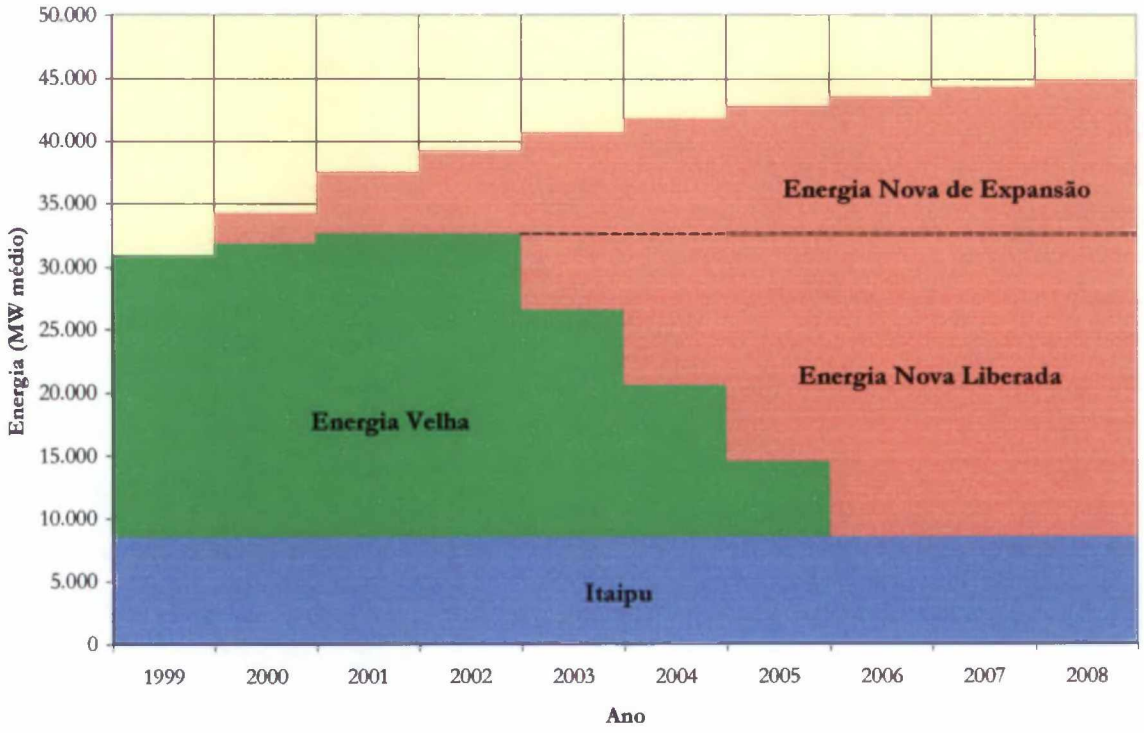
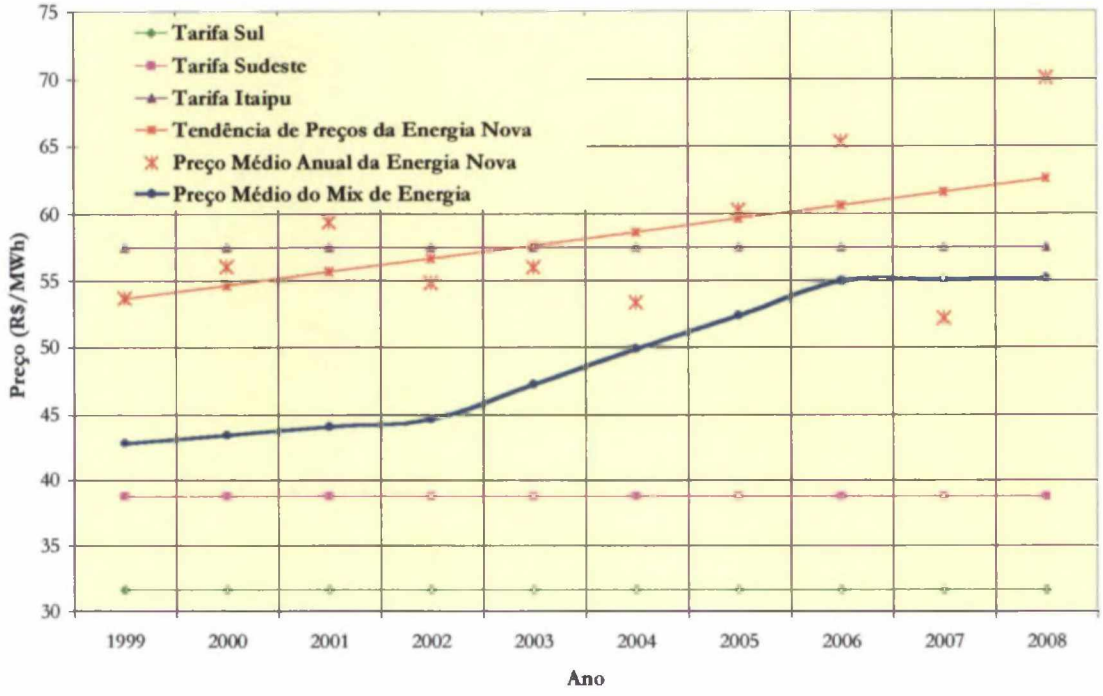


FIGURA 17 – Preço Médio do Mix de Energia do Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste – Caso Base



4.4.1. Estimativa de evolução da tarifas das concessionárias de distribuição

As tarifas aplicadas aos consumidores finais enquadrados no mercado cativo das concessionárias de distribuição têm como base a Lei 8.631, de 4 de março de 1993. Esta Lei deu início a modificações no sistema tarifário, o qual é amparado atualmente por diversos instrumentos legais e pela outorga de novos contratos de concessão. Estes contratos, entre outros aspectos, definem indicadores de qualidade de fornecimento e tarifas aplicáveis, além de prerrogativas e garantias da concessionária.

A estimativa da evolução das tarifas deve levar em conta as condições estabelecidas atualmente para reajuste e revisão tarifárias. O reajuste pode ser entendido como a correção das tarifas visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. A revisão tarifária consiste na aplicação pela ANEEL de um fator (X) a ser subtraído ou acrescido da fórmula de correção das tarifas.

Os novos contratos de concessão consideram que para reajuste e revisão das tarifas a receita da concessionária seja dividida em duas parcelas: A e B. A parcela A compreende a receita necessária para cobrir os seguintes custos: cotas da Reserva Global de Reversão – RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; encargos de compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica; valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos; compra de energia; e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica para revenda. A parcela B compreende o valor remanescente da receita da concessionária, excluído o ICMS, após a dedução da parcela A. Em termos conceituais a parcela A é composta por custos chamados de "não administráveis ou não gerenciáveis" e a parcela B por custos "administráveis ou gerenciáveis".

Considerando que um dos principais componentes da tarifa das concessionárias de distribuição é o custo relativo à compra de energia, torna-se possível estimar a evolução das tarifas praticadas aos consumidores finais, a partir da evolução dos preços de suprimento obtida anteriormente. Para tanto utilizou-se uma simples equação:

$$\mathbf{Ti = T + D + C + P + Pmix \times \Delta pi}$$

onde Ti é a tarifa no ano i, T e D representam os encargos de transmissão e distribuição respectivamente, C são custos relacionados à comercialização, P é o custo das perdas, Pmix é o custo médio da energia para suprimento à concessionária de distribuição considerada e Δpi é a taxa de crescimento anual dos preços médios do mix de energia do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O cálculo das tarifas médias para o ano inicial (Ti) foi obtido a partir das Resoluções tarifárias da ANEEL referentes às concessionárias as quais se deseja estimar a evolução das tarifas, considerando uma curva de carga *flat*, isto é, sem modulação em horário de ponta, cujo fator de carga é igual à unidade.

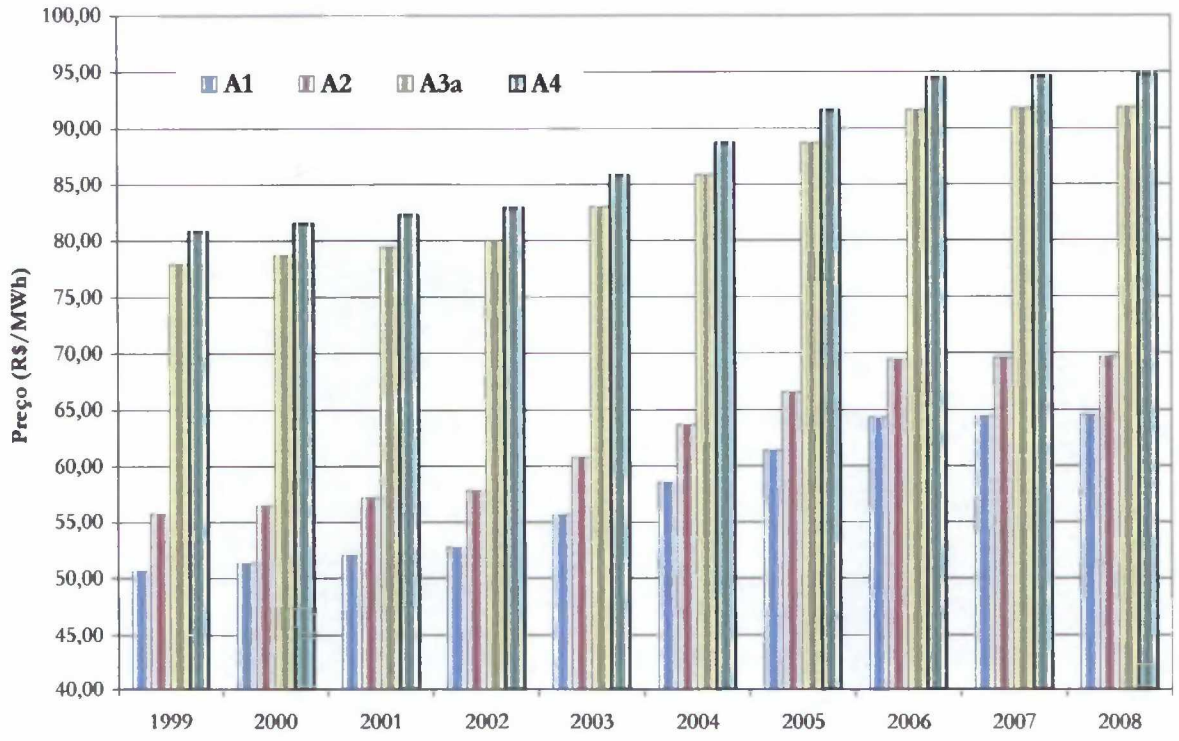
O custo médio da energia para suprimento à concessionária (Pmix) para o ano inicial foi obtido a partir dos preços e volumes da energia de Itaipu, da energia dos Contratos Iniciais e de compras de energia nova, ao qual aplicou-se a mesma taxa de crescimento anual verificada no preço médio do mix de energia para o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Considera-se hipoteticamente que a parcela referente aos encargos de transmissão e distribuição, mais os custos de comercialização e as perdas, seja invariável ao longo do horizonte de estudo.

A tabela 17 mostra um exemplo de aplicação para uma concessionária da região Sudeste.

TABELA 17 – Estimativa de Evolução das Tarifas da Eletropaulo

Ano	Preço Médio do Mix de Energia Sistema S/SE/CO (R$/MWh)	Δpi (%)	Custo Médio da Energia para Suprimento à Eletropaulo - Pmix (R$/MWh)	Evolução das Tarifas (R$/MWh)			
				A1	A2	A3a	A4
1999	42,79		48,30	50,58	55,70	77,91	80,79
2000	43,45	1,531	49,04	51,32	56,44	78,65	81,53
2001	44,08	1,456	49,75	52,03	57,15	79,36	82,24
2002	44,65	1,281	50,39	52,67	57,79	80,00	82,88
2003	47,27	5,868	53,35	55,63	60,75	82,96	85,84
2004	49,82	5,408	56,23	58,51	63,63	85,84	88,72
2005	52,37	5,107	59,10	61,38	66,50	88,71	91,59
2006	54,93	4,892	62,00	64,28	69,40	91,61	94,49
2007	55,04	0,198	62,12	64,40	69,52	91,73	94,61
2008	55,15	0,197	62,24	64,52	69,64	91,85	94,73
			T + D + C + P	**2,28**	**7,40**	**29,61**	**32,49**

FIGURA 18 – Estimativa de Evolução das Tarifas da Eletropaulo



4.4.2. Curvas de freqüência acumulada de preços da energia nova

As curvas de freqüência acumulada de preços da energia nova são obtidas através da ordenação decrescente dos preços ponderados pelos montantes respectivos de energia. Essas curvas podem ser comparadas aos preços típicos praticados no mercado de suprimento e aos Valores Normativos – VN, publicados pela ANEEL, de forma a se estabelecer um perfil de preços para um determinado ano ou para o horizonte decenal. Pretende-se desta forma, oferecer mais um instrumento para avaliação da viabilidade do preço de energia de empreendimentos novos no contexto geral da expansão do sistema.

Como exemplo pode-se imaginar um empreendimento cujo preço de energia seja de 60 R$/MWh com início de operação previsto para o ano de 2001. Na figura 19, que representa a curva de freqüência acumulada para o ano de 2001, é possível se concluir que mais de 80% dos empreendimentos previstos para este ano tem preços inferiores ao preço sugerido. Ao se observar a figura 20, representando o período 1999/2008, percebe-se que mais de 75% dos empreendimentos estão com o preço abaixo dos 60 R$/MWh. Estas curvas permitem um balizamento de preços de energia no segmento da geração, além de uma rápida e preliminar avaliação da competitividade dos empreendimentos.

FIGURA 19 – Freqüência Acumulada dos Preços da Energia Nova para o Ano 2001

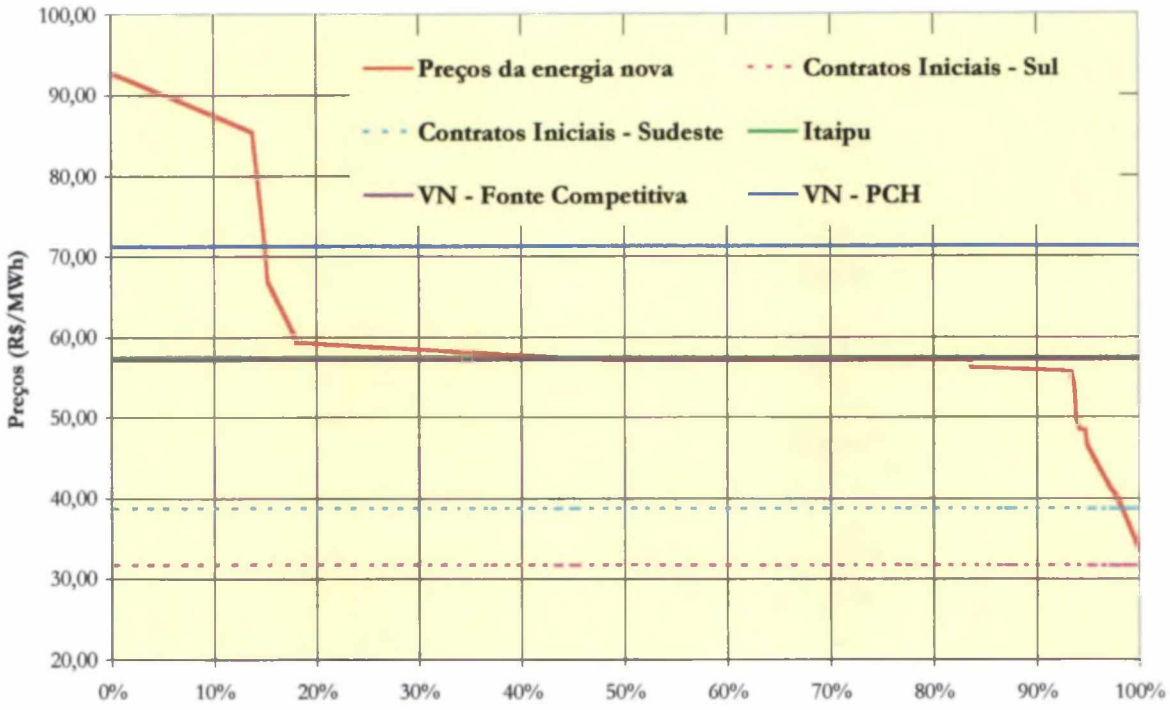
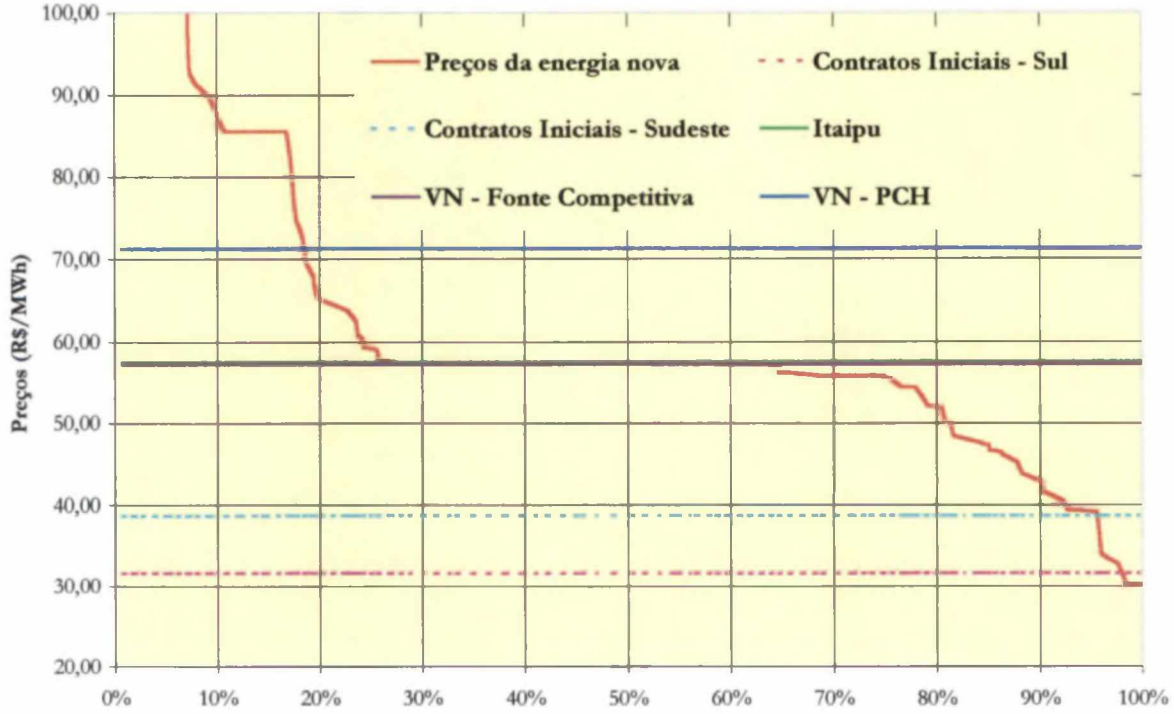


FIGURA 20 – Freqüência Acumulada dos Preços da Energia Nova para o Horizonte 1999/2008



4.4.3. Análise de sensibilidade

Com o objetivo de testar a sensibilidade dos resultados a partir da variação de alguns dos parâmetros utilizados no modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica foram criados 11 casos nos quais o modelo foi aplicado. Em cada caso variou-se apenas um parâmetro em relação ao caso base, permanecendo os demais com os mesmos valores (tabelas 12 e 15). A tabela 18 mostra os parâmetros assumidos em cada caso.

TABELA 18 – Variação dos Parâmetros para Analise de Sensibilidade

PARÂMETROS	Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10	Caso 11
Taxa de juros do financiamento (%)	12	**10**	**11**	**13**	12							
TIR esperada (%)	15				**18**	**20**	15					
Corte sobre o investimento de todos os empreendimentos (%)	30						**20**	**10**	30			
Custo do gás natural (US$/MMBTU)	2,40								**2,60**	**2,80**	2,40	
Cotação do Dólar (R$/US$)	1,85										**2,00**	**1,85**
Relação equity/debt	30/70											**40/60**

Os resultados da análise de sensibilidade podem ser percebidos nas variações causadas ao preço médio anual da energia nova e consequentemente à sua linha de tendência, e no preço médio do mix de energia, mostrados na forma tabular e gráfica para efeito de comparação.

4.4.3.1. Análise de sensibilidade da taxa de juros do financiamento

São comparadas 4 alternativas com diferentes taxas de juros do financiamento, variando entre 10 e 13%.

TABELA 19 – Preços de Energia para Variação da Taxa de Juros do Financiamento

ANO	Preço Médio Anual da Energia Nova (R$/MWh)				Tendência de Preço da Energia Nova (R$/MWh)				Preço Médio do Mix de Energia (R$/MWh)			
	Caso 1 (10%)	Caso 2 (11%)	C. Base (12%)	Caso 3 (13%)	Caso 1 (10%)	Caso 2 (11%)	C. Base (12%)	Caso 3 (13%)	Caso 1 (10%)	Caso 2 (11%)	C. Base (12%)	Caso 3 (13%)
1999	52,89	53,29	53,70	54,12	52,80	53,22	53,63	54,06	42,79	42,79	42,79	42,79
2000	55,20	55,61	56,03	56,47	53,67	54,15	54,63	55,12	43,38	43,41	43,45	43,48
2001	58,47	58,91	59,37	59,84	54,54	55,08	55,62	56,18	43,95	44,01	44,08	44,15
2002	53,04	53,94	54,80	55,69	55,41	56,00	56,61	57,24	44,46	44,55	44,65	44,74
2003	54,71	55,33	55,97	56,62	56,28	56,93	57,60	58,30	46,87	47,07	47,27	47,47
2004	52,02	52,68	53,35	54,05	57,14	57,86	58,60	59,36	49,21	49,51	49,82	50,14
2005	59,33	59,77	60,23	60,70	58,01	58,79	59,59	60,42	51,53	51,94	52,37	52,80
2006	63,00	64,13	65,31	66,53	58,88	59,72	60,58	61,48	53,87	54,39	54,93	55,49
2007	49,54	50,83	52,16	53,56	59,75	60,64	61,57	62,54	53,96	54,49	55,04	55,60
2008	68,89	69,47	70,08	70,70	60,62	61,57	62,56	63,60	54,06	54,60	55,15	55,72

FIGURA 21 – Preço Médio Anual da Energia Nova para Diferentes Taxas de Juros

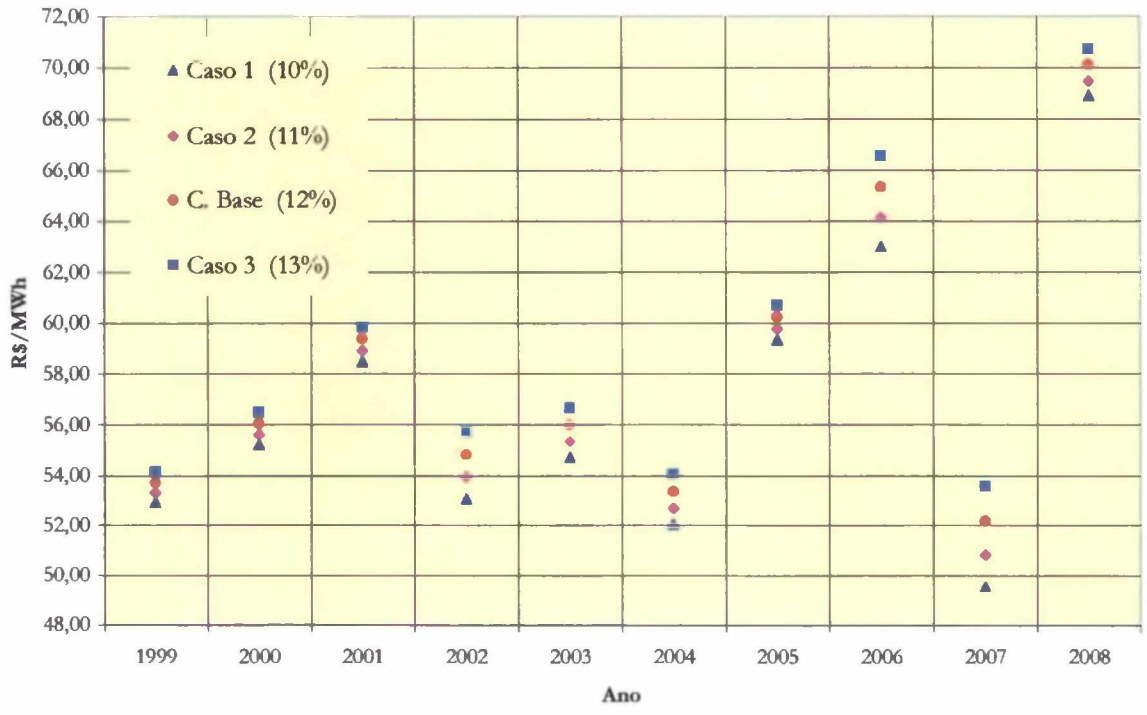


FIGURA 22 – Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes Taxas de Juros

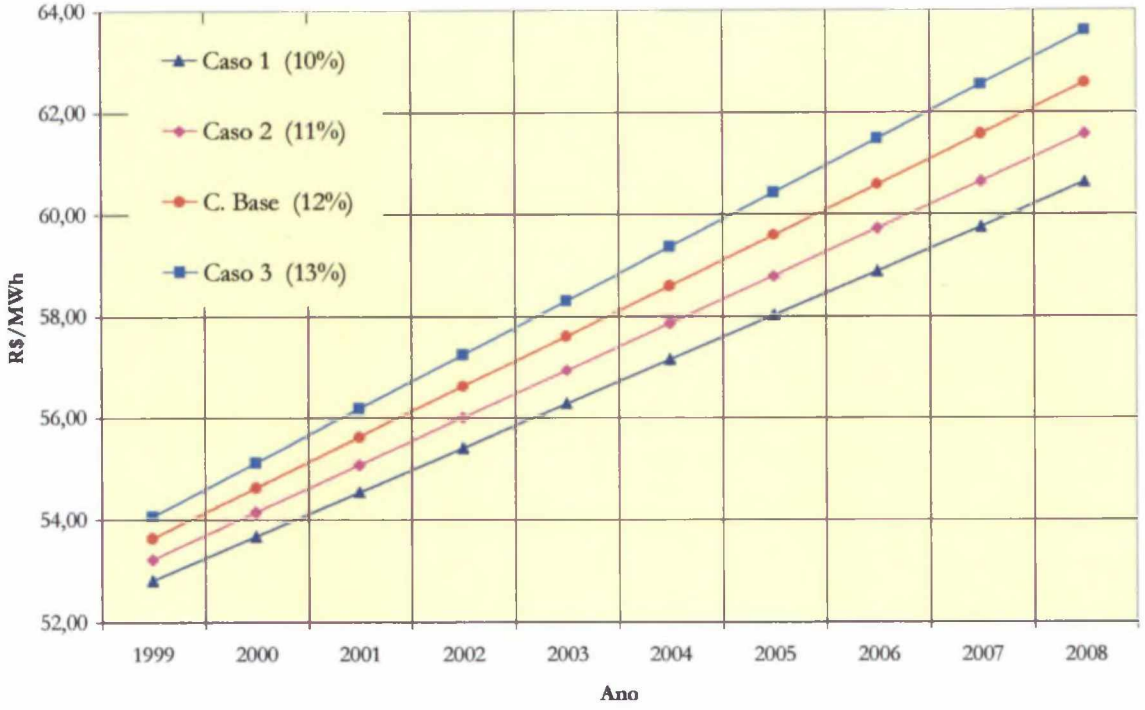
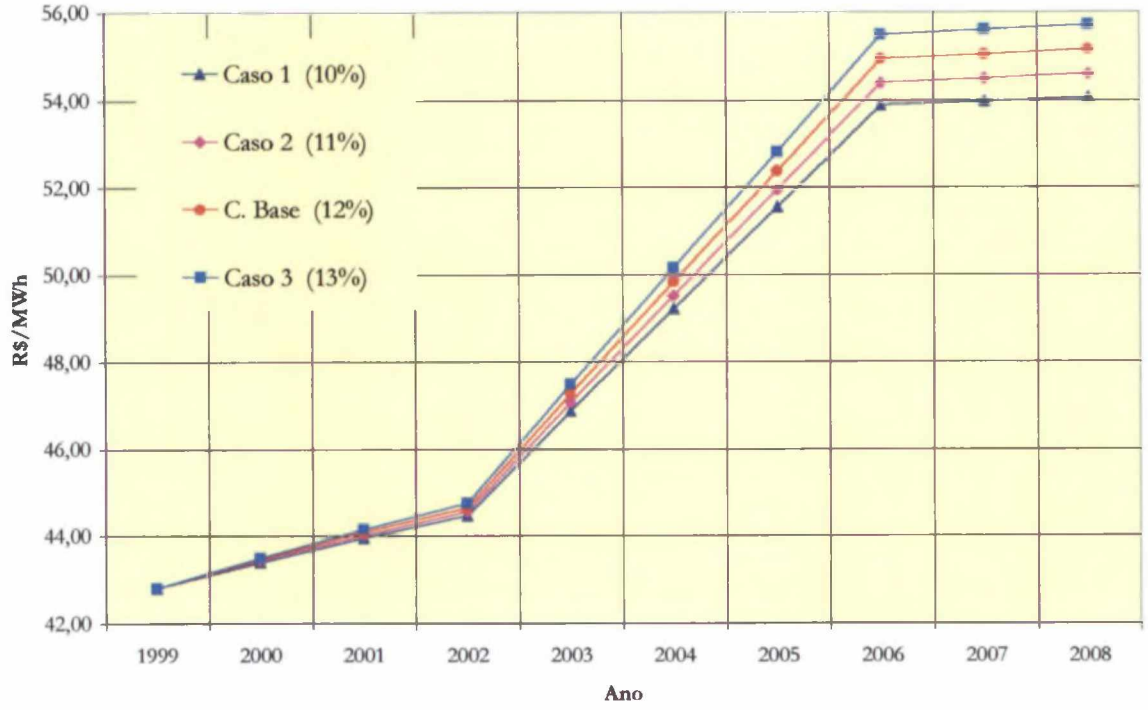


FIGURA 23 – Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes Taxas de Juros



4.4.3.2. Análise de sensibilidade da TIR esperada

São comparadas 3 alternativas com diferentes taxas internas de retorno, variando entre 15 e 20%.

TABELA 20 – Preços de Energia para Variação da Taxa Interna de Retorno

ANO	Preço Médio Anual da Energia Nova (R$/MWh)			Tendência de Preço da Energia Nova (R$/MWh)			Preço Médio do Mix de Energia (R$/MWh)		
	C. Base (15%)	Caso 4 (18%)	Caso 5 (20%)	C. Base (15%)	Caso 4 (18%)	Caso 5 (20%)	C. Base (15%)	Caso 4 (18%)	Caso 5 (20%)
1999	53,70	55,96	57,40	53,63	55,86	57,25	42,79	42,80	42,80
2000	56,03	58,29	59,76	54,63	57,17	58,77	43,45	43,63	43,75
2001	59,37	61,79	63,32	55,62	58,48	60,28	44,08	44,44	44,66
2002	54,80	59,14	61,64	56,61	59,79	61,80	44,65	45,13	45,44
2003	55,97	59,34	61,56	57,60	61,10	63,32	47,27	48,32	48,98
2004	53,35	56,92	59,27	58,60	62,41	64,83	49,82	51,44	52,47
2005	60,23	62,63	64,22	59,59	63,72	66,35	52,37	54,57	55,96
2006	65,31	71,07	74,76	60,58	65,03	67,87	54,93	57,72	59,50
2007	52,16	59,12	63,47	61,57	66,34	69,38	55,04	57,87	59,66
2008	70,08	73,28	75,36	62,56	67,65	70,90	55,15	58,01	59,82

FIGURA 24 – Preço Médio Anual de Energia Nova para Diferentes TIR

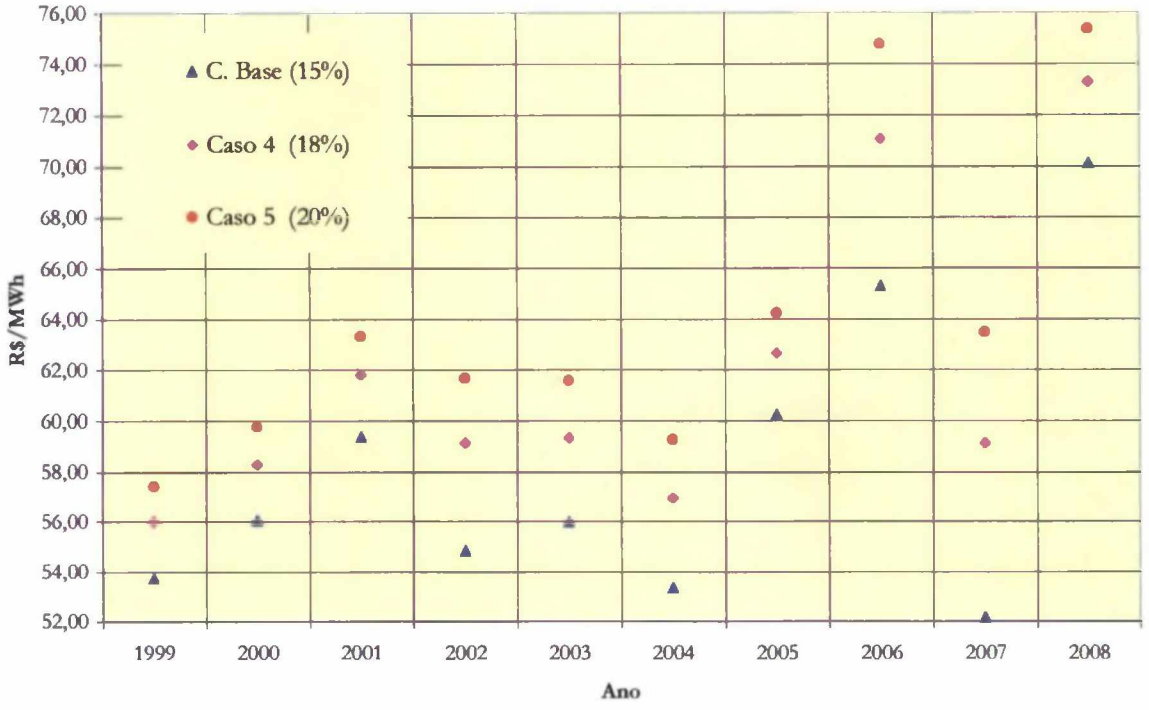


FIGURA 25 – Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes TIR

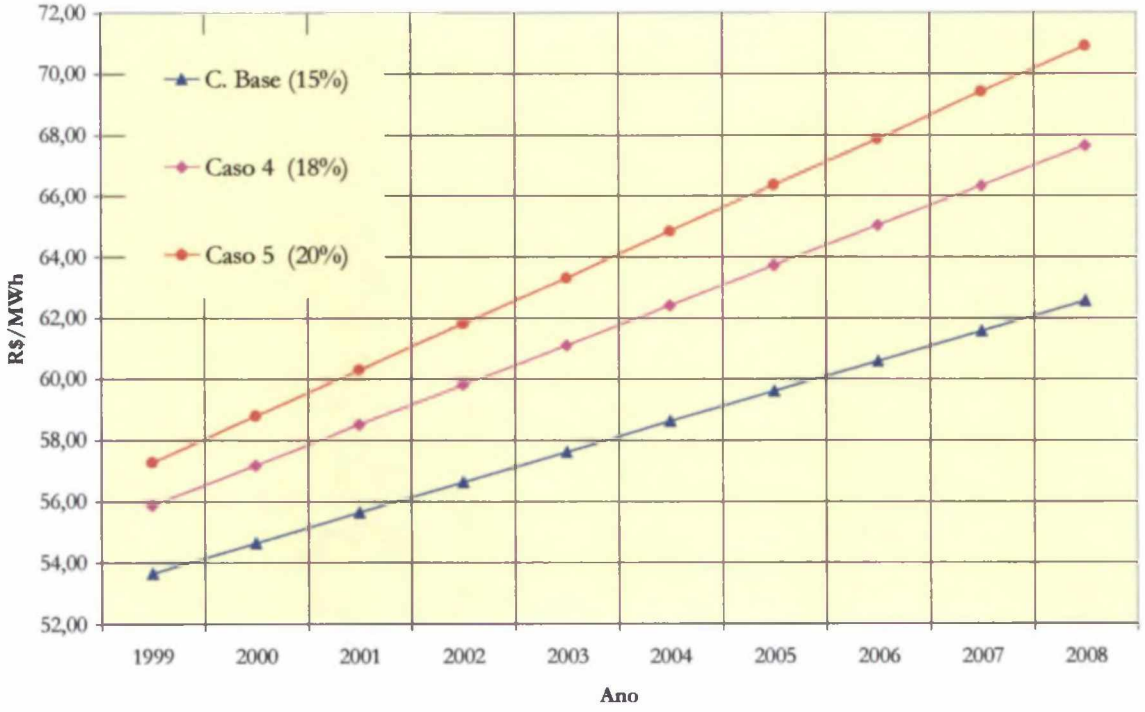
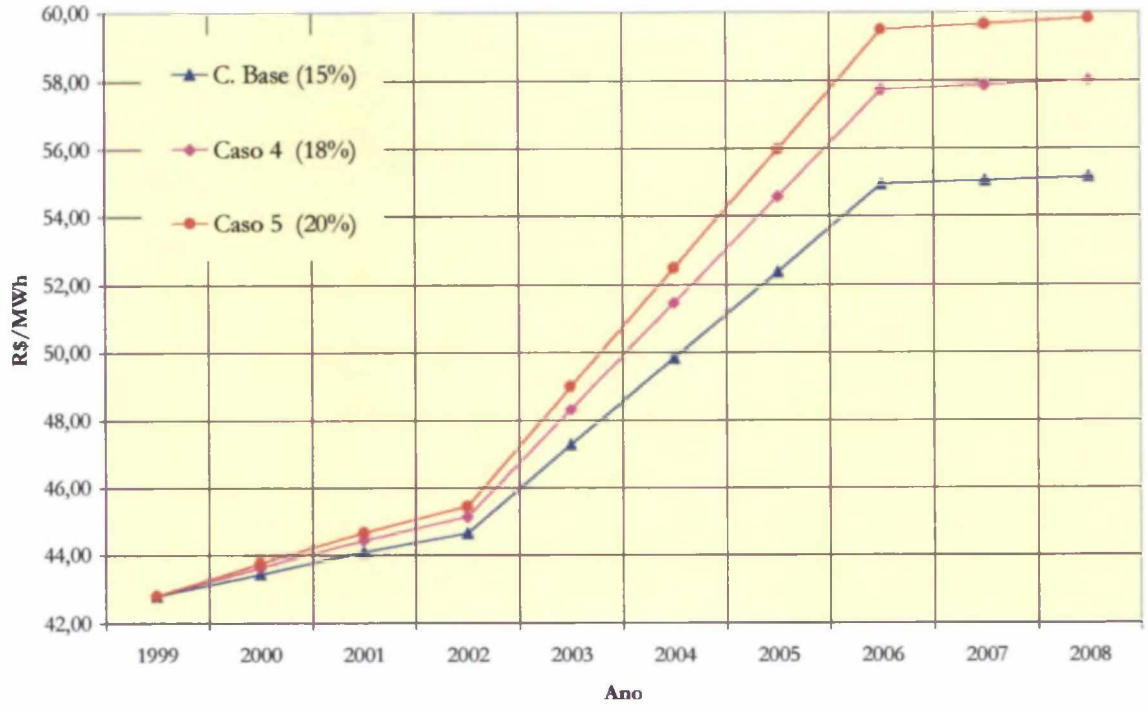


FIGURA 26 – Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes TIR



4.4.3.3. Análise de sensibilidade do corte do investimento

São comparadas 3 alternativas com diferentes cortes sobre o valor do investimento dos empreendimentos, variando entre 10 e 30%.

TABELA 21 – Preços de Energia para Variação do Corte no Investimento

ANO	Preço Médio Anual da Energia Nova (R$/MWh)			Tendência de Preço da Energia Nova (R$/MWh)			Preço Médio do Mix de Energia (R$/MWh)		
	C. Base (30%)	Caso 8 (20%)	Caso 9 (10%)	C. Base (30%)	Caso 8 (20%)	Caso 9 (10%)	C. Base (30%)	Caso 8 (20%)	Caso 9 (10%)
1999	53,70	56,38	59,06	53,63	56,18	58,74	42,79	42,80	42,81
2000	56,03	58,54	61,04	54,63	57,46	60,23	43,45	43,65	43,85
2001	59,37	61,97	64,45	55,62	58,74	61,73	44,08	44,48	44,86
2002	54,80	59,32	63,23	56,61	60,01	63,23	44,65	45,18	45,69
2003	55,97	59,58	63,17	57,60	61,29	64,72	47,27	48,39	49,46
2004	53,35	57,14	60,88	58,60	62,57	66,22	49,82	51,54	53,15
2005	60,23	62,80	65,35	59,59	63,85	67,71	52,37	54,68	56,83
2006	65,31	71,09	76,00	60,58	65,13	69,21	54,93	57,85	60,54
2007	52,16	58,98	64,85	61,57	66,40	70,71	55,04	57,99	60,71
2008	70,08	73,51	76,66	62,56	67,68	72,20	55,15	58,13	60,87

FIGURA 27 – Preço Médio Anual de Energia Nova para Diferentes Cortes no Investimento

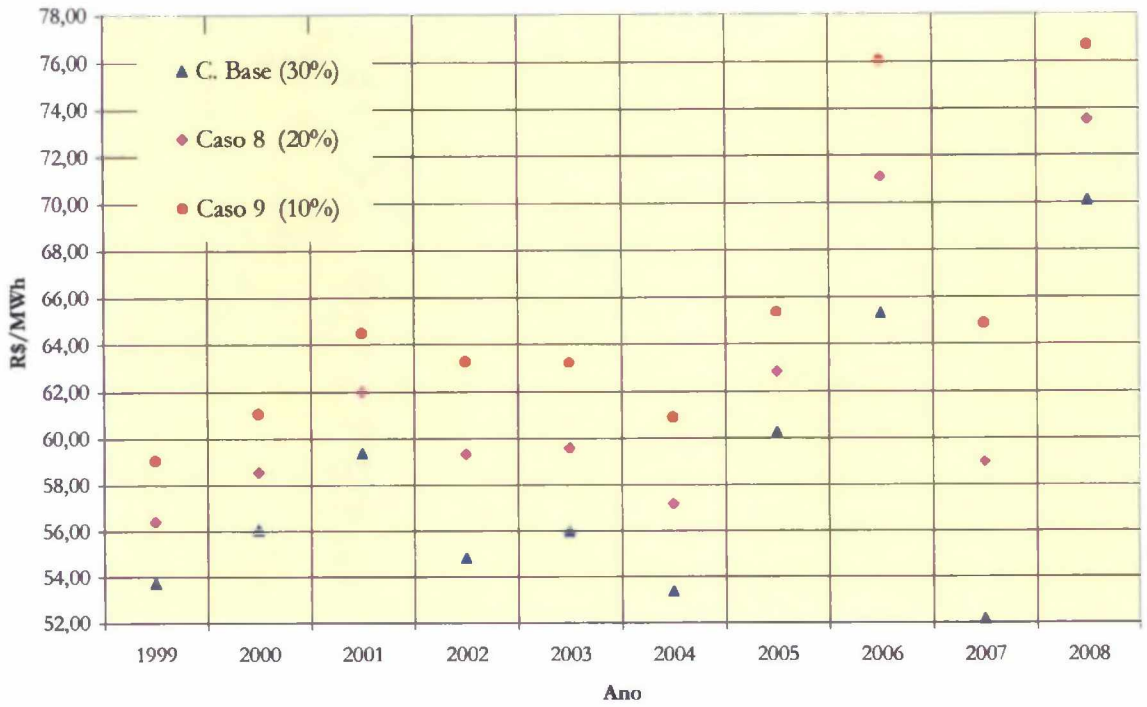


FIGURA 28 – Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes Cortes no Investimento

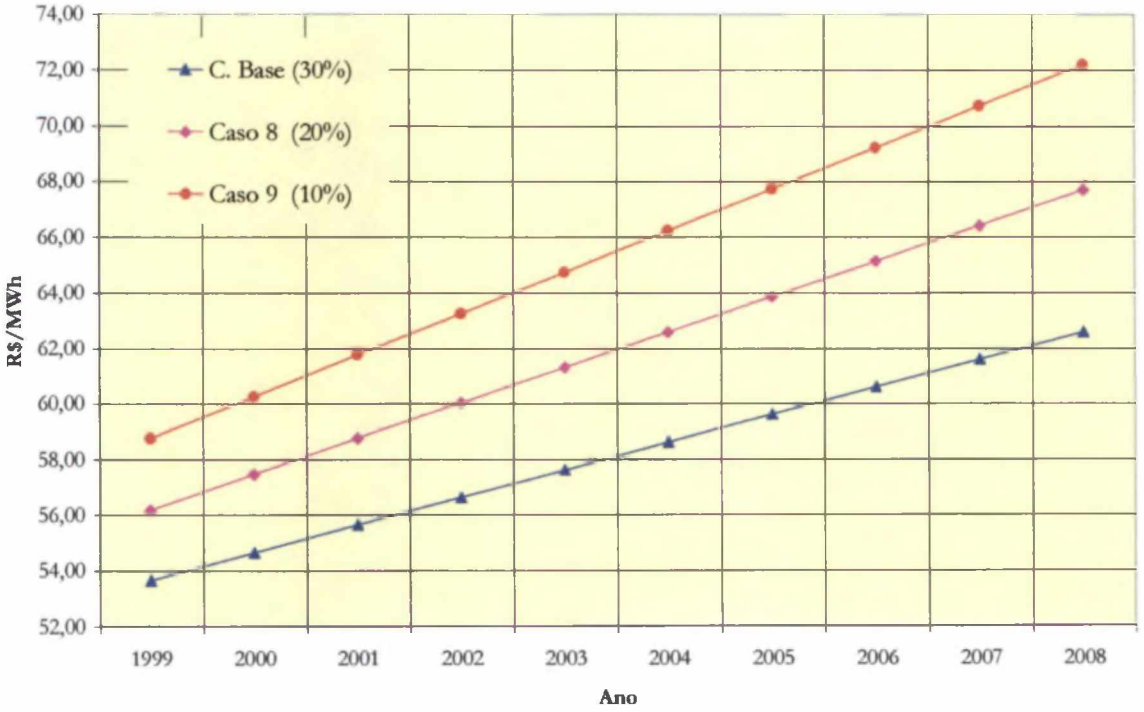
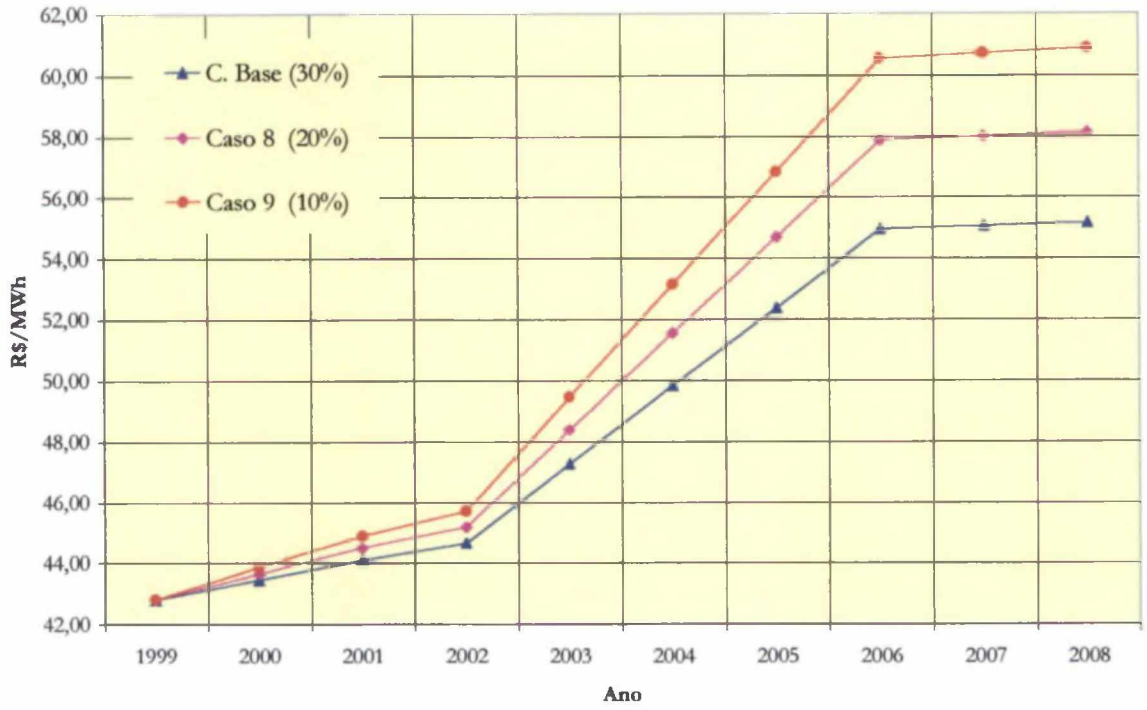


FIGURA 29 – Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes Cortes no Investimento



4.4.3.4. Análise de sensibilidade do custo do gás natural

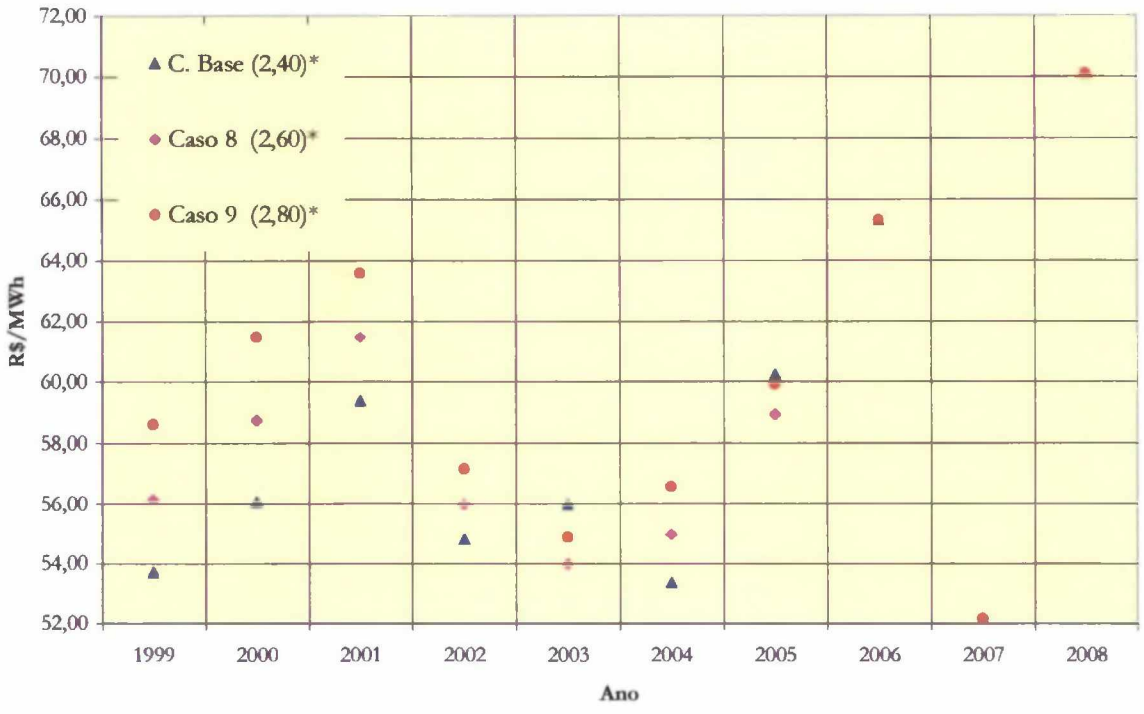
São comparadas 3 alternativas com diferentes preços para o gás natural, variando entre 2,40 e 2,80 US$/MMBTU.

TABELA 22 – Preços de Energia para Variação do Custo do Gás Natural

ANO	Preço Médio Anual da Energia Nova (R$/MWh)			Tendência de Preço da Energia Nova (R$/MWh)			Preço Médio do Mix de Energia (R$/MWh)		
	C. Base (2,40)*	Caso 8 (2,60)*	Caso 9 (2,80)*	C. Base (2,40)*	Caso 8 (2,60)*	Caso 9 (2,80)*	C. Base (2,40)*	Caso 8 (2,60)*	Caso 9 (2,80)*
1999	53,70	56,15	58,60	53,63	55,82	58,42	42,79	42,80	42,81
2000	56,03	58,75	61,46	54,63	56,48	58,76	43,45	43,58	43,75
2001	59,37	61,47	63,57	55,62	57,14	59,10	44,08	44,31	44,59
2002	54,80	55,98	57,16	56,61	57,79	59,45	44,65	44,91	45,26
2003	55,97	53,99	54,86	57,60	58,45	59,79	47,27	47,67	48,22
2004	53,35	54,96	56,57	58,60	59,10	60,14	49,82	50,29	50,99
2005	60,23	58,93	59,90	59,59	59,76	60,48	52,37	52,85	53,65
2006	65,31	65,31	65,31	60,58	60,42	60,83	54,93	55,38	56,22
2007	52,16	52,16	52,16	61,57	61,07	61,17	55,04	55,47	56,30
2008	70,08	70,08	70,08	62,56	61,73	61,51	55,15	55,56	56,38

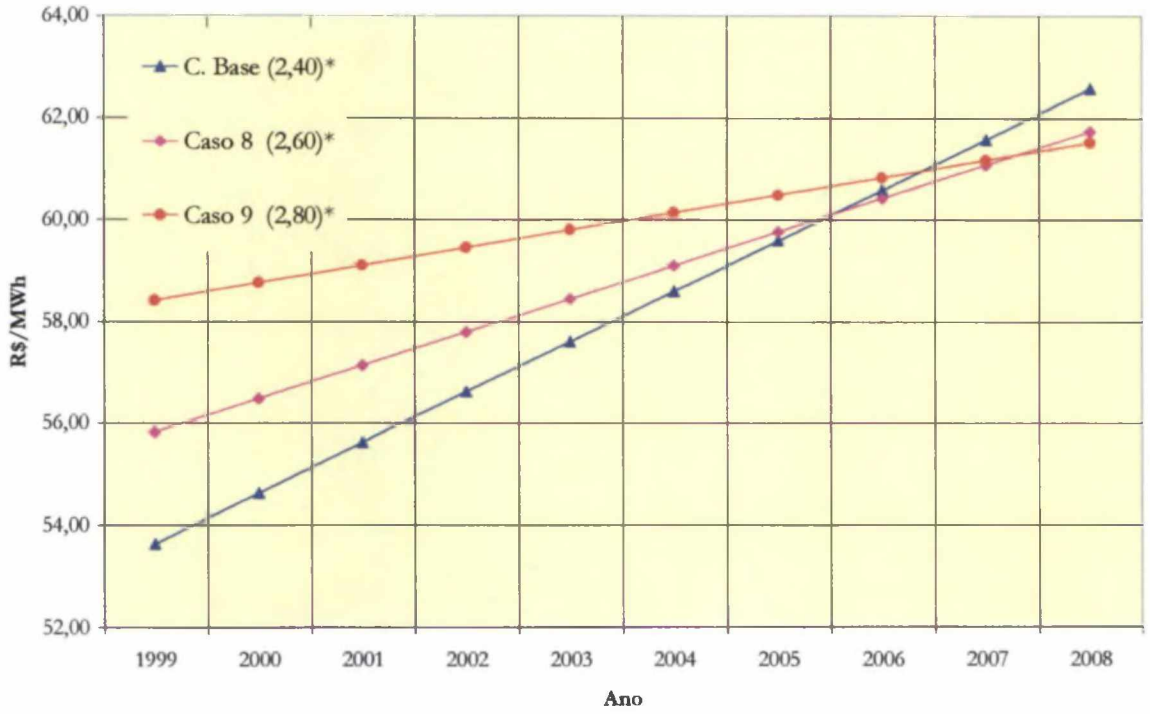
* Valores em US$/MMBTU.

FIGURA 30 – Preço Médio Anual de Energia Nova para Diferentes Custos de Gás Natural



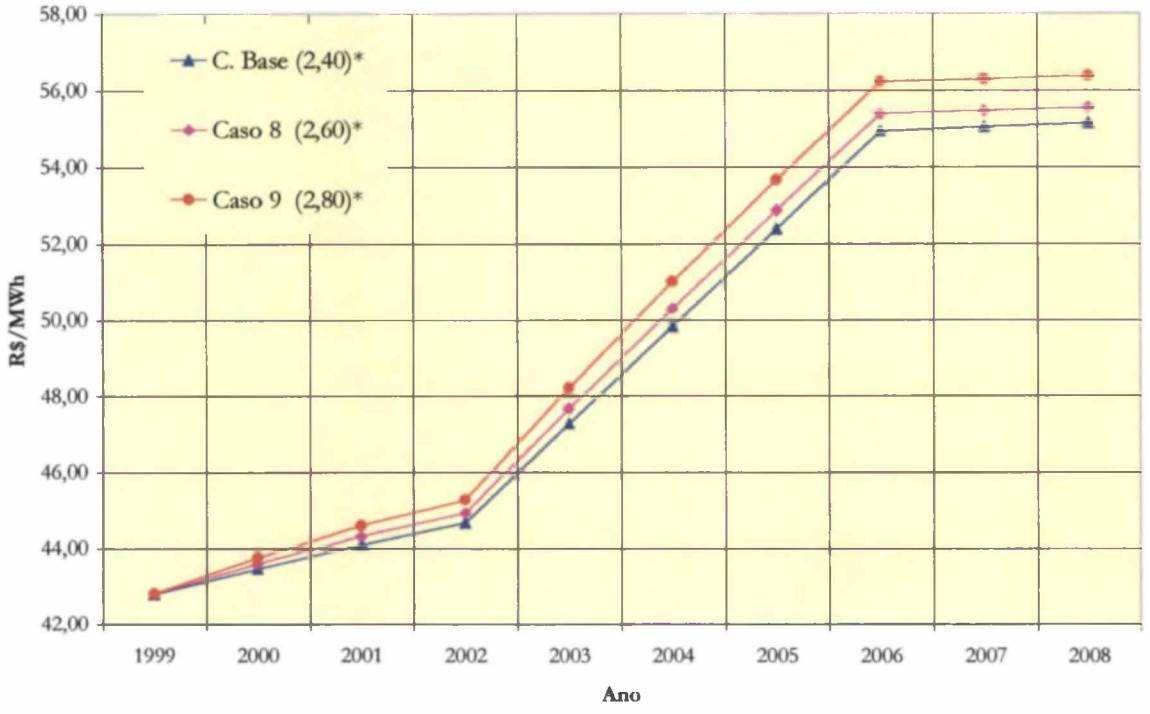
* Valores em US$/MMBTU.

TABELA 31 – Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes Custos de Gás Natural



* Valores em US$/MMBTU.

FIGURA 32 – Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes Custos de Gás Natural



* Valores em US$/MMBTU.

4.4.3.5. Análise de sensibilidade da cotação do Dólar

São comparadas 2 alternativas com diferentes valores para o Dólar: 1,85 e 2,00 Reais.

TABELA 23 – Preços de Energia para Variação do Câmbio do Dólar

ANO	Preço Médio Anual da Energia Nova (R$/MWh)		Tendência de Preço da Energia Nova (R$/MWh)		Preço Médio do Mix de Energia (R$/MWh)	
	C. Base (1,85 R$)	Caso 10 (2,00 R$)	C. Base (1,85 R$)	Caso 10 (2,00 R$)	C. Base (1,85 R$)	Caso 10 (2,00 R$)
1999	53,70	57,63	53,63	57,87	42,79	42,81
2000	56,03	60,47	54,63	58,40	43,45	43,72
2001	59,37	62,89	55,62	58,93	44,08	44,55
2002	54,80	57,04	56,61	59,46	44,65	45,22
2003	55,97	57,62	57,60	60,00	47,27	48,22
2004	53,35	56,18	58,60	60,53	49,82	51,06
2005	60,23	61,96	59,59	61,06	52,37	53,79
2006	65,31	65,79	60,58	61,59	54,93	56,47
2007	52,16	52,69	61,57	62,12	55,04	56,57
2008	70,08	70,34	62,56	62,66	55,15	56,65

FIGURA 33 – Preço Médio Anual da Energia Nova para Diferentes Câmbios de Dólar

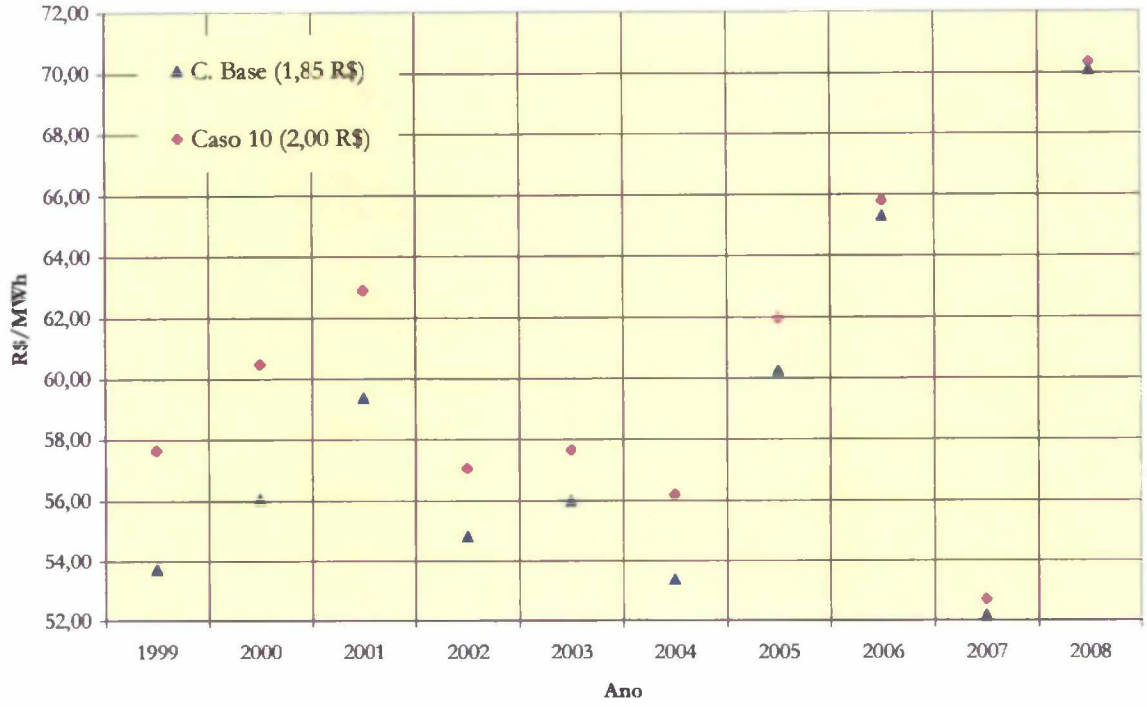


FIGURA 34 – Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes Câmbios de Dólar

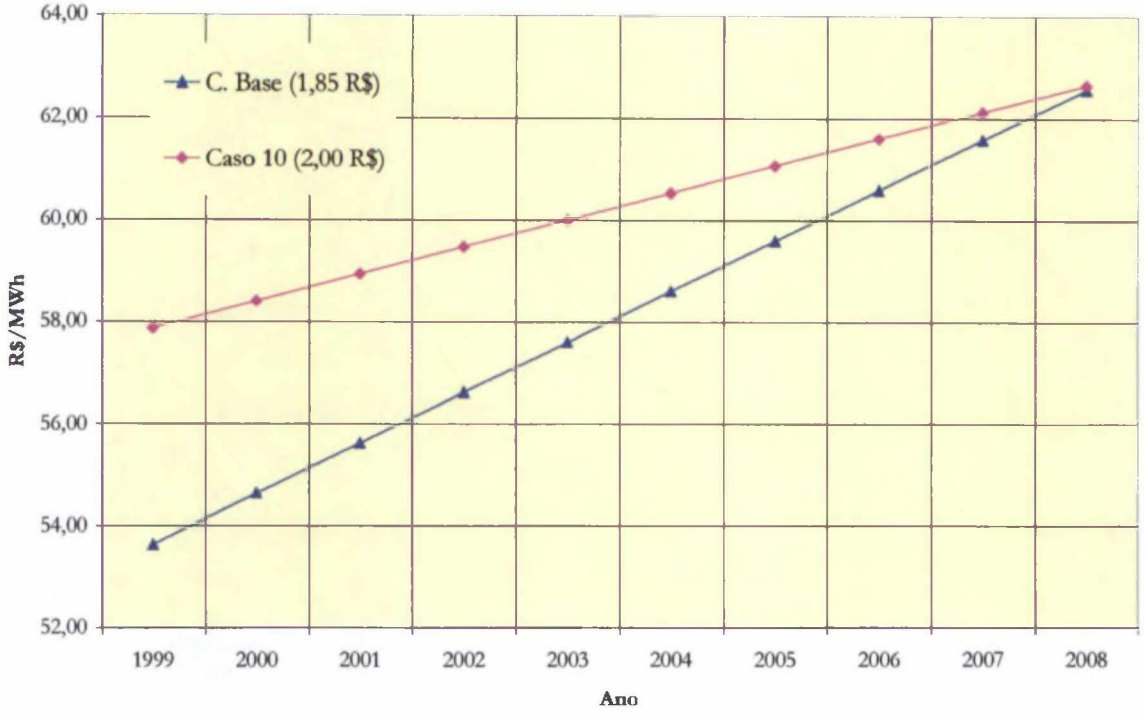
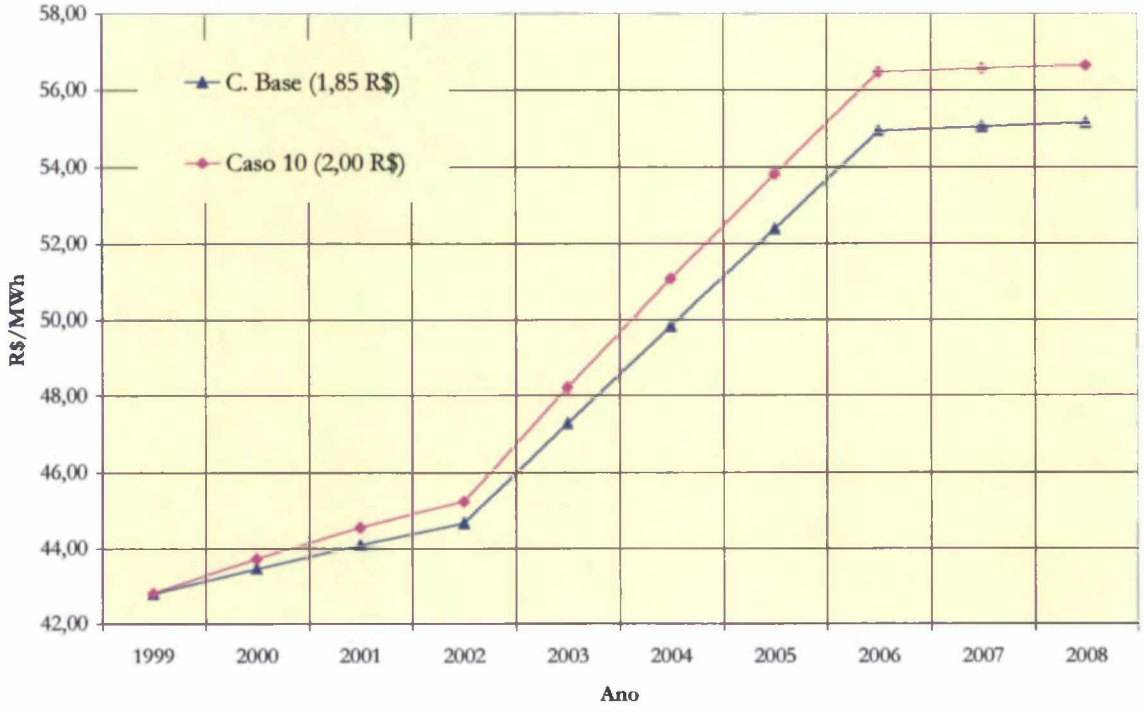


FIGURA 35 – Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes Câmbios de Dólar



4.4.3.6. Análise de sensibilidade da relação *equity/debt*

São comparadas 2 alternativas com diferentes valores para a relação equity/debt: 30/70 e 40/60.

TABELA 24 – Preços de Energia para Variação da Relação *Equity/Debt*

ANO	Preço Médio Anual da Energia Nova (R$/MWh)		Tendência de Preço da Energia Nova (R$/MWh)		Preço Médio do Mix de Energia (R$/MWh)	
	C. Base (30/70)	Caso 11 (40/60)	C. Base (30/70)	Caso 11 (40/60)	C. Base (30/70)	Caso 11 (40/60)
1999	53,70	54,48	53,63	54,47	42,79	42,80
2000	56,03	56,91	54,63	55,62	43,45	43,52
2001	59,37	60,36	55,62	56,77	44,08	44,22
2002	54,80	56,70	56,61	57,93	44,65	44,84
2003	55,97	57,36	57,60	59,08	47,27	47,70
2004	53,35	54,84	58,60	60,23	49,82	50,50
2005	60,23	61,22	59,59	61,38	52,37	53,30
2006	65,31	67,96	60,58	62,54	54,93	56,12
2007	52,16	55,33	61,57	63,69	55,04	56,25
2008	70,08	71,40	62,56	64,84	55,15	56,37

FIGURA 36 – Preço Médio Anual para Diferentes Relações *Equity/Debt*

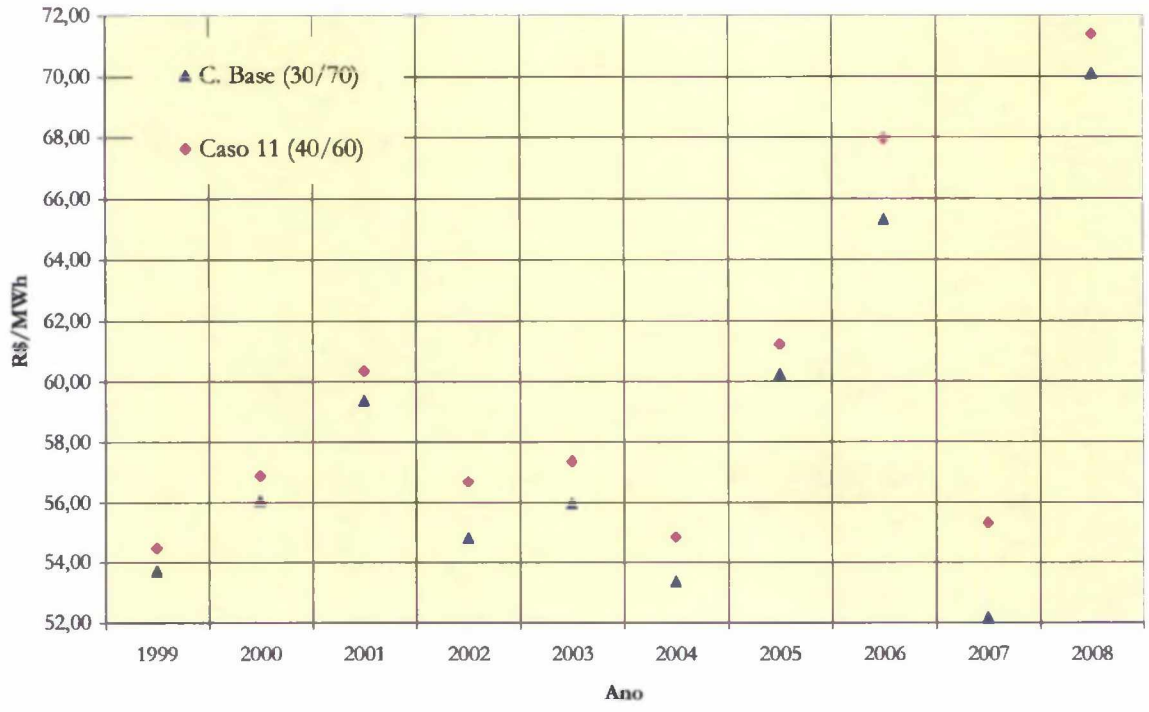


FIGURA 37 – Tendência de Preço da Energia Nova para Diferentes Relações *Equity/Debt*

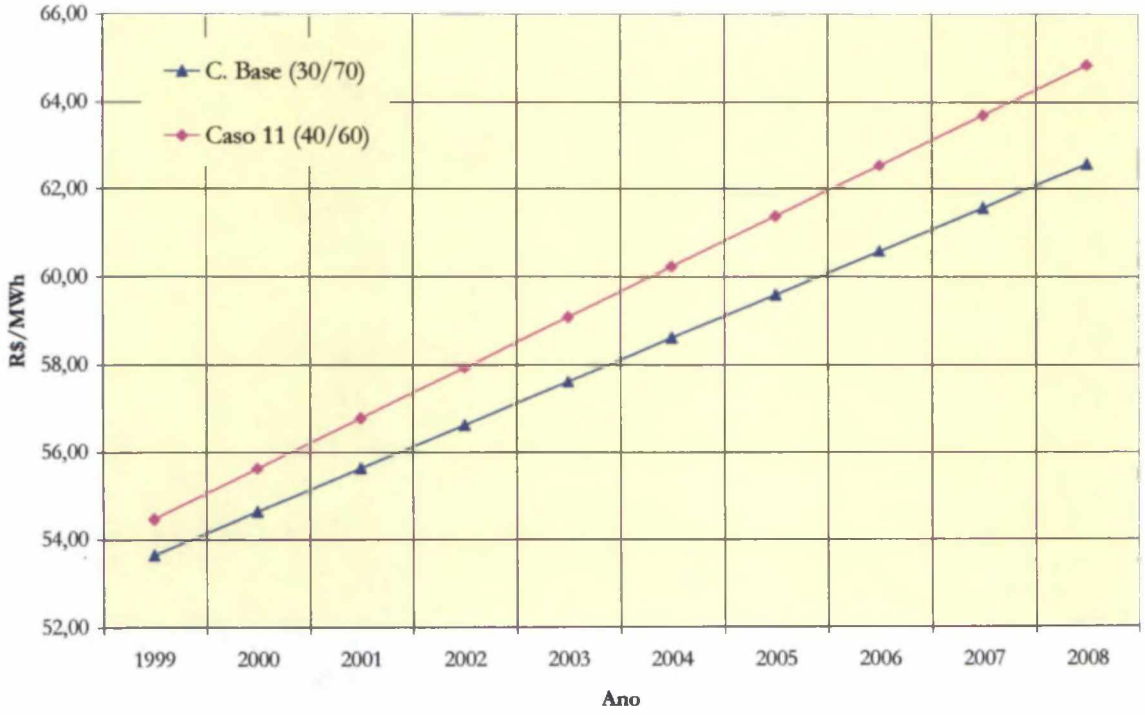
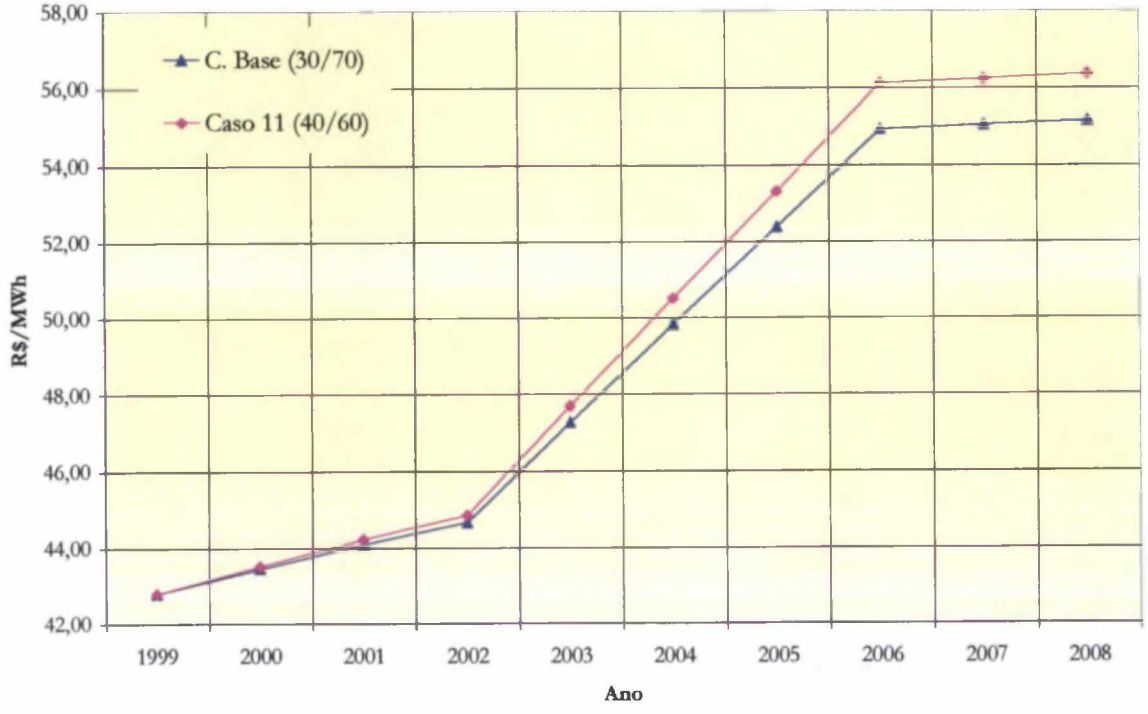


FIGURA 38 – Preço Médio do Mix de Energia para Diferentes Relações *Equity/Debt*



Capítulo 5

Conclusões e recomendações

5.1. Comentários gerais

A globalização da economia mundial é, sem dúvida, a grande revolução que se manifesta neste final de século. As nações vêm se ajustando constantemente de forma a se manterem competitivas dentro de uma economia em escala global. Esse ajuste reflete o esgotamento da capacidade de investimento do estado, abrindo espaço para a participação da iniciativa privada em setores predominantemente estatais, como é o caso do setor elétrico.

O Brasil, a exemplo de outros países, segue a tendência de estímulo à competição dentro do setor elétrico, mais claramente na geração e na comercialização da energia, introduzindo as leis de

mercado em setores de infra-estrutura, até então encarados como prestação de serviço público, com a presença maciça do Estado, muitas vezes em regime de monopólio e fortemente subsidiados. O segmento responsável pelo transporte da energia permanece regulamentado com vistas à viabilizar a competição nos demais segmentos. A desverticalização das concessionárias, separando seus segmentos para atuarem de forma mais isolada, abre espaço para a participação da iniciativa privada, objetivando atrair recursos para a expansão do sistema e assim manter a eficiência global do setor. Como conseqüência desta transformação, o Estado deixa de ter a quase completa exclusividade na prestação de serviços elétricos e torna-se um agente controlador, assumindo as atividades de regulação e fiscalização do setor.

No entanto, não é possível caracterizar todas as atividades do setor como competitivas, pois claramente há segmentos que funcionam como monopólios. A geração e a comercialização permitem um alto grau de competitividade, devendo ter grande liberdade de atuação no mercado. A transmissão e a distribuição, por serem monopólios puros, não permitindo a participação simultânea de mais de um agente em uma mesma área, são os segmentos submetidos à forte regulamentação. O segmento da geração, seguindo a vocação hidráulica do setor no país, tem merecido especial atenção, no sentido de se desenvolverem mecanismos que melhorem sua eficiência e reduzam seus riscos. As definições efetuadas até o momento, ainda são insuficientes para assegurar o funcionamento otimizado do setor e gerar os investimentos necessários para garantir a expansão da capacidade instalada.

A expansão da geração tem caminhado de forma oposta à concretização do novo modelo do setor, pois necessita-se de uma ampliação significativa do sistema a curto prazo, pelo menos até o momento em que a energia dos Contratos Iniciais começar a ser liberada para o mercado livre, caso contrário haverá um forte desequilíbrio de mercado com uma oferta insuficiente para atender à demanda, o que, por sua vez, poderá conduzir o novo modelo do setor ao fracasso.

O Ministério das Minas e Energia, através da Secretaria de Energia e da ANEEL, vem sinalizando favoravelmente no sentido de viabilizar rapidamente a ampliação a curto prazo da oferta, seja através de políticas de incentivo às térmicas a gás, com a fixação do preço do gás, seja pela busca de novos mecanismos capazes de oferecer maiores garantias à comercialização da energia das hidrelétricas por meio de contratos de garantia de compra de energia (*Power Purchase Agreement* – PPA). A sinalização de preços de energia nova através dos Valores Normativos também incentiva novos investidores a apostarem em empreendimentos de geração.

Novos empreendimentos de geração atravessam atualmente uma fase de difícil viabilização, devido às incertezas relacionadas a decisões de regulamentação ainda em elaboração. A dificuldade de obtenção dos contratos de garantia de compra de energia (*Power Purchase Agreement* – PPA), de modo a tornar possível a obtenção dos financiamentos necessários para viabilização dos empreendimentos, é, com certeza, o ponto de maior complexidade do momento, para o qual poucas alternativas vêm sendo discutidas de forma mais ampla. Maiores problemas surgem no longo prazo, pois ao se considerar o planejamento da expansão de cunho indicativo, não há qualquer obrigação na realização dos investimentos previstos para a expansão, o que, por sua vez, acaba levando a mais um fator de incerteza.

É fundamental que se organize adequadamente o novo mercado que se vislumbra, com um regime tarifário coerente para as redes de transporte, que são, atualmente, o ponto de maior fragilidade do sistema elétrico, e, sobretudo, com uma atuação maciça e independente da em todas as tarefas de supervisão da operação do mercado.

A adequação da nova estrutura do setor elétrico aos instrumentos do mercado financeiro deverá ser o próximo passo para a busca de um mercado verdadeiramente competitivo, no qual só participarão amplamente os agentes capazes de avaliar todos os riscos do novo modelo. Além desta avaliação, que tem se mostrado bastante complexa, é fundamental que os agentes estejam

dispostos a assumir os riscos implícitos dos seus negócios, entendendo que a nova configuração do mercado altera significativamente a contratação de energia. Diversas novas oportunidades serão oferecidas e, em contrapartida, os riscos terão que ser melhor distribuídos.

5.2. Tendências dos preços de energia elétrica

Os preços da energia elétrica no país deverão subir significativamente no horizonte decenal, principalmente no período de liberação dos Contratos Iniciais, conforme pode ser constatado nos resultados do modelo de previsão de preços de suprimento de energia, devido ao grande diferencial de preço entre a energia velha e a energia nova. Com a liberação para livre comercialização da energia velha, os acréscimos de preço são inevitáveis, pois os ativos de geração deverão ser privatizados em sua maior parte e os investidores vão querer o retorno do investimento da forma mais rápida possível. Porém, mesmo que não ocorra uma privatização maciça na geração, o preço da energia velha deverá tender ao custo marginal de longo prazo e a diferença entre estes dois valores atualmente é de cerca de 10 US$/MWh, valor bastante significativo para ser absorvido nos contratos bilaterais durante os próximos 6 anos até o término dos Contratos Iniciais.

Outro aspecto que reforça a tendência de alta nos preços da energia é a expansão da oferta com base em térmicas a gás. Apesar de ter havido uma sinalização do Ministério das Minas e Energia no sentido de fixar-se o preço do gás, não há garantias de que não haverão altas, que mesmo não sendo significativas, têm um forte impacto sobre o preço da energia. Além disso, há dúvidas se a expansão de térmicas a gás consegue ser rápida, pois a demanda mundial por turbinas está bastante acentuada e os fornecedores não têm capacidade de entrega dentro dos prazos necessários à viabilização em curto prazo.

5.2.1. Vendas no atacado

As vendas de energia para suprimento das concessionárias distribuidoras deverão se aquecer em breve, provavelmente já no início do ano 2000, pois a ANEEL já sinalizou com os

Valores Normativos os preços da energia nova que devem vigorar neste tipo de mercado. Além disso, as concessionárias serão obrigadas a contratar pelo menos 85% da energia consumida em seus mercados pelos próximos 4 anos, de acordo com Resolução da ANEEL que deverá ser publicada em breve. Os preços certamente ficarão mais altos e as empresas concessionárias terão que se adaptar ao mercado concorrencial, o que tem sido observado de forma muito incipiente até então.

5.2.2. Tarifas públicas

As tarifas de fornecimento das concessionárias deverão acompanhar os aumentos dos preços de energia de suprimento e, portanto, consumidores cativos terão suas faturas aumentadas. Resta supor de que forma o mercado reagirá a tamanha variação de preço, e se esta reação vai, efetivamente, influenciar os preços de energia. Entretanto, o mercado dos consumidores livres ficará cada vez maior, a medida em que a ANEEL reduzir as restrições de carga e tensão destes, de forma que pode-se vislumbrar para o futuro o fim do mercado cativo das concessionárias.

5.3. Recomendações

5.3.1. Limitações desta pesquisa

Diversos aspectos dificultaram a realização deste trabalho e impediram uma maior precisão de resultados, embora o modelo tenha se mostrado robusto. A maior limitação na aplicação do modelo é a quase total inexistência de dados confiáveis. O Plano Decenal de Expansão 1999/2008 apresenta a melhor fonte de dados, no entanto, dadas as características indicativas do planejamento, as informações ali contidas são apenas referenciais, pois os agentes que antes forneciam qualquer informação solicitada, agora as sonegam, como conseqüência de um ambiente concorrencial e, portanto, sigiloso. Informações como valor de investimento e preço de energia são, de um modo geral, estimadas. A real seqüência das obras de geração também é apenas uma estimativa, e será cada vez menos precisa.

A utilização de um mesmo conjunto de parâmetros econômico-financeiros para todos os empreendimentos considerados é uma grande limitação, pois não leva em conta diferentes tipos de financiamento, diferentes taxas de juros, distribuição de desembolsos adequada a cada empreendimento, diferentes taxas de retorno, e outros aspectos.

Algumas simplificações também podem ser enquadradas como importantes limitações, tais como a definição de um valor teto para a energia nova, o corte no valor dos investimentos na tentativa de estabelecer valores mais adequados. As considerações sobre a variação cambial são bastante subjetivas e podem ter grande impacto sobre os resultados.

5.3.2. Estudos complementares necessários

Este trabalho representa o início de um estudo mais aprofundado sobre preços e tarifas, de forma que sua continuidade pode proporcionar informações extremamente relevantes para os agentes do setor.

Diversos estudos complementares podem ser feitos, conforme o que se segue:

- Levantamento detalhado de informações sobre empreendimentos de geração, especialmente investimentos e preços de energia;

- Adaptação da planilha de fluxo de caixa para as novas regras do setor;

- Estudo dos aspectos relacionados ao transporte de energia ao longo do horizonte decenal. Pleno entendimento das regras do MAE;

- Determinação do fluxo de caixa das empresas geradoras privatizadas, de forma a estimar o preço da energia velha quando esta for liberada;

- Automatização dos processos do modelo de forma a funcionarem integrados e permitir maior rapidez ao processar novas informações;

- Análises de sensibilidade mais abrangentes;

- Estudos de evolução de tarifas de fornecimento levando em consideração os Valores Normativos;

- Estabelecimento de cenários de expansão da geração com diferentes conjuntos de novos empreendimentos;

- Estudos de comportamento de mercado diante de cenários de racionamento de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALBUQUERQUE, J. C. **Comercialização de energia**. Foz do Iguaçu : Seminário "Reforma do Setor Elétrico - livre acesso e regulamentação"- COPEL, 1996.
2. ALQUÉRES, J. L. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro : ELETROBRÁS, 1994.
3. ALVES, A. M. F.; SERAFIM SOBRINHO, J. **Características do sistema elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro : Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER, 1996.
4. **ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica**. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: http://www.aneel.gov.br. Arquivo capturado em 22 de setembro 1999.
5. APINE. **Mercado Atacadista de Energia** – Concepção Básica de Funcionamento. Brasília : 1998.
6. _____. **Mercado Atacadista de Energia** – Previsão de Funcionamento. Brasília : 1998.
7. _____. **Mercado Atacadista de Energia** – Regras de Mercado – Sumário Explicativo (preliminar). Brasília : 1998.
8. ARGÜELLES, J. Los Marcos Reguladores em los Estados Unidos depués de la EPA. Mimeo : 1996.
9. ASMAE. **Visão Geral das Regras do MAE.** Sumário Explicativo. São Paulo : 1999.
10. BETTEGA, R. **Proposta de dissertação de mestrado** (sem título). Curitiba : 1998.
11. BETZ, S. **Regras do MAE.** Brasília : Seminário: O MAE e o ONS – Escola de Administração e Negócios, 1999. 71 cópias de transparências : p & b.
12. BITU, R.; BORN, P. **Tarifas de Energia Elétrica –** Aspectos Conceituais e Metodológicos. São Paulo : MM Editora Ltda., 1993.
13. BORN, P. H. S. et al. **O novo marco regulatório brasileiro -** implicações no processo de planejamento da expansão da geração. Cartagena, Colômbia : Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER, Comitê Brasileiro - BRACIER, Subcomitê de Planejamento e Meio Ambiente - SUPLAMA, 1996.
14. _____, P. H. S.; NAGAYAMA, M. U. **Uma abordagem marginalista das mudanças estruturais no setor elétrico**. Curitiba : COPEL, IV Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico, 1996.
15. BRASIL. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. **Código das águas**. Brasília : Centro de Serviços Gráficos do IBGE, 1980. 2 v.
16. _____. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. **Nova tarifa de energia elétrica; metodologia e aplicação.** Brasília : 1985.
17. _____. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Energia. **Principais dispositivos constitucionais referentes ao setor elétrico** - atualizado em 1995. Foz do Iguaçu : Seminário "Reforma do Setor Elétrico - livre acesso e regulamentação" - COPEL, 1996.
18. BRITO, R. **Pronunciamento do Sr. Ministro das Minas e Energia**. Foz do Iguaçu : Seminário "Reforma do Setor Elétrico - livre acesso e regulamentação" - COPEL, 1996.

19. CAMOZZATO, I. **Hidro-eletricidade**, Quito : OLADE, V Curso de Planejamento Energético, 1987.

20. CARRARO, B. **A expansão do setor elétrico**. Foz do Iguaçu : Seminário "Reforma do Setor Elétrico - livre acesso e regulamentação" - COPEL, 1996.

21. CONFEDERAÇÃO Nacional das Indústrias - CNI et al. **Proposta de política para o setor elétrico com a participação da iniciativa privada nacional**. Brasília, 1989.

22. COOPERS & LYBRAND et al. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Sumário Executivo – Estágio VII. Brasília : SEN/Eletrobrás, 1997.

23. _____ et al. **Relatório Etapa IV – Sumário Executivo**. Brasília : SEN/Eletrobrás, 1997.

24. **COPEL - Companhia Paranaense de Energia**. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: http://www.lac.copel.br/copel/intercop.html#copel. Arquivo capturado em 18 de agosto de 1996.

25. CURSO de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica. **Material didático da disciplina de geração**. Curitiba : UFPR/COPEL, 1996.

26. DIÁRIO POPULAR. **Expansão das empresas produtoras de energia elétrica**. São Paulo : Edição de 29/Jul/1972.

27. DNAEE/SETC-COGERBA. **Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro - Projeto de Reforma.** Sumário Executivo. Brasília : 1995.

28. DÓRIA, R. J. et al. **Tarifas de Referência da Copel - dez/95.** Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL - Disciplina de Sistemas Tarifários (material didático), 1996.

29. ELETROBRÁS. **GCOI**. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: http://www.embratel.net.br/infoserv/eletrobr/pgcoi.htm. Arquivo capturado em 10 de novembro de 1997.

30. _____ **GCPS**. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: http://www.embratel.net.br/infoserv/eletrobr/pgcps.htm. Arquivo capturado em 10 de novembro de 1997.

31. _____ **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro : Centro da memória da Eletricidade no Brasil, 1988.

32. _____ **Plano decenal de expansão 1998/2007**. Brasília : 1998.

33. _____ **Plano decenal de expansão 1999/2008**. Brasília : 1999.

34. _____ **Uma visão geral do setor elétrico brasileiro e do sistema ELETROBRÁS**. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: http://www.embratel.net.br/infoserv/eletrobr/poveral1.htm. Arquivo capturado em 10 de novembro de 1997.

35. **ENERGIA elétrica no Brasil** (da primeira lâmpada à ELETROBRÁS). Rio de Janeiro : Biblioteca do Exército Editora, Coleção General Benício, v. 154, publ. 474, 1977.

36. FEIL, A. S. **Base Legal do Setor Elétrico.** Goiânia : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL - Disciplina de Organização Institucional do Setor Elétrico (material didático), 1998.

37. _____, A. S. **Considerações sobre monopólio**. Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL - Disciplina de Organização Institucional do Setor Elétrico (material didático), 1996.

38. _____, A. S. **Critérios para Tomada de Decisões em Investimentos de Geração em Ambiente Competitivo.** Projeto de Dissertação. Curitiba : Curso de Pós-graduação em Engenharia Hidráulica - UFPR/CEHPAR, 1996.

39. _____, A. S. **Monografia sobre modelo institucional do setor elétrico**. Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL - Disciplina de Organização Institucional do Setor Elétrico, 1996.

40. FERREIRA, L. E. B. **Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.** Brasília : Seminário: O MAE e o ONS – Escola de Administração e Negócios, 1999. 28 cópias de transparências : p & b.

41. FORTUNATO, A. M. et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.

42. GARDOS, I.; TREISTMAN, R. **Transações de Transmissão**. Rio de Janeiro : Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER, 1996.

43. GAZETA MERCANTIL. **Atlas do Mercado Brasileiro**. 1998.

44. _____ **Panorama Setorial – Energia Elétrica**. 1997.

45. GOMIDE, F. **Características e estrutura organizacional de empresas concessionárias de energia elétrica**. Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL - Disciplina de Organização Institucional do Setor Elétrico (palestra), 1996. 17 cópias de transparências : p & b.

46. _____, F. **O estado-empresário e suas empresas**. Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL - Disciplina de Organização Institucional do Setor Elétrico (palestra), 1996. 11 cópias de transparências : p & b.

47. _____, P. **Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro**. São Paulo, 1994. Tese (Doutorado em Administração Contábil e Financeira) - Escola de Administração de Empresas de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas.

48. _____, P. **Processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro - SEB**. Foz do Iguaçu : Seminário "Reforma do Setor Elétrico - livre acesso e regulamentação" - COPEL, 1996.

49. KAMOGAWA, L. F. **Monografia sobre modelo institucional do setor elétrico**. Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL - Disciplina de Organização Institucional do Setor Elétrico, 1996.

50. _____, L. F. **Planejamento da expansão da geração**. Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL - Disciplina de Planejamento de Operação e Expansão (palestra), 1996.

51. LIMA, W. M.; LUNDEQVIST, C. G. **O planejamento da expansão do sistema gerador**. Rio de Janeiro : Revista Brasileira de Engenharia, v. 4, n.° 1, agosto de 1987, p. 5 - 19.

52. MAE. **Acordo de Mercado** – Documento Final. 1998.

53. MAURER, L. T. A. **A Nova Regulamentação do Setor Elétrico e suas Decorrências.** Brasília : Seminário: O MAE e o ONS – Escola de Administração e Negócios, 1999. 51 cópias de transparências : p & b.

54. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. A Assinatura do Acordo de Mercado e a Constituição do Operador Nacional do Sistema no Contexto da Reestruturação do Setor Elétrico. Brasília : Secretaria de Energia, 1998.

55. _____. **Reestruturação do Setor Elétrico** – Privatização, concessões e expansão da oferta na transição. Brasília : 1996.

56. _____. Relatório de Gestão (Período 1995/1998) – Setor de Energia. Brasília : 1998.

57. _____. **Setor Elétrico – Sinopse das Realizações – 95/96.** Brasília : 1997.

58. MOROZOWSKI FILHO, M. **Planejamento de sistemas elétricos em ambiente competitivo: enfoque empresarial**. Florianópolis : UFSC/Labplan, 1996.

59. OLIVEIRA, A. **Reforma do Setor Elétrico** – Que podemos aprender com a experiência alheia? (Versão Preliminar para Discussão). Rio de Janeiro : UFRJ – Instituto de Economia – Grupo de Energia, 1997.

60. OLIVEIRA, F. J. A de.; GOLDNER, L. **Planejamento da Operação Energética de Curto Prazo.** Rio de Janeiro : Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER, 1996.

61. ONS. **Estatuto Final** – Documento Final. 1998.

62. RAMOS, F. **Investimentos em Geração - Alguns Problemas e Perplexidades.** Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL. palestra, 1996. 5 cópias de transparências : p & b.

63. _____, F. **Oportunidades de Participação da Iniciativa Privada no Setor Elétrico Brasileiro**. Curitiba : 1995.

64. _____, F.; FEIL, A. S.; CORDEIRO, M. A. **Relatório sobre a elaboração de um programa que possibilite a tomada de decisões no tocante à geração de energia hidrelétrica**. Curitiba : 1996.

65. _____, F.; UMBRIA, F. C., **Análise multi-critérios de propostas de parcerias à COPEL** - relatório preliminar. Curitiba, 1996.

66. ROSA, L. P. et al. **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo**: uma visão crítica. Rio de Janeiro : Relume Dumará : Coppe, UFRJ, 1998.

67. ROSENBLATT, J. **Comentários ao documento "uma abordagem marginalista das mudanças estruturais no setor elétrico"**. Brasília : ELETROBRÁS, Diretoria de Planejamento e Engenharia, Departamento de Estudos Energéticos, Divisão de Planejamento da Expansão, Informação Técnica n.º DPE-075/96, 1996.

68. SACK, J. B. **Global electricity strategy - a paradigm shift**. In : International Investment Research, (August 29, 1995). London : Morgan Stanley, 1995.

69. SANTANA, E. A. de. **O planejamento da geração de energia elétrica através de uma metodologia de análise hierárquica por similaridade com as restrições do sistema**. Florianópolis, 1994. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) - Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

70. SANTOS, H. S. dos. **Produção independente e autoprodução**. Foz do Iguaçu. Seminário "Reforma do Setor Elétrico - livre acesso e regulamentação" - COPEL, 1996.

71. SANTOS, N. M. da S. **Considerações sobre o Preço Teto para Contratação pela PMSP da Geração de Energia Elétrica a partir do Biogás de Aterros Sanitários.** São Paulo : LOGOS Energia, 1996.

72. _____, N. M. da S. **Empreendimento Jauru - Cálculo de custos de transporte, tarifas teto para geração e caracterização de mercado.** Curitiba : LOGOS Energia, 1996.

73. SANTOS, R. **Mercado Atacadista de Energia** – Normas, procedimentos e tendências jurídicas. Brasília : Seminário: O MAE e o ONS – Escola de Administração e Negócios, 1999. 69 cópias de transparências : p & b.

74. SECRETARIA DE ENERGIA. **Calendário - Privatizações.** [online] Disponível na Internet via WWW. URL: http://www.mme.gov.br/Sen/calend/calend.htm. Consulta em 21 de setembro de 1999.

75. SILVEIRA, R. **Energia elétrica: o carro adiante dos bois.** Folha de São Paulo - Caderno Dinheiro, São Paulo, 05/02/1996.

76. THOMPSON, F.; GOULART, G. **Chilenos compram a Cerj.** [online] Disponível na Internet via WWW. URL: http://www.jb.com.br/economia.html#Chileno. Jornal do Brasil Online. Consulta em 21 de novembro de 1996.

77. UMBRIA, F. C. **O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro e a Comercialização de Energia Elétrica no Âmbito do Mercado Atacadista de Energia.** Monografia. Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL. 1999.

78. VEIGA, M. **Transações de transmissão.** Foz do Iguaçu : Seminário "Reforma do Setor Elétrico - livre acesso e regulamentação" - COPEL, 1996.

79. WAISMAN, D. **A lobotomização do dinossauro** - ascenção e queda do setor elétrico nacional estatal - um ensaio histórico e político. 1980.

80. _____, D. **Palestra sobre o setor elétrico brasileiro.** In : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL, (Material didático da disciplina de organização institucional do setor elétrico, 1996). Curitiba : 1996. 19 cópias de transparências : p & b.

81. WALD, A. **A concessão como instrumento de atendimento das necessidades públicas.** Rio de Janeiro, A Economia Brasileira e suas Perspectivas, APEC, v. 27, 1988, p. 105-118.

82. _____, A. et al. **O direito de parceria e a nova lei de concessões** : análise das Leis 8.987/95 e 9.074/95. São Paulo : Editora Revista dos Tribunais, 1996.

83. WALTENBERG, D. A. M. **Base legal do funcionamento do setor elétrico brasileiro - situação atual e tendências.** Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL - Disciplina de Organização Institucional do Setor Elétrico (palestra), 1996. 15 cópias de transparências : p & b.