

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS

**EBAPE – ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE
EMPRESAS**

CFAP – CENTRO DE FORMAÇÃO ACADÊMICA E PESQUISA

MESTRADO ACADÊMICO EM ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA

**A (DES)CONSTRUÇÃO DOS MODELOS REGULATÓRIOS NO
SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL:
INSTABILIDADES, INCERTEZAS E A REFORMA INSTITUCIONAL
DE 2004**

**DISSERTAÇÃO APRESENTADA À ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE
EMPRESAS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE**

DENISE PEREIRA BARROS

**RIO DE JANEIRO
SETEMBRO DE 2005**

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS

**EBAPE – ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE
EMPRESAS**

CFAP – CENTRO DE FORMAÇÃO ACADÊMICA E PESQUISA

Mestrado Acadêmico em Administração Pública

**A (DES)CONSTRUÇÃO DOS MODELOS REGULATÓRIOS NO SETOR DE
ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL:
INSTABILIDADES, INCERTEZAS E A REFORMA INSTITUCIONAL DE 2004**

**Dissertação de Mestrado
Apresentada por**

Denise Pereira Barros

Aprovado em: 26/ 09 /2005

Pela COMISSÃO EXAMINADORA

ISTVAN KAROLY KASZNAR
PhD em Business Administration

DEBORAH MORAES ZOUAIN
Doutora em Engenharia de Produção

SUNIL TANKHA
PhD em Economic Development

Ao meu pai, a quem eu admiro muito, por sempre acreditar em mim, pelo apoio, incentivo, amor, carinho e orientação em todos momentos da minha vida.

À minha mãe, pela imensa capacidade de amar e confortar, e por ter se dedicado integralmente e de maneira tão especial à minha formação como pessoa e como profissional.

Aos meus irmãos, pelo incentivo, apoio, amor, carinho e compreensão em todos os momentos, fundamentais para que pudesse trilhar esse caminho tão importante em minha vida acadêmica e profissional.

AGRADECIMENTOS

A todos os professores da EBAPE/FGV, pela importante contribuição como docentes ao longo desses dois anos de mestrado. Ao corpo funcional da EBAPE/FGV, pela presteza e pela receptividade. Especialmente, ao Sr. Joarez de Oliveira, do CFAP, pelo incentivo, pela compreensão, pela orientação e, principalmente, pela amizade, a quem eu vou ser eternamente grata. Não posso deixar de agradecer também à Sr^a Cordélia dos Santos Félix, pela sua maneira especial de estar sempre pré-disposta a ajudar e a orientar.

À professora Deborah Moraes Zouain, membro dessa banca, a quem eu agradeço fortemente pela ajuda, conselhos e compreensão, como coordenadora e como docente deste mestrado.

Ao meu orientador, professor Istvan Kasznar, por acreditar em meu potencial, no meu projeto e nesta dissertação, apesar de todas as dificuldades, cujas palavras de incentivo sempre trouxeram estímulo e perseverança.

Agradeço a todos os entrevistados, pela cortesia, pelo tempo dedicado, pelas palavras de apoio e, principalmente, pelas experiências trocadas. Aos doutores: Luiz Fernando Legey, Fernando Tavares Camacho, Nelson Siffert, Roberto Pereira D'Araujo, Fábio Giambiagi, Frederico Gomes, Octavio Castello Branco, Ajax Reinaldo Bello Moreira, Ronaldo Seroa da Motta, Adriano Pires Rodrigues, Jerson Kelman, Amílcar Gonçalves Guerreiro, Luiz Pingueli Rosa, Pedro Américo Moretz-Sohn David, José Guilherme Reis, Maurício Tolmasquim, José Cláudio Linhares Pires e Mário Veiga Pereira.

Aos amigos que me aconselharam e me ajudaram ao longo desses dois anos, especialmente aos doutores: Luiz Fernando Mesquita, Arthur Pereira Nunes e Sergio Bondarovsky.

Ao professor Sunil Tankha, membro dessa banca, pela receptividade e grande ajuda, cuja orientação e contribuição foram fundamentais para o desenvolvimento desta pesquisa.

Aos meus queridos colegas de turma, por estarem presentes de uma maneira tão especial nesses dois anos de mestrado, sempre prontos a ajudar e a acolher. Àqueles que são mais que colegas, e com quem tenho uma verdadeira relação de amizade. Agradeço especialmente ao querido amigo Valdeir Martins de Faria, que nos deixou saudade, mas sempre será lembrado por sua força de vontade, perseverança, humildade e alegria.

RESUMO

Nos últimos anos, a indústria elétrica brasileira passou, basicamente, por duas reestruturações setoriais, implantadas segundo políticas e ideologias divergentes, mas que convergiram para o mesmo objetivo final: a busca por investimentos privados para dar suporte à expansão do sistema. Esse é o grande desafio do novo modelo institucional de 2004, que surge em um ambiente conturbado, de forte percepção de riscos e incertezas. A própria instabilidade regulatória é a grande responsável pelo recuo e ponderação na hora de investir. Contudo, a pergunta que se faz na presente pesquisa objetiva identificar os fatores motivadores da nova reestruturação setorial. Só assim, pode-se correlacionar os fatos do passado com a recente reforma, identificando possíveis deficiências e fatores críticos de sucesso. Para tanto, o presente estudo recorreu à literatura existente, assim como a entrevistas semi-estruturadas com especialistas do setor elétrico brasileiro. Os dados foram analisados qualitativamente, por meio de categorias estabelecidas *a posteriori*, buscando-se aceitar ou refutar suposições. As evidências sugerem que, apesar de a nova reforma institucional ter realizado avanços, ao introduzir mecanismos absorvidos, principalmente, a partir das experiências regulatórias dos últimos anos, dificuldades ainda permanecem e devem ser enfrentadas, especialmente no que tange à mitigação dos riscos ambientais e regulatórios, este último, percebido com maior intensidade a partir de 2004. Sendo assim, cabe ao governo federal, representado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), conseguir atrair investimentos e proporcionar estabilidade regulatória, a fim de afastar o “fantasma” do racionamento.

ABSTRACT

In the last years, the Brazilian electric power industry has been passed, basically, for two sectorial restructurings, implanted in accordance with divergent policies and ideologies. However, these reorganizations have converged to the same final objective: the search for private investments in order to give support to the expansion of the system. This is the great challenge of new institutional model of 2004 that appears in a disturbing environment of strong perception of risks and uncertainties. The great responsible for retreating and balancing in time to invest is the instability of regulatory. However, the present research aims to identify the motivated factors of the new sectorial restructuring. Then, it can be correlated facts of the past with recent reform, identifying possible deficiencies and critical factors of success. On this hand, the present study appealed to the existing literature as well as semi-structured interviews with specialists of Brazilian electric power sector. The data had been analysed qualitatively through established *a posteriori* categories in order to accept or to refute the assumptions. The evidences suggest that still have problems of Brazilian electric power market such as environmental and regulation risks, despite of this new model has absorbed mechanisms from experiences of regulatories of the last years. The risen regulation risk has been seen by the players since the launch of the model in 2004. In sum, the federal government represented by Ministry of Mines and Energy (MME) should provide the regulation stability and should attract the investments in order to mitigate the risk of electric power rationing.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	V
LISTA DE TABELAS.....	V
LISTA DE QUADROS.....	VI
LISTA DE GRÁFICOS	VI
1. O PROBLEMA.....	1
1.1. INTRODUÇÃO.....	1
1.2. OBJETIVOS	4
1.3. SUPOSIÇÕES.....	5
1.4. DELIMITAÇÃO DO ESTUDO	6
1.5. RELEVÂNCIA DO ESTUDO	6
1.6. DEFINIÇÃO DOS TERMOS	7
2. METODOLOGIA.....	11
2.1. TIPO DE PESQUISA.....	11
2.2. UNIVERSO E AMOSTRA	12
2.3. COLETA DE DADOS.....	15
2.4. TRATAMENTOS DOS DADOS	16
2.5. LIMITAÇÕES DO MÉTODO	18
3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	21
3.1. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS	21
3.2. PRINCIPAIS SEGMENTOS.....	23
3.3. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	25
4. ANTECEDENTES E MOTIVAÇÕES DA REFORMA DE 95	26
4.1. O CONTEXTO MUNDIAL: A CONCEPÇÃO DO ESTADO MÍNIMO.....	26
4.2. A CRISE DO MODELO ESTATAL NO BRASIL.....	28
4.3. A FORMAÇÃO DE UM NOVO MODELO NOS ANOS 90: AS NOVAS LEIS DE TARIFAS E DE CONCESSÕES	35
5. O MARCO REGULATÓRIO DE 1995	40
5.1. AS BASES JURÍDICAS DA REFORMA.....	40
5.2. O MODELO DA COOPERS & LYBRAND.....	43
5.3. A CONSTRUÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO	49
5.3.1 Principais mudanças setoriais	49
5.3.2 Os principais agentes	51
5.4. O PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO	62
6. A CRISE DO RACIONAMENTO.....	69
6.1. AS RAÍZES DA CRISE DE OFERTA DE ENERGIA.....	69
6.1.1. A escassez de investimentos.....	70
6.1.2. O desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia.....	74
6.1.3. A hidrologia desfavorável	77
6.1.4. Falhas no planejamento da transição	80
6.1.5. Problemas contratuais e regulatórios	81
6.1.6. Problemas de coordenação entre os órgãos governamentais.....	82
6.2. A GESTÃO DO RACIONAMENTO.....	85
6.2.1 O racionamento	85
6.2.2. Programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica.....	89
6.2.3 Programa emergencial de aumento da oferta de energia.....	90
6.3. A REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO.....	92
6.3.1. O Acordo Geral do Setor Elétrico.....	92
6.3.2. As medidas de revitalização	93

6.4.	A DEMANDA POR ENERGIA ELÉTRICA	105
6.5.	CRÍTICAS AO MODELO IMPLANTADO EM 1995	106
7.	A QUESTÃO-CHAVE: QUE MODELO ADOPTAR?	114
7.1.	MODELOS APLICÁVEIS À INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA	114
7.1.1.	<i>Monopólio verticalmente integrado</i>	114
7.1.2.	<i>Monopsônio (single buyer model)</i>	115
7.1.3.	<i>Competição no atacado</i>	117
7.1.4.	<i>Competição plena (pool model)</i>	117
7.2.	É POSSÍVEL A VOLTA AO MODELO ESTATAL	118
7.3.	A ALTERNATIVA DE PRIVATIZAÇÃO NA MARGEM	120
7.4.	O MODELO MISTO COMPETITIVO	124
7.5.	UM MODELO PARA O CONTROLE SOCIAL	126
7.6.	A PROPOSTA DO BANCO MUNDIAL	130
7.7.	A PROPOSTA DO GENESE	132
8.	O NOVO MODELO	137
8.1.	O NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO	137
8.1.1.	<i>Segurança de suprimento</i>	140
8.1.2.	<i>Modicidade tarifária</i>	142
8.1.3.	<i>Ambientes de contratação</i>	144
8.1.4.	<i>Contratação de energia nova no ACR</i>	145
8.1.5.	<i>Contratação de energia existente no ACR</i>	151
8.1.6.	<i>Consumidores livres</i>	152
8.1.7.	<i>Novos agentes institucionais</i>	153
8.2.	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO	159
8.3.	LICITAÇÕES	160
8.4.	CONTRATAÇÃO DA ENERGIA	164
8.5.	DESVERTICALIZAÇÃO	168
8.6.	CRÍTICAS AO NOVO MODELO	171
8.7.	QUADRO DO SETOR: 2002 - 2004	176
8.8.	EQUILÍBRIO DA OFERTA E DA DEMANDA: 2004 - 2008	181
9.	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS DA PESQUISA	185
9.1.	ELABORAÇÃO DO ROTEIRO DE PESQUISA	185
9.1.1.	<i>Histórico do setor de energia elétrica</i>	185
9.1.2.	<i>Modelos do setor de energia elétrica</i>	186
9.1.3.	<i>Perspectivas do setor de energia elétrica</i>	186
9.2.	ANÁLISE DOS RESULTADOS DA PESQUISA DE CAMPO	187
9.2.1.	<i>Modelo estatal</i>	187
9.2.2.	<i>Modelo mercantil</i>	190
9.2.3.	<i>Racionamento de energia elétrica</i>	192
9.2.4.	<i>Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico</i>	194
9.2.5.	<i>Modelos alternativos</i>	195
9.2.6.	<i>Experiências internacionais</i>	196
9.2.7.	<i>Estratégias e políticas governamentais</i>	197
10.	CONCLUSÕES	199
11.	BIBLIOGRAFIA	209
12.	ANEXOS	223
	ANEXO A: GLOSSÁRIO	223
	ANEXO B: QUADRO RESUMO DAS PRINCIPAIS LEIS E DECRETOS	224
	ANEXO C: ROTEIROS DAS ENTREVISTAS	226

Lista de Figuras

	Página
Figura 1: Monopólio Verticalmente Integrado	115
Figura 2: Monopsônio	116
Figura 3: <i>Third Party Access Model</i>	117
Figura 4: Competição Plena	118
Figura 5: Visão Geral do Modelo de Contratação	165

Lista de Tabelas

	Página
Tabela 1: Evolução dos Gastos da União e dos Estados e Municípios (em % do PIB)	34
Tabela 2: Empresas Distribuidoras Privatizadas	63
Tabela 3: Empresas Geradoras Privatizadas	64
Tabela 4: Previsão de Crescimento de Demanda do Setor Elétrico Brasileiro e Necessidades de Investimentos	70
Tabela 5: Capacidade Instalada e Geração de Energia Elétrica – 1980-1999 .	74
Tabela 6: Risco de Déficit de Energia (em %) – 2001-2009	75
Tabela 7: Capacidade Instalada e Consumo de Energia Elétrica – Década de 90	76
Tabela 8: Estimativa de Ampliação de Geração e Transmissão de Energia para o Período 2002/2004	89
Tabela 9: Previsão de Investimento no Setor Elétrico para o Período 2002/2004	90
Tabela 10: Tarifa Média de Geração do Setor Elétrico Brasileiro	96
Tabela 11: Tarifas Médias de Fornecimento – R\$/MWh (valores correntes) e (%)	108
Tabela 12: Investimentos da Eletrobrás (em % do PIB)	119
Tabela 13: Contingenciamento Orçamentário e Financeiro	172
Tabela 14: Resultado do Leilão de Energia Existente	179
Tabela 15: Acréscimo de Potência Anual no SIN e Evolução da Potência Instalada (MW)	181

Lista de Quadros

	Página
Quadro 1: Relação dos Entrevistados	12
Quadro 2: Âmbito Econômico das Atividades	50
Quadro 3: Principais Agentes – Modelo Estatal <i>Versus</i> Modelo de Mercado .	52
Quadro 4: Riscos Inerentes ao Modelo no Setor Elétrico	111
Quadro 5: Falhas Estruturais do Modelo	111
Quadro 6: A Proposta do Programa do Governo Lula	133
Quadro 7: Principais Diferenças entre os Modelos	172
Quadro 8: Exposição ao Risco nos Dois Modelos	173

Lista de Gráficos

	Página
Gráfico 1: Geração de Energia Elétrica no Brasil	21
Gráfico 2: Consumo de Eletricidade por Classe	25
Gráfico 3: Investimentos Históricos no Setor de Energia Elétrica – 1980-1997	31
Gráfico 4: Estimativa de Impacto dos Atrasos dos Investimentos sobre os Níveis dos Reservatórios	76
Gráfico 5: Evolução do Armazenamento nas Regiões Sudeste / Centro-Oeste (% do Máximo) – Janeiro/1997 a Junho/2001	78
Gráfico 6: Evolução do Armazenamento na Região Nordeste (% do Máximo) – Janeiro/1997 a Junho/2001	79
Gráfico 7: PIB <i>Versus</i> Consumo de Energia – 1991-2000	105
Gráfico 8: Evolução das Tarifas Médias de Fornecimento por Classe de Consumo	108
Gráfico 9: Inadimplência Média do Setor de Energia Elétrica	109
Gráfico 10: A Composição da Receita das Distribuidoras	143
Gráfico 11: Tarifas Médias: 1995-2004	178
Gráfico 12: Situação dos Empreendimentos de Geração – Dezembro/2004 ...	180

1. O PROBLEMA

Este capítulo introduz aspectos do setor de energia elétrica no Brasil, de forma a contextualizar o seu novo marco regulatório. Dentro deste panorama, define-se o problema de pesquisa, assim como seus objetivos, seus limites e o que se espera deste estudo.

1.1. Introdução

O Brasil atravessa um momento de grande incerteza sobre o futuro do setor de energia elétrica. Há alguns motivos que convergem para isso. O racionamento de energia elétrica, em 2001, que castigou os estados das regiões Sudeste e Nordeste, deixou às claras as falhas do modelo implementado em meados dos anos 90. O fato de o País ter transitado de uma situação de desabastecimento para sobreoferta de energia elétrica, potencializou perdas financeiras para os agentes do setor e adicionou problemas de sinalização para novos investimentos na expansão setorial. O novo modelo institucional, mais centralizador e regulador, teve início a partir das políticas defendidas pelo governo Luiz Inácio Lula da Silva, em 2003. Esse modelo, apesar de manter-se híbrido, com empresas estatais e privadas competindo entre si – um equívoco cometido pelo governo anterior (1994-2002) – apresenta bases regulatórias que visam, em última instância, a garantir os investimentos necessários à expansão do sistema elétrico do País.

O setor de energia elétrica brasileiro passou, de 1995 a 2004, por duas grandes reestruturações setoriais, além de importantes contribuições de propostas apresentadas no período pós-rationamento, antes das eleições presidenciais de 2002, e no governo Lula, durante os debates acerca do novo modelo institucional. Isso configura um ambiente de muitas instabilidades e incertezas para investimentos privados, que foi o grande objetivo dos modelos implementados pelo governo de Luiz Inácio Lula da Silva e pelo governo de Fernando Henrique Cardoso, em função da falta de um marco regulatório consistente, com regras confiáveis e duradouras.

Em razão da crise fiscal que se abateu sobre o Estado brasileiro no final dos anos 80 e esgotou as possibilidades do modelo de financiamento baseado no tripé recursos do Tesouro, autofinanciamento e recursos externos, as necessidades de expansão da oferta passaram a ser postergadas, ocasionando deteriorização da qualidade dos serviços.

Nas reformas regulatórias do governo Fernando Henrique Cardoso, optou-se por um modelo, no setor de energia elétrica, mais orientado para o mercado, no qual seriam cruciais a concorrência e as privatizações, em consonância com a tendência neoliberal mundial. Entretanto, acredita-se que por falha administrativa, a privatização concentrou-se na distribuição (70%), alcançando apenas 20% na geração. O modelo, conforme foi proposto pela consultoria Coopers & Lybrand em 1997, não foi totalmente implementado, gerando um ambiente híbrido, e afastando os investidores privados, que não tinham interesse em competir com agentes públicos, cuja ótica produtiva é muito distinta da privada. Além disso, a venda de empresas estatais elétricas começou antes que as regras estivessem definidas por lei, gerando indefinições contratuais nas primeiras privatizações.

A implementação do marco regulatório em meados dos anos 90 deveria ter sido feita com maior articulação política, a partir de uma análise mais estratégica do governo, para que não houvesse perda do *timing* nas privatizações.

Apesar disso, pode-se afirmar que as privatizações contribuíram para o ajuste fiscal dos governos estaduais e do governo federal, assim como para a contenção dos elevados gastos públicos, na medida em que possibilitaram a renegociação de dívidas dos estados com a União – já que grande parte da distribuição de energia era controlada pelos estados. Além disso, houve melhoria na eficiência administrativa das empresas que foram privatizadas.

O novo modelo institucional do setor de energia elétrica, em vigor desde 2004, idealizado no governo Luiz Inácio Lula da Silva, parte do pressuposto de que o modelo anterior, com maior ênfase nas decisões descentralizadas dos agentes – compra e venda de energia no mercado *spot*, planejamento indicativo – não foi capaz de criar condições para a expansão da geração deixada a cargo dos agentes privados, culminando no racionamento

de energia elétrica em 2001. Sendo assim, percebe-se que o novo modelo privilegia o planejamento, abdicando de algumas relações de mercado.

Esse novo marco regulatório pretende criar um ambiente propício à retomada de investimentos, tendo como base a compra e venda de energia entre geradores e distribuidores por meio de leilões de energia “velha” (ou “existente”) e energia “nova”, contratando-se 100% da demanda prevista por mecanismos contratuais de longo prazo. Com base no planejamento determinativo, que visa a antecipar a expansão da oferta de energia, os mecanismos regulatórios permitem que se distribuam os riscos entre os agentes, ficando a cargo do governo a obtenção da licença prévia dos novos empreendimentos em geração.

Entretanto, todo esse processo é regulado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que, dentre outras funções, administra os contratos de energia, e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que realiza os planejamentos de médio e longo prazo. Em outras palavras, há maior centralização do processo decisório nas mãos do Estado.

Nesse contexto de novas mudanças regulatórias, o setor de energia elétrica convive com um paradoxo na economia: ao mesmo tempo em que há sobreoferta de energia no curto prazo, as tarifas de energia elétrica apresentam tendência ascendente.

Diante desse quadro, cabe ao governo não apenas a tarefa de remover dificuldades, como as relativas ao licenciamento ambiental das obras de geração, mas, sobretudo, a de oferecer ao País, por meio do novo modelo institucional do setor de energia elétrica, um ambiente regulatório mais transparente, com regras confiáveis e estáveis, capaz de atrair o investimento privado nacional e estrangeiro, já que esse permanece sendo o grande desafio a ser atingido.

Isso posto, este estudo acolhe um prolongamento das considerações mencionadas anteriormente, a fim de compreender o processo de construção dos marcos regulatórios no setor de energia elétrica brasileiro, no período 1995-2004, assim como o contexto em que ocorreram tais reestruturações setoriais.

A partir dessas análises, se expressa o problema desta pesquisa da seguinte forma: quais fatores influenciaram na formulação do novo marco regulatório do setor de energia elétrica no Brasil?

1.2. Objetivos

Este estudo pretende atender ao objetivo final cujo enunciado exprime-se da seguinte maneira: apresentar a consolidação dos fatores que influenciaram na construção de novo marco regulatório do setor de energia elétrica no Brasil.

A fim de alcançar esse objetivo final, estabelecem-se objetivos intermediários, enumerados a seguir:

- a) identificar os fatores motivadores que culminaram no início do processo de privatização das empresas de energia elétrica no Brasil;
- b) analisar as bases do modelo regulatório do setor de energia elétrica proposto em 1995;
- c) discutir as transformações no setor decorrentes da implementação das privatizações e da reestruturação setorial de 1995;
- d) analisar as causas e conseqüências do racionamento de energia elétrica, que ocorreu no Brasil em 2001;
- e) levantar as medidas adotadas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, no período pós-acionamento;
- f) identificar as alternativas propostas de modelos para o setor de energia elétrica, a partir de uma nova estruturação pós-acionamento;

- g) analisar a conjuntura do setor em que foi idealizado e implementado o novo modelo regulatório do setor de energia elétrica;
- h) analisar as bases do novo modelo institucional de energia elétrica.

1.3. Suposições

Observa-se, no setor de energia elétrica, um quadro de muitas incertezas e instabilidades, desde a implementação do marco regulatório de 1995 até a implementação do novo modelo institucional setorial.

Supõe-se, dessa forma, que os seguintes fatores a seguir relacionados poderão estar incluídos dentre aqueles que esta pesquisa pretende identificar, que foram determinantes na formulação do novo marco regulatório do setor de energia elétrica do Brasil:

- 1) crise do modelo centralizado de participação estatal, vigente no Brasil no período de 1964 a 1994;
- 2) fracasso do modelo de “mercado”, do período 1995/2003, e das privatizações;
- 3) consequências do racionamento de energia elétrica em 2001, que evidenciou falhas do modelo de “mercado”;
- 4) absorção de metodologias propostas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que realizou e publicou estudos, no final do governo Fernando Henrique Cardoso, em 2002;
- 5) influências de modelos alternativos, propostos no período pós-rationamento;
- 6) influências de experiências regulatórias internacionais no setor de energia elétrica;
- 7) estratégias e políticas do governo Luiz Inácio Lula da Silva;

- 8) influência da ideologia neoliberal, de menor participação do Estado em setores da economia em que a iniciativa privada pode obter retornos em seus investimentos.

1.4. Delimitação do Estudo

Este estudo objetiva apresentar a consolidação dos fatores que influenciaram na construção de novo marco regulatório do setor de energia elétrica no Brasil. Para tanto é realizada análise do setor a partir de 1995, ano que foi marcado pela promulgação de duas importantes leis que propiciaram o estabelecimento de normas para concessões e permissões, além de terem criado novas regras para o funcionamento do setor, incentivando as privatizações e a competição na geração e comercialização. O limite temporal no ano de 2004 é devido à implementação do novo modelo de energia elétrica no País, por meio de lei, e à análise dos primeiros efeitos no mercado decorrentes desta mudança de regras. Não serão objetos desta pesquisa os processos de reestruturação no setor elétrico que ocorreram no Brasil nos governos anteriores ao de Fernando Henrique Cardoso.

Fatores de caráter político que influenciaram nas formulações dos modelos regulatórios em análise, assim como na condução desses modelos, serão analisados por sua relevância neste estudo, contudo, não serão avaliadas as influências políticas institucionais no setor durante o período delimitado. Sendo assim, foram considerados aspectos relacionados às políticas públicas, da mesma forma que fatores técnicos e econômicos.

1.5. Relevância do Estudo

O setor de energia elétrica no Brasil está passando por um momento de nova reestruturação setorial, que visa a contrapor-se às políticas adotadas pelo governo Fernando Henrique Cardoso no setor de energia elétrica, as quais incentivaram o processo de privatização das empresas de geração e distribuição – apesar de não ter atingido suas metas – e a descentralização do processo decisório. Sendo assim, entende-se que esse novo marco regulatório, instituído em 2004, no governo Lula, tem suas bases estruturadas a partir de

diversos fatores, dentre eles, as falhas deixadas pela administração do governo anterior, ao mesmo tempo em que herda e incorpora algumas características do modelo implementado em 1995 e revitalizado em 2002.

Evidencia-se, dessa forma, que o processo de regulamentação e estabelecimento de regras claras, estáveis, confiáveis e coerentes com a realidade brasileira no setor de energia elétrica tem sido uma tarefa de grande complexidade para o governo brasileiro. Os modelos institucionais adotados ainda não conseguiram promover a expansão setorial necessária, principalmente no segmento de geração de energia elétrica, de forma a atrair investidores privados. Além disso, a crise de escassez de energia elétrica, em 2001, evidenciou grandes fragilidades regulatórias e administrativas.

Visto que a garantia de oferta de energia elétrica é vital para o crescimento econômico e social do País, os problemas vividos por este setor de infra-estrutura brasileiro nos últimos anos requerem atenção especial. Dessa forma, a análise do presente trabalho está focada nas transformações regulatórias pelas quais o setor de energia elétrica brasileiro passou entre 1995 e 2004.

Um estudo que analise o processo de construção dos marcos regulatórios no setor de energia elétrica do País, a partir de diferentes perspectivas, pode evidenciar fragilidades que podem ser superadas pelo novo modelo institucional, trazendo benefícios para a sociedade como um todo, além de repercutir diretamente no crescimento da economia do País.

1.6. Definição dos Termos

- ❖ **concessão de serviço público:** delegação da prestação de serviço público, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado;
- ❖ **contabilização financeira:** operação realizada no âmbito do Mercado Atacadista de Energia (MAE), denominado em 2004 de Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que envolve os cálculos finais de receitas e despesas de todos os agentes;

- ❖ **contrato *take-or-pay*:** Contrato com Obrigação de Aquisição que prevê a obrigação de adquirir uma quantidade mínima de energia elétrica por um preço fixado ou de efetuar um pagamento mesmo que certas quantidades não tenham sido adquiridas;
- ❖ **(des)construção do modelo:** considera-se que o processo de construção e desmonte dos modelos institucionais do setor de energia elétrica no Brasil começou com a reforma setorial de 1995, a partir da Lei nº 9.074¹. A partir daí, iniciou-se a modelagem baseada em “tentativa e erro” que culminou na reforma setorial de 2004. Entretanto, esse novo modelo é suscetível a ajustes ou a novas “revitalizações”², ou ainda, a uma nova reestruturação, visto que as reformas no setor elétrico são amplamente conduzidas por fatores políticos. Logo, pode-se observar e vislumbrar um processo contínuo de (des)construção de modelos, ou seja, sucessivas reconstruções baseadas na aprendizagem das peculiaridades e demandas da indústria elétrica brasileira, porém, fundamentalmente, nos ideais dos dirigentes políticos;
- ❖ **despacho de usinas:** execução da operação de usinas de geração de energia elétrica, por parte do Operador Nacional do Sistema (ONS), de forma a atender a demanda requerida em cada momento. O ONS define quais usinas entram em funcionamento, quanto cada uma deve produzir e quais usinas devem permanecer em *standy-by*. No Brasil, a coordenação do despacho das usinas visa também a minimizar o custo global de produção de eletricidade;
- ❖ **energia assegurada do sistema:** corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado de não atendimento da mesma, obtida por meio

¹ Lei nº 9.074, de 07/07/1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências (BRASIL, 2004a).

² O modelo institucional do setor elétrico de 1995 foi “revitalizado”, ou seja, algumas alterações em suas premissas básicas foram ajustadas, a partir de propostas do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, criado em 2001.

de simulações da operação, conforme metodologia aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);

- ❖ **energia assegurada de uma usina:** corresponde à fração a ela alocada da energia assegurada do sistema. A determinação da energia assegurada independe da sua geração real e está associada às condições no longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit), considerando a variabilidade hidrológica à qual uma usina está submetida. A energia assegurada relativa a cada usina participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é atribuída pela ANEEL nos Contratos de Concessão e constitui também a quantidade de energia que o gerador pode comercializar (volumes médios anuais) em contratos de longo prazo;
- ❖ **liquidação financeira:** operação realizada no âmbito da CCEE (antigo MAE) que envolve todo o processo de pagamento e recebimento de obrigações e direitos apurados no processo de contabilização dos contratos de compra e venda de energia elétrica;
- ❖ **mecanismo de realocação de energia (MRE):** tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do sistema hidrotérmico pelo ONS. Seu objetivo é garantir que todas as usinas participantes recebam seus níveis de energia assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da energia assegurada do sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas energias asseguradas para aqueles que geraram abaixo;
- ❖ **mercado *spot*:** mercado de venda de energia elétrica de curto prazo. É estabelecido pela quantidade de energia comercializada na CCEE (antigo MAE), que é o resultado da energia assegurada das geradoras (estabelecidas em sua placa) menos a energia contratada a longo prazo;

- ❖ **permissão de serviço público:** a delegação, mediante licitação, da prestação de serviços públicos, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco;
 - ❖ **poder concedente:** a União, o Estado, o Distrito Federal ou o Município, em cuja competência se encontre o serviço público objeto de concessão ou permissão, precedido ou não da execução de obra pública.
-

Este capítulo apresentou, além da definição de termos utilizados no presente estudo, a definição do problema, os resultados que se pretende alcançar por meio dos objetivos intermediários e do objetivo final, além de antecipar a resposta ao problema por meio de suposição. Introduziu aspectos regulatórios do setor de energia elétrica brasileiro, assinalando a relevância de seu estudo e elucidando sua delimitação.

2. METODOLOGIA

Este capítulo expõe a trajetória seguida na pesquisa, o contexto em que esta se desenvolve, as ferramentas que serão utilizadas, as formas de coleta e tratamento das informações, e as limitações inerentes a toda e qualquer pesquisa.

2.1. Tipo de Pesquisa

Considerando o objetivo deste trabalho, o qual busca apresentar a consolidação dos fatores que influenciaram na construção do novo marco regulatório do setor de energia elétrica no Brasil, e baseando-se na classificação de pesquisa proposta por Vergara (2003), que a categoriza em dois tipos – quanto aos fins e quanto aos meios – esta pesquisa se define da seguinte maneira:

a) Quanto aos Fins

Pesquisa descritiva e explicativa.

- ❖ Pesquisa descritiva, já que relata as características do setor de energia elétrica no Brasil e as bases dos marcos regulatórios deste setor, além de descrever percepções e expectativas de executivos e consultores do setor;
- ❖ Pesquisa explicativa, pois esclarece os fatores que influenciaram na construção do marco regulatório do setor de energia elétrica no Brasil.

b) Quanto aos Meios

Pesquisa bibliográfica, documental e de campo.

- ❖ Pesquisa bibliográfica, pois se recorreu ao uso de material acessível ao público em geral, com base em Leis, Decretos, Resoluções, livros, artigos, teses, dissertações, publicações especializadas, revistas, jornais, *sites* especializados e

institucionais, visando à fundamentação teórico-metodológica da pesquisa, de forma a conhecer o seu atual estado da arte;

- ❖ Investigação documental, porque foram utilizados documentos de trabalho e relatórios internos de agentes do setor de energia elétrica brasileiro, assim como documentos da ANEEL, e da *holding* Eletrobrás³, não disponíveis para consulta pública;
- ❖ Pesquisa de campo, porque dados foram coletados por meio de entrevistas semi-estruturadas, direcionadas aos agentes e consultores do setor de energia elétrica brasileiro.

2.2. Universo e Amostra

Constituíram-se universo da pesquisa de campo, por meio de entrevista semi-estruturada, 18 profissionais e pesquisadores da área de energia elétrica no Brasil, sendo que 56%, ou seja, 10 entrevistados participaram diretamente de grupos, comitês e câmaras que visaram a reestruturar o modelo institucional do setor, no período de 1995 a 2004. Os entrevistados são, ou já foram, membros das seguintes instituições (Quadro 1):

Quadro 1: Relação dos Entrevistados

Nome do Entrevistado	Instituição / Cargo	Participação
Luiz Fernando Legey	Professor do PPE/COPPE	Estudos e docência na área de energia elétrica
Fernando Tavares Camacho	Pesquisador na Área de Energia Elétrica e Mestre em Economia pela EPGE/FGV	Estudos na área de energia elétrica
Nelson Siffert	Chefe do Departamento de Energia Elétrica do BNDES	Responsável pela contratação de projetos, pelo BNDES, na área de energia elétrica

³ Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Nome do Entrevistado	Instituição / Cargo	Participação
Roberto Pereira D'Araujo	Fundador e Consultor em energia pela Fadeout Consultoria e Projetos	“Comitê do Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica” ⁴ - 2003 / 2004
	Ex-Diretor do Ilumina (Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico)	
	Ex-Assessor da Presidência da Eletrobrás	
Fábio Giambiagi	IPEA (requisitado)	Estudos na área de energia elétrica
	BNDES	
Frederico Gomes	Consultor na Área de Energia Elétrica	Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) - 2001 / 2002
	Ex-Consultor da PSR Consultoria	Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico - 2001 / 2002
Octavio Castello Branco	Sócio do Banco Pátria	Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) - 2001 / 2002
	Ex-Diretor de Infra-Estrutura do BNDES	Coordenador do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico - 2001 / 2002
Ajax Reinaldo Bello Moreira	Coordenador de Estudos de Modelos do IPEA	Estudos na área de energia elétrica
Ronaldo Seroa da Motta	Coordenador de Estudos de Mercado e Regulação do IPEA	Estudos na área de energia elétrica
Adriano Pires Rodrigues	Fundador e Diretor do Centro Brasileiro de Infra-Estrutura (CBIE)	Estudos e consultoria na área de energia elétrica
Jerson Kelman	Diretor Geral ANEEL	Coordenador da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica - 2001
	Ex-Diretor Geral ANA	Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) - 2001 / 2002
		Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico - 2001 / 2002
Amilcar Gonçalves Guerreiro	Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos da EPE	“Comitê do Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica” - 2003 / 2004
	Ex-Secretário de Energia do Ministério de Minas e Energia	
Luiz Pinguelli Rosa	Coordenador e Professor do PPE/COPPE	“Comitê do Novo Modelo

⁴ Denominação dada pela pesquisadora para caracterizar o grupo de trabalho “com o objetivo de assessorar na formulação e implementação da reforma institucional do setor elétrico” que se reuniu, sob a coordenação do então secretário executivo do Ministério de Minas e Energia, Maurício Tolmasquim, durante os anos de 2003 e 2004.

Nome do Entrevistado	Instituição / Cargo	Participação
	Ex-Presidente da Eletrobrás	Institucional do Setor de Energia Elétrica" - 2003 / 2004
Pedro Américo Moretz-Sohn David	Engenheiro na Área de Comercialização de Energia de Furnas	Estudos na área de energia elétrica
José Guilherme Reis	Economista Sênior do Banco Mundial	Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) - 2001 / 2002
	Ex-Secretário de Política Econômica do Ministério da Fazenda	Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico - 2001 / 2002
Maurício Tolmasquim	Presidente da EPE	Coordenador do "Comitê do Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica" - 2003 / 2004
	Ex-Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia	
	Professor Adjunto do PPE/COPPE	
José Cláudio Linhares Pires	Economista Sênior de Avaliação do BID ⁵	Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) - 2001 / 2002
	Ex-Consultor / Assessor da Presidência do BNDES	Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico - 2001 / 2002
Mário Veiga Pereira	Fundador e Presidente da PSR Consultoria	Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) - 2001 / 2002
	Fundador e Presidente da Mercado de Energia Consultoria	Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico - 2001 / 2002
		"Comitê do Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica" - 2003 / 2004

Fonte: Derivado da pesquisa de campo.

Os pesquisadores do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) são especialistas que elaboram estudos na área de energia elétrica, assim como o consultor e pesquisador do Centro Brasileiro de Infra-Estrutura (CBIE). Da mesma forma, foram selecionados professores do Programa de Planejamento Energético (PPE), da COPPE / UFRJ⁶, por estarem envolvidos em pesquisas e programas na área de energia elétrica. Outro pesquisador foi selecionado por estar envolvido com estudos na área acadêmica do setor por meio da EPGE / FGV⁷.

⁵ Banco Interamericano de Desenvolvimento.

⁶ Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia / Universidade Federal do Rio de Janeiro.

⁷ Escola de Pós-Graduação em Economia / Fundação Getúlio Vargas.

Representantes de agentes, como de Furnas e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), foram entrevistados pela relevância de sua participação no setor de energia elétrica ao longo dos últimos anos.

Sendo assim, a amostra não probabilística foi definida pelo critério de tipicidade e acessibilidade (VERGARA, 2003), tendo em vista que muitos profissionais foram selecionados por sua representatividade na construção dos marcos regulatórios do setor de energia elétrica do Brasil, e alguns foram indicados, sendo selecionados pela facilidade de acesso a eles.

2.3. Coleta de Dados

Na pesquisa bibliográfica, foram buscados estudos que abordam as políticas, as bases e as transformações pelas quais o setor de energia elétrica do Brasil passou no período 1995/2004, assim como a contextualização setorial e do ambiente macroeconômico à época de cada mudança regulatória, e as perspectivas e anseios gerados por cada modelo. Para tanto, foram pesquisados livros, teses, dissertações, revistas especializadas, jornais eletrônicos (como *Brasil Energia On Line*, *Canal Energia*, *Newsletter* da Eletrobrás, IFE – Informe Eletrônico da Eletrobrás / UFRJ), jornais (O Globo e Valor Econômico), artigos e publicações especializadas no setor de energia elétrica, em bibliotecas, na Eletrobrás e no BNDES. Leis, decretos, resoluções e medidas provisórias também foram utilizados a partir de sites especializados – ANEEL, Ministério de Minas e Energia (MME) e Ministério da Fazenda – e bibliotecas, a fim de fundamentar os aspectos regulatórios levantados. Como resultado da presente pesquisa, obteve-se uma compreensão maior das mudanças regulatórias pelas quais o setor de energia elétrica brasileiro passou no período de 1995 a 2004.

A investigação documental foi realizada nos arquivos da Eletrobrás, abrangendo planos de expansão, estudos e relatórios institucionais, e apresentações, além de trechos de relatórios do BNDES e apresentações da ANEEL, não disponíveis para consulta pública. Assim, à luz do que foi estudado na literatura, obteve-se dados e maiores informações para subsidiar a análise das políticas que foram adotadas na reestruturação do setor de energia elétrica.

No campo, os dados foram coletados por meio de entrevistas semi-estruturadas realizadas com profissionais e pesquisadores que estiveram envolvidos no processo de construção do marco regulatório brasileiro do setor elétrico brasileiro, assim como pesquisadores e consultores especializados e alguns agentes do setor.

Dentre as 18 entrevistas, 13 foram realizadas por meio de gravação em áudio, três por correio eletrônico, uma por telefone, visto que o entrevistado se encontrava em outro País, e uma foi realizada a partir de anotações da autora da presente pesquisa, pois o entrevistado não permitiu a gravação.

As entrevistas realizadas a partir de reuniões presenciais foram gravadas de acordo com o consentimento do entrevistado. Tais entrevistas, assim como a entrevista por telefone, tiveram duração de, no mínimo, uma hora, e foram conduzidas por uma relação de pontos de interesse, que foram explorados no percorrer de seu curso, permitindo, desta forma, reflexões e outras ponderações. Sendo assim, os entrevistados foram encorajados a exporem suas crenças e sentimentos, a relatar experiências e características pessoais, a fim de ser possível compreender o universo vivido pelos respondentes e, ao mesmo tempo, comparar os discursos dos sujeitos à realidade.

Já as entrevistas por correio eletrônico foram realizadas desta forma em função de indisponibilidade do entrevistado. Tais entrevistas foram questionadas, após recebimento, pela autora do presente trabalho. Posteriormente, esses novos questionamentos foram respondidos pelos entrevistados.

As pesquisas bibliográfica, documental e de campo foram complementares e, com seu confronto, buscou-se obter uma visão geral do setor de energia elétrica do Brasil, com enfoque em seus aspectos regulatórios, a fim de dar resposta à questão proposta.

2.4. Tratamentos dos Dados

Considerando-se a natureza do problema investigado, os dados analisados neste trabalho são de caráter qualitativo. A fim de se estudar como ocorreu o processo de

reestruturação do setor de energia elétrica do Brasil, no período 1995/2004, optou-se por dar ênfase às percepções individuais e coletivas dos entrevistados, assim como às suas descrições e interpretações, confrontando as divergências e mapeando as convergências, que foram categorizadas fundamentalmente por meio de entrevistas semi-estruturadas.

Os dados foram tratados por análise de conteúdo, que consiste segundo Vergara (2005, p. 257) em “[...] uma técnica para tratamento de dados que visa a identificar o que está sendo dito a respeito de determinado tema”. Bardin define este método como:

Um conjunto de técnicas de análise das comunicações visando a obter, por procedimentos sistemáticos e objetivos de descrição do conteúdo das mensagens, indicadores (quantitativos ou não) que permitam a inferência de conhecimentos relativos às condições de produção / recepção destas mensagens (BARDIN, 1977 *apud* VERGARA, 2005, p. 15).

Quanto à definição de categorias analíticas, foi utilizada a de grade mista, ou seja, inicialmente foram estabelecidas categorias, entretanto, durante o processo de análise, essas foram subdivididas em novas categorias pertinentes ao objeto de pesquisa.

Com o tratamento dos dados, espera-se identificar as relações entre os elementos, enfatizando o que é significativo e relevante na resposta ao problema proposto e aos objetivos estabelecidos. No entanto, nesta análise não foram considerados os elementos ditos com maior frequência pelos entrevistados.

A interpretação dos resultados foi realizada por meio de emparelhamento (*pattern-matching*), associando-se os resultados ao referencial teórico e procedendo-se à comparação (VERGARA, 2005). Dessa forma, a interpretação dos dados se dará de modo a extrair como os entrevistados percebem o fenômeno estudado.

O tratamento dos dados foi realizado em cinco etapas, conforme abaixo:

- a) 1ª Etapa: as entrevistas foram gravadas em áudio, dependendo da disponibilidade e autorização dos entrevistados. Entretanto, quando não autorizadas, foram feitas anotações durante a entrevista pela autora do presente

trabalho. As entrevistas realizadas por correio eletrônico e por telefone foram argumentadas pela entrevistadora e pelo entrevistado;

- b) 2ª Etapa: as entrevistas foram transcritas, com exceção daquelas realizadas por correio eletrônico;
- c) 3ª Etapa: o material transcrito e respondido por correio eletrônico foi analisado;
- d) 4ª Etapa: as entrevistas realizadas foram confrontadas, objetivando-se a verificação de similaridades e contradições nos discursos de cada um dos entrevistados;
- e) 5ª Etapa: os resultados obtidos foram confrontados com as literaturas que deram suporte à investigação.

2.5. Limitações do Método

É importante reconhecer as eventuais dificuldades e limitações do presente trabalho.

Como se destacou no presente estudo, os sujeitos da pesquisa para a formulação das entrevistas foram profissionais e pesquisadores, que fazem parte ou já fizeram parte de determinadas organizações, nas quais estiveram envolvidos, direta ou indiretamente, na construção dos modelos institucionais do setor de energia elétrica brasileiro, no período de 1995 a 2004. Este limite temporal decorre do fato de o marco regulatório que propiciou as privatizações no setor de energia elétrica ter se iniciado de forma mais consistente em 1995, com a Lei Geral das Concessões, Lei nº 8.987⁸, e o novo modelo institucional do setor ter sido implementado em 2004.

Considera-se, dessa forma, que os profissionais entrevistados estão aptos a comparar três momentos da regulamentação do setor de energia elétrica no País: antes de

⁸ Lei nº 8.987, de 13/02/1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências (BRASIL, 2004f).

1995, com as motivações para a reforma daquele ano; de 1995 a 2002, com o processo de implementação do modelo institucional; e de 2003 a 2004, com as propostas de modelos e o estabelecimento por lei e decreto de um novo marco regulatório. Entretanto, por várias razões – como acessibilidade e pontos de vista econômico, político e ideológico divergentes – deve-se reconhecer que nem todos os entrevistados têm as mesmas informações ou compartilham das mesmas opiniões, podendo gerar um grau de variabilidade considerável nas respostas, o que demanda maior prudência na análise destas.

Da mesma forma, tendo em vista que a amostra considera apenas alguns agentes e participantes do processo de reestruturação do setor, é possível, embora tenha sido realizado um cuidadoso trabalho na identificação dos indivíduos mais adequados para responder às entrevistas, que este grupo não tenha sido o mais representativo do universo estudado. Contudo, este é um risco inerente a qualquer processo de investigação. Além disso, dada a exigüidade temporal e dificuldades de acesso, não foi possível realizar entrevistas com todos os que estiveram envolvidos no processo de reestruturação do setor de energia elétrica do Brasil no período em análise na presente pesquisa.

Adicionalmente, pela pesquisa ter sido concentrada na cidade do Rio de Janeiro, alguns agentes e profissionais que se encontravam em outro estado ou país não puderam ser contatados para a realização de reuniões, devido à escassez de tempo e de recursos financeiros. Apesar disso, a pesquisadora pôde acessar dois entrevistados que residem nos Estados Unidos, realizando entrevistas por telefone e por correio eletrônico, além de contatar um entrevistado que reside em Brasília, e outro, em São Paulo, realizando as entrevistas em ocasião de viagem de ambos ao Rio de Janeiro.

Outra dificuldade a ser considerada é que o acesso a informações internas, por meio da pesquisa documental, sofreu restrições por parte de algumas organizações, podendo prejudicar a análise de alguns fatores que respondem ao problema da presente pesquisa.

Da mesma forma, a habilidade da entrevistadora pode ser considerada como uma limitação, podendo não se fazer clara e objetiva na exposição de suas questões, bem como no registro de suas respostas – no caso das entrevistas realizadas sem o recurso da gravação em áudio – podendo também influenciar as respostas dos entrevistados.

Quando do tratamento dos dados coletados, uma limitação diz respeito à própria história de vida do pesquisador, influenciando em sua interpretação. Contudo, procura-se certo distanciamento, embora se admita a inexistência da neutralidade científica.

Este capítulo traçou a metodologia que representa o roteiro para a consecução dos objetivos da pesquisa. Foram delineados o tipo de pesquisa, o universo e a amostra, e a escolha dos sujeitos. Demonstrou-se de que maneiras proceder-se-á à coleta dos dados e como será realizado seu tratamento, tentando articulá-lo com os objetivos a serem alcançados de forma pertinente. Em última análise, foram explicitadas as limitações subjacentes ao método escolhido, mas que ainda assim o justificam como o mais adequado, a fim de alcançar os propósitos da investigação.

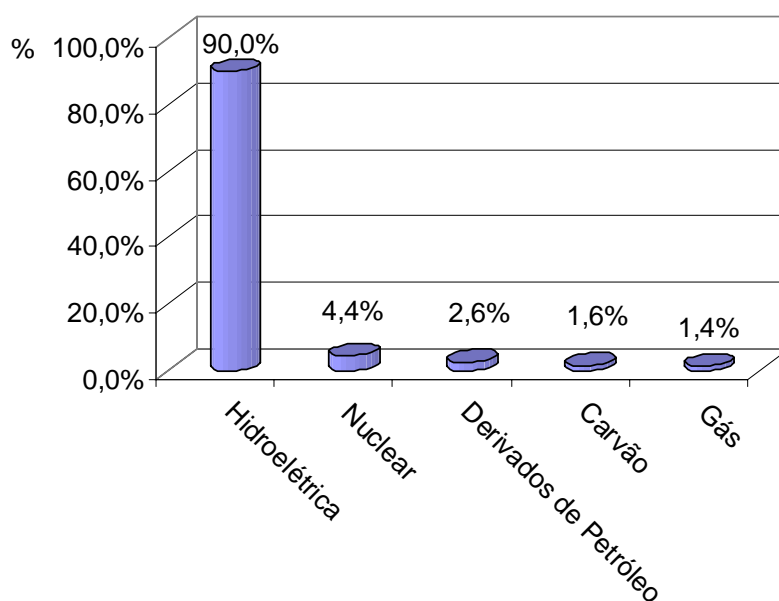
3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo discorre acerca das principais características do setor elétrico brasileiro, destacando a composição de sua base de geração e de seu mercado, assim como os principais segmentos que o compõem.

3.1. Principais Características

O setor de energia elétrica do Brasil, responsável pela produção de 12% da hidroeleticidade mundial, apresenta características que o diferenciam de qualquer outro no contexto internacional (D'ARAUJO, 2004). O sistema brasileiro apresentava capacidade nominal instalada da ordem de 90.732 MW, em dezembro de 2004, sendo cerca de 68.999 MW, ou seja, 76%, de origem hidrelétrica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2005d). Porém, devido ao seu maior fator de utilização, as usinas hidrelétricas respondem por cerca de 90% da geração de energia elétrica brasileira, com a geração térmica exercendo a função de complementaridade nos momentos de pico do sistema, em função de seus altos custos (Gráfico 1).

Gráfico 1: Geração de Energia Elétrica no Brasil



Fonte: D'Araujo, 2004.

Entretanto, dados levantados pela Agência Nacional de Energia Elétrica mostram que apenas 25% do potencial hidrelétrico brasileiro são aproveitados (ANEEL, 2005d).

Em geral, as termelétricas são ligadas durante as estações especialmente secas e operam com carga máxima, para otimizar seu funcionamento e a geração de energia hidrelétrica. Os altos custos das usinas termelétricas são compartilhados por todas as empresas no Sistema Interligado Nacional (SIN), através de uma Conta de Consumo de Combustível (CCC), que subsidia efetivamente os custos adicionais incorridos pelas usinas termelétricas, em comparação com os custos das usinas hidrelétricas.

A contribuição de Itaipu⁹ também é significativa. De acordo com a Lei nº 5.899/73¹⁰, as empresas de distribuição de energia elétrica são obrigadas a comprar uma porção pré-definida da capacidade de geração de Itaipu proporcional a sua fatia de mercado. O custo da energia adquirida de Itaipu baseia-se no serviço da dívida da usina, acrescido de uma taxa de transmissão.

A predominância da geração hidrelétrica no Brasil ainda deve permanecer dentro de um horizonte previsível devido à sua competitividade econômica, a despeito do incremento que possa ter a geração de eletricidade a partir de outros energéticos. Além disso, devido à existência de grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, pode-se dizer que tal característica é quase única no mundo, o que, por si só, sugere que qualquer arranjo institucional que se pretenda implantar admita ajustes que respeitem essa especificidade.

Sendo assim, a geração elétrica brasileira requer a coordenação da operação (despacho de energia) das usinas hidrelétricas para a otimização da utilização do parque instalado. Em sua grande maioria, os reservatórios de água das usinas são utilizados de forma planejada para que se possa tirar proveito da diversidade pluviométrica nas diferentes bacias existentes. Assim, a possibilidade de interligação de bacias localizadas em diferentes regiões geográficas assegura ao sistema brasileiro um importante ganho

⁹ A usina hidrelétrica de Itaipu, a maior geradora de energia do Brasil, está localizada no Município de Foz do Iguaçu, no estado do Paraná, e pertence ao governo do Brasil e do Paraguai.

¹⁰ Lei nº 5.899, de 05/07/1973. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências (BRASIL, 2005f).

energético, pois, dessa forma, é possível tirar proveito das diferentes sazonalidades e dos níveis pluviométricos.

Em função disso, o programa de despacho deve considerar um fator de restrição intertemporal, ou seja, definir o custo de oportunidade do uso da água armazenada em função da probabilidade de vertimentos no futuro¹¹.

Adicionalmente, no caso brasileiro, a coordenação do despacho é reforçada pelo fato de determinados aproveitamentos hidrelétricos serem efetuados “em cascata” e, muitas vezes, por diferentes proprietários, tornando-os interdependentes e adicionando complexidade à previsão das tradicionais variáveis referentes ao comportamento da demanda e à capacidade instalada de geração.

Por sua vez, a dimensão continental brasileira e a diversidade geográfica e econômica do País deram origem a diferentes sistemas elétricos de transmissão, referentes a mercados regionais com distintas características de desenvolvimento. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por empresas das Regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Região Norte. Entretanto, existem ainda 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do País que se encontra fora do SIN, em Sistemas Isolados, localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2005a).

3.2. Principais Segmentos

segmento de geração – responsável pela geração de energia, o que pode ser feito a partir de usinas hidrelétricas¹², usinas termelétricas¹³, usinas nucleares¹⁴ e outras modalidades, como, usinas eólicas, solares, oceânicas e de hidrogênio.

¹¹ O valor da água depende do nível atual de armazenamento e da probabilidade das afluências futuras, fazendo com que o custo marginal de operação de um sistema hidrelétrico seja altamente volátil.

¹² Local onde a energia hidráulica proporcionada por um desnível de um curso de água e pelo volume desta água em um intervalo de tempo denominado vazão é transformada em energia mecânica e desta em energia elétrica.

¹³ Utilizam o calor gerado pela queima de um determinado combustível para aquecer a água em uma caldeira e produzir vapor que é canalizado para uma turbina posta em rotação, gerando, assim, energia elétrica. Os combustíveis mais utilizados são o gás natural, o óleo diesel, os óleos pesados, o carvão e, em menor escala, madeira, bagaço de cana, turfa e lixo.

¹⁴ Usinas que utilizam o calor gerado pela fissão nuclear.

O segmento de transmissão – compreende toda a rede que interliga as usinas geradoras às subestações da rede de distribuição. Este segmento é dividido tradicionalmente em rede de transmissão e rede de subtransmissão. A rede de transmissão tem como função a distribuição da energia gerada pelas usinas aos grandes centros consumidores, além da alimentação de eventuais consumidores de grande porte.

Em termos de investimento global do setor elétrico, o ideal seria alocar as usinas geradoras o mais próximo possível dos centros consumidores; no entanto, devido ao fato de o potencial hidrelétrico só poder ser explorado onde estiver disponível, além das restrições ambientais para a localização de usinas térmicas, a condição se apresenta de difícil cumprimento, reservando uma função primordial para a rede de transmissão.

Cabe ainda às redes de transmissão interligar usinas geradoras, bacias hidrográficas e regiões de características heterogêneas de modo a atender os desequilíbrios regionais entre produção e consumo.

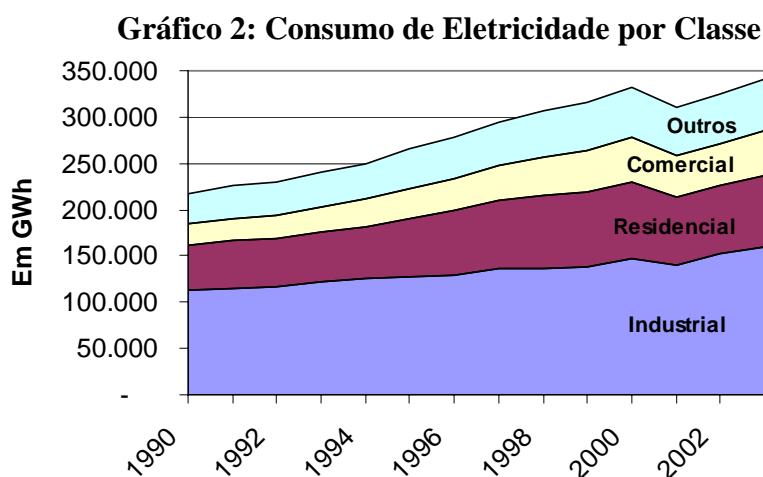
A rede de subtransmissão, por sua vez, reparte espacialmente a energia recebida das subestações de transmissão para as subestações de distribuição. Esta rede deriva da rede de transmissão e tem como finalidade transmitir energia às pequenas cidades ou grupamentos de cidades, ao interior de grandes centros urbanos e a consumidores industriais de grande porte. No Brasil, o sistema elétrico é constituído basicamente por dois grandes sistemas interligados, independentes entre si: o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o Norte/Nordeste.

O segmento de distribuição – o trecho correspondente à transmissão termina ao chegar nas subestações de distribuição. Estas subestações, ao contrário das subestações de transmissão, contêm um ou mais transformadores que tem a propriedade de reduzir a tensão elétrica a níveis mais baixos para posterior distribuição, com finalidade de atender ao consumo residencial, comercial, industrial e rural, além daquele referente à iluminação pública.

3.3. O Mercado de Energia Elétrica

De acordo com dados do Balanço Energético Nacional de 2004 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2005b), o mercado de energia elétrica brasileiro é predominantemente composto pelos consumidores industriais (47%), seguido pelo consumo residencial (22%) e pelo comercial (14%).

A evolução do consumo das classes, de 1990 a 2003 pode ser visualizada no Gráfico 2.



Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2005b.

A partir da análise do Gráfico 2, pode-se observar que o consumo comercial foi o que mais cresceu ao longo da década de 90, apresentando uma queda acentuada apenas no ano de 2001, quando ocorreu o racionamento de energia elétrica no Brasil, mostrando, no entanto, gradual recuperação a partir do ano seguinte. O mesmo efeito pode ser observado para o consumo industrial e residencial, porém com maior intensidade neste último.

Este capítulo procurou apresentar as principais características do setor de energia elétrica do Brasil, assim como seus principais segmentos e a composição de seu mercado, a fim de compreender as peculiaridades que devem ser levadas em consideração quando se pretende formular um arranjo institucional.

4. ANTECEDENTES E MOTIVAÇÕES DA REFORMA DE 95

Este capítulo apresenta os fatores motivadores, principalmente de ordem política e econômica, da reforma institucional do setor de energia elétrica, que promoveu o início das privatizações, em 1995.

4.1. O Contexto Mundial: a Concepção do Estado Mínimo

A visão dominante que presidiu a reestruturação dos setores de infra-estrutura está ligada à idéia de Estado mínimo, na qual se propõe a hegemonia absoluta do “mercado” como instrumento alocador de recursos e distribuidor de benefícios. Essa concepção privilegia a esfera privada para prover todos os serviços públicos, mantendo-se o Estado como mediador para, teoricamente, assegurar a qualidade, disponibilidade e preços, via instrumentos regulatórios – no caso de monopólios – e como promotor da concorrência, nos segmentos competitivos. No final dos anos 80, o contexto internacional já induzia fortemente a uma orientação política neoliberal, quando passaram a vigorar como prioridades absolutas da política econômica as austeridades fiscal e monetária, o que significa o controle estrito dos “gastos”, seja em programas sociais, saúde e educação, seja em investimentos em infra-estrutura, pesquisa tecnológica de ponta e desenvolvimento.

O Consenso de Washington e as agências multilaterais

O “Consenso de Washington” é denominação dada às diretrizes e prescrições emanadas do evento ocorrido na capital norte-americana, em 1989, que reuniu técnicos de entidades das Nações Unidas, sobretudo o Banco Mundial (BIRD) e o Fundo Monetário Internacional (FMI), para definir as estratégias de adaptações das práticas liberais aos países latino-americanos, cuja implementação seria liderada pelo Banco Mundial, FMI, Organização Mundial do Comércio (OMC) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID).

O detalhamento dessas estratégias, particularizando o caso do Brasil, previa, de acordo com Ildo Luís Sauer (BRANCO, 2002):

- ❖ privatização acelerada das empresas estatais, acentuadamente aquelas de caráter estratégico (como telecomunicações e energia);
- ❖ reformas constitucionais, especialmente fiscais e tributárias, para redução dos custos impostos aos capitais privados;
- ❖ desregulamentação da vida econômica em todas as instâncias;
- ❖ redução dos investimentos do Estado em políticas públicas básicas;
- ❖ reforma do Estado e redução do funcionalismo, visando a: redução dos gastos gerais de custeio na máquina, redução dos gastos com a dívida interna, conseqüente queda da taxa de juros e “elevação” da qualidade dos serviços públicos.

O papel desempenhado pelas agências multilaterais, Banco Mundial, Fundo Monetário Internacional e Organização Mundial do Comércio, ao lado de seus agentes locais, também foi fundamental para a implementação das políticas de reestruturação dos setores de infra-estrutura dos países em desenvolvimento, particularmente os da América Latina.

O principal argumento apresentado pelos organismos internacionais para defender o afastamento do Estado em favor do mercado nas atividades econômicas era a eficiência do mercado, como resultado da concorrência a que é submetido, na medida em que se acreditava que o Estado era intrinsecamente ineficiente e corrupto. De acordo com tais organismos, os interesses do Estado devem voltar-se à defesa da concorrência e à provisão dos serviços que não são de interesse da iniciativa privada.

Como solução para o monopólio estatal, foram apontados pelo Banco Mundial três elementos essenciais: gestão baseada em princípios comerciais, concorrência e participação

dos usuários. As principais recomendações da política do Banco Mundial foram (BRANCO, 2002):

- ❖ regulamentação transparente e regulação independente, visando à redução de riscos para os investimentos;
- ❖ incentivo à importação de serviços para aumentar a eficiência em países menos desenvolvidos;
- ❖ orientação comercial e organização empresarial dos setores, com fomento à participação privada.

4.2. A Crise do Modelo Estatal no Brasil

O modelo institucional estatal do setor de energia elétrica, vigente no Brasil desde 1964, permaneceu praticamente inalterado nos 30 anos posteriores. Ao longo desse período, o setor elétrico brasileiro apresentou elevadas taxas de expansão da oferta, baseada nas disponibilidades de autofinanciamento por meio de tarifas alinhadas com a inflação, recursos da União e financiamento externo.

No entanto, a partir dos anos 80, com o fim da ditadura militar, surgiu uma série de problemas – de ordem econômica, financeira, ecológica, política e institucional – que ocasionou a exaustão desse modelo, estimulando a busca de alternativas. Os problemas econômicos estavam ligados à recessão que, de um lado, mascarava a falta de recursos para investir por não haver crescimento sensível da demanda. De outro, paralisava ou atrasava obras, realimentando a crise do setor e tornando vulneráveis as previsões de planejamento, especialmente as obras hidrelétricas. Os problemas financeiros foram devidos ao endividamento externo¹⁵, às baixas tarifas, à ausência de crédito externo, às dificuldades de recursos internos e aos sobrepreços cobrados por empreiteiros e fornecedores.

¹⁵ Como exemplo, enquanto em 1973 cerca de 78% das fontes de recursos destinavam-se a investimentos e 15% para o serviço da dívida, em 1989 constata-se uma total alteração desse quadro: apenas 26% dos recursos eram investidos, sendo 74% consumidos no pagamento de compromissos com terceiros (PIRES, 2000).

Existiam ainda problemas ambientais que, no caso das hidrelétricas, estavam relacionados às áreas inundadas para formar os reservatórios das barragens, exigindo o deslocamento de populações e atingindo eventualmente terras indígenas, assim como a floresta amazônica. Problemas políticos decorreram da forma centralizada de planejamento e de tomada de decisões, dentro de uma visão industrialista que exigia energia abundante e barata, favorecendo indústrias intensivas no uso da eletricidade, sem maiores cuidados com os aspectos regionais, ambientais e sociais. A essa opção, somavam-se os interesses de grandes empreiteiros de obras, que oneravam os custos das barragens.

Entretanto, os problemas mais graves foram os institucionais. A estrutura do setor elétrico, coordenado pela Eletrobrás, ficou sob fogo cruzado: de uma lado, empresas elétricas estaduais – que eram, em sua maioria, distribuidoras – reivindicavam uma descentralização porque tinham interesses próprios em soluções que trouxessem investimentos em sua área; de outro, organismos internacionais e setores liberais pressionavam a favor da privatização. As tarifas baixas foram usadas como instrumento de controle da inflação, em detrimento das empresas elétricas estatais. Os principais beneficiados eram os consumidores industriais, em particular os eletrointensivos¹⁶, como a indústria do alumínio.

A equalização tarifária foi estabelecida após 1974 para compensar diferenças regionais de custo, estipulando valor igual de tarifa em todo território nacional. Além disso, dada a elevada inflação em meados dos anos 70, os reajustes de tarifa eram cruciais para a preservação dos retornos reais de todas as empresas do setor elétrico. Assim, adotou-se um princípio para garantir às empresas um retorno mínimo de 10% sobre seus ativos. Como as tarifas eram iguais, enquanto as estruturas de custos e ativos eram diferentes, tornou-se necessário compensar as empresas com retornos menores, obtendo receita adicional daquelas com retornos maiores. O mecanismo adotado foi a Conta de Resultados a Compensar (CRC), na qual as empresas acumulavam resultados positivos ou negativos para posterior acerto.

¹⁶ Na classe dos grandes consumidores de energia elétrica, os eletrointensivos dispõem de regimes tarifários específicos, que possibilitam aos mesmos manter a competitividade de seus produtos, principalmente quando destinados a mercados internacionais.

Importante parte da dívida do setor foi contraída através de política adotada pelo governo João Baptista Figueiredo de captação de dólares no exterior usando a capacidade de endividamento das empresas elétricas estatais, que obtinham créditos para grandes obras. Tal política foi utilizada a partir da segunda crise do petróleo, em 1979, sem a devida preocupação de conciliar prazos de amortização e de retorno dos investimentos, em uma tentativa do governo federal equilibrar o Balanço de Pagamentos do País, em função do alto preço do petróleo importado. Em geral, os recursos foram aplicados produtivamente, embora algumas hidrelétricas sejam passíveis de críticas como Balbina (AM) e Porto Primavera (SP).

Em 1982, o colapso do financiamento internacional, que se seguiu à inadimplência da dívida externa do México produziu, no Brasil, um choque intenso que resultou em uma severa crise fiscal, estagnação econômica e inflação muito alta (94,63% a.a.¹⁷). Para aliviar o efeito da crise econômica sobre os consumidores, as tarifas do setor público eram freqüentemente utilizadas como ferramenta antiinflacionária, mantendo os índices de reajuste abaixo dos índices de inflação. As empresas de serviço público reagiram, em princípio, reduzindo seus programas de investimento à medida que caía a demanda e explodiam os custos dos empréstimos. Em 1992, os investimentos paralisados nas usinas de energia elétrica alcançaram o montante de US\$ 10 bilhões e os ativos ociosos representavam 10 GW de capacidade potencial adicional (FERREIRA, 2000).

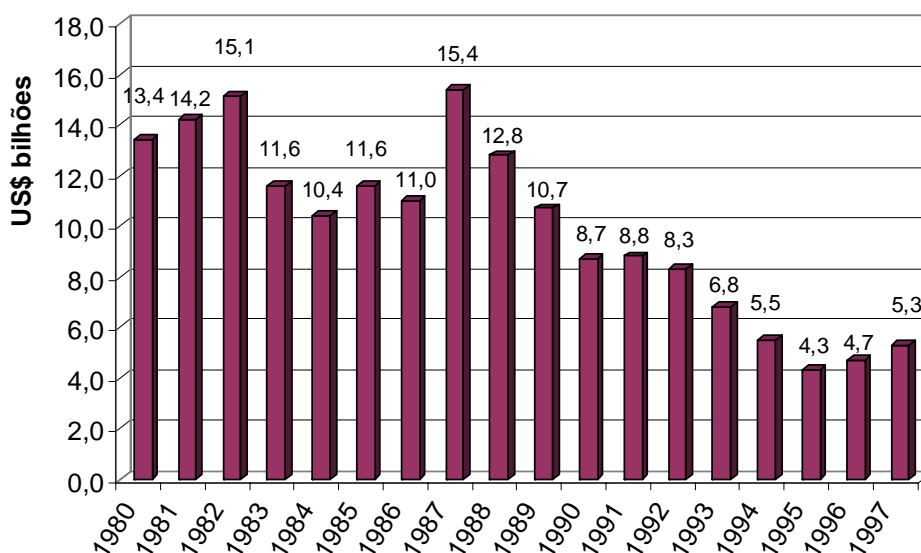
Do ponto de vista do financiamento, a crise do setor público privou o modelo estatal do financiamento a baixo custo. As empresas não podiam mais basear seu financiamento na garantia soberana, independente de sua própria eficiência microeconômica. Além disso, o vencimento da dívida do setor ficou concentrado entre os anos de 1987 e 1993. Tal situação, associada à taxa de juros flutuantes que incidia sobre os empréstimos, deixou em dificuldades as empresas elétricas estatais. Em 1981, a remuneração ficou abaixo dos 10% estabelecidos por lei para as concessionárias do setor (ROSA, 2001). Ao final de 1995, a dívida total do setor elétrico atingiu US\$ 25 bilhões ou 14,43% do total de ativos. A crise foi pior nas empresas estaduais.

¹⁷ Inflação dada pelo Índice de Preços ao Consumidor (IPC) da Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE).

No início dos anos 80, no momento em que os bancos comerciais estaduais tiveram dificuldades, alguns estados começaram a utilizar suas empresas de energia elétrica para o financiamento indireto de seus déficits públicos. Isso podia ser feito responsabilizando-se essas empresas por atividades não relacionadas com o seu ramo de negócios. Como pôde ser observado no Estado de São Paulo, com a CESP¹⁸, que detinha quase todos os ativos de geração do estado, e que fez investimentos significativos na hidrovía Tietê-Paraná sem receber nenhum ressarcimento. Já a Eletropaulo ficou responsável pelas operações de controle de inundações nos principais rios da cidade de São Paulo, mas não foi ressarcida pelo governo estadual, que era seu principal acionista (FERREIRA, 2000).

Sendo assim, os custos do financiamento dispararam ao mesmo tempo em que os empréstimos tornaram-se uma fonte de capital mais importante. O Gráfico 3 mostra o impacto desse fenômeno sobre os níveis de investimento no setor elétrico. As empresas de energia elétrica, grandes tomadoras de empréstimos externos na década de 70, entraram falidas na década de 80.

Gráfico 3: Investimentos Históricos no Setor de Energia Elétrica – 1980-1997



Fonte: Eletrobrás, 1998 *apud* Ferreira, 2000.

A crise foi sendo gerada passo a passo: juros altos (e flutuantes) que incidiram sobre empréstimos contraídos na década de 70; inadequação entre os prazos curtos desses

¹⁸ Companhia Energética de São Paulo.

empréstimos e o prazo longo das obras requeridas pelo setor elétrico; compressão tarifária usada pelo governo federal desde a década de 80 como instrumento de política macroeconômica, especialmente para atenuar a inflação; e equalização tarifária após 1974, que permitiu abuso nos custos.

No entanto, o sistema estatal alcançou seus objetivos estratégicos. Em 1995, o Brasil havia construído 55.379 MW de capacidade de geração de energia elétrica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2005b), 153.406 km de linhas de transmissão e 1,6 milhão de km de linhas de distribuição (FERREIRA, 2000).

No final da década de 80, o Brasil possuía uma estrutura complexa de empresas geradoras federais: Furnas (Região Sudeste e Centro-Oeste), Eletrosul (Região Sul), Chesf (Região Nordeste) e Eletronorte (Região Norte). Existia ainda uma geradora binacional (Itaipu), em sociedade com o Paraguai. A empresa federal Eletrobrás era a *holding* das empresas federais e tinha funções de coordenação e planejamento de todo o sistema nacional. Havia muitas empresas distribuidoras estaduais, algumas com grande capacidade de geração, como a CEMIG¹⁹ (MG) e a COPEL²⁰ (PR). Uma delas, a CEEE²¹, no Rio Grande do Sul, fazia geração termelétrica a carvão. Existiam duas distribuidoras federais, a Light (RJ) e a Escelsa²² (ES), e uma geradora estadual, a CESP (SP). O Estado de São Paulo possuía outras duas empresas distribuidoras, a CPFL²³ e a Eletropaulo. Algumas distribuidoras privadas atuavam localmente, como a Cataguases-Leopoldina (MG) e a Rede (SP).

O órgão regulador federal era o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) do Ministério de Minas e Energia (MME). Havia colegiados mistos, coordenados pela Eletrobrás, como o Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI) e o Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS).

¹⁹ Companhia Energética de Minas Gerais.

²⁰ Companhia de Energia Elétrica do Paraná.

²¹ Companhia Estadual de Energia Elétrica.

²² Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.

²³ Companhia Paulista de Força e Luz.

Para Pires e Reis (2004), a reforma setorial que se seguiu ao modelo estatal, em linhas gerais, inspirou-se no seguinte diagnóstico para a crise do modelo institucional estatal:

- a) crise financeira da União e dos estados, inviabilizando a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão;
- b) má-gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos à eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa;
- c) inadequação do regime regulatório: inexistência, na prática, de órgão regulador, conflito de interesses sem arbitragem, regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida. Esse aspecto foi ainda mais agravado pelo fato de uma série de custos incorridos pelas empresas não ser validada pelo governo em razão da utilização das tarifas para controle inflacionário.

O cenário macroeconômico e a crise fiscal do Estado

As pressões sobre o gasto público, que vinham crescendo desde o início dos anos 80, acentuaram-se e se consolidaram a partir da Constituição de 1988. As mudanças legais introduzidas naquele momento agravaram os desequilíbrios estruturais do Regime Geral da Previdência Social (RGPS) e aceleraram o crescimento vegetativo da folha de pagamento do setor público, ao universalizar o Regime Jurídico Único (RJU) e consagrar direitos previdenciários especiais dos servidores públicos sem a devida contrapartida financeira, além de ampliar o universo de despesas obrigatórias e receitas vinculadas a gastos pré-estabelecidos. Embora de forma diferenciada, esses efeitos se fizeram sentir em todas as esferas de governo.

A dinâmica fiscal passou a ser fortemente influenciada pelo aumento das transferências constitucionais. Esse aumento refletiu a tendência de descentralização de receitas, decorrente da redemocratização, e teve repercussões nas finanças da União e dos demais entes da Federação. Em 1985, a Constituição dava aos estados e municípios,

respectivamente, direito a 16% e 14% da receita dos Impostos de Renda (IR) e sobre Produtos Industrializados (IPI). Em 1989, os estados passaram a ter direito a 22,5% da receita desses impostos e os municípios, a 21,5% (BRASIL, 2005u).

O rápido aumento da receita disponível dos estados e municípios levou a uma elevação substancial dos gastos públicos (Tabela 1) e à concessão de incentivos fiscais para a atração de investimentos no processo que se convencionou chamar de “guerra fiscal”. Muitos estados abandonaram, por assim dizer, a política tributária, passando a depender cada vez mais das transferências constitucionais da União. A expansão dos gastos também foi facilitada pela inexistência de mecanismos de controle efetivo sobre o endividamento das esferas estaduais e municipais. Entre as fontes de financiamento dos estados, destacavam-se os bancos públicos estaduais. A deterioração do patrimônio dessas instituições acelerou-se a partir do início dos anos 80 e passou a ser um fator adicional de pressão sobre a política macroeconômica.

Tabela 1: Evolução dos Gastos da União e dos Estados e Municípios (em % do PIB)

Período	União	Estados e Municípios
Média anual 70/79	3,41	3,87
Média anual 80/87	2,89	4,18
Média anual 88/94	3,17	6,53

Fonte: Câmara da Reforma do Estado, 2005.

A estabilização monetária, com o Plano Real, em 1994, criou duas forças que passaram a moldar a resposta aos desafios fiscais. A primeira obrigou os governos a enfrentar a restrição orçamentária, pois o fim do mecanismo de acomodação proporcionado pela inflação fez com que os desequilíbrios estruturais passassem a se traduzir efetivamente em risco de insolvência do setor público. A segunda fez ascender, na escala de prioridades e preocupações de indivíduos, de grupos sociais, de partidos políticos e dos governos, carências que vinham de longe, e que a desordem da inflação, de certo modo, deixava em segundo plano. Assim, cresceram as demandas da sociedade sobre o setor público, ao mesmo tempo em que este teve de aprender a operar em um quadro de maior disciplina.

Sendo assim, iniciou-se um ciclo de reformas estruturais que visavam a disciplinar o gasto público. Esse ciclo de reformas estruturais compreendeu as reformas previdenciária e administrativa e a intensificação dos programas de desestatização. O refinanciamento, pelo governo federal, de dívidas das esferas subnacionais de governo, encontrou contrapartida em compromissos legalmente vinculantes de ajuste fiscal e patrimonial. Simultaneamente, aprimoraram-se os mecanismos de controle do endividamento do setor público, em geral, e dos estados e municípios, em particular.

Os programas estaduais e federal de privatização incluem-se entre as reformas estruturais realizadas após a implementação do Plano Real. Entre 1991 e 2000, as transferências de recursos do Tesouro para as estatais, dependentes de transferências da União para cobrir despesas correntes, reduziram-se de 1,24% para 0,005% do PIB (BRASIL, 2005u).

As privatizações contribuíram também para a solução do endividamento dos estados – os contratos de reestruturação das dívidas estaduais previam o abatimento de 20% do total da dívida refinanciada – e para o equacionamento das dificuldades causadas pelos respectivos sistemas financeiros à política macroeconômica.

Entre 1990 e 2000, os gastos totais das empresas estatais diminuíram de 13,6% para 7,5% do PIB. O contingente de empregados reduziu-se de 801.716 para 317.968. De especial significado fiscal, a dívida líquida das empresas estatais das três esferas de governo, que era de 13,2% do PIB ao final de 1993, reverteu-se em disponibilidades líquidas da ordem de 2% do PIB ao fim de 2001, em parte devido à transferência de dívidas para o setor privado. Outra parte desta melhora deve-se à absorção de passivos pelo governo federal, como etapa preliminar das privatizações das empresas (BRASIL, 2005u).

4.3. A Formação de um Novo Modelo nos Anos 90: as Novas Leis de Tarifas e de Concessões

Dentro da preocupação global de redução de custos e de busca de eficiência neste importante setor da infra-estrutura, tanto do ponto de vista micro como macroeconômico, a energia elétrica passou a ser tratada como uma *commodity* e não mais como um serviço de

utilidade pública, cujo fornecimento, por razões estratégicas, deveria ficar sob a responsabilidade do Estado.

No Brasil, a ideologia neoliberal, crescente desde o governo do general João Baptista Figueiredo, ampliou-se na sociedade durante o primeiro governo civil, de José Sarney, mas só ganhou “voz” com o presidente Fernando Collor de Mello.

O marco jurídico do programa de privatização do governo Collor constituiu-se através de duas leis e dois decretos: i) a Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, que criou o Programa Nacional de Desestatização (PND); ii) o Decreto nº 99.463, de 16 de agosto de 1990, que regulamentou a lei anterior; iii) o Decreto nº 99.464, de 16 de agosto de 1990, que designou o BNDES como gestor do PND; e iv) a Lei nº 8.250, de 24 de outubro de 1990, que estabeleceu as formas de pagamento das empresas privatizadas (TOLMASQUIM, OLIVEIRA & CAMPOS, 2002).

Os objetivos do PND, de acordo com a Lei nº 8.031/90, eram (BRASIL, 2005i):

- a) reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades que o então governo considerava indevidamente exploradas pelo setor público;
- b) contribuir para a redução da dívida pública, concorrendo para o saneamento das finanças do setor público;
- c) permitir a retomada de investimentos nas empresas e em atividades que viessem a ser transferidas à iniciativa privada;
- d) contribuir para a modernização do parque industrial do País, ampliando sua competitividade e reforçando a capacidade empresarial nos diversos setores da economia;

- e) permitir que a administração pública concentrasse seus esforços nas atividades em que a presença do Estado fosse fundamental para a consecução das prioridades nacionais;
- f) contribuir para o fortalecimento do mercado de capitais, através do acréscimo da oferta de valores mobiliários e da democratização da propriedade do capital das empresas que integrassem o Programa.

No caso do setor elétrico, o PND baseou-se na avaliação de que as crises financeiras da União e dos estados inviabilizavam a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão.

O processo de *impeachment* do presidente Collor postergou as privatizações, apesar de o debate ter se mantido aberto ao longo de todo governo Itamar Franco.

A Lei nº 8.631/93²⁴, que promoveu a desigualização tarifária e o “encontro de contas” setorial, o qual envolveu cerca de US\$ 20 bilhões assumidos pelo Tesouro Nacional, serviu como uma primeira etapa da estratégia de privatização. Com esta lei, eliminou-se o nivelamento geográfico das tarifas e os 10% mínimos de retorno sobre os ativos. A nova fórmula para fixação das tarifas foi baseada na estrutura de custos das empresas e projetada para refletir suas necessidades de fluxo de caixa, em vez de constituir uma meta arbitrária para o retorno sobre ativo. Entretanto, como imediatamente após a promulgação da Lei nº 8.631, o presidente Itamar Franco decidiu que o reajuste das tarifas públicas deveria ficar abaixo do índice de inflação para beneficiar a população, o fator determinante da recuperação tarifária do setor só ocorreu após a adoção do Plano Real, em julho de 1994, e a subsequente queda da inflação.

Entretanto, a conjuntura política associada à campanha eleitoral de 1993 adiou as privatizações. O presidente Itamar Franco impediu as primeiras vendas das empresas de energia elétrica, que seriam as da Light e Escelsa, conforme planejava o BNDES e o Ministério da Fazenda. Contudo, apesar de manifestações contrárias de sindicatos e da

²⁴ Lei nº 8.631, de 04/03/1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências (BRASIL, 2005j).

população, por meio de pesquisa de opinião, além da polêmica acerca do valor de sua venda, em julho de 1995 a Escelsa foi privatizada e, logo em seguida, a Light, em 1996.

Segundo Rosa (2001), as estratégias das equipes econômicas dos governos Collor, Itamar Franco e Fernando Henrique Cardoso reflete a influência doutrinária dos economistas com formação acadêmica norte-americana. Em outras palavras, o autor afirma:

A crítica que faço aos economistas do governo deve ser entendida como uma crítica à aplicação, ao setor de energia, das teorias econômicas que integram o paradigma neoliberal dominante. Ao se reduzir o problema das estatais a uma simples venda para fazer caixa e negociar com os grandes credores do Estado, ignorou-se sistematicamente a complexidade técnica do setor, bem como seu papel em uma estratégia de desenvolvimento do País. Este é um desvio comum na visão economicista. O maior equívoco foi, a partir desta visão parcial, determinar estratégias de caráter geral para orientar as políticas públicas em áreas como a de energia. Por esse caminho, a crise de energia elétrica se agigantou (ROSA, 2001, p. 113).

A real reestruturação e privatização do setor elétrico só ocorreu efetivamente após a posse do presidente Fernando Henrique Cardoso, em 1995. Nesse mesmo ano, o Congresso aprovou a Lei Geral das Concessões, Lei nº 8.987. Conceitualmente esta lei foi projetada para ser uma expressão prática e efetiva da Constituição de 1988, que exigia que as concessões fossem distribuídas por meio de licitações. Portanto, a Lei Geral das Concessões fornecia as regras gerais para a licitação das concessões em vários segmentos de infra-estrutura, incluindo o setor elétrico. Os direitos e obrigações das concessionárias foram estabelecidos e a necessidade de um sistema tarifário e regulatório que garantisse o “equilíbrio econômico-financeiro” da concessão foi reconhecida por lei.

Com a Lei Geral das Concessões, o governo federal passa a poder alienar o patrimônio público, mediante leilão, o que se constitui a essência do processo de privatização. No regime de concessões, todavia, os bens públicos permanecem sob propriedade do Estado. O setor privado passaria a prestar, então, serviços públicos em nome do Estado, por meio de contratos, com o Estado assumindo suas funções reguladoras e fiscalizadoras.

Complementando a base estabelecida pela Lei nº 8.987, a Lei nº 9.074 foi aprovada em meados de 1995. Essa lei estabelece vários princípios relativos à renovação das concessões no setor elétrico. As concessões antigas poderiam ser renovadas, e as novas concessões poderiam ser concedidas após o desmembramento das atividades de geração, transmissão e distribuição. As tarifas para novas concessões ou para sua renovação deveriam ter como base a estrutura de custos de cada segmento do mercado de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição). A tarifa de suprimento original deveria ser separada em custos visíveis de geração e de transmissão de energia elétrica.

No que se refere às concessões de geração de energia elétrica, a Lei nº 9.074 estendeu por 20 anos as concessões das usinas de energia elétrica que estavam em construção. Nos casos em que os projetos foram formalmente declarados “em atraso”, a empresa foi obrigada a apresentar um plano para sua conclusão em que o capital privado respondesse por, no mínimo, um terço do financiamento total. Várias tentativas foram feitas para introduzir capital privado para a conclusão das usinas inacabadas – algumas delas feitas antes da promulgação da Lei nº 9.074 – como as usinas de Serra da Mesa, Itá, Jacuí e Canoas.

As privatizações ocorreram de modo acelerado. Após as duas distribuidoras federais, Escelsa e Light, foram vendidas muitas distribuidoras estaduais, grande parte da geradora paulista, a CESP, e parte da geradora federal Eletrosul, dando origem à Gerasul, que assim se tornou uma geradora independente, sem as obrigações de concessionária de serviço público.

Este capítulo objetivou apresentar os fatores que antecederam o início do processo de privatização do setor de energia elétrica no Brasil, por meio da análise de aspectos políticos e econômicos que marcaram as décadas de 80 até meados da década de 90.

5. O MARCO REGULATÓRIO DE 1995

O objetivo deste capítulo é apresentar e analisar as bases do modelo regulatório que se pretendeu implementar no setor de energia elétrica do Brasil, basicamente, a partir de 1995, assim como avaliar o processo de privatização que fundamentou este modelo.

5.1. As Bases Jurídicas da Reforma

As principais políticas regulatórias que antecederam a constituição do modelo institucional do setor de energia elétrica em meados dos anos 90, e que nem sempre tiveram efeitos práticos foram:

- a) Lei nº 8.631/93, que eliminou o regime de equalização tarifária e remuneração garantida, criou a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras de energia e promoveu um grande encontro de contas entre os devedores e credores do setor²⁵;
- b) Lei nº 8.987/95, a Lei Geral das Concessões, regulamentada, no caso do setor elétrico, pela Lei nº 9.074/95, que dispõe sobre o regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica. A Lei nº 9.074/95 cria a figura jurídica do Produtor Independente de Energia (PIE) e estabelece a possibilidade de os consumidores livres²⁶ terem direito à contratação de energia. Antes, as geradoras de energia elétrica privadas podiam apenas produzir energia para seu próprio consumo ou para venda às concessionárias de distribuição.

²⁵ Os objetivos da Lei nº 8.631/93 – introduzir uma política tarifária eficiente e estimular a eficiência econômica das concessionárias – foram prejudicados pela ausência de autonomia empresarial e de uma agência reguladora independente para fiscalização das empresas (PIRES, 2000).

²⁶ Apesar da Lei Geral das Concessões classificar como consumidores livres àqueles que tenham carga igual ou superior a 10 MW e que sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV, os novos consumidores, cuja carga mínima fosse de 3 MW, tiveram o direito imediato de escolher seu fornecedor.

O grande efeito prático de curto prazo da Lei Geral das Concessões foi viabilizar o início das privatizações no setor, com a Escelsa, em 1995, e a Light, em 1996, concessionários de distribuição que atuam no Espírito Santo e no Rio de Janeiro, respectivamente, visto que a indefinição tarifária nesses dois processos de privatização não permitiu a entrada de novos agentes nos investimentos em geração. O caráter pioneiro do processo de venda da Escelsa e da Light, antecedendo a legislação que deu origem ao modelo – vale frisar, inclusive, que essas empresas foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização em 1992, portanto anteriormente à Lei nº 8.987/95 – contribuiu para gerar algumas imprecisões em seus contratos de concessão, como os parâmetros para os reajustes das tarifas e os ganhos de produtividade que seriam repassados aos consumidores. Tais indefinições significaram o surgimento de negociações intensas e difíceis entre as empresas e o órgão regulador, gerando um processo oneroso e demorado.

Segundo a Lei nº 8.987/95:

Toda concessão de serviço público, precedida ou não da execução de obra pública, será objeto de prévia licitação, nos termos da legislação própria e com observância dos princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório (BRASIL, 2004f, p. 4).

A reforma do modelo institucional do setor elétrico então em vigor começou a ser implantada em 1995, com a promulgação da Lei nº 9.074. Essa Lei, modificada pelas Leis nº 9.427/96²⁷ e nº 9.648/98²⁸, estabeleceu, no que diz respeito à geração de energia elétrica, como objeto de concessão, mediante licitação (BRASIL, 2004a, p. 04):

- ❖ o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW, destinados à execução de serviço público;

²⁷ Lei nº 9.427, de 26/12/1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências (BRASIL, 2004b).

²⁸ Lei nº 9.648, de 27/05/1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) e de suas subsidiárias e dá outras providências (BRASIL, 2004h).

- ❖ o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinados à produção independente de energia elétrica;
- ❖ de uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

Além disso, a Lei nº 9.074/95 dispõe que “as usinas termelétricas destinadas à produção independente poderão ser objeto de concessão mediante licitação ou autorização” (BRASIL, 2004a, p. 05).

Da mesma forma, a Lei nº 9.074/95 estabelece como objeto de autorização:

- ❖ a implantação de usinas termelétricas, de potência superior a 5.000 kW, destinadas ao uso exclusivo do autoprodutor;
- ❖ o aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW, destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

O aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1.000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente (BRASIL, 2004a, p. 05).

No que diz respeito ao produtor independente de energia, a Lei nº 9.074 o classifica como “[...] 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” (BRASIL, 2004a, p. 05).

De acordo com a Lei nº 9.648/98, no julgamento da licitação será considerado um dos seguintes critérios:

- I - o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado;
- II - a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão;

- III - a combinação, dois a dois, dos critérios referidos nos incisos I, II e VII;
- IV - melhor proposta técnica, com preço fixado no edital;
- V - melhor proposta em razão da combinação dos critérios de menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado com o de melhor técnica;
- VI - melhor proposta em razão da combinação dos critérios de maior oferta pela outorga da concessão com o de melhor técnica; ou
- VII - melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas (BRASIL, 2004h, p. 05).

5.2. O Modelo da Coopers & Lybrand

A trajetória de reforma do setor, cujo início data de meados dos anos 90, consiste em um processo lento e gradual que só adquiriu um caráter mais abrangente, consistente e coordenado a partir de 1997, quando foi implementada uma série de políticas regulatórias, muitas das quais propostas pela consultoria Coopers & Lybrand, por meio de diversas medidas provisórias que iriam dar origem à Lei nº 9.648/98²⁹. Anteriormente, um conjunto de medidas legislativas e executivas já havia sido implementado – como alteração de política tarifária e privatização de distribuidoras federais – sem que, com isso, o modelo tradicional de organização do setor elétrico brasileiro fosse alterado.

No início de 1996, a Eletrobrás contratou uma empresa inglesa de consultoria e contabilidade, a Coopers & Lybrand, através de licitação, para projetar um novo modelo para o setor de energia elétrica no Brasil. Entretanto, é importante destacar que, nessa época, o processo de privatização já tinha se iniciado, e que o fato de se tomar decisões com profundas implicações práticas sem antes ter claramente definido o desenho do modelo, inclusive do seu ponto de vista jurídico, ocasionou uma série de incompreensões e problemas na implementação prática das propostas.

No entanto, acreditava-se que um novo modelo era crucial para a privatização de ativos de geração de energia elétrica, bem como para a criação de um ambiente adequado para o estímulo de novos projetos privados em geração. O desafio da Coopers & Lybrand era a criação de um modelo descentralizado e funcional que fosse efetivo, mesmo se alguns participantes do setor não levassem adiante suas privatizações.

²⁹ Na prática, o governo federal já vinha implementando a reforma do setor elétrico por meio de sucessivas reedições de medidas provisórias (MP). A MP nº 1.531 chegou a ser reeditada 18 vezes até transformar-se na Lei nº 9.648, de 27/05/98 (PIRES, 2000).

O objetivo da reestruturação, conforme afirma o Relatório da Coopers & Lybrand denominado Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) “[...] é, sobretudo, permitir ao Governo concentrar-se sobre suas funções de elaboração de políticas energéticas e de regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade sobre a operação e investimento ao setor privado” (COOPERS & LYBRAND, 1997, p. 01).

Uma das principais sugestões feitas pela consultoria foi a criação de um Mercado Atacadista de Energia (MAE) que atuaria no sentido de substituir o sistema de preços regulamentado de geração. “[...] todos os geradores com capacidade instalada acima de 50MW e todas as empresas D/C [distribuição/comercialização] com vendas anuais superiores a 100 GWh deverão pertencer ao MAE [...]” (COOPERS & LYBRAND, 1997, p. 04).

Nesse mercado, só deveriam ser negociados os fluxos de energia não contemplados nos contratos iniciais assinados entre as empresas geradoras e distribuidoras/comercializadoras antes da liberação total do mercado. A duração desses contratos iniciais, de acordo com a proposta da Coopers & Lybrand, seria de 15 anos, sendo os volumes contratados, que refletiriam o nível de energia firme com base no critério de risco de déficit de 5%, seriam constantes durante seis anos, passando, posteriormente, a ser reduzidos gradualmente. A partir de então, geradores e empresas de distribuição/comercialização estariam livres para negociar novos contratos e atender à demanda crescente. A Coopers & Lybrand baseou essa análise crendo que:

[...] este perfil proporciona equilíbrio razoável entre a proteção dos consumidores contra aumentos súbitos de preços, permitindo um ajuste gradual dos preços de geração ao custo marginal de longo prazo, de maneira a estimular investimentos e melhorar a eficiência alocativa (COOPERS & LYBRAND, 1997, p. 06).

Ressalta-se que as empresas distribuidoras de energia elétrica, por determinação legal, teriam que manter sob contratos de longo prazo um mínimo de 85% do total da energia destinada ao seu mercado de consumidores cativos. Logo, o limite de exposição ao mercado *spot* (à vista) seria de até 15%. Essa limitação visava a resguardar o consumidor

das oscilações de preço do mercado *spot* e estimular o planejamento e execução de novos projetos de geração.

Além disso, a Coopers & Lybrand previa que os contratos iniciais seriam alocados entre as empresas de distribuição e comercialização “[...] com um limite de 50% sobre o ‘auto-suprimento’, ou ‘*self-dealing*’ [...]” (COOPERS & LYBRAND, 1997, p. 07).

A negociação no mercado atacadista com base no preço *spot* refletiria o custo marginal de cada unidade de energia nova gerada pelo sistema naquele momento. Como essa energia nova podia apresentar uma estrutura de custos muito mais elevada do que aquela estabelecida nos contratos iniciais, nos quais a predominância dos baixos custos se deve, principalmente, ao fato de já terem sido amortizados boa parte dos investimentos realizados em geração, a ida ao mercado atacadista representaria uma “punição”, com implicações financeiras, pela previsão errada da energia assegurada ou da demanda feita por ocasião da celebração dos contratos iniciais. O processo de liberação gradual dos contratos visava a minimizar o impacto provocado pelas constantes oscilações a que está sujeita toda e qualquer mercadoria negociada em condições de incerteza, cujos reflexos ocorrem nos preços.

Esses contratos iniciais estabelecidos entre geradores e distribuidores seriam expressos em R\$/MWh após se descontar o efeito dos custos de transmissão, que deveriam ser pagos separadamente pelas empresas de distribuição e comercialização. Os preços manter-se-iam constantes durante a vigência dos contratos, estando sujeitos à indexação.

A fim de fortalecer o mercado atacadista e, ao mesmo tempo, incentivar a concorrência, os novos arranjos comerciais sugeridos pela consultoria visavam a dar amplo apoio na comercialização de energia aos chamados consumidores livres, que poderiam comprar de qualquer agente comercializador autorizado ou do próprio mercado atacadista.

Com relação ao planejamento do sistema e aos novos investimentos, a Coopers & Lybrand sugere:

[...] a mudança para um sistema orientado pelo mercado, em que não mais exista um planejamento central determinístico [...]. As recomendações também pretendem maximizar a participação do setor privado na construção de nova capacidade de geração, tanto hidrelétrica quanto termelétrica, e satisfazer a exigência constitucional de licitação como base para a outorga de novas concessões [...] (COOPERS & LYBRAND, 1997, p. 08).

O planejamento indicativo de longo prazo da expansão da geração e da transmissão seria feito com horizontes de 25 anos, identificando os programas de investimento a um custo mínimo. Entretanto, esses planos seriam para fins de mera orientação, não havendo obrigação de quem quer que seja de realizar os investimentos.

[...] O Poder Concedente, agindo através da ANEEL continuará a oferecer normalmente os projetos na seqüência sugerida no plano indicativo, mas investidores em potencial poderiam solicitar a licitação de concessões para outros potenciais ou aqueles em seqüência diferente do programa indicativo. A meta seria alocar as concessões de maneira justa e, acima de tudo, assegurar novos investimentos por parte do setor privado, e não impor um plano específico (COOPERS & LYBRAND, 1997, p. 09).

As informações, quanto à necessidade de obras de transmissão de energia no curto prazo (cinco anos), seriam disponibilizadas pelo operador nacional do sistema. Caberia, por sua vez, ao agente responsável pelo planejamento indicativo, a responsabilidade de indicar as bases para o desenvolvimento de novos projetos hidrelétricos, ficando reservada ao governo federal a opção de ser o comprador em última instância nos projetos hidrelétricos considerados de interesse nacional.

Segundo a Coopers & Lybrand, o modelo comercial só seria eficaz se fossem garantidos:

- a) a neutralidade absoluta no planejamento operacional, na programação e no despacho;
- b) livre acesso dos agentes de mercado ao sistema de transmissão, o que exigiria a segregação vertical das atividades de geração e transmissão;

- c) um número de empresas de geração, de distribuição e de comercialização em quantidade suficiente para estabelecer um mercado competitivo no atacado, impedindo a formação de cartéis ou a participação dominante de algum agente;
- d) a separação, nas distribuidoras, das funções de operação e desenvolvimento da rede de distribuição daquelas funções ligadas à comercialização e energia, com o objetivo de facilitar o desenvolvimento da concorrência na comercialização.

Quanto ao operador nacional do sistema, a indicação foi no sentido de constituir um órgão cujo funcionamento fosse compartilhado pelos agentes do setor com a supervisão do Ministério de Minas e Energia e regulamentação por parte da agência reguladora. Seria uma organização sem fins lucrativos cuja função principal seria a de se responsabilizar pela adequado funcionamento da rede de transmissão sem, contudo, deter ativos desta natureza. Teria ainda as atribuições de: cobrar encargos pelo uso da rede de transmissão, remunerar as empresas prestadoras dos serviços de transmissão, planejar os investimentos em transmissão das concessionárias existentes e futuras, além de contratar novos investimentos no segmento.

Quanto ao sistema de transmissão, a Coopers & Lybrand recomenda “[...] a separação vertical de todos os ativos de transmissão [...] sejam eles de propriedade da Eletrobrás ou das empresas estaduais de D/C [distribuição/comercialização] [...]” (COOPERS & LYBRAND, 1997, p. 12).

Com relação à atividade de geração, a consultoria propôs a desverticalização da geração no que se refere tanto aos ativos federais quanto estaduais através do estabelecimento de empresas separadas de geração ou subsidiárias de geração. Esta separação, segundo a Coopers & Lybrand, visava a estimular a concorrência por meio da criação de mais participantes no mercado, dispondo ainda de empresas com capacidade financeira suficiente para realizar investimentos de grande porte.

Foi recomendada ainda a desverticalização das funções de distribuição e comercialização de todas as empresas de distribuição e comercialização (com exceção das empresas do Sistema Isolado) por meio de separação contábil. Dessa forma, as funções de

distribuição e comercialização poderiam ser mantidas na mesma empresa, mas a contabilidade deveria ser separada, a fim de mostrar claramente o encargo pelo uso das redes de distribuição.

Com relação às mudanças institucionais, a Coopers & Lybrand ressalta a importância do reforço do papel do MME como criador de políticas públicas, que seria atingido por meio da criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Além disso, estabelece que a ANEEL deveria concentrar-se em seus papéis centrais de regulamentação e fiscalização do setor de energia elétrica. Entretanto, um dos pré-requisitos para o adequado funcionamento da Agência era a seleção e recrutamento de pessoal qualificado.

A consultoria recomendava ainda, com relação aos papéis que deveriam ser assumidos pelo BNDES e Eletrobrás:

[...] os aspectos de ‘banco’ do papel financeiro setorial deveriam ser transferidos para o BNDES após um período de transição [...] mas a Eletrobrás continuaria a atuar com uma empresa *holding* e investiria capital próprio em novos projetos que fossem importantes sob um ponto de vista político-social, para os quais seria pouco provável que o setor privado viesse a se interessar isoladamente [...] (COOPERS & LYBRAND, 1997, p. 31).

A Coopers & Lybrand previa ainda que a disponibilidade de recursos para atender às necessidades futuras de investimento poderia ser considerada mais arriscada do que a compra de ativos existentes, devido aos riscos de custo de construção de novas hidrelétricas, custos de reassentamento de populações, descompasso entre prazo de amortização da dívida e fluxo de caixa do projeto, bem como longos prazos de construção. Para tanto, grande parte do apoio dos agentes financeiros setoriais – papel exercido principalmente pelo BNDES – deveria ser dirigido ao financiamento de novos projetos hidrelétricos.

Com relação à avaliação dos riscos e retornos, caberia às diversas firmas assumirem todos os riscos associados à construção, operação e manutenção que estivessem sob seu controle. Dessa forma, a Coopers & Lybrand reconhece que a geração, como atividade competitiva, enfrenta riscos maiores que a transmissão e distribuição, estando os novos

projetos de geração sujeitos a riscos de construção e de demanda mais elevados, e a geração existente, a maiores riscos de demanda na medida em que vencerem os contratos iniciais. Da mesma forma, a atividade de transmissão foi avaliada como sendo de menor risco do que a atividade de distribuição devido à parte de seus custos em novos investimentos ser determinada por licitação e repassada por sua fórmula regulamentar, além de estar menos exposta ao risco de inadimplência do cliente³⁰.

5.3. A Construção do Marco Regulatório

5.3.1 Principais mudanças setoriais

Na prática, o modelo de energia elétrica implementado, proposto pela Coopers & Lybrand, rompeu com o conceito de monopólio em toda a cadeia da indústria da energia elétrica. Apenas foram mantidos os chamados monopólios naturais, ou seja, situação em que a operação de apenas uma empresa traz mais eficiência econômica de que a existência de concorrência. Segundo Delgado (2003), o monopólio natural ocorre quando o custo marginal de produção é sempre decrescente conforme o crescimento da escala de produção. “Esse fenômeno se aplica nas chamadas ‘indústrias de rede’ como, por exemplo, distribuição de energia elétrica, gás canalizado, saneamento básico, telefonia fixa [...]” (DELGADO, 2003, p. 83). Já que os custos marginais de produção de energia elétrica são crescentes no tempo, a atividade de produção de energia não se enquadra como monopólio natural e, conseqüentemente, deve ser regida sob as condições de mercado competitivo.

Isso posto, verifica-se que as atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica, dado o ente físico dos sistemas de rede, são monopólios naturais, enquanto o produto, ou seja, a energia elétrica, está atrelado à atividade competitiva em sua produção e, por analogia, em sua venda.

Sendo assim, o sistema elétrico, que antes era estruturado verticalmente como monopólio natural em geração, transmissão e distribuição, foi rearranjado da seguinte forma (Quadro 2):

³⁰ O segmento de transmissão recebe do operador nacional do sistema elétrico, que capta receitas em todo País, enquanto uma empresa de distribuição recebe receitas de consumidores finais localizados em uma região específica.

Quadro 2: Âmbito Econômico das Atividades

Sistema	Nível
Geração	Concorrência
Transmissão	Monopólio
Distribuição	Monopólio
Comercialização	Concorrência

Fonte: Adaptado, Delgado, 2003.

Observa-se que a atividade de comercialização – venda do produto – sempre esteve embutida no sistema de distribuição. Entretanto, nesse modelo, o sistema de distribuição é entendido como apenas o sistema físico de entrega de energia elétrica e, a rigor, a diferença das atividades de distribuição e as de transmissão é dada apenas pelo nível de tensão elétrica.

Além disso, no setor elétrico, as vantagens do monopólio natural de suas redes requer a intervenção do regulador para que as mesmas sejam partilhadas pelos consumidores. Entretanto, evidenciaram-se muitas dificuldades inerentes à atividade de regulação, como os fenômenos de não observabilidade da coisa regulada, de assimetria de informação entre o regulador e as empresas, e de representatividade do interesse da sociedade pelo regulador.

Dessa forma, procurou-se implementar a concorrência onde possível, mesmo que limitada, com o intuito de reduzir essas inevitáveis falhas da regulação. De acordo com Pimentel (2002, p. 37), “quanto mais for possível deixar-se que a concorrência por si mesma venha a gerar parcelas do preço final, menores serão os riscos de distorções”.

Todavia, o que se verificou foi que a concorrência junto aos consumidores finais, mesmo os de grande porte, na realidade, não foi nem mesmo iniciada devido à vigência dos contratos iniciais, fato agravado por uma estrutura de preços claramente favorável aos grandes consumidores.

Além disso, algumas características do setor elétrico brasileiro tornaram a introdução da competição algo complexo, especificamente a sua base predominantemente hídrica e o funcionamento interligado e coordenado. Fatores, como a dimensão continental, as diversidades regionais, o grande potencial de crescimento do mercado e a pouca tradição regulatória das instituições, dificultaram o sucesso do marco regulatório.

Na preparação da transição para o modelo introduzido pelo governo Fernando Henrique Cardoso por meio da Lei nº 9.648/98, foram estabelecidos contratos iniciais que regulam a venda de energia entre geradores e distribuidores. A vigência desses contratos se daria até fins de 2005, sendo caracterizados por preços e quantidades regulados que refletiriam a totalidade da energia assegurada no sistema. A partir de 2003, ocorreria a liberação gradual dos contratos iniciais, com 25% da quantidade de energia elétrica podendo ser negociada livremente no mercado até 2006, quando 100% da energia produzida estaria disponível para livre negociação entre produtores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres, inclusive residenciais. Sendo assim, os contratos iniciais vigorariam por um período de sete anos (1998-2005), muito inferior aos 15 anos recomendados pela Coopers & Lybrand.

5.3.2 Os principais agentes

Em 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelecida como autarquia de regime especial, com autonomia administrativa e financeira e tendo como principais objetivos regular e fiscalizar as atividades setoriais. Outra importante medida, na direção de estimular a competição na geração e comercialização, foi a criação, em 1998, do Mercado Atacadista de Energia (MAE). A partir desse momento, é introduzida a compra competitiva de energia pelos distribuidores e consumidores livres, criando um novo tipo de agente – os comercializadores. Além disso, foi introduzida a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com o objetivo de otimizar a operação do sistema eletro-energético e minimizar custos daí decorrentes, por meio de uma atuação independente dos interesses comerciais dos agentes.

Na implantação desse modelo foi extinto o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), coordenado pela Eletrobrás. Em seu lugar, instituiu-se o

Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE)³¹, na esfera do Ministério de Minas e Energia (MME), tornando o planejamento meramente indicativo, em vez de determinístico, como no modelo estatal. Essas mudanças, associadas à instabilidade que se verificou na equipe responsável pela elaboração do planejamento, reduziram, na prática, a eficácia dessa função.

Em 1997, foi instalado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)³², órgão de assessoramento do Presidente da República para questões relacionadas ao estabelecimento de políticas energéticas, ao uso racional das fontes de energia, às diretrizes para o uso do gás natural, álcool, carvão, energia nuclear e importação e exportação de energia, entre outras.

Quadro 3: Principais Agentes – Modelo Estatal *Versus* Modelo de Mercado

Modelo Estatal Centralizado	Modelo de Mercado	Principais Funções
Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE)	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL / Ministério de Minas e Energia) Agência Nacional de Águas ³³ (ANA / Ministério do Meio Ambiente)	Regulação e fiscalização das atividades de energia elétrica e regulação dos usos múltiplos da água dos rios e lagos de domínio da União.
Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI / Eletrobrás)	Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	Coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros.
-	Mercado Atacadista de Energia (MAE)	Livre negociação de energia dos sistemas interligados.
Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS / Eletrobrás)	Comitê Coordenador da Expansão de Sistemas Elétricos (CCPE)	O CGPS e o CCPE foram responsáveis pela coordenação da elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, de caráter,

³¹ Portaria MME nº 150, de 10/05/1999. Cria o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos -CCPE, com a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento de expansão dos sistemas elétricos brasileiros, de caráter indicativo para a geração, consubstanciado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo (MME, 2005a).

³² Criado pela Lei nº 9.478, de 06/08/1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências (BRASIL, 2004g).

³³ Criada a partir da Lei nº 9.984, de 17/07/2000. Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Água - ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e dá outras providências (BRASIL, 2005o).

Modelo Estatal Centralizado	Modelo de Mercado	Principais Funções
		respectivamente, determinativo e indicativo para a geração.
-	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Estabelecimento de políticas energéticas, além de atuar no desenvolvimento de fontes alternativas renováveis de energia.

Fonte: Elaboração própria.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL foi criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, como uma autarquia sob regime especial, tendo por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as diretrizes e as políticas do governo federal.

Entre as suas principais atribuições estão as de (BRASIL, 2004b):

- ❖ implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica;
- ❖ promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- ❖ gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica;

- ❖ dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;
- ❖ estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si;
- ❖ zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica;
- ❖ fixar multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica;
- ❖ estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 (quinhentos) GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos.

A ANEEL tem a possibilidade de atuar em conjunto com outras agências reguladoras, como no caso da Agência Nacional de Petróleo (ANP), na regulamentação do mercado de gás e sua utilização em termelétricas. Cabe a ela, também, atuar em conjunto com as agências estaduais no monitoramento e regulação do setor. A ANEEL é responsável pela regulação econômica, pela regulação técnica e pela regulação da qualidade do serviço público, estabelecendo padrões mínimos genéricos (médios) e específicos (por cliente). Também lhe cabe multar as empresas que não cumprirem as normas estabelecidas nos contratos de concessão.

De acordo com Tolmasquim, Oliveira e Campos (2002) para o melhor funcionamento das funções da ANEEL como órgão regulador, a Resolução nº 296/98 traçou normas sobre o processo de descentralização das atividades da Agência Reguladora. Sendo assim, foram criadas as seguintes agências estaduais do setor elétrico: a Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transporte e Comunicação da Bahia (AGERBA), a Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul (AGERGS), a Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará (ARCE), a Agência Estadual de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Pará (ARCON) e a Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte (ARSEP).

Em uma tentativa de impedir o repasse para os consumidores cativos dos possíveis custos da livre negociação de energia do MAE, o órgão regulador estabeleceu valores normativos (VN) definidos por tipo de fonte de energia. Estes valores limitariam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte das concessionárias. Ressalte-se que os valores normativos passaram a funcionar como o principal sinal para o preço da energia em seu mercado, constituindo-se, assim, como preço indicativo para os contratos firmados.

Os contratos de concessão assumidos pelas distribuidoras privatizadas estabelecem o regime tarifário *price cap*, ou seja, o preço teto. A ANEEL, nesse regime tarifário, fornece um preço limite inicial que deve ser cobrado pelas concessionárias até a próxima revisão tarifária. Durante o período compreendido entre as revisões tarifárias, o preço teto é reajustado de acordo com um índice de preços (IGP-M³⁴) menos um fator de produtividade (X). Além disso, o *price cap* prevê o repasse para as tarifas de todos os custos não previstos pelas concessionárias, ou que não podem ser controlados, chamados de custos não-gerenciáveis.

Nos contratos de concessão, estabelecem-se os prazos de reajuste e de revisões tarifárias, além dos argumentos que possibilitam as revisões tarifárias extraordinárias. A tarifa a ser paga pelo consumidor corresponderá ao valor cotado pelo concessionário na proposta com a qual foi vencedor da licitação correspondente. Entretanto, o valor dessa

³⁴ Índice Geral de Preços de Mercado.

tarifa não é imutável, podendo ser objeto de reajuste ou de revisão. O reajuste corresponde aos acréscimos resultantes das variações dos preços dos insumos necessários à prestação do serviço, verificados dentro da periodicidade prevista no contrato de concessão, calculado mediante aplicação de fórmula, que também deverá estar prevista no mesmo contrato. A revisão, embora possa derivar-se também de oscilações de preços dos insumos, não se subordina a uma periodicidade contratualmente prevista, pois ocorre somente quando tal oscilação é imprevisível. A revisão pode também resultar de outros fatores que venham a afetar a equação econômico-financeira do contrato de concessão.

Porém, a indefinição da legislação quanto ao conceito de equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição, citado nos contratos de concessão, fere o princípio da transparência e dificulta a atuação, junto ao consumidor e empresa, do órgão regulador.

Ainda, de acordo com Ferreira (2000), uma outra mudança introduzida pelo modelo foi que, a partir de 06 de fevereiro de 1998, as usinas termelétricas integrantes do Sistema Interligado Nacional tiveram seus custos mais altos compartilhados com todos os participantes do SIN, por meio da conta CCC (Conta Consumo de Combustível), administrada pela Eletrobrás. A CCC arrecada recursos junto às concessionárias de energia elétrica do Sistema Interligado para financiar o óleo diesel da geração termelétrica das áreas isoladas não atendidas pelo serviço de eletrificação, concentradas na Região Norte do País. A ANEEL fixa os valores das cotas anuais da Conta de Consumo de Combustíveis, recolhidas mensalmente nas contas de luz pelas distribuidoras de energia elétrica. A previsão era que a conta CCC seria gradualmente extinta durante os três anos seguintes a partir de 2002, entretanto, até fins de 2004, esta medida não se efetivou.

O papel da ANEEL foi colocado em xeque por ocasião do blecaute ocorrido em março de 1999, que deixou às escuras boa parte das Regiões Sudeste e Centro-Oeste do País. Na ocasião, as empresas distribuidoras foram obrigadas a indenizar os consumidores prejudicados pelos danos ocasionados pela interrupção brusca no fornecimento de energia. Entretanto a Agência foi acusada de não atuar de forma firme no sentido de resolver satisfatoriamente a questão.

A demora na tomada de decisões era uma das principais críticas feitas a sua atuação, principalmente no que dizia respeito à lentidão dos processos de licitação na construção de novas hidrelétricas. Tais dificuldades não deixam de refletir as debilidades do marco regulatório do setor de energia elétrica no Brasil, em que o processo de privatização ocorreu de forma concomitante ao processo de definição de uma nova estrutura institucional. As fraquezas, do ponto de vista institucional, parecem ter sido uma constante no caso brasileiro.

O racionamento, decretado no final do primeiro semestre de 2001, colocou a Agência na situação de maior dificuldade enfrentada desde sua criação. Para enfrentar aquele momento crítico, o governo federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), que foi instituída sob a prerrogativa de que quando as decisões da Agência conflitassem com as da Câmara, a Lei nº 9.427/96 (que criou a ANEEL) perderia a validade. Com isso, muitas atribuições do órgão regulador foram transferidas para a GCE, criada em caráter emergencial e de existência provisória, esvaziando-se, assim, o poder da Agência e atingindo de forma séria sua independência.

O desempenho da regulação do setor elétrico, durante o governo Fernando Henrique Cardoso, não foi eficaz. A ANEEL não conseguiu a confiança institucional necessária para exercer o efetivo papel de agente regulador. As razões para o seu fraco desempenho podem estar em sua criação tardia, em seu funcionamento sem experiência e na inexistência de um quadro próprio com formação qualificada. Vários problemas ocorreram na atuação da Agência, podendo-se citar contratos de concessão mal elaborados e diferentes entre os estados. As agências reguladoras, como agências executivas, devem possuir quadros técnicos próprios e capacitados, conforme previsto pela proposta da Coopers & Lybrand, além de estruturar-se para atuarem em parceria, trocando experiências adquiridas internamente. Entretanto, nada disso foi experimentado pela ANEEL.

Além do mais, as premissas iniciais do modelo – baseadas nos princípios da economia de mercado, nos quais a adoção efetiva da concorrência com o objetivo de reduzir preços tem considerável importância – eram fundamentais a fim de se resgatar o papel da ANEEL como órgão regulador e fiscalizador independente, imune às pressões do governo, dos interesses corporativos, dos *lobbies* empresariais, para que ela pudesse

cumprir adequadamente seu papel. Entretanto, a Agência não alcançou a maturidade institucional necessária ao longo do modelo que se pretendeu implementar no Brasil de 1995 a 2002.

MAE - Mercado Atacadista de Energia

O MAE, uma empresa de direito privado, submetida à regulamentação por parte da ANEEL, foi criado através da Lei nº 10.433 de 24 de abril de 2002³⁵, em substituição à antiga estrutura da Administradora do Mercado Atacadista de Energia (ASMAE). A ASMAE tinha a função de oferecer condições para que a energia não contratada pudesse ser comercializada ao preço do MAE, além de realizar a medição comercial, de contabilizar e liquidar as transações de energia, e de desenvolver e aperfeiçoar as regras do mercado.

O MAE tinha suporte legal e regras de funcionamento previstos no Acordo de Mercado, um contrato multilateral assinado em agosto de 1998. Esse Acordo estabelecia, dentre outras coisas, as diretrizes de funcionamento do Mercado, regendo as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras, as regras comerciais, as condições para alteração de seus termos, além de outras determinações relevantes.

Prevvia-se que a plena operação do MAE dar-se-ia ao final do ano de 2001, quando os preços seriam então definidos para cada meia hora do dia, mas vários problemas ocorreram associados aos procedimentos no Mercado. Tais problemas foram acentuados com a crise de racionamento, em 2001, o que levou à instituição de novas regras de comercialização, inclusive para o MAE, que foi modificado.

Segundo essas regras de comercialização, até fins de 2002, os produtores e os comercializadores de energia elétrica deveriam transacionar por meio de contratos bilaterais, que estabeleciam volumes e preços da energia contratada, e por meio de um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e

³⁵ Lei nº 10.433, de 24/04/2002. Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências (BRASIL, 2004i).

Norte/Nordeste. A energia não contratada, via contratos bilaterais, era comercializada no MAE, o mercado de curto prazo, ao preço *spot* (preço MAE). O MAE não tinha a função de compra ou venda de energia e não tinha fins lucrativos. Ele viabilizava as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado.

O MAE possuía duas categorias de membros: a categoria produção – composta pelos agentes de geração, pelo agente comercializador de Itaipu, pelos agentes compradores de quotas-parte de Itaipu e pelos agentes de importação de energia – e a categoria consumo, formada pelos agentes de distribuição e comercialização, pelos consumidores livres e pelos agentes de exportação de energia.

O MAE era responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Além disso, pode-se dizer que o MAE tinha alguns objetivos e responsabilidades, como estabelecer e conduzir eficientemente o Mercado, promover o seu desenvolvimento contínuo e tomar a co-responsabilidade pelo bom funcionamento e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

A contabilização de energia era feita em base mensal, calculando-se as alocações do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e considerando-se os contratos registrados. No MAE, somente eram liquidados os montantes de energia não contratados.

Uma particularidade do sistema brasileiro é a acentuada volatilidade dos custos marginais. Em poucos meses, o Custo Marginal de Operação (CMO) pode variar de poucas unidades a valores muito altos, aumentando sobremaneira o risco; geradores poderiam ficar sem energia para vender durante períodos muito longos e consumidores poderiam não conseguir pagar os altos preços da energia. Isto ocorre, justamente, devido à predominância hidráulica no sistema e aos vínculos hidráulicos entre as usinas de uma mesma cascata, mas de proprietários diferentes. Estas características foram determinantes para a escolha de despacho centralizado.

Conforme já mencionado, para mitigar o risco hidrológico, foi criado o MRE. Entretanto, esse mecanismo protege apenas os geradores hidrelétricos, mas não evita que o

sistema, como um todo, especialmente as térmicas, fique exposto ao risco da volatilidade do CMO. Esse foi um dos motivos para a dificuldade de viabilização de novos investimentos em geração. Vale ressaltar que, no caso brasileiro, predominantemente hidráulico, e com reservatórios de regularização plurianual, torna-se necessária a decisão periódica do nível adequado de complementação térmica, dos intercâmbios com outros mercados e a geração hidráulica, avaliando-se a possibilidade de utilização dos reservatórios.

O processo de definição do despacho pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para o curto prazo é o mesmo utilizado para o cálculo do preço MAE. Ou seja, o CMO, para cada período de apuração e por submercado³⁶, corresponde ao preço MAE do submercado³⁷.

A entrada em operação do MAE demorou mais de um ano para acontecer. Durante esse período, a ANEEL acompanhou com preocupação tal indefinição, já que ao Mercado Atacadista estava reservado um papel no sentido de estimular a concorrência. Com a intervenção e as novas regras de comercialização, em 2001, os poderes de auto-regulação que haviam sido conferidos pela ANEEL ao MAE foram retirados. A regulação, a fiscalização e o controle do mercado de compra de energia foram transferidos à ANEEL, com o objetivo de procurar estabelecer a concorrência efetiva entre os agentes.

Apesar das dificuldades, o MAE foi procurando exercer o seu papel e, devido às próprias medidas adotadas visando à redução do consumo de energia, decretadas pelo racionamento, as negociações efetuadas no âmbito do Mercado começaram a ganhar importância.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma entidade privada, com atribuições definidas através da publicação da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, responsável pela

³⁶ A definição dos submercados é responsabilidade do Operador Nacional do Sistema e contempla a seguinte divisão do sistema elétrico brasileiro: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

³⁷ O preço do MAE é determinado em base semanal, considerando três patamares de carga (pesada, média e leve), para cada submercado do sistema elétrico brasileiro.

coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros. O ONS é uma associação civil, cujos integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres, tendo o Ministério de Minas e Energia como membro participante, com poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também fazem parte desta associação os Conselhos de Consumidores.

As suas principais atribuições são:

- ❖ planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração;
- ❖ supervisão e coordenação 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 de energia elétrica e respectivas condições de acesso;
- ❖ proposição à ANEEL das ampliações e reforços da rede básica de transmissão;
- ❖ definição de regras para a operação da rede básica de transmissão, a serem aprovadas pela ANEEL.

A atuação do ONS só começou a se efetivar a partir de 1º de março de 1999, quando a Eletrobrás transferiu de fato a operação e o controle do sistema. A Eletrobrás, até então a grande *holding* do setor elétrico, foi pouco a pouco perdendo parte considerável de suas funções dentro do modelo implementado em 1995, embora ainda continuasse com uma posição bastante significativa pelo fato de controlar as principais empresas federais de geração e transmissão de energia. Entretanto, a redefinição de funções não deixou de desencadear grandes disputas internas, já que afetava de maneira significativa papéis e interesses há muito tempo consolidados.

As atividades do ONS sempre foram muito voltadas aos aspectos técnicos e operacionais do sistema. Em razão disso, ele não enfrentou uma cobrança muito grande da sociedade de um modo geral. Tal situação só foi alterada por ocasião do racionamento de energia, quando o Operador passou, junto com a ANEEL, a ser responsabilizado.

5.4. O Processo de Privatização

A quase totalidade das empresas de energia elétrica que foram privatizadas, antes de serem transferidas para a iniciativa privada, passaram por um processo de reestruturação interna, principalmente as de distribuição. Sendo assim, com o objetivo de produzir investimentos nas áreas mais degradadas – como subestações e circuitos alimentadores – além de complementar obras que estavam com os seus cronogramas atrasados e / ou paralisados, foram levantados todos os passivos financeiros, de obras, de serviços, trabalhistas e ambientais.

Foram realizados ainda programas de demissão voluntária e de aposentadoria, assim como cursos de “capacitação” de trabalhadores – como Programas de Qualidade Total – objetivando prepará-los “[...] para as relações com os ‘novos’ empregadores privados, além de viabilizar o enfraquecimento das entidades de organização dos trabalhadores nessas empresas” (GONÇALVES, 2002, p. 188). Além disso, após a privatização das empresas, observa-se que os passivos financeiros constituíram-se verdadeiras fontes de lucros, uma vez que grande parte dos contratos foram revistos e renegociados, o que gerou, muitas vezes, redução dos custos envolvidos.

A partir de 11 de julho de 1995, quando o governo federal deu início ao processo de privatização, a principal estratégia do governo, até onde conseguiu levar o programa, esteve concentrada nas empresas distribuidoras, vendendo quase sua totalidade, à exceção de algumas companhias da Região Norte e Nordeste, que apresentavam baixa lucratividade como CERON³⁸ (RO), Eletroacre³⁹ (AC), Manaus Energia (AM), CEAM⁴⁰ (AM), que atende o interior do Amazonas, Boa Vista Energia (RR), CEPISA⁴¹ (PI) e CEAL⁴² (AL).

Na geração, foram privatizadas a Eletrosul, Cachoeira Dourada (usina hidrelétrica que era da CELG⁴³ – GO) e mais duas geradoras, derivadas da CESP (Paranapanema e Tietê) alcançando uma receita em torno de US\$ 2,75 bilhões. Com as distribuidoras e geradoras, as privatizações alcançaram o montante de US\$ 21,87 bilhões (Tabela 3). Esses números foram considerados inexpressivos diante da capacidade de arrecadação do sistema elétrico brasileiro.

Tabela 2: Empresas Distribuidoras Privatizadas

Empresa	Estado	Ano de Privatização	Compradores	Nacionalidade dos Compradores	Receita dos leilões (US\$ milhões)
Escelsa*	Espírito Santo	11/07/1995	Iven e GTD	Brasil (100%)	385
Light*	Rio de Janeiro	21/05/1995	EDF, AES, Houston, CSN	EUA (45%) França (22,5%) Brasil (32,5%)	2.270
CERJ	Rio de Janeiro	20/11/1996	Endesa, EDP, Enersis	Chile (60%) Portugal (30%) Espanha (10%)	587
COELBA	Bahia	31/07/1997	Ibeerdrola Brasilcap, Previ, BBDTVM	Brasil (61%) Espanha (39%)	1.598
RGE (derivada da CEEE)	Rio Grande do Sul	21/10/1997	CEA, VBC, Previ	Brasil (66,7%) EUA (33,3%)	1.486
AES Sul (derivada da CEEE)	Rio Grande do Sul	21/10/1997	AES	EUA (100%)	1.372
CPFL	São Paulo	05/11/1997	VBC, Previ, Fundação CESP	Brasil (100%)	2.731
Enersul	Mato Grosso do Sul	19/11/1997	Escelsa	Brasil (100%)	565
CEMAT	Mato Grosso	27/11/1997	Grupo Rede, Inepar	Brasil (100%)	353
ENERGIPE	Sergipe	03/12/1997	Cataguases, Uptick	Brasil (100%)	520
COSERN	Rio Grande do Norte	12/12/1997	Coelba, Guaraniana, Uptick	Brasil (87,8%) Espanha (12,2%)	606
COELCE	Ceará	02/04/1998	Enersis, Chilectra, Endesa e Cerj	Chile (60%) Portugal (30%) Espanha (10%)	868

³⁸ Centrais Elétricas de Rondônia S.A.

³⁹ Companhia de Eletricidade do Acre.

⁴⁰ Companhia Energética do Amazonas.

⁴¹ Companhia Energética do Piauí.

⁴² Companhia Energética de Alagoas.

⁴³ Companhia Energética de Goiás.

Empresa	Estado	Ano de Privatização	Compradores	Nacionalidade dos Compradores	Receita dos leilões (US\$ milhões)
Metropolitana (derivada da Eletropaulo)	São Paulo	15/04/1998	Light	EUA (45%) Brasil (32,5%) França (22,5%)	1.777
Bandeirantes (derivada da Eletropaulo)	São Paulo	17/07/1998	EDP, CPFL	Portugal (56%) Brasil (44%)	860
ELEKTRO (derivada da Eletropaulo)	São Paulo	17/09/1998	ENRON	EUA (100%)	1.273
CELPA	Pará	09/07/1998	Grupo Rede, Inepar	Brasil (100%)	388
CELPE	Pernambuco	18/02/2000	Iberdrola, Previ	Espanha (60,93%) Brasil (28,67%)	1.004
CEMAR	Maranhão	15/06/2000	Pensylvannia Power & Light	EUA (100%)	289
SAELPA	Paraíba	30/11/2000	Cataguases Leopoldina	Brasil (100%)	185
TOTAL					19.117

(*) Empresas federais desestatizadas através do PND.

Fonte: Adaptado, Tolmasquim, Oliveira e Campos, 2002.

Tabela 3: Empresas Geradoras Privatizadas

Empresa	Estado	Ano de Privatização	Compradores	Nacionalidade dos Compradores	Receita dos leilões (US\$ milhões)
Cachoeira Dourada (derivada da CELG)	Goiás	05/09/1997	Endesa, Edegel	Espanha (60%) Brasil (20%) Peru (20%)	714
Gerasul* (derivada da Eletrosul)	Rio Grande do Sul	15/09/1998	Tractebel	Bélgica (100%)	883
Tietê (derivada da CESP)	São Paulo	27/10/1999	AES	EUA (100%)	472
Paranapanema (derivada da CESP)	São Paulo	28/07/1999	Duke	EUA (100%)	682
TOTAL					2.751
TOTAL G-D					21.868

(*) Empresa federal desestatizada através do PND.

Fonte: Adaptado, Tolmasquim, Oliveira e Campos, 2002.

A proposta de modelagem de privatização do setor elétrico adotou uma estratégia gradualista visando, de forma concomitante, reduzir a dívida pública e melhorar a eficiência produtiva e a capacidade de investimento das empresas.

De acordo com Pires (2000), o governo priorizou a venda das empresas do segmento de distribuição por entender que dificilmente conseguiria atrair interessados para os ativos de geração caso não houvesse a perspectiva de um mercado atacadista privado de energia, no qual estariam eliminados os riscos de calote nas transações de venda de energia. Corroborando com essa análise, Ferreira (2000) afirma que como as empresas de distribuição seriam as compradoras da energia vendida pelas geradoras e pelos novos PIEs, o risco de crédito para os novos investidores seria reduzido se as empresas de distribuição já estivessem com sua situação financeira sanada e sob propriedade privada.

Ferreira (2000) afirma ainda que a privatização das empresas de distribuição foi considerada um passo crucial, não apenas para a venda das empresas de geração de energia elétrica, mas também para a viabilização dos Produtores Independentes de Energia (PIEs).

Tankha ([2005]) apresenta um outro ponto de vista. De acordo com o autor, nas privatizações do setor de energia elétrica brasileiro, os investidores tiveram que considerar em suas decisões diversos riscos políticos e regulatórios que estavam implícitos no modelo, tendo em vista a importância do poder político de muitas empresas estatais. Logo, apesar de as privatizações terem aumentado a eficiência da indústria elétrica brasileira, tais ganhos não compensaram os aumentos nas taxas de retornos requeridas pelos investidores. Sendo assim, as empresas de geração de energia elétrica não foram privatizadas porque o custo de capital era muito alto em relação ao alto risco político associado, o que não se observou na distribuição, na qual os custos de capital eram relativamente menores. Tankha ([2005]) faz uma crítica às reformas nos setores de infra-estrutura por meio de privatizações quando os riscos políticos são altos em relação aos baixos ganhos de eficiência, que foi o caso do setor elétrico brasileiro.

Além de privatizar as distribuidoras federais – Light e Escelsa – o governo procurou estimular a venda de distribuidoras estaduais criando o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (Pepe), pelo qual o BNDES antecipava recursos financeiros aos

estados por conta do que seria obtido nos leilões, após aprovação do plano de privatização pelas Assembléias Legislativas Estaduais, aceitando como garantia um bloco acionário de controle das empresas objeto da privatização. Se, posteriormente, o governo estadual não privatizasse a empresa, o BNDES cobraria o empréstimo e tomaria posse de suas ações para efetivar a privatização. Em alguns casos, o acordo entre a União e os estados envolveu a transferência direta do controle da empresa para a Eletrobrás, para sua posterior privatização. Sendo assim, algumas empresas de distribuição foram privatizadas de acordo com esse esquema, como a Enersul, CELPA e CEMAT.

O segundo incentivo concedido pelo governo federal relacionava-se ao processo global do reescalonamento da dívida entre os governos estaduais e o governo federal. Nesse processo, foram oferecidos, aos governos estaduais, prazos favoráveis ao reescalonamento de suas dívidas, incluindo um prazo de 30 anos e taxas de juros subsidiadas. No entanto, tal reescalonamento incluiu apenas 80% das dívidas em aberto, com os 20% restantes a serem pagos com antecedência em ativos físicos. Sendo assim, a única opção para a grande parte dos estados foi a de repassar para o governo federal o controle de suas empresas públicas ou a receita obtida com a privatização (FERREIRA, 2000).

O reescalonamento da dívida estadual, embora tenha sido claramente uma política macroeconômica relacionada ao equilíbrio fiscal do setor público, teve um efeito positivo na aceleração da privatização das empresas de distribuição estaduais já que os estados controlavam uma proporção relativamente alta dos ativos de distribuição.

Como resultado desses estímulos, cerca de 70% do mercado nacional de distribuição foi transferido para a iniciativa privada, com participação expressiva de grupos norte-americanos e europeus (D'ARAUJO, 2004). Entretanto, no que se refere às receitas devidas ao governo federal, algumas pequenas empresas de distribuição foram federalizadas, e ficaram sob o controle da Eletrobrás, sem que ocorresse a sua privatização, como parte de pagamento dos estados no reescalonamento de suas dívidas com o governo federal, como CEAL, CERON, CEPISA e Eletroacre.

No que se refere ao segmento de geração, os ativos federais foram incluídos no Programa Nacional de Desestatização (PND), tendo o leilão da Gerasul⁴⁴ gerado receita de cerca de US\$ 883 milhões (Tabela 3).

Entretanto, o governo não conseguiu promover a cisão das demais geradoras federais, conforme previa a Lei nº 9.648/98:

O Poder Executivo promoverá, com vistas à privatização, a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias Centrais Elétricas Sul do Brasil S/A - ELETROSUL, Centrais Elétricas Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE, Cia. Hidroelétrica do São Francisco - CHESF e Furnas Centrais Elétricas S/A, mediante operações de cisão, fusão, incorporação, redução de capital, ou constituição de subsidiárias integrais [...] (BRASIL, 2004h, p. 09).

Várias dificuldades foram encontradas durante esse processo, o que impediu a privatização da Eletrosul, Eletronorte, Chesf e Furnas, como o equacionamento dos passivos trabalhistas, no caso de Furnas, a definição sobre a regulação das águas, no caso da Chesf, e a forma de viabilização econômico-financeira dos Sistemas Isolados, no caso da Eletronorte, além do forte poder político e de mercado dessas empresas. Sendo assim, apenas cerca de 20% das empresas geradoras federais e estaduais foram privatizadas (D'ARAUJO, 2004).

A participação do setor privado no segmento de transmissão não foi muito bem vista no início da discussão do modelo, porque se entendia, na ocasião, que o controle público neste segmento seria a melhor forma de se garantir o livre acesso à rede. Entretanto, posteriormente, esse ponto de vista foi sendo refutado, já que se avaliou que era possível contar com a participação privada em um segmento caracterizado como monopólio natural desde que as empresas participantes deste segmento fossem submetidas a forte regulação. Sendo assim, 95% do sistema de transmissão permaneceu sob o controle de companhias estatais (D'ARAUJO, 2004).

⁴⁴ A Gerasul herdou os ativos de geração da Eletrosul, após processo de cisão, em que esta se manteve estatal e com o controle dos ativos de transmissão.

Este capítulo teve por finalidade apresentar as bases regulatórias do modelo no setor de energia elétrica que se pretendeu implementar no Brasil, a partir de 1995, analisando-se as funções e o desempenho dos principais agentes setoriais que foram criados, assim como o desencadeamento do processo de privatização das empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

6. A CRISE DO RACIONAMENTO

Este capítulo apresenta e analisa as principais causas da crise do racionamento, em 2001, a partir, principalmente, da análise do Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Da mesma forma, visa a avaliar as ações adotadas pelo governo Fernando Henrique Cardoso após o racionamento, com ênfase nas medidas de revitalização do modelo do setor de energia elétrica.

6.1. As Raízes da Crise de Oferta de Energia

Em termos gerais, as raízes da crise de oferta de energia estão inter-relacionadas com seis motivos principais:

- a) falta de investimentos na expansão da geração e transmissão;
- b) desequilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica;
- c) hidrologia desfavorável, gerando desequilíbrios nos reservatórios das usinas;
- d) falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado;
- e) problemas contratuais e regulatórios;
- f) falta de coordenação entre os órgãos governamentais.

Grande parte desses fatores foram levantados pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Tal Comissão foi criada pelo governo federal em maio de 2001, com o objetivo de avaliar a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia, que culminou no racionamento de 2001.

6.1.1. A escassez de investimentos

Nos anos 90, por causa do acordo do Brasil com o Fundo Monetário Internacional (FMI), que estipulou metas para o superávit primário, as empresas estatais tiveram seus investimentos restringidos, embora o aumento das tarifas de energia do setor tenha gerado recursos em caixa para investimentos em expansão. Como a meta do equilíbrio fiscal acordada com o FMI direcionava as decisões econômicas no País, e pelo fato de as estatais terem seus gastos contabilizados como gastos do governo, os cortes nos orçamentos do governo também afetaram os investimentos nos setores de infra-estrutura. Durante os primeiros anos da década de 90, o nível de investimento no setor ficou bem abaixo da média histórica.

Esses impedimentos, somados à expectativa de crescimento da demanda por energia elétrica (Tabela 4), favoreceram a elevação do risco de déficit de energia. A estimativa é que as estatais federais deixaram de investir cerca de R\$ 17 bilhões, desde outubro de 1998. Furnas, por exemplo, foi uma empresa rentável entre 1997 e 1999, com lucro médio anual de R\$ 400 milhões (R\$ 540 milhões, em 2000). Paradoxalmente, os cortes nos investimentos das estatais fizeram com que Furnas tivesse um nível de endividamento muito baixo; a sua relação dívida /patrimônio líquido girava em torno de 10%, bem inferior à de empresas similares norte-americanas que trabalhavam com nível de endividamento de até 60% (TOLMASQUIM, OLIVEIRA & CAMPOS, 2002).

Tabela 4: Previsão de Crescimento de Demanda do Setor Elétrico Brasileiro e Necessidades de Investimentos

Cenários	Crescimento da Demanda para os próximos 10 anos	Necessidade de Instalação em MW médio	Investimentos Necessários (US\$ milhões)
Referência	5,3% ao ano	27.635	33.930
Crescimento Sustentado	6,1% ao ano	32.429	37.700

Fonte: Tolmasquim, Oliveira e Campos, 2002.

Portanto, deve-se ressaltar que, durante a década de 90, a redução dos investimentos públicos em geração e transmissão foi uma opção estratégica e não uma

impossibilidade. Na prática, os recursos gerados pelo setor público compunham o resultado consolidado desse setor, por isso foram priorizados para outras destinações decorrentes da política macroeconômica. A geração de caixa próprio de empresas, como Furnas, permitia alavancar grandes volumes de investimentos.

A parceria das empresas públicas com as empresas privadas poderia ter sido uma alternativa para o aumento da participação do capital privado no setor. Mais tarde, o setor elétrico vivenciaria diversas parcerias desse tipo, como a participação da Petrobrás em termelétricas e a construção de diversas usinas hidrelétricas, como a de Serra da Mesa (GO), Machadinho (RS/SC), Itá (SC) e Igarapava (SP/MG). Entretanto, essa alternativa não foi utilizada quando se necessitou atrair os investimentos privados.

De acordo com Rosa (2001, p. 138), a crise de energia elétrica foi também “[...] uma crise do modelo econômico, que diz respeito às restrições de investimentos públicos e a uma privatização que visava vender os ativos das estatais para atrair dólares, sem atenção à expansão da oferta de energia.”

A mudança de planejamento determinativo para planejamento indicativo, sugerida pela Coopers & Lybrand, pode ser considerada um ponto fundamental de crítica. No modelo estatal, quando havia a necessidade de expansão da geração para garantir uma oferta confiável de eletricidade, as empresas concessionárias de serviço público tinham a obrigação de provê-la. No caso de um planejamento indicativo, não se pode forçar as concessionárias a investirem. Portanto, mesmo a percepção de elevação de risco de déficit não podia ser traduzida necessariamente em aumento dos investimentos.

Um dos objetivos da reforma do setor elétrico foi possibilitar a entrada da iniciativa privada em novos investimentos necessários à expansão setorial. A fim de atrair esse capital, estimulou-se a implementação de termelétricas, principalmente a gás natural. Esse posicionamento do governo era, da forma como foi concebido, coerente, pois como já alertava Ferreira (2000, p. 215-216):

Como a maior parte do potencial hidrelétrico localizado nas regiões Sul e Sudeste do país já está esgotado, é provável que os principais projetos de hidrelétricas só sejam possíveis no Norte do país, onde o

desenvolvimento implicaria custos ambientais significativos e altas despesas de transmissão. Conseqüentemente, há uma ênfase considerável no aumento da disponibilidade de energia elétrica das usinas termelétricas (especialmente a gás) que operam com base nos esquemas IPP [Produtor Independente de Energia Elétrica].

Entretanto, mesmo a adoção do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT)⁴⁵ pelo governo Fernando Henrique Cardoso em 2000, visto por muitos agentes como uma “confissão” do fracasso do programa de privatizações, não surtiu o efeito desejado. Na prática, das 49 usinas termelétricas inicialmente previstas para serem construídas no Programa, apenas 15 tiveram efetivo andamento, das quais 13 por iniciativa da Petrobrás (ROSA, 2001).

O PPT tinha as seguintes prerrogativas (BRASIL, 2005c):

- a) garantia, pela Petrobrás, de suprimento de gás natural, pelo prazo de 20 anos, de acordo com regras do MME;
- b) garantia de aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de 20 anos, de acordo com a regulamentação da ANEEL;
- c) garantia pelo BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico.

Por meio da Portaria MME nº 43, de 25/02/2000, foram definidas as usinas termelétricas que fariam parte do PPT. Grande parte dessas usinas utilizava como combustível o gás natural (boliviano, transportado pelo Gasoduto Brasil-Bolívia).

As principais justificativas do MME para a adoção do PPT foram (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2005c):

- ❖ a matriz energética brasileira recomendava a utilização de usinas termelétricas, principalmente com a utilização de gás natural, o que propiciava condições de

⁴⁵ O PPT foi um programa coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, criado pelo Decreto nº 3.371, de 24/02/2000. O PPT visava à implantação de usinas termelétricas, em caráter emergencial (BRASIL, 2005q).

atendimento ao mercado a curto prazo e permitia ganhos de confiabilidade e eficiência no sistema gerador de energia elétrica;

- ❖ a meta estabelecida para o setor elétrico era de implantar um parque gerador termelétrico, de forma a atingir, até o ano de 2009, um perfil hidrotérmico na proporção de 80% e 20%, respectivamente, alterando a participação do gás natural na matriz energética nacional de 3% para 10%;
- ❖ a geração termelétrica com o seu avanço tecnológico trazia vantagens, tais como: i) atendimento a requisitos ambientais; ii) instalação próxima aos centros de carga, otimizando o carregamento e a expansão dos sistemas de transmissão; iii) geração estratégica para a operação de hidrelétricas; iv) menor prazo de construção; e v) maior facilidade na obtenção de financiamento.

Entretanto, o PPT não atingiu seus objetivos. Os investimentos privados não ocorreram devido às perspectivas que ainda existiam de compra de usinas amortizadas por meio das privatizações das geradoras. Além disso, a desvalorização cambial do início de 1999 inibiu o investimento privado, já que o gás importado da Bolívia e os equipamentos⁴⁶ praticamente duplicaram de preços.

Além desses problemas, a indefinição do aparato regulatório foi um dos grandes empecilhos para a atuação do setor privado na expansão do setor elétrico brasileiro, principalmente para os grupos que adquiriram concessionárias de distribuição e potencialmente poderiam investir em nova geração.

A falta de investimentos, tanto públicos quanto privados, seja na expansão da capacidade de geração, seja na transmissão levou a uma situação de falta de sustentabilidade e degradação da operação do setor elétrico, comprometendo a confiabilidade do sistema.

⁴⁶ O Brasil importava, aproximadamente, 70% dos equipamentos utilizados nas termelétricas a gás natural (TOLMASQUIM & CAMPOS, 2002).

6.1.2. O desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia

O sistema conviveu com uma situação de esgotamento da “capacidade ociosa” existente, ocasionada por projetos realizados nos períodos anteriores, que anteciparam as necessidades de crescimento da demanda por vários anos. Embora seja próprio de um modelo baseado na hidroeletricidade certo grau de antecipação do investimento, boa parte dessa expansão da oferta – demonstrada na Tabela 5 – pode ser explicada pelos estímulos do modelo regulatório anterior. Nesse modelo, a expansão da oferta era planejada pela Eletrobrás com base na expansão de demanda que as empresas distribuidoras informavam, sem compromissos de compra futura e estimuladas pela remuneração garantida com base no custo de serviço, mesmo que essa garantia fosse somente contábil, em razão do controle das tarifas pelo governo.

Tabela 5: Capacidade Instalada e Geração de Energia Elétrica – 1980-1999

Ano	Capacidade Nominal Instalada (MW)	Geração (GWh)		
		Total	Hidráulica	Térmica
1980	33.472	131.109	126.149	4.960
1981	37.269	134.060	128.117	5.943
1982	39.346	143.600	138.461	5.138
1983	40.366	153.079	148.567	4.512
1984	41.096	169.813	163.552	6.261
1985	44.107	184.342	175.359	8.983
1986	44.953	191.512	179.023	12.489
1987	47.561	192.189	182.019	10.170
1988	49.575	203.790	195.515	8.275
1989	52.125	210.635	201.809	8.826
1990	53.050	211.044	203.600	7.443
1991	54.141	221.912	214.574	7.338
1992	55.049	228.711	220.583	8.128
1993	56.222	237.933	231.693	6.240
1994	57.629	245.863	239.438	6.425
1995	59.120	260.659	250.445	10.214
1996	60.801	273.301	261.445	11.856
1997	62.972	288.845	274.587	14.259
1998	65.209	301.160	286.359	14.801
1999	68.181	317.366	296.033	21.332

Fonte: Adaptado, Pires, Gostkorszewicz e Giambiagi, 2001 e Ministério de Minas e Energia, 2005b.

No entanto, no Plano Decenal de Expansão 2000-2009 da Eletrobrás, os riscos de déficits de energia superiores a 5% do mercado – tido como limite aceitável – eram relativamente importantes para os anos 2001-2002, principalmente nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Em 2001, os riscos de que o déficit de energia ultrapassasse a margem tida como aceitável – de 5% nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste – foram projetados em 11,9% e 10,9%, respectivamente, enquanto em 2002 foram de 9,3% e 11,7%, respectivamente (Tabela 6).

Tabela 6: Riscos de Déficit de Energia (em %) – 2001-2009

Região	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sul	5,3	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Sudeste/ Centro Oeste	11,9	9,3	2,6	0,9	0,9	1,7	1,5	1,5	1,4
Norte	6,1	2,7	1,2	0,4	0,7	0,9	0,9	0,6	0,5
Nordeste	10,9	11,7	3,2	1,4	0,7	0,8	0,7	0,6	0,7

Fonte: Pires, Gostkorszewicz e Giambiagi, 2001.

Já com relação ao programa de expansão de base hidrelétrica, das 31 usinas do programa indicativo de licitação para 2000-2001 – em um total previsto de 9,587 GW de capacidade instalada – só 13 foram licitadas em 2000 (2,183 GW do total), 10 delas em 30 de novembro de 2000. Deve-se registrar que, em 1999, apenas a pequena UHE de Ourinhos (44 MW), em São Paulo, havia sido licitada (PIRES, GOSTKORZEWICZ & GIAMBIAGI, 2001). No que se refere ao programa de expansão de usinas termelétricas, dadas as complicações inerentes ao processo de transição para um modelo baseado nos investimentos privados, o que gerou falta de transparência e confiabilidade para a participação dos novos agentes privados, houve significativa paralisação nas decisões de investimento.

Com relação à demanda de energia elétrica, pode-se dizer, conforme Rosa (2001, p. 133), que “[...] o consumo veio crescendo mais rapidamente que a capacidade instalada [...]”. Enquanto a capacidade instalada aumentou cerca de 29% na década de 90, o consumo aumentou o dobro, ou seja, cerca de 58%, no mesmo período (Tabela 7). O aumento do consumo ocorreu, principalmente, a partir da segunda metade da década de 90, com o Plano Real.

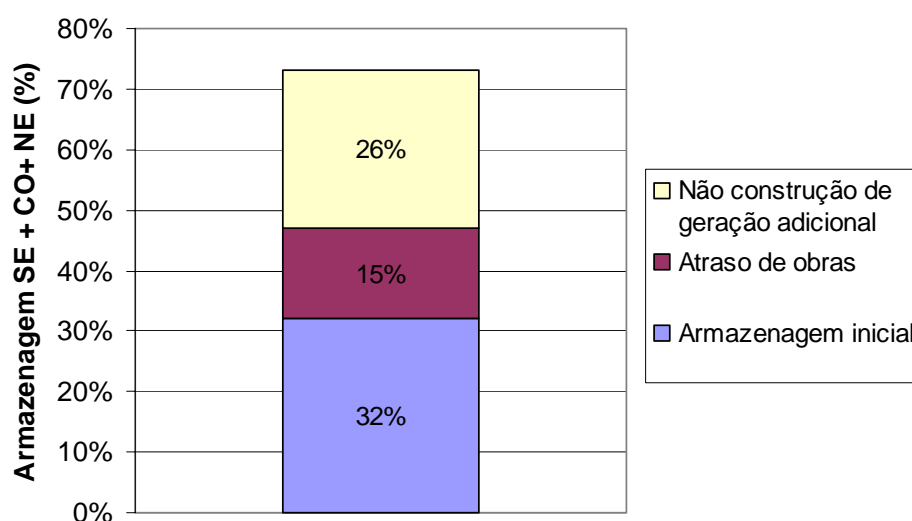
Tabela 7: Capacidade Instalada e Consumo de Energia Elétrica

	1990	1995	1999	Crescimento 1990-1999
Capacidade Instalada (GW)	53,0	59,1	68,2	28,7%
Consumo (GWh)	184.621	243.441	291.604	57,9%

Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2005b e Eletrobrás apud IPEAData, 2005a.

Entretanto, foi constatado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001) que tal aumento no consumo correspondeu aos valores previstos e não teve qualquer influência na crise de suprimento, visto que para o período de 1998 a 2000 a diferença entre o consumo de energia, previsto no Plano Decenal de Expansão 1998-2007 e o montante efetivamente observado foi inferior a 1%.

Contudo, houve desequilíbrio entre oferta e demanda a partir da implementação do modelo regulatório do setor. Como consequência da interrupção das privatizações, houve, em primeiro lugar, o atraso de obras programadas e, em segundo lugar, a não construção de obras previstas nos Planos Decenais. A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica conclui que esses dois fatores comprometeram seriamente o nível dos reservatórios (Gráfico 4).

Gráfico 4: Estimativa de Impacto dos Atrasos dos Investimentos sobre os Níveis dos Reservatórios

Fonte: Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001.

A análise do Gráfico 4 mostra que os reservatórios das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste apresentavam o nível de armazenamento de cerca de 32% em abril de 2001. Caso não tivesse ocorrido atraso de obras, e caso as usinas de geração programadas tivessem sido construídas, o nível de armazenamento estaria, respectivamente, 15% e 26% superior ao verificado em abril de 2001. Ou seja, a adição desses percentuais geraria um percentual de armazenamento de 73%, que é bem superior ao nível de segurança do sistema⁴⁷, o que teria evitado o racionamento em 2001.

6.1.3. A hidrologia desfavorável

Em março de 1999, houve um *blackout* no Brasil, o que pode ser caracterizado como o primeiro sintoma da crise. Em maio de 2001, o governo anunciou publicamente a crise, decretando, em seguida, o racionamento. A crise foi atribuída à escassez de chuvas pelo governo, o que foi um equívoco. A hidroeletricidade brasileira foi planejada considerando as variações de chuvas, de forma a atender o consumo de energia na hipótese de ocorrência de períodos hidrológicos secos por vários anos consecutivos. Se o sistema estiver “equilibrado”, somente secas excepcionais resultarão em problemas de suprimento. Quando “desequilibrado”, o sistema passa a depender de ocorrência de condições hidrológicas favoráveis.

A água armazenada nos reservatórios, quando completamente cheios, corresponde a uma potência média de 235 milhões de KW. A capacidade instalada, em 2000, era de cerca de 74 milhões de KW e o consumo é, em média, 34 milhões de KW por ano (ROSA, 2001). A maior parte do consumo e do armazenamento está no Sistema Interligado. Como o consumo cresce a cada ano, é necessário ampliar sempre a capacidade de geração, construindo novas usinas – hidrelétricas ou termelétricas – além de usar alternativas energéticas, como o bagaço da cana-de-açúcar e o lixo urbano, promover a conservação para economizar energia, aumentando a eficiência, e gerar eletricidade distribuída⁴⁸ nas empresas usando o gás natural que está sobrando. Entretanto, nada disso foi feito. A água, que era a poupança do sistema, foi sendo gasta.

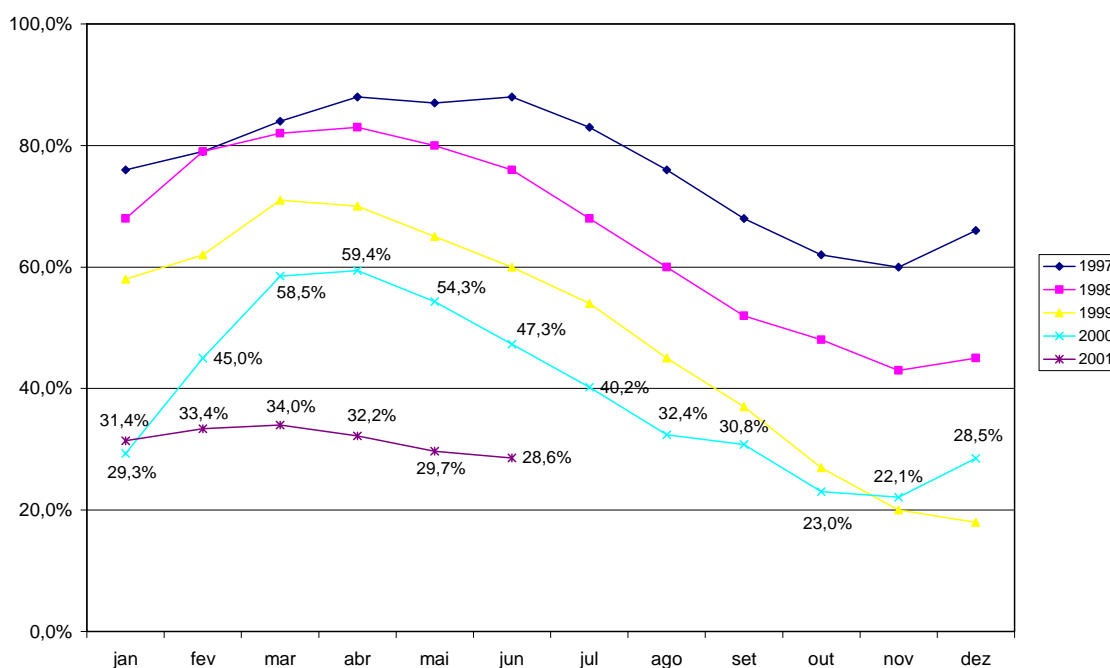
⁴⁷ O nível de segurança do sistema, para abril de 2001, segundo o ONS, era de 49% (COMISSÃO DE ANÁLISE DO SISTEMA HIDROTÉRMICO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2001).

⁴⁸ A geração distribuída (GD) é o termo utilizado para a geração elétrica junto ou próxima dos consumidores.

O racionamento de energia foi decretado depois de verificar-se o reduzido nível dos reservatórios e a grande possibilidade de quedas no sistema. O nível dos reservatórios, que nunca havia ficado abaixo de 44%, a partir da década de 90, foi sendo reduzido pelo uso indevido, até o limite de 19%, em novembro de 1999. Sendo assim, a possibilidade de racionamento em 2000 não poderia ter sido descartada àquela época. O déficit de energia para o ano de 2000, em novembro de 1999, poderia ter sido estimado em cerca de 14%, valor muito superior ao adotado tradicionalmente pelo setor elétrico, de 5%. Caso as condições hidrológicas verificadas em 2001 tivessem ocorrido em 2000, teria sido decretado um racionamento em 2000 mais severo do que o País enfrentou um ano mais tarde. Tal vulnerabilidade poderia ter deflagrado medidas preventivas por parte do MME, entretanto não foi o que ocorreu.

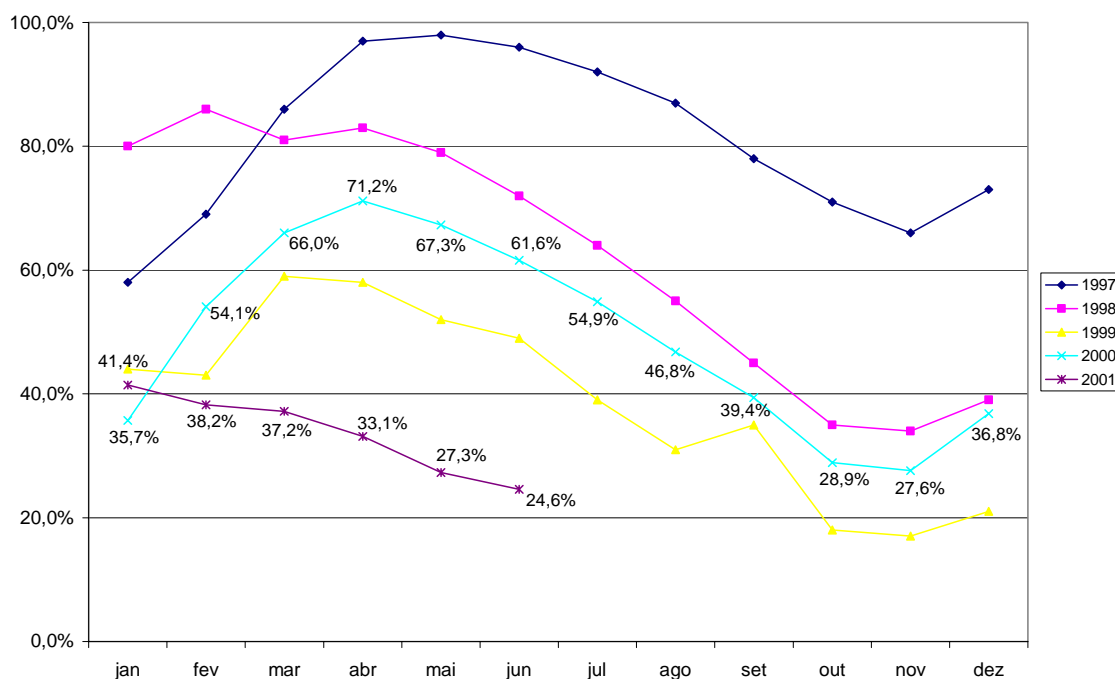
“A hidrologia desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer, com a severidade que ocorreu, devido à interveniência de outros fatores. A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise” (COMISSÃO DE ANÁLISE DO SISTEMA HIDROTÉRMICO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2001, p. 05).

**Gráfico 5: Evolução do Armazenamento nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste
(% do Máximo) – Janeiro/1997 a Junho/2001**



Fonte: Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001.

**Gráfico 6: Evolução do Armazenamento na Região Nordeste
(% do Máximo) – Janeiro/1997 a Junho/2001**



Fonte: Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001.

De acordo com os Gráficos 5 e 6, pode-se notar que no período de 1997 a 2001 ocorreu um esvaziamento progressivo dos reservatórios do sistema Sudeste/Centro-Oeste e da Região Nordeste. Em janeiro de 1997, os reservatórios do sistema Sudeste/Centro-Oeste alcançaram cerca de 76% de sua capacidade, enquanto que no mesmo período de 2001, observa-se patamares bem inferiores, de cerca de 31%, insuficiente para cobrir o consumo do sistema.

Os reservatórios servem como poupança energética, que protege o sistema da grande variabilidade das aflúências em cada ano. Com a perda do armazenamento, o sistema ficou totalmente exposto a esta variabilidade. Por outro lado, as aflúências nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste no início de 2000 foram favoráveis, aliviando o problema imediato de suprimento naquele ano, mas sem dar “fôlego” para restaurar a normalidade. De fato, observa-se um novo esvaziamento ao longo de 2000, que chega a cerca de 28% e 37% ao final daquele ano, nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente (Gráfico 5 e 6). Sendo assim, a ocorrência de vazões reduzidas em 2001

levou os sistemas a níveis absolutamente críticos e, finalmente, à necessidade de racionar a energia.

Em fins de 2000 e início de 2001, a água vertida em Itaipu poderia ter aliviado a crise, economizando água dos reservatórios do Sudeste, mas a terceira linha de transmissão de Itaipu, utilizada como *backup*, ainda não havia sido concluída. Além disso, a linha de transmissão Brasil-Argentina, com capacidade de transporte de 1.000 MW, não foi utilizada devidamente por falta de transmissão do Sul ao Sudeste (ROSA, 2001).

6.1.4. Falhas no planejamento da transição

A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001) concluiu que houve falhas no processo de transição do modelo estatal – que identificou a necessidade de novos investimentos nos estudos de planejamento de expansão – para o modelo mercantil, de 1995. As energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando em uma sinalização equivocada para a contratação de nova geração.

Como todo contrato inicial deveria ser respaldado por uma geração física⁴⁹, a energia construída no período 1998-2001 deveria ser suficiente para atender à demanda. Entretanto, como o consumo não foi atendido, conclui-se que uma geração adicional era necessária. Ou seja, o respaldo de geração dos contratos iniciais era insuficiente para oferecer uma cobertura total do consumo, dentro do nível de confiabilidade adequado.

Nesse ambiente, as distribuidoras não tiveram razões para promover a expansão porque os contratos iniciais cobriam quase 100% do consumo previsto, porém não existia respaldo físico adequado. Por sua vez, as geradoras embora expostas a perdas financeiras, tampouco investiram.

⁴⁹ A regulamentação implementada em 1998 exigia que a energia (MWh) e a potência (MW) contratadas tenham o respaldo de uma geração física capaz de assegurar os respectivos suprimentos. No caso de geração hidrelétrica, esse respaldo corresponde à energia assegurada da usina. No caso de usinas térmicas, o respaldo é dado pela capacidade de produção contínua da usina (inferior à capacidade instalada).

Segundo Pires (2005), as falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado explicam a ausência de um “Plano B” da administração de Fernando Henrique Cardoso para o caso de atraso na implementação do processo de privatização.

6.1.5. Problemas contratuais e regulatórios

Problemas regulatórios e contratuais agravaram essa situação. Boa parte desses problemas se deve à longa transição entre a percepção da necessidade de se atrair a iniciativa privada para aportar novos investimentos em infra-estrutura e o ritmo de criação do marco regulatório setorial adequado.

Além disso, ocorreram imperfeições no desenho do modelo regulatório que se pretendeu implementar, a partir da proposta da Coopers & Lybrand, que também contribuíram para a crise de suprimento de eletricidade. Esse foi o caso, por exemplo, da forma de elaboração dos contratos iniciais – celebrados entre geradores e distribuidores, em 1997 – que traziam as seguintes deficiências:

- ❖ estavam superestimados e correspondiam a uma energia assegurada superior aos seus valores de face;
- ❖ estabeleciam cláusulas para situações de racionamento, mas, em contrapartida, regras do MAE geravam controvérsias sobre a sua aplicabilidade.

Adicionalmente, a regulação, por parte da ANEEL, não se caracterizou por regras estáveis e concisas de forma a criar um ambiente de credibilidade que propiciasse os investimentos necessários e, ao mesmo tempo, contemplasse os interesses dos consumidores. Para que os investidores iniciassem as obras necessárias à expansão do setor, era fundamental a existência de um arcabouço regulatório adequado e estável. Sem remuneração adequada, não houve investimentos e as aparentes vantagens de uma tarifa inferior à necessária, grande preocupação da Agência Reguladora, tinham que ser pesadas frente à possibilidade de falta de energia, mais danosa ao consumidor.

Da mesma forma, faltou percepção por parte dos agentes, públicos e privados, de que os contratos seriam honrados. As divergências quanto aos compromissos contratuais de Angra II, que levou à paralisação do MAE por um ano, resultou em perda de confiança dos agentes no Mercado Atacadista, fundamental para o funcionamento do setor.

De uma forma geral, a legislação que regulamentou o setor elétrico, a partir de 1995, era vaga e conflitante, não definindo com clareza as atribuições de cada instituição e não alocando responsabilidades específicas em sua gestão.

Ainda dentro dos problemas contratuais e regulatórios, a presença de empresas estatais e privadas com lógicas e obrigações diferenciadas, gerou incerteza muito grande nos investidores privados, o que contribuiu para inibir suas decisões de investimento.

6.1.6. Problemas de coordenação entre os órgãos governamentais

Por último, problemas de coordenação entre o Ministério de Minas e Energia e os da área econômica, e as agências responsáveis pela regulação de energia elétrica (ANEEL, ANP e ANA) impediram a identificação, em tempo hábil, dos sinais de gravidade da crise e, portanto, de aportes emergenciais de recursos em obras de geração e transmissão, bem como da resolução de gargalos para investimentos privados importantes.

O MME estava ciente da urgente necessidade de geração adicional, visto que, a partir do início de 1999, tentou implementar uma série de medidas com o objetivo de evitar, ou, pelo menos, aliviar a deterioração da situação energética.

No caso da geração emergencial⁵⁰, em meados de 1999, a Eletrobrás e a ANEEL chegaram a um impasse sobre quem arcaria com os custos de geração. A ANEEL teve a preocupação de evitar uma perda financeira imediata para os consumidores. Por sua vez, a Eletrobrás teve a preocupação de evitar perdas financeiras, visto que sua remuneração não estava equacionada.

⁵⁰ A Eletrobrás tentou contratar geração emergencial, em sua maioria térmica, em meados de 1999, com o objetivo de compensar parte do atraso antevisto das obras de Angra II, programada para entrar em operação em setembro daquele ano.

No caso do Programa Prioritário de Termoeletricas (PPT) e do Programa Emergencial de Termoeletricas⁵¹, suas implantações foram prejudicadas principalmente porque houve um longo impasse entre o MME, ANEEL, Ministério da Fazenda e a Petrobrás com relação ao repasse aos consumidores da variação cambial do preço do gás no intervalo entre os reajustes anuais de tarifas. O problema estava em compensar o preço do gás, que é em dólar, quando a legislação do setor elétrico só permitia o reajuste anual da tarifa.

O leilão de capacidade⁵², determinado pela ANEEL ao MAE, não pôde ser realizado porque este estava paralisado, devido aos problemas contratuais de Angra II.

Sendo assim, a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001, p. 11) conclui que:

O fator principal para o insucesso das iniciativas governamentais para amenizar a crise, em particular o PPT, foi a ineficiência da gestão intragovernamental. Houve falhas de percepção da real gravidade do problema e de coordenação, comunicação e controle.

A Eletrobrás, o ONS, a ANEEL e o MME estavam cientes, em meados de 1999, de que havia risco de déficit muito elevado para 2000 e 2001. No entanto, segundo o ONS, houve instruções do MME para que não fossem divulgadas publicamente as avaliações de risco e severidade, com o objetivo de evitar preocupações exageradas por parte da sociedade. Da mesma maneira, a ANEEL não se manifestou publicamente sobre o tema, em período anterior a março de 2001.

Além disso, houve deficiências importantes de comunicação entre o MME e o restante do alto escalão do governo. O fluxo de informações entre ONS, ANEEL, MME e a

⁵¹ O Programa Emergencial de Termoeletricas foi marcado por uma reorientação do PPT, onde os esforços foram concentrados em cerca de 15 projetos, e a Petrobrás foi vista como a solução para o seu andamento garantido.

⁵² Em fins de 2000, a Resolução nº 560 da ANEEL estabeleceu os critérios e as diretrizes para o processo competitivo de seleção das ofertas de potência adicional de 2.500 MW e determinou que o MAE promovesse a compra emergencial desta capacidade térmica, cujos custos seriam repassados diretamente aos consumidores cativos através do Encargo de Serviços do Sistema (COMISSÃO DE ANÁLISE DO SISTEMA HIDROTÉRMICO DO SISTEMA ELÉTRICO, 2001).

Presidência da República foi inadequado para transmitir ao alto escalão do governo qual o risco e qual a severidade da crise de suprimento que se avizinhava.

Em dezembro de 2000, o ONS apontava a possibilidade de uma situação mais favorável de suprimento em 2001 do que em 2000. Entretanto, dois meses depois, em fevereiro de 2001, em função da hidrologia desfavorável, um novo relatório do ONS indicou mudança radical de perspectivas. Em março de 2001, o ONS solicitou ao poder concedente o contingenciamento de 20% da carga. A ANEEL, na ocasião, propôs o Plano de Redução do Consumo e Aumento da Oferta (RECAO) que se revelou insuficiente para a gravidade da situação. Destaca-se que não existia um plano que detalhasse a logística do racionamento. Caberia ao MME dispor desse Plano, mas toda a atenção, a partir de 1999, havia estado focada na viabilização do programa das térmicas, que afastaria a possibilidade de racionamento. Não se cogitou que o programa das térmicas poderia não ser bem sucedido. A combinação desses fatores – inexistência de um plano e do RECAO – levou a um atraso suplementar de um mês na implementação do racionamento.

Adicionalmente, uma das razões, de caráter institucional, de ter eclodido a crise de abastecimento de eletricidade, em 2001, é o fato de se ter demorado muito para se implantar o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), encarregado de aconselhar o Presidente da República na formulação de políticas energéticas. Embora o Conselho tivesse sido criado por lei em agosto de 1997, sua regulamentação só ocorreu por meio de decreto, em junho de 2000. As falhas de comunicação, coordenação e decisão entre o MME e os outros ministérios, a ANEEL, o ONS e o BNDES teriam tido bem menos chance de ocorrer com a existência e funcionamento regular do Conselho.

Nenhuma instituição esteve encarregada de verificar a “lógica” global do processo e exercer a coordenação, entre as esferas de governo, na implementação da política energética, especialmente na transição para o modelo e no enfrentamento de crises.

6.2. A Gestão do Racionamento

Diante do cenário de escassez que se observava, o governo federal decidiu criar, em 15 de maio de 2001, por meio da Medida Provisória nº 2.147⁵³, a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE). A GCE teve o objetivo de propor e implementar medidas para solucionar a crise do setor no curto prazo e de criar as condições para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico brasileiro no futuro. Tendo sido sua atuação marcada publicamente pela gestão da crise de energia e pela administração do racionamento, a GCE teve uma atuação mais abrangente, em especial em áreas que transcenderam a crise de curto prazo. Ultrapassada a crise, a GCE transformou-se na Câmara de Gestão do Setor Energético (CGSE), de caráter permanente, que se subordinava ao CNPE.

A GCE baseou seu plano de ação em quatro pilares fundamentais:

- a) racionamento;
- b) programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica;
- c) programa emergencial de aumento da oferta de energia (“seguro-apagão”);
- d) revitalização do modelo do setor elétrico.

6.2.1 O racionamento

Em maio de 2001, cálculos do ONS indicavam a necessidade de redução imediata de 20% do consumo de energia elétrica no País como única forma de impedir o completo esvaziamento dos reservatórios e de assegurar a passagem pelo grave período de estiagem.

O governo estava diante, portanto, de duas alternativas. A primeira seria a imposição de racionamento por cortes de carga gerais, setoriais ou regionais. A segunda,

⁵³ Medida Provisória nº 2.147, de 15/05/2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências (BRASIL, 2004k).

que foi implementada, foi menos traumática, pois atribuiu aos consumidores de energia a tarefa de reduzir seu consumo segundo critérios próprios.

O programa de racionamento vigorou de 1º de junho de 2001 até 28 de fevereiro de 2002, nas Regiões Sudeste / Centro-Oeste e Nordeste. Na Região Norte, o racionamento terminou no dia 1º de janeiro de 2002, tendo começado no dia 15 de agosto de 2001, para os grandes consumidores, e no dia 20 de agosto, para os demais.

Ao final, as medidas de racionamento estabelecidas pelo governo, por meio da Medida Provisória nº 2.147 reeditada pela Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, foram as cotas, o aumento tarifário, os bônus e os cortes.

As cotas de redução de consumo foram baseadas no consumo individual para os meses de maio, junho e julho do ano anterior, ou seja, 2000. Para estimular o atendimento das cotas, a GCE estabeleceu um regime de “sobretarifa”, para aqueles que ultrapassassem suas cotas, e de bônus, para aqueles que economizassem mais. As metas de redução de consumo foram de 20% para os consumidores residenciais com consumo superior a 100 KWh/mês, 20% para os consumidores comerciais, e de 20% a 25% para os consumidores industriais (PIRES, GIAMBIAGI & SALES, 2002).

Os consumidores industriais e comerciais tiveram certa flexibilidade de negociação. Caso tivessem consumo inferior ao de sua cota, poderiam vender o excedente no MAE ou acumular para uso futuro. Se ultrapassassem suas metas, teriam que adquirir energia no MAE ou utilizar os seus excedentes acumulados.

O aumento tarifário, a partir de junho de 2001, também foi diferenciado para os consumidores industriais / comerciais e residenciais. O consumo residencial inferior ou igual a 200 kWh não sofreu aumento tarifário. Entretanto, os consumidores residenciais com consumo compreendido entre 200 kWh e 500 kWh tiveram sobretaxa de 50% sobre o valor estipulado pela ANEEL; já os de consumo acima de 500 kWh tiveram sobretaxa de 200%. O consumo acima da cota dos setores industriais e comerciais teve por base os preços atuantes no MAE (BRASIL, 2004j).

Os consumidores de energia elétrica que tiveram um consumo de energia elétrica abaixo da sua meta estabelecida receberam bônus. Os de baixa renda⁵⁴, a cada R\$ 1,00 economizado tiveram direito a R\$ 2,00. Os demais consumidores residenciais receberam R\$ 1,00 para cada R\$ 1,00 economizado.

Além do aumento tarifário, que teve por objetivo reduzir a demanda por meio do aumento de preço, o governo também programou cortes de energia. No setor residencial, caso o consumidor superasse a sua cota pela primeira vez, teria um corte de suprimento de energia elétrica por três dias; se viesse a superar a cota pela segunda vez, o corte deveria ser efetuado por seis dias. Os demais consumidores estariam sujeitos a cortes automáticos caso superassem a meta.

O programa de racionamento do governo passou por várias dificuldades, dentre elas, problemas jurídicos, decorrentes do elevado custo de administração do programa, da concentração de prejuízos nos consumidores residenciais, das perdas comerciais – causadas principalmente por furtos de energia –, e da inadimplência.

Segundo recomendação do ONS, em virtude da normalização das afluições hídricas, foi decidido que o programa de racionamento seria encerrado no dia 28 de fevereiro de 2002, já que a situação da operação poderia voltar a ser normalizada, embora tivesse que contar também com o apoio das térmicas emergenciais.

A energia poupada pelos consumidores durante o período de racionamento foi superior a 38 milhões de MWh, sendo 30 milhões de MWh somente na Região Sudeste (PIRES, GIAMBIAGI & SALES, 2002).

Entretanto, de uma maneira geral, pode-se dizer que os consumidores foram prejudicados, uma vez que ocorreu redução da confiabilidade dos serviços de energia

⁵⁴ A Lei nº 10.438/02 define como unidades de consumo de baixa renda aquelas residências, atendidas por circuito monofásico, com consumo mensal inferior a 80 kWh, ou cujo consumo situe-se entre 80 e 220 kWh/mês, neste caso desde que observe o máximo regional compreendido na faixa e não seja excluído da subclasse por outros critérios de enquadramento definidos pela ANEEL (BRASIL, 2004c).

elétrica, com ameaça permanente de racionamento, além da mudança forçada de redução de consumo.

Após o racionamento, a ANEEL determinou as regras de repasse dos custos das distribuidoras de energia elétrica, referentes ao período de racionamento, para as tarifas públicas por meio da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), ou seja, no final das contas, os consumidores arcaram com grande parte do custo do racionamento. Essas determinações resultaram das obrigações contratuais das concessionárias distribuidoras e geradoras.

Foi correta a colaboração da população para controlar a crise, mas foi absurda a postura punitiva do governo: de culpado, passou a juiz; enquanto isso, o consumidor, que é a vítima, passou a réu. Paga uma tarifa cara para ter energia garantida, e tem de pagar mais quando cai a qualidade do produto contratado. A ameaça de cortar a luz das famílias não-inadimplentes foi um completo absurdo (ROSA, 2001, p. 136).

Pelo Anexo 5 dos contratos de concessão, as geradoras, a maioria federais, deveriam ressarcir parte do corte da energia contratada pelas concessionárias de distribuição, pagando o preço do MAE, que chegou a US\$ 300/MWh na época do racionamento (ROSA, 2001). Por outro lado, a medida provisória do racionamento admite que parte dos recursos das sobretarifas seriam destinados a garantir o equilíbrio econômico das concessionárias. “As sobretarifas foram instaladas para reprimir o consumo e cumprir metas de cortes, inclusive sobre expressivo número de famílias de renda modesta” (ROSA, 2001, p. 137).

O consumo faturado pelos concessionários em 2002 ficou no mesmo patamar de 1999, implicando em significativa perda de receita por parte da maioria dos concessionários de distribuição. O efeito combinado da redução do consumo, da entrada de novos empreendimentos em geração e, ainda, da ocorrência de uma estação chuvosa favorável em 2002, resultou em sobra de energia. Assim, o início da liberação da energia contratada às geradoras nos contratos iniciais, em 1º de janeiro de 2003, encontrou uma situação em que os preços da energia, no curto prazo, estavam baixos.

De uma maneira geral, pode-se dizer que o programa de racionamento foi bem-sucedido. Entretanto, o PIB do País cresceu apenas 1,3% em 2001, contra 4,4% de crescimento observado em 2000 (IBGE/SCN Anual⁵⁵ *apud* IPEADATA, 2005b).

6.2.2. Programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica

O programa estrutural de aumento da oferta de energia consistiu em um aperfeiçoamento dos mecanismos de acompanhamento e gerenciamento das obras de geração. Esse programa foi conduzido no âmbito do Ministério de Minas e Energia e foi parte integrante dos trabalhos da GCE na gestão do racionamento. O programa previa, para o período 2002-2004, uma série de obras em andamento – além de outras que ainda seriam licitadas – que deveriam reforçar substancialmente o suprimento de energia do sistema elétrico brasileiro. Além disso, previa um acréscimo de 23.387 MW ao Sistema Interligado no mesmo período. A Tabela 8 mostra a projeção do Ministério de Minas e Energia, de agosto de 2002, para a ampliação da geração e transmissão de energia no período de 2002 a 2004. Em termos de valores de investimentos, o programa estratégico previa aplicação de cerca de R\$ 42 bilhões, sendo que a maior parte desses recursos – R\$ 33 bilhões – deveria ser suprida pela iniciativa privada, conforme a Tabela 9.

Tabela 8: Estimativa de Ampliação de Geração e Transmissão de Energia para o Período 2002/2004

Tipo de Empreendimento	Operação 2001/2002	2002	2003	2004	TOTAL
	Ampliação da Oferta (2002-2004) (Em MW)				
Hidrelétricas com PCH	3.205	1.882	2.432	2.582	10.101
PPT com Co-Geração	905	3.375	3.358	1.087	8.725
Termelétricas – CBEE	763	1.390	-	-	2.153
Importação	1.220	1.188	-	-	2.408
Total da Oferta	6.093	7.835	5.790	3.669	23.387

Obs.:

PCH – Pequena Central Hidrelétrica.

PPT – Programa Prioritário de Termelétricas.

CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

Fonte: Pires, Giambiagi e Sales, 2002.

⁵⁵ Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística / Sistema de Contas Nacionais Anual.

**Tabela 9: Previsão de Investimentos no Setor Elétrico para o Período
2002/2004**

	Investimentos (2002-2004)*		
	Privados	Públicos	TOTAL
Total (R\$ Milhões)	32.585	9.713	42.298
%	77%	23%	100%

(*) Inclui realizado em 2001.

Fonte: Pires, Giambiagi e Sales, 2002.

De acordo com dados do Balanço Energético Nacional 2004 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2005b), em 2002, a capacidade instalada de geração elétrica do Brasil teve um incremento de cerca de 8,1% (6.203 MW), em relação a 2001. Já em 2003 e 2004, o acréscimo foi de cerca de 4,9% em comparação à capacidade dos anos anteriores, representando um aumento de 4.047 MW e de 4.228 MW respectivamente. Observa-se que, no período 2002-2003, os acréscimos de oferta de capacidade ficaram aquém do previsto no Programa Estratégico de Aumento da Oferta de Energia Elétrica, devido, principalmente, a entraves ambientais. Entretanto, no ano de 2004, a ampliação de capacidade superou o previsto pelo Programa, que era de 3.669 MW, gerando um acréscimo de 4.228 MW, com capacidade total instalada de 90.732 MW, embora este patamar não compense as perdas acumuladas nos anos anteriores (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2005d).

6.2.3 Programa emergencial de aumento da oferta de energia

Devido às incertezas quanto ao déficit de energia para os anos seguintes, a GCE decidiu implementar, em 2002, um programa emergencial de aumento da oferta de energia, alcunhado de “seguro-apagão”. Esse programa tinha o objetivo de viabilizar o aumento da geração e da oferta de energia, de qualquer fonte, em curto prazo.

Para a viabilização da oferta em curto prazo, foi necessário pagar custos acima daqueles necessários para a construção de usinas mais eficientes, de longo prazo. Esses recursos, pagos mensalmente pelos consumidores, visam a garantir que, caso ocorra um

período de hidrologia crítica, não será necessário incorrer nos custos demasiadamente superiores de um novo racionamento. A maior parte das usinas emergenciais está instalada, pronta para gerar energia. Porém, as usinas somente serão despachadas caso haja novamente períodos de hidrologia crítica.

Havia diferentes alternativas para viabilização da oferta no curto prazo, como a contratação de produtores independentes de energia, a compra de equipamentos por empresas estatais ou mesmo a compra de demanda (certificados de energia) que, apesar de não significar um aumento imediato da oferta, permitiria a redução da demanda em um volume equivalente. A GCE optou por realizar a contratação de produtores independentes de energia.

Para realizar tal contratação, o governo criou uma empresa 100% estatal, com o propósito específico de atender às necessidades de geração de curto prazo no País. A fim de assegurar o caráter transitório e pontual dessa iniciativa, a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) possui, em seu estatuto, uma data específica para sua liquidação: 30 de junho de 2006. Os contratos de energia da empresa com os produtores independentes durarão somente até 31 de dezembro de 2005. O montante de energia a ser contratado em caráter emergencial foi sugerido pelo ONS, atendendo à premissa do governo de que, mesmo que fossem registradas as piores afluências de acordo com as séries históricas, o sistema fosse capaz de atender a, no mínimo, 95% da demanda.

Para que os custos da oferta emergencial fossem corretamente alocados entre os consumidores, a Lei nº 10.438⁵⁶, de 26 de abril de 2002, estabeleceu as regras de repasse dos custos da CBEE, criando o Encargo de Energia Emergencial, que está sendo pago mensalmente por todos os consumidores do Sistema Interligado, com exceção daqueles consumidores de baixa renda.

⁵⁶ Lei nº 10.438, de 26/04/2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências (BRASIL, 2004c).

6.3. A Revitalização do Modelo do Setor Elétrico

Em junho de 2001, a GCE criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades e propor aperfeiçoamentos para o modelo. Com essa missão, o Comitê teve o objetivo de promover a retomada dos investimentos privados, a implementação da competição plena no setor, a normalização do funcionamento do mercado e a garantia de oferta confiável de energia, com atenuação dos impactos tarifários.

O Comitê de Revitalização liderou duas principais tarefas durante a vigência da GCE. A primeira delas foi a implementação do chamado Acordo Geral do Setor Elétrico. A segunda tarefa foi a proposição das medidas de revitalização, para correção das disfuncionalidades e para aperfeiçoamento do modelo do setor elétrico.

6.3.1. O Acordo Geral do Setor Elétrico

Com o racionamento, diversas controvérsias surgiram entre os agentes; em primeiro lugar, quanto à forma de aplicação de determinadas cláusulas contratuais entre geradoras e distribuidoras e, em segundo lugar, quanto à aplicação do princípio de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

No ano de 2001, a situação das empresas do setor era crítica. O racionamento, instituído através de um ato normativo do poder executivo, estabeleceu, de forma inequívoca e obrigatória, um programa de redução do consumo de energia. As empresas do setor tiveram suas receitas drasticamente reduzidas por consequência desse ato e não tiveram a liberdade de aumentar seus preços. Sem poder reduzir seus custos em razão da obrigação de continuar a prestar os serviços previstos nas concessões e impedidas de aumentar suas tarifas, as empresas passaram a viver uma grave crise de liquidez e de prejuízos operacionais.

Após seis meses de intensa negociação, em dezembro de 2001, foi firmado o Acordo Geral do Setor Elétrico. Como parte desse Acordo, respeitando o princípio de equilíbrio econômico-financeiro presente nos contratos de concessão, a GCE estabeleceu a

Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), que resultou em aumentos de energia de 2,9% a.a. para os consumidores residenciais e de 7,9% a.a. para os consumidores industriais. Consumidores da classe baixa renda não tiveram aumento algum. Para permitir a modicidade do aumento tarifário, o BNDES concedeu financiamento às empresas no montante a ser recomposto (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO, 2002b).

Alguns aspectos relevantes do Acordo foram:

- a) a renúncia, por parte dos agentes, às ações judiciais referentes a pendências anteriores ao racionamento;
- b) o estabelecimento de regras claras de repasse dos custos não gerenciáveis das distribuidoras para os consumidores, que visava a contribuir para a redução do risco empresarial e para a viabilização da contratação futura de novos investimentos em geração de energia elétrica;
- c) o repactuação das obrigações contratuais entre geradoras e distribuidoras, o que eliminava a possibilidade de uma repetição das controvérsias.

6.3.2. As medidas de revitalização

Os resultados do Acordo Geral do Setor e as medidas do Comitê de Revitalização, apresentados nos Relatórios de Progresso nºs 1, 2, 3 e 4⁵⁷, podem ser classificados em oito temas gerais, quais sejam:

Normalização do funcionamento do setor

As medidas propostas para normalizar o funcionamento do mercado de energia elétrica são: i) o Acordo Geral do Setor; ii) a reestruturação do MAE; iii) o

⁵⁷ Relatório de Progresso nº 1, em 09/01/2002, Relatório de Progresso nº 2, em 01/02/2002, Relatório de Progresso nº 3, em 05/06/2002, Relatório de Progresso nº 4 – Ano 2002, em novembro de 2002.

aperfeiçoamento do processo de despacho e formação de preços; e iv) a regularização dos contratos de concessão. Sendo assim, pode-se destacar:

- a) reestruturação do MAE:** com o objetivo do estabelecimento de um novo ordenamento legal que permitisse o pleno funcionamento do MAE, as medidas de reestruturação se concentraram no aperfeiçoamento de sua estrutura de governança e controle por meio da auto-regulação. A ANEEL aprovou, por meio da Resolução nº 102, de 01 de março de 2002, a Convenção do Mercado, que substituiu o Acordo do Mercado, definindo um novo formato de governança para o MAE e estabelecendo mecanismos para a atuação da Câmara de Arbitragem. A ANEEL publicou ainda a Resolução nº 552, de 14 de outubro de 2002⁵⁸, que trata da regulamentação do processo de liquidação financeira das transações realizadas no Mercado Atacadista. De uma maneira geral, as medidas foram positivas para o funcionamento do MAE, visto que o ritmo de contabilização e liquidação financeira das transações efetuadas aumentou significativamente;
- b) aperfeiçoamento do processo de despacho e formação de preços:** a Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu uma série de diretrizes para o aperfeiçoamento do modelo de despacho. Devido à urgência do tema, algumas dessas diretrizes foram implementadas de maneira provisória, estando prevista sua implementação definitiva ao longo do ano de 2002. Destacam-se as seguintes diretrizes: i) a inserção de uma nova função de custo do déficit de energia elétrica, com vários patamares e penalidades maiores, no cálculo da política operativa, cujo objetivo era penalizar com maior intensidade a ocorrência de futuros racionamentos; ii) implantação de mecanismo da aversão ao risco no cálculo da política operativa, por meio da curva de aversão ao risco⁵⁹, que estabelece critério de operação das usinas térmicas visando a

⁵⁸ Posteriormente alterada pela Resolução nº 610, de 06/11/2002.

⁵⁹ Esta curva representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de aflúncias, intercâmbios inter-regionais e carga, e com toda a geração térmica (inclusive as térmicas emergenciais) despachada em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período. Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco para determinado biênio (ONS, 2005c).

maior segurança no caso dos níveis de armazenamento nos reservatórios estarem reduzidos;

- c) **regularização dos contratos de concessão:** como existiam concessões de serviços públicos de energia elétrica sendo exploradas sem contrato, foram estabelecidas formas a fim de levar à celebração de todos esses contratos de concessão, regularizando o quadro setorial, quanto às responsabilidades e obrigações dos agentes de energia elétrica.

Aperfeiçoamento do mercado

A fim de reforçar a livre competição nos segmentos de geração e comercialização, mantendo o que foi sugerido pelo modelo implementado em 1995, as propostas foram: i) implementação de oferta de preços; ii) comercialização da energia de serviço público federal; iii) estímulo à formação de consumidores livres; iv) tributação no MAE; v) aperfeiçoamento das regras do MAE; e vi) aperfeiçoamento do processo de definição de submercados; vii) aperfeiçoamento das regras do MRE.

Dentre essas medidas, as mais relevantes são detalhadas a seguir:

- a) **implementação de oferta de preços:** o Comitê de Revitalização propôs um sistema de oferta de preços, no qual a energia assegurada do sistema hidrelétrico seria distribuída proporcionalmente por cada agente de geração. A partir do confronto entre oferta e demanda, seria obtido o preço de curto prazo do sistema, em substituição ao modelo implantado em 1995, elaborado computacionalmente pelo ONS. A partir da implementação desse sistema, objetivava-se que o preço da energia refletisse diretamente a disposição a produzir dos geradores e a de consumir dos distribuidores e consumidores, a fim de eliminar as externalidades, estabelecer direitos de propriedade e capturar melhor o nível de aversão ao risco de cada agente;
- b) **comercialização da energia de serviço público:** as empresas estatais são detentoras de cerca de 80% da capacidade instalada de geração no País, com

valor contábil muito abaixo do custo marginal de expansão setorial, por serem investimentos que já foram amortizados (Tabela 10). A partir de 2003, conforme estabelecido no modelo setorial, a energia contratada seria progressivamente liberada dos contratos iniciais (25% ao ano). Sendo assim, o Comitê de Revitalização estabeleceu que a energia das geradoras estatais teria de ser comercializada por meio de leilão público. Essa medida visa a assegurar a competição harmônica entre empresas com lógicas distintas: as geradoras estatais (concessionárias de serviço público, sem riscos de falência) e as geradoras privadas (produtores independentes, sem direito a equilíbrio econômico-financeiro), sujeitas a riscos e à competição de mercado;

Tabela 10: Tarifa Média de Geração do Setor Elétrico Brasileiro

Tipo de Geração	Tarifa Média (US\$/MWh)
Energia Velha	10-12*
Hidrelétrica Nova	32-34
Termelétrica Nova (Gás Natural – Ciclo Combinado)	39-41

(*) Tarifa média do setor de geração no Brasil, com base nos contratos iniciais, em 2002.
 Fonte: Pires, Giambiagi e Sales, 2002.

- c) estímulo à formação de consumidores livres:** de acordo com o Comitê de Revitalização, a presença de consumidores livres era fundamental para o desenvolvimento do mercado de energia. Ou seja, a livre busca de alternativas de suprimento por parte desses consumidores é que efetivamente cria um mercado de energia elétrica, no qual o preço é resultado do equilíbrio entre oferta e demanda.

Em 2002, cerca de 50% do mercado de energia elétrica já era composto por consumidores “potencialmente livres”, pois tinham o direito de escolher seu provedor de energia elétrica (PIRES, GIAMBIAGI & SALES, 2002). Entretanto, por imperfeições no modelo, poucos consumidores exerceram o direito de optar por um fornecedor de energia que não fosse a própria distribuidora. Os principais entraves identificados para a efetiva liberação dos consumidores eram: i) a mistura dos componentes de “energia” e “fio” nas

tarifas das distribuidoras, o que dificultava a avaliação das vantagens e desvantagens de se tornar um consumidor livre; e ii) a falta de regras claras quanto à oportunidade de saída e eventual regresso ao regime de tarifas reguladas. Sendo assim, o Comitê propôs o aperfeiçoamento da regulamentação de maneira a eliminar alguns desses entraves e estimular a entrada de consumidores livres no sistema.

Garantia de expansão da oferta

As medidas propostas para a expansão da oferta foram sugeridas devido às dificuldades encontradas no modelo conforme implementado. Tais medidas são: i) aperfeiçoamento no Valor Normativo; ii) regulamentação dos leilões de compra de energia; iii) exigências de contratação bilateral; iv) regras de contratação para expansão; v) revisão das energias asseguradas; vi) estímulo à expansão da capacidade de suprimento de ponta; e vii) agilização do processo de licenciamento ambiental.

As principais medidas são destacadas a seguir:

- a) aperfeiçoamento no Valor Normativo:** o Valor Normativo (VN) é o preço-limite de compra de energia para o qual as distribuidoras têm direito a repassar os custos para suas tarifas. A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, estabelecia que a ANEEL era a responsável pela determinação desse “teto” de repasse. Entretanto, dado que não havia, em 1998, um mercado devidamente funcionando para formação de preços, a ANEEL adotou, em caráter provisório, um valor relacionado com o custo marginal de expansão do sistema. Entretanto, como os novos empreendimentos de geração não hidrelétricos possuem custos mais elevados, os Valores Normativos eram diferentes para cada tipo de geração, o que fazia com que os consumidores cativos estivessem expostos a diferentes tarifas, a depender da política de compras de determinada distribuidora. Estabelecer um valor único para o Valor Normativo substituiria o livre-arbítrio de cada distribuidora para a contratação de energias alternativas e mais caras, por programas explícitos e transparentes, pagos por todos os consumidores. O Comitê de Revitalização propôs estabelecer um VN único para todo o Sistema Interligado, calculado com base no valor do custo médio da

fonte mais competitiva. As políticas de incentivo às diferentes fontes de energia seriam estabelecidas por meio de um fundo, cujos recursos seriam utilizados para suprir a diferença entre o custo de geração da fonte de energia a ser incentivada e o VN único. Ao mesmo tempo, o governo estabeleceu a obrigatoriedade de as distribuidoras comprarem energia para atender seu mercado somente por meio de leilões públicos, a partir de 01/01/2002. O objetivo era permitir a substituição do mecanismo de controle de repasse de custos – que é o VN único – por outro mais transparente e eficaz para refletir as condições de mercado. Em decorrência, evitar-se-ia o risco de punir os consumidores ou de desencorajar investimentos, nos respectivos casos de o VN único ser maior ou menor do que o necessário para remunerar os investimentos em nova geração;

- b) exigências de contratação bilateral:** o preço da energia no mercado de curto prazo é demasiadamente volátil para sinalizar com eficiência a necessidade de entrada de nova geração. Devido a esse fato, a concepção do marco regulatório partiu do princípio de que o “motor” para a expansão do sistema é a disposição de contratar por parte da demanda, através de contratos bilaterais – *Power Purchase Agreements* (PPAs) – com respaldo físico de geração. O Comitê de Revitalização propôs aumentar a obrigatoriedade de contratação das distribuidoras, de 85% para 95% de seu mercado cativo, contribuindo para estimular novos investimentos em geração, bem como para aumentar a confiabilidade de atendimento do sistema elétrico;
- c) regras de contratação para expansão:** embora o limite mínimo de contratação – de 95% do mercado cativo – seja importante para a estabilidade financeira dos geradores existentes, ele, por si só, não garante a expansão do sistema, em particular devido às incertezas quanto à evolução da demanda. A razão é que há assimetria nos incentivos à contratação por parte das distribuidoras: de um lado, elas podem estar subcontratadas em até 5% sem qualquer penalidade; de outro, elas são penalizadas por qualquer montante de sobrecontratação. Devido a isso, foi proposto o estabelecimento de regras de contratações adicionais, por meio da regulamentação dos leilões de compra de energia por parte das

distribuidoras, em particular as que estimulassem a realização de contratação de energia nova com antecedência de quatro anos;

- d) revisão das energias asseguradas:** o Certificado de Energia Assegurada (CEA) de uma usina hidrelétrica é um parâmetro de grande importância comercial, pois determina o nível de participação da mesma no MRE, o que, por sua vez, está diretamente relacionado com o fluxo de pagamentos à usina no mercado de energia. Entretanto, o CEA tem uma importância ainda maior para a confiabilidade de atendimento ao consumo de energia. A razão é que a oferta total de geração (em termos de MW médio de energia assegurada) tende a ser igual à demanda média do sistema (em MW médio) a cada ano. Se a capacidade física de produção sustentada dessas usinas não corresponder de fato ao indicado comercialmente pelos respectivos CEAs, o risco de racionamento será superior ao projetado pelos estudos de planejamento. É, portanto, de grande importância para o funcionamento adequado do sistema que os CEAs reflitam da maneira mais realista possível a capacidade efetiva da produção sustentada das usinas hidrelétricas. Sendo assim, o Comitê de Revitalização propôs uma nova metodologia para o cálculo de energia assegurada das usinas hidrelétricas;
- e) agilização do processo de licenciamento ambiental:** essa medida visava a aprimorar o tratamento da dimensão ambiental, tanto pelo aperfeiçoamento dos estudos ambientais como pela agilização dos trâmites administrativos para a obtenção de licenças. Sendo assim, o Comitê de Revitalização providenciou a assinatura do Termo de Cooperação Técnica, entre o Ministério de Meio Ambiente (MMA) e o MME, com algumas ações consideradas prioritárias, dentre elas: i) a incorporação de diretrizes ambientais na definição da política energética; e ii) o aprofundamento e consolidação da dimensão ambiental nas etapas iniciais de planejamento de expansão do setor. Além disso, foi preparada uma minuta de Resolução CNPE que determinava que os projetos a serem licitados deveriam dispor de Licença Prévia no órgão ambiental competente.

Monitoração da confiabilidade de suprimento

A perda da confiabilidade foi um dos principais problemas do modelo do setor elétrico. Na tentativa de solucionar o problema, o Comitê de Revitalização propôs as seguintes medidas: i) procedimentos de alerta quanto a dificuldades de suprimento; ii) supervisão das condições de atendimento a médio prazo; e iii) contratação de geração de reserva.

A necessidade de se definir uma cadeia de procedimentos e responsabilidades para sinalização de dificuldades de suprimento já havia sido constatada pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Sendo assim, com o objetivo de promover ações para o desenvolvimento de sinais de alerta a situações de insuficiência de oferta de energia elétrica, o Comitê de Revitalização propôs que o ONS e o CCPE fizessem o monitoramento dos indicadores de risco de desabastecimento de energia elétrica, o primeiro sob a ótica do planejamento da operação e o segundo, do planejamento da expansão.

Política energética

O objetivo dessa medida visava ao incentivo de fontes alternativas de energia, assim como a geração térmica a gás e ao uso racional da energia.

- a) fontes alternativas de energia:** o Comitê de Revitalização destacou a conveniência da diversificação das fontes geradoras, que vinha sendo buscada a partir do aumento da geração termoelétrica no sistema, por meio das fontes alternativas de geração, devido aos seguintes fatores: i) não depender do regime hidrológico (à exceção das PCHs); ii) ser energia renovável, representando uma vantagem em relação às fontes térmicas; iii) o pequeno porte de suas instalações, o que permite a produção distribuída, com alívio das redes de transmissão e distribuição. Entretanto, em face dos custos não competitivos dessas fontes alternativas de geração, indicou-se que o seu desenvolvimento requereria mecanismos de incentivo decorrentes de diretrizes de política energética. Sendo assim, por meio da Medida Provisória nº 14, de 21 de

dezembro de 2001, foi instituído o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). A Lei nº 10.438/2002, que resultou da conversão da MP nº 14/2001, ampliou substancialmente o PROINFA, que passou a ser um programa específico para fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. As compras seriam feitas pela Eletrobrás a “preços competitivos”, com o produtor recebendo um subsídio complementar mediante uso dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada pela mesma Lei;

- b) **incentivo à geração térmica a gás natural:** o custo do MWh das usinas movidas a gás natural é superior ao custo das usinas hidrelétricas e, portanto, era superior ao VN único. Entretanto, esperava-se que essas térmicas fossem competitivas no futuro, por razões como: amadurecimento do mercado de gás natural, flexibilização dos requisitos de *take-or-pay*, tarifas de transmissão que reflitam melhor o benefício de localização das térmicas perto dos centros de carga, aumento dos custos das hidrelétricas, redução dos custos dos equipamentos e aumento da confiança dos investidores. Nesse contexto, o Comitê de Revitalização determinou que as usinas térmicas a gás natural fossem incentivadas, preservando os compromissos adotados no PPT, de modo a tornar o custo de geração dessas usinas equivalente ao custo das usinas hidrelétricas, ou seja, igual ao VN único;
- c) **incentivo à conservação e uso racional da energia:** esta medida visava a consubstanciar os avanços alcançados durante a crise do setor elétrico, por meio do esforço permanente da promoção de medidas de combate ao desperdício e de uso racional de energia, além de coordenar e agilizar os diversos movimentos e projetos existentes na área de eficiência energética do País, como o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), da Eletrobrás.

Questões relativas à transmissão

O Comitê de Revitalização recomendou a revisão do processo de tarifação do uso da transmissão (TUST) com o propósito de intensificar o seu sinal locacional, visto que

isso tornaria mais atraentes aos investidores os empreendimentos de geração localizados mais próximos aos centros de carga, reduzindo os investimentos necessários à expansão da rede básica.

Além disso, o Comitê propôs revisão dos critérios de planejamento da rede de transmissão, tendo em vista a nova realidade física e institucional do setor. No que se refere ao aspecto físico, as alterações na matriz energética deveriam ser contempladas com a introdução de termelétricas a ciclo combinado de gás natural, de usinas eólicas e outras fontes de energia alternativa, interligações regionais e internacionais de grande porte, além da entrada de grandes hidrelétricas na Região Norte do País, com forte componente sazonal na produção. No que se refere ao aspecto institucional, a expansão da transmissão deveria acomodar dois objetivos não necessariamente coincidentes: de um lado, a transmissão deveria estar disponível para permitir a viabilização dos negócios de compra e venda de energia; de outro, a expansão deveria ser de mínimo custo global, embutindo as linhas mestras de um planejamento integrado geração / transmissão.

Política tarifária e defesa da concorrência

- a) **universalização do atendimento:** a Lei nº 10.438/2002 atribui à ANEEL a tarefa de fixar as metas de universalização, visando a garantir que qualquer consumidor possa ter acesso à energia elétrica, tendo como único custo a fatura decorrente da energia elétrica consumida, sem qualquer ônus relativo às novas ligações ou a aumentos de carga;
- b) **tarifa social para consumidores de baixa renda:** em função da Lei nº 10.438/2002, a ANEEL publicou, em 30 de abril de 2002, a Resolução nº 246, que estabelece as condições para o enquadramento na subclasse residencial baixa renda de consumidores com consumo mensal médio inferior a 80 kWh/mês;
- c) **desverticalização:** a necessidade de desverticalização de atividades competitivas (geração e comercialização) – sujeitas a riscos e com retornos mais elevados – das atividades reguladas (transmissão e distribuição) é uma

lição fundamental das experiências de reestruturação dos setores de infraestrutura em todo o mundo. Trata-se da forma mais eficaz para se evitar que as empresas verticalizadas possam fazer uso abusivo de seu poder de mercado, subsidiando as atividades competitivas com base no repasse de custos para as atividades reguladas. O Comitê de Revitalização propôs diversos critérios que asseguram a desverticalização das empresas, atribuindo prazos e estipulando penalidades;

d) limites para participação cruzada e autocontratação: a desverticalização não evita, por si só, a contaminação das atividades reguladas pelas atividades competitivas, sendo igualmente importante o nível de independência dos agentes. Como forma de coibir exercício de poder de mercado, a regulação vigente, em 2002, já limitava a participação percentual de grupos empresariais em diversos segmentos. Tal legislação foi considerada satisfatória na sua concepção básica pelo Comitê de Revitalização. Contudo, as distribuidoras podiam ainda comprar energia de empresas a elas associadas e vendê-las a seus consumidores. Essa autocontratação, se não devidamente controlada, poderia levar à criação de “feudos” para o mercado de energia por parte dos grupos empresariais com participação na distribuição. Isto afetaria o mercado dos demais produtores independentes, e poderia diminuir, ou mesmo eliminar a competição na geração. O Comitê avaliou que a eficiência do limite de autocontratação de 30%, estabelecido pela Resolução ANEEL nº 278, de 19 de julho de 2000, como relativamente limitada. Sendo assim, a Medida Provisória nº 64, de 26 de agosto de 2002, estabeleceu que as distribuidoras passariam a contratar energia para seus consumidores cativos por meio de licitações públicas. Isto eliminava os efeitos indesejáveis da autocontratação ou *self-dealing*;

e) abertura das parcelas das tarifas de distribuição: para o estabelecimento da competição no mercado de energia elétrica, a tarifa de energia deveria ser decomposta em serviços de transmissão / distribuição (“fio”), serviços de comercialização (tarifação e cobrança) e preço da energia (geração), de forma a permitir que consumidores autorizados a se tornarem livres pudessem comparar

os custos da tarifa na condição de consumidores cativos com os custos inerentes aos consumidores livres. Assim, a partir de um programa gradual, identificar-se-ia a necessidade de um rebalanceamento tarifário, que inverteria a atual participação das classes de consumidores nas receitas setoriais, visto que as tarifas de fornecimento sobrecarregam os consumidores residenciais em benefício dos industriais. Essa política contribuiria para sinalizar adequadamente o custo de expansão do sistema, estimulando os grandes consumidores a contratar livremente suas próprias unidades de geração.

Aperfeiçoamento institucional do MME e ONS

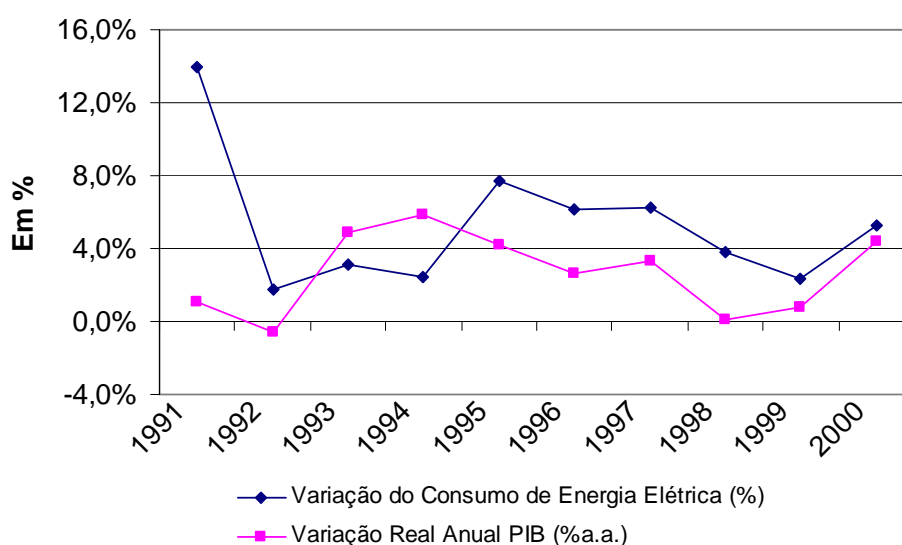
A fim de reforçar a eficácia e a transparência da atuação dos agentes institucionais do setor elétrico brasileiro, o Comitê de Revitalização propôs: i) a reorganização institucional do MME; ii) incentivo aos mecanismos de governança do ONS; iii) o aperfeiçoamento dos procedimentos de rede do ONS; e iv) a finalização dos modelos computacionais usados pelo ONS. Dentre essas medidas, pode-se destacar:

- a) **reorganização institucional do MME:** o Comitê de Revitalização recomendou o fortalecimento das equipes técnicas e da estrutura organizacional do MME, para que o mesmo pudesse exercer também o papel de formulador de política energética, em sintonia com o CNPE, e elaborador dos Planos Decenais de Expansão da geração e transmissão, por meio do CCPE. Da mesma forma, foi proposta a criação de um órgão de apoio ao planejamento energético, vinculado ao MME, cuja equipe substituiria o pessoal das empresas de energia elétrica envolvidas na elaboração dos estudos do CCPE;
- b) **governança do ONS:** visando à minimização dos riscos de conflitos de interesses em relação a decisões que poderiam afetar resultados de agentes e à criação de condições para dar maior autonomia à sua Diretoria Financeira, foram propostas mudanças na regência do ONS.

6.4. A Demanda por Energia Elétrica

No período de 1991 a 2000, o consumo total de energia elétrica cresceu a uma taxa média de 4,9%, frente a uma expansão média anual do PIB de 2,7% (Gráfico 7). Em termos de segmentos do consumo, a expansão do mercado foi marcada pelo expressivo aumento do consumo das classes residencial e comercial, que cresceram a taxas superiores à do crescimento do consumo total de energia elétrica do País.

Gráfico 7: PIB Versus Consumo de Energia – 1991-2000



Fonte: Eletrobrás *apud* IPEADData, 2005a e IBGE/SCN Anual *apud* IPEADData, 2005b.

Entre 1990 e 2000, as participações do consumo das classes residencial e comercial no consumo total de energia evoluíram de 22,4% e 10,9% para 25,2% e 14,3%, respectivamente. Enquanto isso, a participação do consumo da classe industrial no consumo total de energia passou de 51,6% em 1990 para 44,2% em 2000, sugerindo mudanças estruturais no crescimento da indústria nacional derivadas de sua modernização e do uso mais eficiente de energia elétrica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2005b).

O expressivo aumento do consumo da classe residencial nos anos 90, num primeiro momento, foi motivado pelo *boom* natural do consumo na primeira fase do Plano Real, dado o aumento do poder aquisitivo das classes de menor renda e do restabelecimento dos

mecanismos de crédito, fenômenos esses que tiveram nítido reflexo nas vendas industriais de eletroeletrônicos.

Em um segundo momento, um fator relevante para a aceleração do consumo no segmento residencial foi o crescimento do setor informal, que transferiu algumas atividades para as residências – antes consignadas nos segmentos industrial ou comercial – como pequenos escritórios e oficinas de prestação de serviços. No segmento comercial, o aumento do consumo de energia elétrica esteve vinculado à expansão do número de *shopping centers*, à modernização dos serviços em geral e à ampliação do horário de funcionamento.

6.5. Críticas ao Modelo Implantado em 1995

A primeira crítica que pode ser feita à reforma de 1995 é o fato de o governo não ter utilizado, de forma mais intensa, os técnicos brasileiros na concepção do modelo. Sob o argumento de que os técnicos brasileiros teriam atitudes corporativistas, o governo confiou a reforma à empresa de consultoria inglesa Coopers & Lybrand. Essa empresa, ao tentar aplicar o “modelo inglês” ao Brasil, propôs muitas medidas incompatíveis com um sistema hidrotérmico como o brasileiro. Cabe ressaltar que a geração, na Inglaterra, é predominantemente termelétrica, enquanto, no Brasil, cerca de 91% da energia elétrica gerada é hidrelétrica.

A segunda crítica está relacionada à falta de mecanismos que garantissem a expansão do sistema. Com a mudança de planejamento determinativo para planejamento indicativo, sugerida pela Coopers & Lybrand, a expansão do sistema ficou comprometida, uma vez que não se podia forçar as concessionárias a investirem em usinas que tivessem custo marginal maior.

Outra crítica que pode ser atribuída à reforma brasileira é que o governo federal, com o intuito de reduzir o déficit público, privatizou algumas de suas estatais, como a Light e a Escelsa, antes mesmo da criação da ANEEL, ou seja, sem planejamento e sem a implementação efetiva das regras do marco regulatório.

Ressalta-se ainda que, como a estratégia de alavancagem financeira foi a tônica utilizada pelos gestores financeiros, todas as empresas distribuidoras de energia elétrica privatizadas tiveram seu nível de endividamento aumentado após a privatização, especialmente aquelas utilizadas pelos grupos controladores como meios para novas aquisições (Light, Cerj, AES-Sul, COELBA). Estas acabaram funcionando como “distribuidoras-plataformas”, ou seja, passaram a ser empresas, base de novas aquisições.

A situação do nível de endividamento das distribuidoras piorou com a desvalorização do Real em 1999. Empresas como Light, Cerj e AES-Sul, por exemplo, tiveram prejuízos com a alta exposição ao risco cambial, o que levou à necessidade de reestruturações dos passivos, incluindo novos aportes de capital. Em 2002, a participação do dólar no total de suas dívidas chegava a 68% (TOLMASQUIM, OLIVEIRA & CAMPOS, 2002).

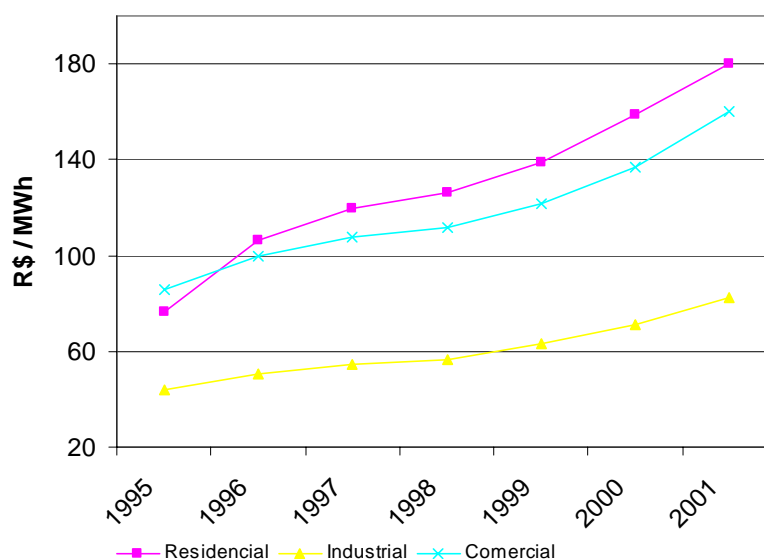
Entretanto, uma característica comum dessas distribuidoras foi o substancial aumento de produtividade medido pelo indicador faturamento por funcionário. Esses aumentos podem ser explicados principalmente por dois fatores: corte de pessoal e aumento de tarifas.

Uma prática comum ocorrida nas empresas foi o corte de pessoal. De 1998 a 2001, cerca de 19.000 funcionários foram dispensados, ou seja, aproximadamente 26% do quadro total das empresas distribuidoras. Em termos absolutos, as empresas privadas que mais demitiram funcionários foram a Eletropaulo (6.343), a Bandeirantes (3.032), a Light (2.334), a CPFL (1.419), a CELPE (1.306) e a COELBA (829). Dentre as estatais, a COPEL foi a que mais reduziu seu quadro de pessoal de 1998 a 2001, totalizando 1.589 funcionários (TOLMASQUIM, OLIVEIRA & CAMPOS, 2002).

Os acréscimos nas tarifas de eletricidade para praticamente todas as classes de consumidores e em todas as empresas também contribuíram para o aumento do faturamento líquido por funcionário. De 1995 a 2001, a média das tarifas, em termos nominais, subiu mais de 106%, enquanto a inflação medida pelo IPC/FIPE foi de 68,8% no período. Ou seja, houve um aumento real equivalente de mais de 22%. O setor residencial foi o mais afetado; em termos nominais, o aumento foi de 135,8% e, em termos reais, de

cerca de 40%. O segundo mais afetado foi o segmento industrial, que teve um aumento nominal de 88,5% e um aumento real de 11,67%. O setor comercial e de serviços, em termos nominais, teve acréscimos de mais de 87% e, em termos reais, de cerca de 10,8% (TOLMASQUIM, OLIVEIRA & CAMPOS, 2002).

**Gráfico 8: Evolução das Tarifas Médias de Fornecimento
por Classe de Consumo**



Fonte: Tolmasquim, Oliveira e Campos, 2002.

**Tabela 11: Tarifas Médias de Fornecimento – R\$/MWh
(valores correntes) e (%)**

Classe de consumo	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Residencial	76,26	106,63	119,8	126,19	139,19	158,87	179,79
Industrial	43,59	50,45	54,61	56,54	63,08	71,03	82,17
Comercial	85,44	99,62	107,99	111,6	121,62	136,76	159,90
IGP-M (FGV)	15,24%	9,19%	7,74%	1,78%	20,10%	9,95%	10,37%
IPC (FIPE)	23,17%	10,04%	4,83%	-1,78%	8,64%	4,38%	7,13%

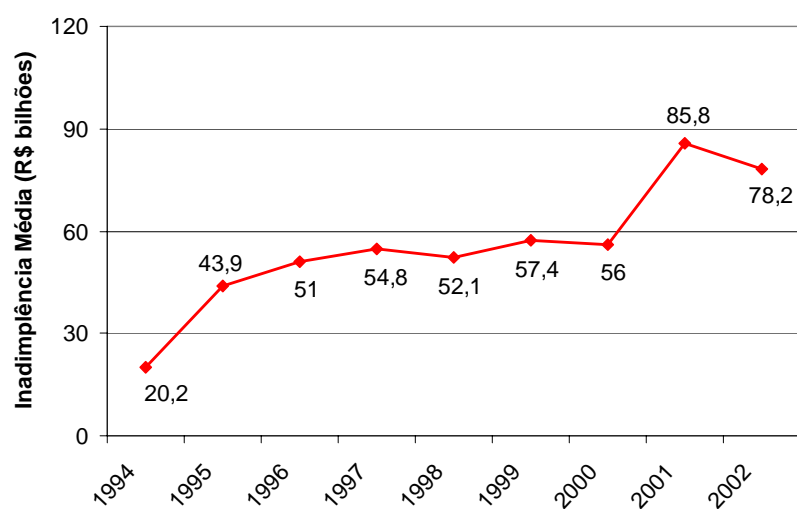
Fonte: Adaptado, Tolmasquim, Oliveira e Campos, 2002.

Observa-se uma evolução cada vez mais ascendente das tarifas a partir de 1995, quando foi implementado o marco regulatório do setor de energia elétrica no Brasil. Em

1996, ocorreu um aumento de 25% na tarifa média de energia em relação àquela cobrada no ano anterior. Já com a forte desvalorização do real frente ao dólar em 1999, o aumento foi de 10,7% em relação a 1998. Em 2002, houve incremento das tarifas em função das medidas adotadas pela GCE após o racionamento do ano anterior, que chegou a 16,4%, em relação a 2001 (ANEEL, 2005g).

A inadimplência média do setor, em 2001, atingiu R\$ 85,8 bilhões, um acréscimo de 325% com relação à observada em 1994 (R\$ 20,2 bilhões).

Gráfico 9: Inadimplência Média do Setor de Energia Elétrica



Fonte: ELETROBRÁS, 2003a.

Por outro lado, vale destacar que os investimentos em melhoria da qualidade e em redução das perdas aumentaram, e que a reação de investir para aumentar o *self-dealing* também foi favorável como forma de contribuir para a expansão da capacidade instalada, apesar dos aumentos tarifários.

Ressalta-se que a fraca experiência e a incipiente estrutura regulatória dificultaram o direcionamento das estratégias das empresas no sentido de atender aos interesses nacionais. Além disso, a inexistência de instituições e de instrumentos para analisar o desempenho da regulação também contribuiu para a fraca performance regulatória.

Além disso, o PPT representou um nítido recuo, por parte do governo Fernando Henrique Cardoso, em relação a sua política de liberalização do mercado, passando a intervir em uma tentativa de retomar os investimentos em geração, por meio do incentivo à construção de térmicas, com recursos, principalmente, da Petrobrás, paralisando o processo de privatização de importantes empresas setoriais, como Furnas.

A crise de energia elétrica em 2001 deve ser atribuída à pequena expansão do sistema elétrico, assim como à má operação do sistema, causada por um planejamento deficiente. Por um lado, as empresas estatais, que tinham condições de investir, foram proibidas de fazê-lo, visto que os seus investimentos eram contabilizados como despesa do governo nas contas públicas. Por outro lado, o setor privado não investiu, devido às incertezas deixadas pelo marco regulatório, que não foi bem definido, planejado e posto em prática, assim como ao “ambiente híbrido”, gerado pela convivência de empresas públicas e privadas, quando se previa a privatização total da geração e distribuição, a fim de se estimular os segmentos competitivos.

Pode-se dizer, dessa forma, que nos cinco anos em que se tentou implementar o modelo proposto pela consultoria Coopers & Lybrand (1997-2002), as tarifas de fornecimento ficaram muito além do nível geral de preços da economia; houve um racionamento de grandes proporções nas Regiões Sudeste, Nordeste, Centro-Oeste e parte da Região Norte; a expansão do sistema ficou prejudicada; e sobreveio uma crise financeira, que reintroduziu a questão da inadimplência nos fluxos financeiros intra-setoriais, impactando a capacidade de geração de recursos das empresas para a manutenção adequada da prestação do serviço.

As reformas estruturais impostas ao setor elétrico no Brasil resultaram em um modelo profundamente agregador de riscos (Quadro 4) e falhas (Quadro 5). Enquanto no modelo estatal, os desequilíbrios existentes eram, de certa forma, repartidos por toda a sociedade sob a forma de tarifas e de aumento da carga tributária, no modelo implantado em 1995, todos os riscos, existentes e percebidos, eram repassados diretamente aos consumidores, sob forma de tarifas corrigidas acima da inflação, encargos emergenciais, ou de manipulação de oferta. Uma vez que tal modelo não funcionava como princípio, ele tinha escassas chances de funcionar na prática.

Quadro 4: Riscos Inerentes ao Modelo no Setor Elétrico

<i>Riscos na Expansão</i>	
Competição na geração	Risco expansão
Competição na comercialização	Risco preços
Inadequação do modelo à realidade brasileira	Volatilidade de preços Modelo preços MAE
<i>Riscos na Regulação</i>	
Reforma da legislação	Risco legal
Nova concepção de regulação	Risco regulatório
Custos não gerenciáveis	Risco regulatório
(in)definição do fator X	Volatilidade dos preços
<i>Riscos na gestão</i>	
Desmonte de equipes, sistemas e modo de gestão	Risco de operação
Importação de bens, serviços e tecnologia	Risco de gestão
Engenharia financeira, elisão e gestão de resultados	Risco de gestão

Fonte: Sauer et al., 2003.

Quadro 5: Falhas Estruturais do Modelo

<i>Expansão da Geração</i>
sinalização de preços inadequada
licitações com ágio e projetos de maior custo
represamento de custos não gerenciáveis
custos empresariais de regulação e de análise e riscos elevados
requer subsídios elevados – PPT
prazos contratuais cada vez menores
<i>Distribuição e Comercialização</i>
tarifas elevadas
existência de intermediários
aumento das incertezas dos mercados empresariais
custos não gerenciáveis crescentes
custos empresariais de regulação e de análise de risco elevados
aumento das garantias contratuais

Fonte: Sauer et al., 2003.

Sauer et al. (2003) identifica os seguintes processos na reforma do setor elétrico de 1995:

- ❖ **concentração dos mercados:** são dois os modelos de privatização mais conhecidos: i) pulverização das ações com a disseminação da propriedade e o fortalecimento do mercado de capitais; e ii) leilão de venda “em bloco” – para um acionista ou um grupo de acionistas – das ações representativas do controle acionário. Ambos os modelos, todavia, acabam conduzindo a resultados semelhantes no que tange à cartelização e à oligopolização dos mercados;
- ❖ **minimização do mercado de capitais:** os novos agentes econômicos fecharam o capital das concessionárias com prejuízo aos acionistas minoritários e ao funcionamento e dinamismo do mercado de capitais nacional;
- ❖ **competitividade:** a estratégia brasileira resultou na eliminação da possibilidade de constituição de atores locais com atuação global – companhias brasileiras de grande porte e atuação internacional.

Newberry⁶⁰ (2002 *apud* Sauer et al., 2003, p. 67), um dos autores mais citados quando se trata do tema liberalização no setor elétrico, afirma, a respeito do Brasil:

O Brasil, como a Califórnia, enfrenta uma crise de eletricidade, e como na Califórnia, ampliam-se complexas questões e aponta-se o custo de reformas mal concebidas e inapropriadas. [...] As reformas, iniciadas em 1990, foram impulsionadas pela administração Cardoso de 1995 e foram fortemente influenciadas pelo modelo inglês de desverticalização, competição e privatização (com possível exceção da transmissão). [...] A conclusão desconfortável é que é improvável que a propriedade privada da geração seja uma maneira eficiente de planejar, implementar e financiar o segmento de geração no Brasil.

⁶⁰ Traduzido de: NEWBERRY, D. Issues and options for restructuring electricity supply industries. **DAE Working Paper WP 0210/CMI Working Paper 01**. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology Center for Energy and Environmental Policy Research, 2002.

Este capítulo apresentou as principais causas do racionamento de energia elétrica que ocorreu no Brasil, em 2001, e que representou o fracasso da reestruturação setorial de 1995. Da mesma forma, visou apresentar as medidas de gestão da crise adotadas pelo governo, com enfoque especial na proposta do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que procurou corrigir algumas imperfeições do modelo de 1995. Ao final, foram discutidas críticas ao modelo de “mercado”.

7. A QUESTÃO-CHAVE: QUE MODELO ADOTAR?

Este capítulo visa a apresentar os modelos que podem ser aplicáveis à indústria de energia elétrica do Brasil, tendo em vista a necessidade de uma reestruturação setorial a partir do fracasso do modelo regulatório de 1995. Sendo assim, alguns modelos propostos, após a crise de racionamento de energia de 2001, são apresentados até culminar na reestruturação proposta pelo Genese, criado no âmbito do governo Luiz Inácio Lula da Silva, em 2003.

A exploração dos serviços públicos se dá em um ambiente econômico com características específicas – tanto pela presença de monopólios naturais quanto pelo acesso a recursos limitados, não renováveis ou reproduzíveis – onde há a possibilidade de extração de rendas diferenciadas, representadas pelas diferenças entre os custos incorridos para sua produção e os preços ou tarifas praticados na sua provisão aos usuários. Essas características e sua essencialidade para a vida conferem conteúdo e densidade política à organização e gestão do setor elétrico.

Um modelo para o setor elétrico brasileiro deve contemplar algumas medidas de base, no que concerne à organização deste setor estratégico para as áreas de produção e, de um modo geral, como um serviço público fundamental para a sociedade brasileira.

7.1. Modelos Aplicáveis à Indústria de Energia Elétrica

Sauer et al. (2003) distingue quatro modelos operacionais⁶¹ básicos de liberalização na indústria de energia elétrica, categorizados em função do grau de competição introduzido: monopólio verticalmente integrado, monopsonio, competição no atacado e competição plena.

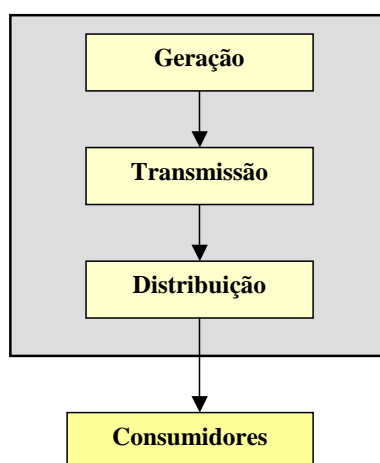
7.1.1. Monopólio verticalmente integrado

Caracterizado pela existência de um ou mais monopólios verticalmente integrados, nesse modelo (Figura 1), os consumidores não têm a opção de seu fornecedor (cativos).

⁶¹ Modelos operacionais são aqueles que envolvem, concomitantemente, componentes comerciais e institucionais.

Apresenta vantagens operacionais, de planejamento e coordenação do sistema. Favorece os investimentos em instalações de grande escala e permite a implementação de políticas sociais e de desenvolvimento regional ou setorial, por meio da aplicação de subsídios. Seus problemas são classicamente apontados como falta de incentivos para o incremento de qualidade e redução de preços, falta de transparência e ingerência política na gestão.

Figura 1: Monopólio Verticalmente Integrado



Fonte: Sauer et al. (2003).

7.1.2. Monopsônio (*single buyer model*)

Um único agente, em geral, verticalmente integrado à transmissão, ou mesmo a essa e à distribuição, compra toda a energia no atacado (Figura 2). Também conhecido como *single buyer*, enquadra-se em uma categoria na qual a participação privada é parcialmente aceita. É operacionalizado por meio de concorrências públicas periódicas, para ampliação da oferta, ou para a prestação de serviços em áreas estipuladas.

Em sua forma clássica, o *single buyer model*, criado na França, apresenta características peculiares, quais sejam:

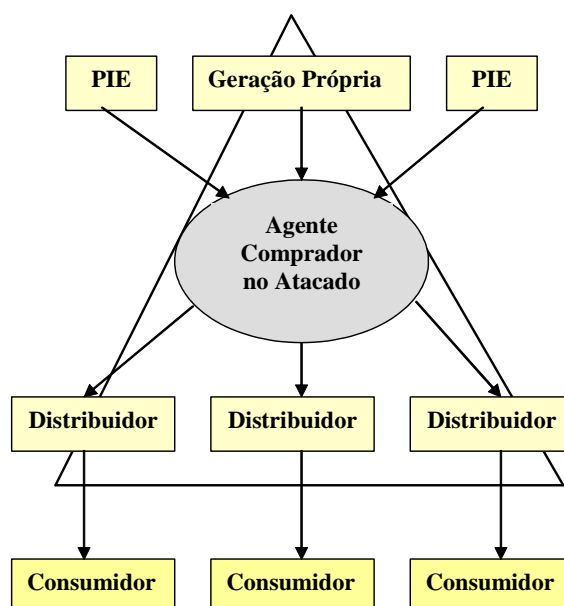
- ❖ do ponto de vista organizacional, pode ser separado da transmissão, geração e distribuição, embora não requeira formalmente a cisão;

- ❖ compra, no atacado, de geradores habilitados, por meio de licitação e contratos de longa duração, de toda a geração nova a ser disponibilizada, por um preço $(p-a)$ e revenda aos distribuidores habilitados por um preço p , conservando para si o valor de a . Aqui, p representa o preço determinado em licitação, e a representa a tarifa de acesso à malha de transmissão, que deve ser amplamente divulgada. A capacidade existente não é exposta à competição, pois está sob contratos de longo prazo pré-estabelecidos.

Trata-se de um modelo de competição pelo mercado, sendo considerado uma etapa intermediária na introdução de competição na indústria elétrica e a única opção que permite a participação de produtores independentes por meio de contratos de longo prazo. Além da França, onde prevalece, é bastante popular na Ásia, sendo adotado, também, no México. É apontado como a única opção em casos de liberalização incompleta, em que as indústrias não estão totalmente reestruturadas, e em caso de ausência de arcabouço regulatório e institucional que assegure competição com mínimo risco de práticas anticompetitivas e de abuso de poder de mercado.

Entre as suas características mais favoráveis, inclui-se a possibilidade de atração de capitais privados para investimentos em geração, permitindo a redução ou o compartilhamento de riscos. Além disso, há a possibilidade de implementação de políticas sociais, uma vez que o Estado mantém significativa participação na gestão setorial.

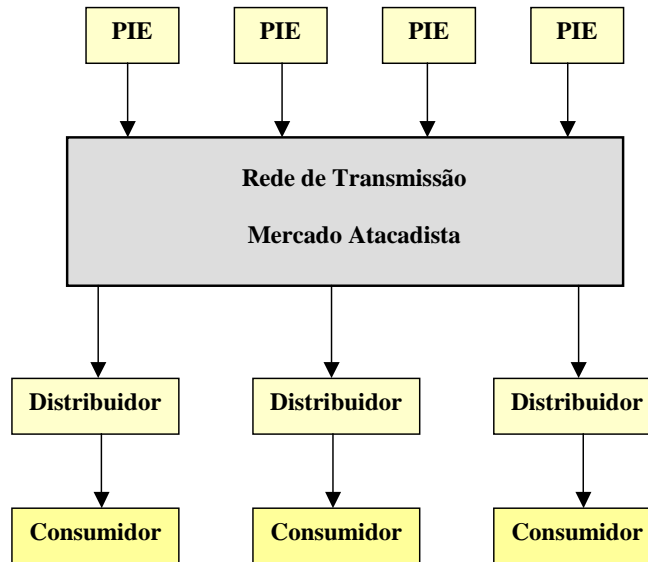
Figura 2: Monopsônio



7.1.3. Competição no atacado

As companhias de distribuição têm, nesse modelo, a opção de escolher o seu fornecedor. Porém, em geral, seu monopólio de área é mantido (Figura 3). Pode-se incluir nessa categoria o *third party access model*, no qual são firmados contratos bilaterais entre os geradores, os distribuidores e os grandes consumidores por meio de um agente, o *third party*, que pode ser o proprietário do *grid* de transmissão ou um intermediário das transações no atacado. Tanto a capacidade existente quanto a sua expansão podem ser expostas à competição. Argumento também clássico é que além da introdução de competição, que otimizaria a eficiência econômica, a esse modelo atribui-se a vantagem de transferir ao mercado os riscos inerentes às atividades de produzir e distribuir energia elétrica. Uma desvantagem é que as possibilidades de se implementar políticas públicas, em especial sociais, virtualmente desapareceram.

Figura 3: *Third Party Access Model*



Fonte: Sauer et al. (2003).

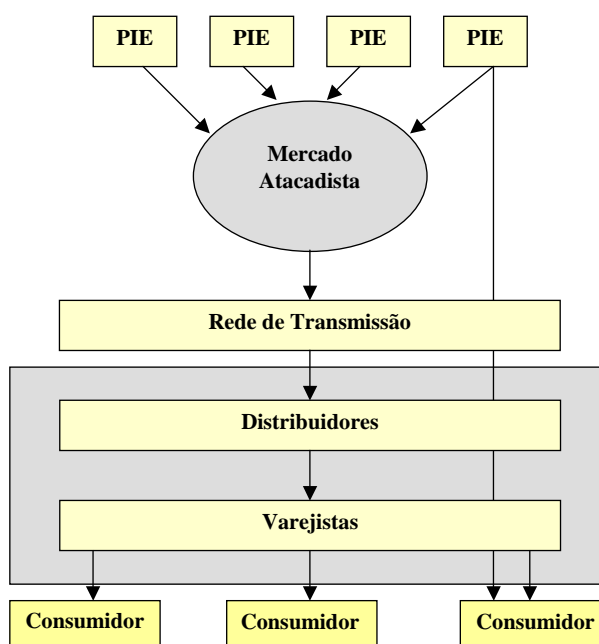
7.1.4. Competição plena (*pool model*)

Esse modelo admite a possibilidade de competição no âmbito do suprimento e do fornecimento, pela eliminação de qualquer tipo de mercado cativo, bem como de agentes

de compra e venda no atacado (Figura 4). Vendedores e compradores passam a interagir por meio do mercado atacadista, firmando, entre si, contratos que podem ser de longo ou curto prazo. É, basicamente, o modelo adotado na Inglaterra (*mandatory pool*) e na Califórnia (*voluntary pool*), e copiado no Brasil em 1995. O arranjo prevê, no mínimo, a constituição de um mercado atacadista (*pool*), de um mercado *spot* (*exchange*) e de um operador independente do sistema.

É, inusitadamente, o tipo de modelo que requer mais intensa regulação, pois o risco de haver imperfeições e abuso de poder de mercado é sempre presente. O problema dos custos afundados é mais agudo, os programas e gerenciamento pelo lado da demanda e de eficiência energética tendem a ser prejudicados e, mais do que no modelo de competição por atacado, aqui não há espaço para políticas sociais.

Figura 4: Competição Plena



Fonte: Sauer et al. (2003).

7.2. É Possível a volta ao Modelo Estatal

Nas décadas de 70 e 80, o contexto em que se deram os pesados investimentos no setor elétrico foi marcado por duas características básicas. Em primeiro lugar, pela

existência de recursos volumosos, seja pelo financiamento existente através da cobrança de tarifas alinhadas aos custos (como na década de 70) ou pelo recurso ao endividamento público (nos anos 80). Em segundo lugar, pela ampla disponibilidade de aproveitamentos hidroelétricos que requeriam obras de vulto, mas que estavam associadas, uma vez feitas as obras, a um custo baixo de geração por KWh, devido às possibilidades de aproveitamento de economias de escala dos projetos. As duas realidades esgotaram-se nos anos 90.

No que diz respeito à situação fiscal, as Necessidades de Financiamento do Setor Público (NFSP) em termos operacionais foram severamente contidas na primeira metade da década de 90 e, na segunda metade, a piora do resultado fiscal, concentrada no governo federal, nos estados e nos municípios, gerou uma trajetória explosiva da dívida pública, que obrigou à adoção das medidas de ajuste fiscal em 1999.

No que se refere aos aproveitamentos hídricos, basicamente o que houve nos anos 90 foi a conclusão – a passos lentos – de uma série de obras iniciadas anteriormente. Em resumo, depois de ter sido de, em média, 0,8% do PIB durante 1980-1990, o investimento no Sistema Eletrobrás caiu para 0,3% do PIB nos dez anos seguintes (1991-2000), nível similar ao da média de 2001/2002 (Tabela 12). Além disso, em 2002, já não havia grandes aproveitamentos hídricos disponíveis com o potencial de que se dispunha nos vinte anos anteriores.

Tabela 12: Investimentos da Eletrobrás (em % do PIB)

Ano	Investimento	Ano	Investimento	Ano	Investimento
1980	0,83	1990	0,34	2000	0,20
1981	0,88	1991	0,45	2001	0,38
1982	0,79	1992	0,46	2002/ p	0,32
1983	0,65	1993	0,32		
1984	0,88	1994	0,23		
1985	0,73	1995	0,15		
1986	0,56	1996	0,18		
1987	1,09	1997	0,23		
1988	0,80	1998	0,31		
1989	0,66	1999	0,30		

p/ = previsão

Fonte: Pires, Giambiagi e Sales, 2002.

Por essa razão, existem fortes evidências de que o setor público não teria condições de promover um aumento permanente do gasto de 0,8% do PIB, para que o investimento da Eletrobrás retornasse ao nível do início da década de 80. A rigidez de gastos e as perspectivas de redução das receitas fiscais indicam que o setor público não teria condições de aumentar nessa proporção os seus gastos com investimento.

Se essa análise for correta, isso significa que o modelo de investimento estatal maciço no setor elétrico, com geração de energia barata, adotado até a década de 80, parece ter se esgotado. Primeiro, por falta de recursos. E segundo, porque mesmo que o investimento continuasse a ser estatal, seria impossível que a nova energia a ser gerada fosse barata como a do passado. Isto é, na margem, seriam feitos investimentos com custos crescentes, inclusive com maior participação da geração térmica, que se refletiria nos preços da energia, qualquer que fosse o proprietário das empresas (Estado ou o setor privado).

7.3. A Alternativa de Privatização na Margem

Considerando o quadro de manutenção das empresas estatais, a alternativa para retomada dos investimentos no setor elétrico poderia consistir em atrair parcerias com o setor privado para a expansão do setor. Essas parcerias poderiam ocorrer com diferentes gradações, com as estatais garantindo as fases iniciais dos projetos, principalmente hidrelétricos, ou mesmo participando de forma majoritária de sociedades de propósito específico ou, ainda, realizando projetos considerados prioritários, no caso da inexistência de investidores privados interessados em efetuar o investimento.

A lógica dessa alternativa seria drenar recursos privados para a expansão do sistema, evitando-se que esses recursos pudessem ser esterilizados na compra de ativos existentes, em operações que não contribuiriam, portanto, para o acréscimo da capacidade instalada no País.

De acordo com Rosa (2001, p. 140):

A alternativa de um modelo misto [ou de privatização na margem] – mantendo e dinamizando as empresas estatais e dando um novo papel às empresas privatizadas – pode ser o caminho para sair da crise [do racionamento de energia elétrica em 2001]. Não é racional prosseguir com o modelo de privatização adotado, jogando todo o ônus em cima dos consumidores. Reestatizar as empresas privatizadas parece ser impossível, mas é preciso enquadrá-las para que atuem de acordo com os objetivos do desenvolvimento nacional e social. Este será o desafio do novo governo [governo federal que tomou posse em 2003].

Tal alternativa deveria, de uma forma geral, de acordo com Rosa (2001), basear-se nas seguintes premissas:

- ❖ suspender as privatizações das empresas elétricas ainda federais e estaduais;
- ❖ retomar plenamente o papel da Eletrobrás como investidor e financiador do setor elétrico;
- ❖ suspender o mercado atacadista de energia, para impedir que a crise do setor elétrico se transformasse em especulação financeira, penalizando os consumidores e favorecendo as empresas elétricas;
- ❖ eliminar as restrições da política macroeconômica que impedem os investimentos e a captação de recursos pelas empresas elétricas, cuja capacidade de investir na expansão da geração e da transmissão é grande;
- ❖ restabelecer o ordenamento e a coordenação do setor, envolvendo a ANEEL, o ONS, o MAE, a Eletrobrás, as empresas federais e estaduais, as concessionárias privadas, os produtores independentes, o MME e o Conselho Nacional de Política Energética, de modo a reconstruir um sistema de planejamento compatível com as características do setor elétrico brasileiro;
- ❖ reservar um papel estratégico para a energia “velha” produzida pelas usinas estatais, estaduais e federais, já amortizadas. Essa decisão não impediria que se estabelecessem parcerias com o setor privado, tendo em vista amortecer os

impactos tarifários advindos de fontes mais caras, mas exigindo, como contrapartida, o retorno do conceito de serviço público licitado por tarifa;

- ❖ acelerar as construções de usinas térmicas a gás, com os devidos controles ambientais, que eram quase restritas à iniciativa da Petrobrás, de modo a recuperar os níveis de garantia de suprimento.

No entanto, a possibilidade de as empresas estatais continuarem investindo requereria a superação de duas dificuldades. A primeira, obter autorização especial do governo para que essas empresas pudessem obter financiamento, e uma análise de custo/benefício dessa decisão não poderia ser feita sem se considerar os impactos sobre o déficit público; a segunda, de ordem também financeira, refere-se à possibilidade de geração de recursos próprios compatíveis com necessidades cada vez maiores de recursos na expansão do sistema.

Mesmo que o governo federal promovesse um reajuste das tarifas de geração, as maiores desvantagens da alternativa “privatização na margem” estão relacionadas ao fato de praticamente eliminar as possibilidades de introdução de um modelo descentralizado e competitivo no setor elétrico. A principal razão deve-se ao fato de as empresas estatais poderem praticar um *mix* tarifário menor do que o custo marginal de expansão do setor (balizador dos novos investimentos), criando uma forte barreira à entrada de novos investidores, que só entrariam no mercado mediante parcerias com o setor estatal, ampliando a participação deste no mercado elétrico.

Na prática, portanto, haveria a necessidade permanente de participação estatal em novos investimentos – os escassos recursos públicos teriam que continuar a serem aplicados em atividades de risco (atividades de geração) – e seriam eliminadas as possibilidades de que a alocação dos novos investimentos fosse feita por mecanismos seletivos de mercado. Tendo em vista que não existiria competição no mercado de geração, caberia ao governo determinar esses investimentos, estabelecendo, na melhor das hipóteses, mecanismos de licitação para a escolha do agente estatal, em associação com o privado, realizar o novo investimento.

Entretanto, pode-se argumentar que, ao se garantir mercado para os novos investidores e, eventualmente, o Estado assumir riscos ambientais, os riscos dos empreendimentos seriam menores e, portanto, menor seria a taxa de retorno requerida pelo setor privado, trazendo, como consequência, tarifas de geração menores do que no modelo competitivo.

Contudo, de uma forma geral, em que pesem as vantagens de tarifas mais reduzidas e da ausência de necessidade de esterilizar recursos para aquisição de ativos das empresas estatais, existe uma série de dificuldades que precisariam ser superadas para que a privatização na margem pudesse ser viabilizada, especialmente os riscos de: i) criar barreiras à entrada para investimentos privados; ii) eliminar a possibilidade de introdução de competição por novos projetos; e iii) aumentar a complexidade na gestão dos bens públicos, especificamente no que se refere à concretização das parcerias com o setor privado.

A experiência histórica do setor elétrico brasileiro mostra ainda que, no período 1934/1964, o setor atravessou também um período caracterizado como “modelo misto”, sem que, no entanto, fossem estabelecidas regras claras que permitissem a convivência dos agentes públicos e privados. Em decorrência disso, ocorreram diversos racionamentos ao longo dos anos 1950, de menor proporção que o de 2001, mas que acirraram a necessidade de se completar o movimento pendular em prol da centralização e estatização do setor⁶².

É difícil para o setor privado entrar em novos investimentos concorrendo com um setor público dominante. Isso porque a lógica de comportamento das empresas estatais é diferente daquela que norteia as decisões privadas, criando condições desiguais na competição, exatamente pela vantagem alegada pelos defensores do modelo misto (ou de

⁶² Durante o período 1934/64, o setor elétrico brasileiro passou por uma trajetória rumo à nacionalização e estatização. O Código de Águas de 34 propugnava que apenas capitais privados poderiam fazer uso dos recursos hídricos, mas só foi regulamentado cerca de vinte anos mais tarde. Ao longo desse período, no entanto, sua iminente aprovação desencorajou investimentos privados na geração hidrelétrica, que se retraíram nas atividades de distribuição e na manutenção de termelétricas existentes, em contexto no qual a elevação dos custos de importação de equipamentos e combustíveis para sua operação se tornava crescente, principalmente após a Segunda Guerra Mundial. Em decorrência, o Estado ia ocupando um lugar cada vez mais importante na expansão do sistema elétrico, visando atender às necessidades crescentes de industrialização e expansão urbana do País. O grande problema dessa transição foi que, aliados aos desestímulos regulatórios para os investimentos privados, os investimentos estatais só assumiram escala suficiente após a centralização do modelo pela Eletrobrás, proposta em 1956, mas somente criada após oito anos de tramitação do projeto (PIRES, GIAMBIAGI & SALES, 2002).

privatização pela margem), ou seja, de que, por exemplo, as estatais projetam taxas de retorno inferiores ao projetado pelo setor privado.

7.4. O Modelo Misto Competitivo

Mesmo não se considerando a hipótese de privatização no curto/médio prazo, a viabilização de um modelo competitivo, para Giambiagi, Pires e Sales (2002), garantiria a aplicação eficiente dos recursos a serem investidos no setor elétrico, com decorrente benefício para os consumidores.

Em linhas gerais, o objetivo geral desse modelo seria aumentar a eficiência de longo prazo da indústria, a partir da instalação de um ambiente competitivo na geração e comercialização de eletricidade. A aposta básica é que mecanismos de seleção de mercado possam sinalizar mais adequadamente a alocação de recursos em novos projetos de geração, estimular novos mecanismos de gestão de riscos e beneficiar consumidores que, com a liberdade de negociação de seus supridores, poderiam ter acesso à eletricidade com custos menores.

Como, no caso brasileiro, existe uma clara sinalização de aumento do custo marginal de expansão do setor elétrico, os autores afirmam que a introdução de um ambiente competitivo adquire especial relevância, visto que mecanismos seletivos de mercado tendem a ser mais eficientes do que um modelo de planejamento centralizado, na atenuação da tendência de elevação de custos da energia, ao permitir:

- ❖ a redução dos custos de construção de novos projetos de geração, tendo em vista a competição por seleção de projetos entre potenciais investidores, seja pelo sistema de leilões previstos pelo Comitê de Revitalização do Modelo, seja pela própria negociação bilateral de arranjos comerciais e financeiros entre geradores e comercializadores;
- ❖ a redução dos custos operacionais do sistema, por meio do sistema de oferta de preços, como proposto pelo Comitê de Revitalização, que teria a vantagem adicional de estabelecer direitos de propriedade, aspecto essencial para se permitir a alocação eficiente de recursos em um sistema de mercado.

A viabilização de um modelo misto competitivo requereria ainda o estabelecimento de *status* de igualdade entre os agentes públicos e privados no mercado de eletricidade. Esse requisito poderia ser atingido com a profissionalização, a abertura de capital das empresas estatais e o aperfeiçoamento de suas formas de governança corporativa, que teriam o positivo efeito secundário de incentivar o desenvolvimento do mercado de capitais brasileiro.

Além disso, haveria a obrigatoriedade de realização dos leilões da energia velha das empresas estatais federais, o que permitiria mitigar os problemas referentes à presença de empresas com lógicas distintas – as estatais (concessionárias de serviço público, sem riscos de falência) e as geradoras privadas (produtores independentes, sem direito a equilíbrio econômico-financeiro), sujeitas a riscos e à competição de mercado.

De uma maneira geral, observa-se que o modelo misto competitivo sugere, como ponto de partida para o encaminhamento de sua discussão, que fossem resgatados os estudos realizados pela Coopers & Lybrand, quando da elaboração do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB).

Da mesma forma, uma análise das medidas definidas como prioritárias pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico demonstra que sua implementação representa os pré-requisitos necessários para a viabilização do modelo misto e competitivo para o setor elétrico brasileiro. Em outras palavras, os objetivos gerais do trabalho do Comitê buscavam estabelecer uma clara definição de papéis no setor elétrico brasileiro, a saber:

- ❖ para o Estado, busca-se o aprimoramento do planejamento e da coordenação, a eliminação dos riscos regulatórios e o aperfeiçoamento dos mecanismos de defesa da concorrência;
- ❖ para o setor privado, destina-se a responsabilidade pelos novos investimentos em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, liberando os recursos do Estado para outras aplicações urgentes, tais como a segurança e a educação.

Para Pires e Reis (2004, p. 405):

O aperfeiçoamento do modelo competitivo a ser implantado efetivamente em 1998, ao mesmo tempo em que teria a vantagem de não introduzir novas rupturas e riscos no setor elétrico, seria compatível com as preocupações de fortalecer os papéis regulatórios e de planejamento (indicativo) do Estado e de se avançar em prol da garantia de novos empreendimentos de geração, em bases privadas e competitivas, sem abrir mão da possibilidade de introdução de mecanismos que, em curto prazo, pudessem mitigar a elevação dos custos de expansão do setor.

Entretanto, apesar da experiência bem-sucedida do modelo misto competitivo em alguns países, como o Reino Unido, onde não mais existem consumidores cativos, essa experiência, em um país em desenvolvimento como o Brasil, não parece, a princípio, ser viável, tendo em vista o aspecto cultural intrínseco da população. Dificilmente grande parte dos consumidores residenciais brasileiros faria uma pesquisa de preço e qualidade para avaliar a relação custo / benefício de seus fornecedores de energia elétrica. Acredita-se que tal papel possa ser ampliado para que grandes consumidores tenham regras claras e possam se tornar livres, escolhendo seus fornecedores, negociando contratos livremente, já que eles têm poder de barganha para isso.

Ao mesmo tempo, conforme já exposto, o planejamento indicativo em um país como o Brasil, cujo sistema elétrico apresenta tantas peculiaridades, não parece ser o instrumento mais eficiente para a expansão do sistema.

7.5. Um Modelo para o Controle Social

Para Sauer e Vieira (2002), dentro de uma proposta de retomada do crescimento econômico com desenvolvimento social deveriam ser promovidos: i) o fim do Mercado Atacadista; ii) a reestruturação e recuperação do caráter público do ONS; iii) estruturação e funcionamento de sistema de planejamento integrado, regionalizado e descentralizado; iv) reforma das agências reguladoras e conjugação de sua atuação com o planejamento; v) licitação e competição entre empresas públicas e privadas pela expansão da geração e transmissão; vi) sistema de financiamento; vii) política tarifária regulando, principalmente, a apropriação dos benefícios da renda hidráulica; e viii) a retomada do critério de tarifação pelo custo do serviço, com correções sociais. As diretrizes desse modelo envolveriam:

- ❖ competição apenas onde possa produzir benefícios para a sociedade;
- ❖ planejamento transparente, participativo, descentralizado e submetido à contestabilidade, coordenado por um Conselho Nacional de Política Energética e das Águas (CNEA);
- ❖ regulação transparente, participativa, harmônica, coordenada e descentralizada em tudo que for possível para estados e municípios;
- ❖ instituição de mecanismos e incentivos para o desenvolvimento tecnológico e a viabilização de projetos otimizados de fontes alternativas de energia, que objetivem a maximização da utilização de recursos locais e regionais;
- ❖ assegurar adequada complementaridade entre gás natural e eletricidade;
- ❖ estabelecimento de política tarifária para os consumidores de baixa renda.

Essa nova estrutura setorial para os serviços de energia elétrica demandaria a constituição de um ente jurídico: um condomínio comercializador majoritário, ou *major dealer pool*, por meio da associação de empresas de geração e transmissão de eletricidade. Esse *pool* poderia assumir a forma de uma empresa pública, como a Eletrobrás⁶³ ou a Comercializadora Brasileira de Energia⁶⁴ (CBE), e desempenharia quatro funções prioritárias de: coordenação do planejamento da expansão; operação do Sistema Interligado e supervisão dos Sistemas Isolados; comercialização da energia; e atuação executiva no desenvolvimento energético e inclusão social.

De acordo com Sauer e Vieira (2002), o planejamento energético deveria ser retomado e aperfeiçoado, como forma de garantir a expansão da geração, transmissão e

⁶³ Sauer destaca, contudo, que a Eletrobrás como administradora do *pool* teria o inconveniente de ser parte interessada por meio de suas controladas, apesar de sua competência técnica e de seu grande conhecimento das informações setoriais (SAUER et al., 2003).

⁶⁴ A CBE foi proposta por Sauer et al. (2003) como uma das alternativas para administração do *pool*. Ela estaria subordinada ao Ministério de Minas e Energia e poderia resultar da transformação do objeto social da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE).

distribuição de energia elétrica. Para tanto, os autores afirmam ser de fundamental importância a necessidade de capacitação de pessoal e de estabelecimento de uma estrutura orgânica e institucional – em oposição ao “fluido” CCPE – que confira a esta função um caráter de atividade permanente e seqüencial, para a realização de trabalhos com perspectiva de curto, médio e longo prazo.

Além disso, o *pool*, por meio de sua área de planejamento da expansão, coordenaria a elaboração de um plano de obras determinativo que estabeleceria o cronograma físico e fixaria as datas de entradas de unidades geradoras em operação. A garantia de oferta pelo Estado significa que ele definiria as obras a ser, necessariamente, reservadas para o serviço regulado e quando seriam feitas.

Ildo Sauer (SAUER et al., 2003) defende ainda a licitação de novos empreendimentos e instalações, nos quais se incluem os blocos de energia a serem cogenerados e/ou conservados. Garante-se, assim, a recuperação dos custos pela vida útil do projeto, explicitando os critérios de transferência e/ou repartição dos custos de geração e transmissão entre as diversas concessionárias distribuidoras, e a retomada do sistema de tarifação pelo custo do serviço. Para o autor, essa sistemática reduziria incertezas e riscos para os produtores e consumidores. Além disso, Sauer afirma que não se trata de repetir a aplicação do antigo regime tarifário que considerava qualquer serviço a qualquer custo; o ponto de partida da proposta consiste na definição do preço em regime de concorrência (SAUER et al., 2003).

Na comercialização da energia, seriam firmados com o *pool* contratos de longa duração, os quais teriam como referência a usina ou a linha de transmissão de cada participante do condomínio. O contrato estabeleceria, em princípio, uma remuneração mensal fixa, protegida da inflação, que seria paga ao participante. Esse valor não dependeria da energia gerada pela usina; estaria condicionado ao cumprimento de certas regras e obrigações, como o atendimento aos despachos de operação do *pool* e manutenção de padrões adequados de qualidade.

Uma alternativa voltada ao controle social dependeria da rearticulação da política energética e da recuperação da função de planejamento, a partir da revisão do papel do

Estado. Essa concepção de organização do setor elétrico não exclui os instrumentos de mercado, mas reconhece suas limitações intrínsecas no campo do serviço público.

Pela regulação e controle social, as ações e decisões de concessionários deveriam ser submetidas à consulta pública, *ex-ante* ou *ex-post*, por meio de organizações reguladoras – instrumentos de controle social – dotadas de mecanismos de representação participativa de todos os agentes envolvidos (poder público, usuários por classe, concessionários, organizações sociais, entre outros).

De acordo com Sauer e Vieira (2002, p. 522):

Recuperar-se-ia assim uma trajetória, interrompida ao longo de disputas e conflitos do século passado, quando a participação local era privilegiada, e foi transferida para a arena federal, distante da população, favorecendo as empresas, pela sua capacidade de influir, reivindicar e pressionar, tanto os órgãos reguladores quanto as esferas de Poder.

Corroborando com Sauer e Vieira (2002), Tolmasquim, Oliveira e Campos (2002) defendem o fortalecimento do sistema regulatório brasileiro, com a ampliação do papel do setor público estatal e não estatal: i) novas estruturas e instrumentos de avaliação do desempenho regulatório precisariam ser criados; ii) as estratégias corporativas das empresas precisariam ser acompanhadas ativamente pelos reguladores; e iii) novos mecanismos de controle social deveriam ser incentivados.

Sauer et al. (2003) afirma ainda que a implantação do *pool* da forma como foi proposta, além de solucionar o problema das sobras de energia assegurada – verificadas após o racionamento de 2001 e com os fracassos dos leilões da energia liberada dos contratos iniciais, em 2003⁶⁵ – permitiria o retorno financeiro necessário dos investimentos já realizados ou a serem efetuados pela Petrobrás nas termelétricas.

⁶⁵ A Lei nº 10.438/2002 determinou, para as geradoras federais, a obrigatoriedade da venda por meio de leilões públicos de, no mínimo, 50% dos montantes comercializados da energia que viria a ser reduzida dos contratos iniciais, como disposto na Lei nº 9.648/98, a partir de 1º de janeiro de 2003. Essa mesma Lei determina que a energia não comercializada por meio dos leilões fosse liquidada no mercado de curto prazo do MAE.

Verifica-se que, apesar da tentativa dessa alternativa regulatória em constituir um modelo que regate o planejamento determinativo, inserindo papel maior para a contratação de longo prazo, a fim de assegurar o suprimento de energia sem os riscos inerentes à volatilidade dos preços, além da importância da participação pública, acredita-se que o modelo tende a aumentar significativamente os riscos regulatórios. Tal suposição parte do pressuposto que a centralização do poder decisório nas mãos do *major dealer pool*, que é constituído por um agente estatal, pode gerar incertezas ao funcionamento adequado do modelo, ao aumentar a percepção de risco por parte dos investidores privados, que vêm no Estado um agente altamente suscetível a influências políticas.

Sendo assim, com o objetivo de gerar maior controle regulatório, o modelo proposto por Sauer et al. (2003) e Tolmasquim, Oliveira e Campos (2002) poderia comprometer a atratividade de novos investimentos, necessários para a expansão do sistema elétrico brasileiro.

7.6. A Proposta do Banco Mundial

O modelo *multiple buyers, multiple sellers in bilateral markets* (múltiplos compradores, múltiplos vendedores em mercados bilaterais) também conhecido no Brasil como “multicontratação bilateral”, originalmente apresentado nos documentos do Banco Mundial (BESANT-JONES & TENENBAUM, 2001⁶⁶; LOVEI, 2000⁶⁷, *apud* SAUER et al., 2003) representaria, para os países em desenvolvimento, uma etapa na “evolução gradual” para modelos de competição plena. Nesse caso, no lugar do arranjo em que um *pool* opera um mercado *spot* mandatário – baseado em oferta de preço ou nos custos – com múltiplos vendedores e compradores, a organização setorial se daria por meio da permissão a distribuidores, grandes consumidores industriais ou ambos, para aquisições de energia diretamente de geradores e outros supridores, por meio de transações bilaterais negociadas “um a um”. Essas transações bilaterais poderiam ser efetuadas via acertos de curto, médio e longo prazo. Na visão do Banco Mundial, tal arranjo seria de mais simples aplicação em

⁶⁶ BESANT-JONES, J.; TENENBAUM, B. The California Power Crisis. Lessons for Developing Countries. **Energy & Mining Sector Board discussion paper series**, paper n. 1. Washington, D.C.: World Bank Group. Energy & Mining Sector Board. Energy Sector Management Assistance Programme, abril de 2001.

⁶⁷ LOVEI, L. Single Buyer Model: a dangerous path toward competitive electricity markets. **Public policy for the private sector**. Note n. 225. Washington, D.C.: World Bank Group. Private Sector and Infrastructure Network, dezembro de 2000.

países em desenvolvimento por ser de caráter voluntário e não requerer os complexos protocolos e modelos de simulação exigidos por um mercado *spot* obrigatório⁶⁸.

A proposta alternativa baseada no modelo preconizado pelo Banco Mundial adota um sistema de multicontratação bilateral entre geradoras e distribuidoras, no qual uma entidade responsável por um *pool* responderia pela formulação, controle e administração dos diversos contratos decorrentes. Determinado o mercado, em decorrência do processo de planejamento, cada empresa distribuidora assumiria uma cota em cada novo empreendimento, correspondente à sua fração de mercado, com determinada antecedência que permita a viabilização da expansão dos sistemas elétricos. Entretanto, o documento do Banco Mundial enumera algumas condições para que tal estrutura seja factível:

- ❖ pouca ou baixa congestão na rede de transmissão, isto é, ampla capacidade de transmissão;
- ❖ pequeno número de agentes de compra e venda;
- ❖ um operador independente que detenha pleno conhecimento e efetivo controle de todo o sistema interconectado.

Isso posto, pode-se dizer que tais prescrições não se aplicam ao caso brasileiro. Além disso, esse sistema apresenta inconveniências adicionais (SAUER et al., 2003, p. 83):

[...] Dadas as variações instantâneas que o lado da “oferta” pode sofrer ao longo do tempo, em lógica muito distinta das variações de mercado do lado da “demanda”, não é possível – no modelo de “multicontratação bilateral” – estabelecer uma função de transferência que possibilite vincular, de maneira contínua, as duas lógicas descritas. Capacidade contratada, mesmo ligada à expectativa de energia assegurada, não garante existência física da energia requerida em razão do comportamento da hidrologia, com a complementaridade entre as bacias e operação coordenada da cascata de usinas de cada bacia, da evolução do consumo, da capacidade de transmissão [...].

⁶⁸ Aparentemente, a referência do Banco Mundial é ao Brasil, cujo mercado *spot* é organizado pelo modelo de simulação *Newave*.

7.7. A Proposta do Genese

O Grupo de Estudo para Nova Estruturação do Setor Elétrico (Genese), formado no âmbito da Eletrobrás, no governo de Luiz Inácio Lula da Silva, foi constituído para trabalhar articuladamente com o MME, com o intuito de diagnosticar e propor subsídios para mudanças de modelo e para medidas emergenciais.

De acordo com os relatórios preparados pelo Genese, países que implantaram o modelo denominado “mercantil” no setor de energia elétrica – vigente no Brasil de 1995 até meados de 2004 – apresentam pequenas taxas de crescimento do consumo, uma rede de transporte de energia completa e um serviço totalmente universalizado, o que não se aplica ao caso brasileiro. Além disso, o Brasil, palco de demandas reprimidas, em expansão geográfica acelerada e com graves problemas sociais espelhados no mercado de energia elétrica, apresenta poucas condições básicas para que se acredite que os benefícios dessa forma de competição funcionem adequadamente.

Segundo Luiz Pinguelli Rosa e Roberto D’Araujo (SAUER et al., 2003), os defensores da forma de organização “mercantil” afirmam que o “motor” da expansão da oferta seria o conjunto dos contratos de longo prazo das distribuidoras, que, para evitar sua exposição no mercado atacadista, estariam inclinadas a se contratar no longo prazo. Entretanto, tal hipótese não se verificou, em parte, causada pelo próprio modelo, ao agregar a incerteza do consumidor livre ao mercado futuro das empresas concessionárias, que, perante a possibilidade de perda de consumidores, passaram a adotar um comportamento defensivo na contratação de longo prazo. Além disso, a distribuição de probabilidade do preço *spot*, no Brasil, tem um viés para valores baixos, ou seja, na maior parte do tempo, o preço do MAE permanece abaixo do valor médio. Portanto, estruturalmente, apenas com os mecanismos de mercado, as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de sua demanda. Probabilisticamente, valeria a pena arriscar e comprar parte da energia no *spot*.

Sendo assim, para os autores, o modelo “mercantil” tem a potencialidade de gerar crises por um efeito “autofágico” do sistema. Ao não se exigir a contratação de 100% do mercado das distribuidoras, deixando 5% para ser comercializado no mercado de curto

prazo, e supondo que um grupo de empresas, percebendo o viés de preços baixos no MAE, persistentemente, deixem de contratar um certo percentual do mercado real em uma estratégia comercial mais ousada, parte dos investimentos futuros podem não ser viabilizados.

Por todos esses motivos, alguns estruturais, outros por erros de implementação, os autores propõem uma ampla reforma no setor (Quadro 6):

Quadro 6: A Proposta do Programa do Governo Lula

	Modelo Mercantil	Modelo Proposto
Geração	Competição no mercado preferencialmente por produtores independentes	Competição pelo mercado
	Capital privado	Concessionários de serviço público
	Regulação indireta	Produção independente para pequenos produtores
		Capital privado, público ou misto
Distribuição	Serviço público	Serviço público
	Tarifas reguladas	Tarifas reguladas
Planejamento	Indicativo	Determinativo após contestabilidade
	Não há responsabilidade direta e pública dos geradores com a expansão	Responsabilidade direta e pública dos geradores com a expansão
	Contrato privado	Contrato público
Comercialização	Competitiva	Cooperativa
	Mercado <i>spot</i> com papel central	Compensação de desequilíbrios
	Liberdade para não se contratar 100% do mercado	Mercado 100% contratado
	Contratos de curto prazo	Contratos de longo prazo
Expansão	Centrada nas decisões de contrato das distribuidoras	Otimizada e decidida centralizadamente
	Independente	Conjunta
Preços	Definidos pelo mercado	Regulados, mas definidos na licitação da usina. Competição pela menor tarifa ou receita permitida
	Regulados na distribuição e transmissão	Regulado em todas as fases

Fonte: Sauer et al., 2003.

A proposta de *pool* com comercializador único

Algumas configurações para o *pool* foram apresentadas e debatidas pela sociedade e pelos agentes do setor. As opções iam desde a criação de uma entidade à imagem e semelhança do ONS até o uso de alguma empresa pública para exercer esse papel (CBEE ou Eletrobrás).

De acordo com Luiz Pinguelli Rosa e Roberto D'Araujo, a estruturação de um *pool* deve obedecer alguns condicionantes que são fundamentais (SAUER et al., 2003):

- ❖ retomada do planejamento de longo prazo;
- ❖ modelo de expansão garantidor de investimentos;
- ❖ redução do risco de racionamento;
- ❖ indução de modicidade tarifária;
- ❖ gestão centralizada de contratos de longo prazo entre consumidores e geradores;
- ❖ universalização do atendimento de energia elétrica.

No modelo “mercantil”, um gerador, para vencer um concorrente em uma licitação pelo mercado, bastava oferecer um preço ligeiramente superior aos demais concorrentes. Como se imaginava que as térmicas a gás em ciclo combinado – previstas no PPT – seriam competitivas, automaticamente se aceitou que o preço da energia das usinas hidrelétricas, descontratadas a partir de 2003, se aproximaria do preço térmico, se não fosse o racionamento e a decorrente significativa queda de mercado. Sendo assim, estava subentendido um novo “paradigma” de preços dados pelo PPT, cujo sucesso dependeria de uma paridade fixa do dólar. Desse modo, quem se apropriaria da renda excedente seria, ou o proprietário da usina ou o próprio governo, que, na hipótese de venda de um ativo existente, embutiria a expectativa de alinhamento ao preço mais alto, como foi feito na privatização brasileira.

Sendo assim, assumindo que se deva repassar à sociedade quaisquer vantagens advindas de custos diferenciados, não cabendo transferi-los a terceiros, o conjunto de diretrizes da reformulação proposta pelo Genese assume que é obrigação legal que se faça o *mix* de preços entre energias “novas” e “velhas”, conseguindo, desse modo, do ponto de vista do consumidor, uma evolução mais módica do que a competição do paradigma de preços das usinas a gás (SAUER et al. 2003).

Na proposta, tanto os serviços de geração como os de transmissão poderiam ser comercializados com o *pool*. Por um lado, ele contrata com as distribuidoras seus mercados e, por outro, com os geradores e transmissores, os recursos correspondentes para o atendimento da totalidade da demanda, inclusive aquelas dos sistemas isolados. Em uma alternativa apresentada pelo Genese, o *pool* não necessitaria “comprar” e “vender” energia. Sua principal atividade consistiria na administração das relações contratuais entre geradores/transmissores e distribuidores. O Genese não descartava a possibilidade de inclusão de consumidores livres e PIEs que desejassem comercializar com o *pool*.

Nesse modelo, a expansão da oferta se daria pela divulgação do mercado a ser atendido e de uma lista de obras previamente examinadas pelo planejamento e consideradas econômicas. Poderiam participar da licitação empresas privadas e estatais, uma vez que a concorrência seria pelo mercado e não no mercado.

A tarefa principal do *pool* seria compatibilizar a receita proveniente da energia entregue às distribuidoras com o total de pagamentos pelos recursos contratados. Sendo assim, Luiz Pinguelli Rosa e Roberto D’Araujo (SAUER et al., 2003) admitem que, como há riscos provenientes de divergências de mercado futuro entre o planejador e as distribuidoras, que podem comprometer a disponibilidade de recursos de geração ou de transmissão previstos, um sistema de penalidades deveria existir de tal modo a não criar potenciais vantagens em projeções de mercado que atendam interesses comerciais em vez do desejável compromisso com a expansão do sistema.

Essa proposta, conforme os próprios autores afirmam, tenta se desvincular do modelo estatal centralizado e do modelo “mercantil”: “o novo governo [governo Lula] não

quer repetir erros do passado, incluindo os mais recentes e também os de décadas passadas” (SAUER et al., 2003, p. 223). Sendo assim, os autores defendem a convivência da participação privada e pública, com mecanismos de controle público utilizados para corrigir deficiências.

Afinal, nos países desenvolvidos que dispõem de setores com algumas semelhanças com o caso brasileiro, sobram exemplos de manutenção de estruturas estatais sempre que necessárias. Espera-se que a sociedade brasileira não seja vencida por um complexo de inferioridade inexplicável (SAUER, et al., 2003, p. 224).

Ressalta-se que o setor de energia elétrica brasileiro, tanto no segmento de geração quanto no de distribuição, é atraente aos investimentos privados nacionais e estrangeiros. Se os investimentos não ocorreram da maneira esperada nas últimas décadas é porque ainda há muitas incertezas políticas, econômicas e, principalmente, regulatórias e ambientais. Se o governo conseguir uma estabilidade regulatória, com regras confiáveis e claras, criará o ambiente necessário para que a iniciativa privada faça uma avaliação mais consistente de seu risco e retorno esperado.

Sendo assim, é desejável que a orientação do Estado seja no sentido de continuar priorizando os setores essenciais para a sociedade e que dependem de investimentos públicos, como educação, saúde e transporte, já que seus recursos são cada vez mais escassos. A partir de uma nova estruturação setorial, o Estado deveria continuar exercendo o papel de regulação, porém investindo em energia elétrica quando necessário, quando o setor privado não investir, ou, até mesmo, estimulando investimentos privados por meio de parcerias.

Este capítulo teve por objetivo analisar modelos do setor de energia elétrica aplicáveis ao caso brasileiro, propostos após a crise de oferta de energia de 2001, que visavam a eliminar as imperfeições deixadas pelo modelo implementado em 1995. Tais modelos visavam a servir de base para uma provável reestruturação setorial, a partir do novo governo federal que estava por vir, em 2003. Sendo assim, em última instância, este capítulo teve por finalidade a análise do modelo proposto no âmbito do Genese, criado pelo governo de Luiz Inácio Lula da Silva.

8. O NOVO MODELO

O objetivo deste capítulo é apresentar, analisar e criticar o novo modelo institucional do setor de energia elétrica brasileiro, implementado em 2004, de forma a entender suas origens e suas bases. Da mesma forma, é apresentado o quadro do setor de energia elétrica entre os anos de 2002 e 2004, período em que alternativas de uma nova regulamentação foram discutidas pelos agentes, assim como são abordadas as condições de equilíbrio entre oferta e demanda de energia para o quadriênio 2004/2008.

8.1. O Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico

Em julho e dezembro de 2003, o Ministério de Minas e Energia divulgou duas versões distintas de uma "Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico", a fim de promover discussões entre os diversos agentes do setor. Nesse sentido, o governo, por meio do MME, participou de reuniões com representantes de empresas, dos consumidores e dos sindicatos, onde foram apresentadas e discutidas sugestões e contribuições às propostas do MME.

Em 11 de dezembro de 2003, com base na proposta publicada no mesmo mês, o governo lançou as Medidas Provisórias nº 144 e nº 145, que dispunham sobre a comercialização de energia elétrica e a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), respectivamente. Entretanto, tais Medidas Provisórias sofreram alterações, também fruto de discussões entre os agentes, quando convertidas nas Leis nº 10.847⁶⁹ e nº 10.848⁷⁰, ambas de 15 de março de 2004, regulamentadas, respectivamente, pelos Decretos nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, e nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

De acordo com a Lei nº 10.848/2004, ficaram excluídas do Programa Nacional de Desestatização (PND) a Eletrobrás e suas controladas: Furnas, Chesf, Eletronorte,

⁶⁹ Lei nº 10.847, de 15/03/2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências (BRASIL, 2004).

⁷⁰ Lei nº 10.848, de 15/03/2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências (BRASIL, 2004).

Eletrosul e CGTEE. Tal medida reforçou a postura do governo de não dar continuidade ao processo de privatização, mantendo um modelo híbrido, com empresas públicas concorrendo e interagindo com empresas privadas.

Percebe-se que o governo Lula procurou, na área de energia elétrica, corrigir as falhas da gestão anterior, que implementou um modelo setorial sem articulação com os agentes do setor e sem o estabelecimento de regras claras. Os dois documentos publicados, no ano de 2003, assim como as leis e decretos que os regulamentaram, são frutos das discussões dos agentes setoriais, mas, principalmente são oriundos do pensamento técnico e político dos profissionais do governo que participaram do Genese e do “Comitê do Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica”. Tal pensamento está intrinsecamente relacionado ao modelo misto proposto por Rosa (2001), ao mesmo tempo em que apresenta o viés social do modelo proposto por Vieira e Sauer (2002) e Sauer (SAUER et al., 2003), contendo características claramente discutidas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (2002d), ainda no governo Fernando Henrique Cardoso, e por Rosa e D’Araujo (SAUER et al., 2003) no âmbito do Genese, no governo Luiz Inácio Lula da Silva.

Da mesma forma que o novo modelo, as medidas do Comitê de Revitalização também foram amplamente discutidas e moldadas conforme os interesses dos diversos agentes do setor. As medidas de revitalização só não foram implementadas exatamente conforme propostas, porque a administração federal que sucedeu Fernando Henrique Cardoso era de “oposição” ao seu governo.

É claro que o mérito pelo desenvolvimento de uma regulamentação adaptada à realidade brasileira deve ser dado àqueles que contribuíram para o trabalho do MME no âmbito do governo Lula, entretanto a contribuição dos estudos realizados pelo Comitê de Revitalização é notória. Observa-se que muitas medidas permaneceram em vigor, assim como muitos aspectos propostos em 2002, foram absorvidos integralmente ou parcialmente no novo modelo.

Observa-se, ainda, que as propostas, além de serem abertas à discussão, foram convertidas em leis e logo regulamentadas por meio de decretos, de forma a evitar os

problemas de regulamentação tardia que foram alvos de duras críticas no modelo setorial anterior. Houve então uma preocupação de estabelecer regras, para depois operacionalizar o modelo regulatório, para não repetir uma das principais falhas da administração anterior.

A nova regulamentação do setor de energia elétrica foi estruturada a partir de experiências de modelos implementados em outros países – como o *pool*, na Escandinávia, e o *single buyer*, no México – em uma tentativa de adequar os modelos existentes às especificidades do País, assim como às necessidades constatadas por modelos já utilizados no mercado brasileiro de energia elétrica. Antes de sua implementação, quando ainda estava em fase de discussão, o modelo alternativo, defendido por alguns integrantes do Comitê do “Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica”, como Ildo Sauer, Luiz Pinguelli Rosa e Roberto D’Araujo, era o do *single buyer*, com a figura do comprador único de energia, que poderia ser representado pela Eletrobrás ou por alguma outra estatal de grande porte. Entretanto, a fim de preservar as vantagens do processo licitatório, sem o peso burocrático da figura do *single buyer* – que poderia aumentar riscos e incertezas – tal modelo foi rejeitado.

Segundo Mário Veiga Pereira, presidente da PSR Consultoria e da Mercado de Energia Consultoria, empresas que prestam consultoria para o MME desde a administração de Fernando Henrique Cardoso, por ser um modelo único, fruto do aprendizado de um severo racionamento de energia elétrica, o modelo implementado no Brasil em 2004 está servindo de base para reestruturações em outros países, como Chile, Peru e Equador (informação oral)⁷¹.

De uma maneira geral, o novo modelo visa a atender três objetivos principais (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2003b):

- ❖ garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- ❖ promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;

⁷¹ Dados coletados em campo por meio de entrevista.

- ❖ promover a inserção social no setor elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Os principais temas que foram alvo de debates nas propostas do novo modelo foram (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2003b):

- a) segurança de suprimento;
- b) modicidade tarifária;
- c) ambientes de contratação e competição na geração;
- d) contratação de nova energia em Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
- e) contratação de energia existente no ACR;
- f) consumidores livres;
- g) novos agentes institucionais.

8.1.1. Segurança de suprimento

O novo modelo institucional do setor elétrico se baseia na proposição de que, na regulamentação de 1995, não havia instrumentos que garantissem diretamente a segurança de suprimento. O que existia era uma garantia indireta, decorrente da exigência de lastro de energia assegurada para os contratos de compra e venda de energia.

Entretanto, conforme já assinalava a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, esse esquema indireto de indução de segurança de suprimento apresentava uma série de limitações, tais como:

- ❖ tinha a exigência de que 85% da demanda estivesse contratada⁷², e não 100%, tendo como consequência que a oferta de geração tendia a ser inferior ao necessário, o que deteriora a segurança;
- ❖ o cálculo de energia assegurada das usinas hidrelétricas não considerava o efeito de várias restrições operativas, o que levava à subestimação do risco real de problemas de suprimento, mesmo que 100% da demanda estivesse contratada;
- ❖ a contribuição diferenciada das térmicas para a segurança de suprimento não era considerada, mesmo no alívio dos déficits mais severos se ocorressem condições hidrológicas extremamente desfavoráveis.

Sendo assim, o novo modelo estabeleceu um conjunto integrado de medidas, a fim de garantir a segurança de suprimento:

- ❖ exigência de contratação de 100% da demanda;
- ❖ cálculo mais apurado dos lastros (energia assegurada) de geração;
- ❖ estabelecimento de critérios de segurança de suprimento mais severos do que os existentes à época do modelo de 1995;
- ❖ contratação de hidrelétricas e térmicas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo;
- ❖ monitoramento permanente da segurança de suprimento, visando a detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, induzindo medidas preventivas.

⁷² O Comitê de Revitalização inseriu, apenas em 2002, a exigência de contratação de 95% da demanda.

O mecanismo da curva de aversão ao risco, implantado pelo Comitê de Revitalização, permaneceu em vigor, a fim de proporcionar maior segurança, caso os níveis de armazenamentos dos reservatórios ficassem reduzidos.

Uma das principais razões para o racionamento, de acordo com a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, foi o superdimensionamento da energia assegurada das usinas. Providências foram tomadas, ainda no ano de 2002, no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, quando foi proposta a nova metodologia para o cálculo da energia assegurada. Entretanto, a revisão (para baixo) só ocorreu em novembro de 2004, devido às incertezas sobre a nova regulamentação setorial, e terá vigência apenas a partir de 2008.

No caso das hidrelétricas, o conceito de que a energia assegurada não é igual à potência instalada já é aceito. Entretanto, em relação às térmicas, há conflitos metodológicos, pois a energia assegurada da térmica, cujo custo de combustível é elevado e só é despachada quando o preço *spot* está alto, é menor que sua potência instalada.

Devido à volatilidade do mercado de curto prazo, o Comitê de Revitalização já propunha a exigência de contratação bilateral entre geradoras e distribuidoras de 95% do mercado cativo. Entretanto, o novo modelo inseriu a exigência de contratação de 100% do mercado por parte das distribuidoras, assim como regras de repasse de preço que penalizam as distribuidoras que não o fizessem, visando a conduzir a um maior nível de garantia do sistema.

8.1.2. Modicidade tarifária

A modicidade tarifária se alinha entre os princípios básicos que sintetizam os requisitos do serviço adequado, quais sejam: regularidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade. Visa a conciliar retorno adequado ao investidor e menor tarifa ao consumidor final, reduzindo o risco para todo sistema.

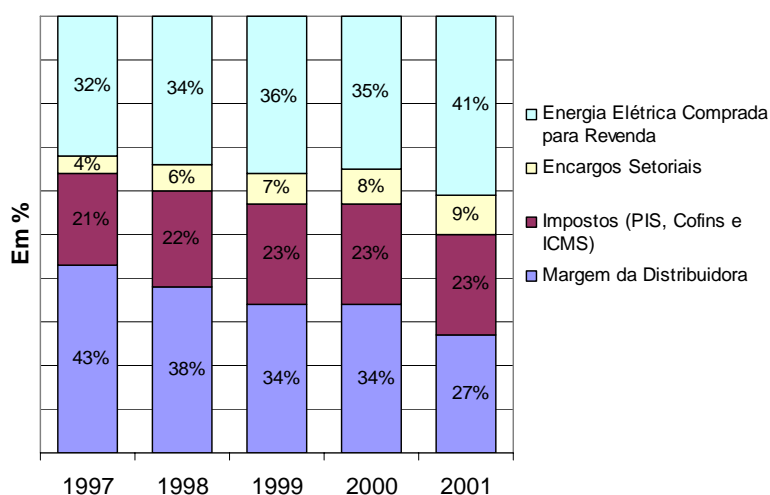
A fim de atingir essa modicidade tarifária, o novo modelo estabelece algumas ações, tais como:

- ❖ proceder à compra de energia por meio de leilões, na modalidade “menor tarifa”, em contraposição às licitações do modelo anterior, nas quais vencida a empresa que oferecesse o maior preço pelo sistema que exploraria;
- ❖ contratar energia por licitação conjunta dos distribuidores, visando a obter economia de escala na contratação de energia de novos empreendimentos, repartir riscos e benefícios contratuais e equalizar tarifas de suprimento;
- ❖ contratar separadamente a energia de novas usinas (atendimento à expansão da demanda) e de usinas existentes, ambas por licitação.

Devido à descontração de energia das geradoras estatais, desde 2003, à razão de 25% ao ano, a realização de leilões públicos já havia sido implementada por recomendação do Comitê de Revitalização, contudo com características diferentes.

Apesar do aparente esforço do novo modelo em distribuir riscos e benefícios tarifários, a partir da contratação de energia, pela menor tarifa, por meio de leilões, separando energia “velha” ou existente de energia “nova”, observa-se que dificilmente as tarifas de energia elétrica serão reduzidas, que seria o efeito esperado pelos representantes do governo. Na prática, a “margem de manobra” do MME, para redução das tarifas ao consumidor final, é muito pequena, visto que o custo com impostos e encargos setoriais tem aumentado progressivamente (Gráfico 10).

Gráfico 10: A Composição da Receita das Distribuidoras



Fonte: D'Araujo (2004).

Em 2004, a carga tributária e os encargos do setor elétrico representavam cerca de 40% da tarifa de energia elétrica, com tendência de crescimento para os anos seguintes (CASTRO, 2004j). Sendo assim, a margem de redução das tarifas pelo MME, que é o custo da energia comprada para revenda, sobre a qual também incidem impostos, está gradualmente diminuindo, ao mesmo tempo em que a carga dos impostos e encargos setoriais cresce.

8.1.3. Ambientes de contratação

No novo modelo setorial são criados dois ambientes de contratação de energia pelas distribuidoras:

- ❖ Ambiente de Contratação Regulada (ACR): compreende a contratação de energia pelos distribuidores, para o atendimento aos consumidores de tarifas regulados – os consumidores cativos – por meio de contratos regulados;
- ❖ Ambiente de Contratação Livre (ACL): compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados.

Os dois ambientes foram criados para diferenciar o tipo de contratação realizada por consumidores livres e consumidores cativos. Entretanto, na prática, o modelo “mercantil” já previa a coexistência desses dois tipos de consumidores, quando estabeleceu a possibilidade de os consumidores livres terem direito à contratação de energia. No novo modelo, todos os consumidores, livres ou cativos, devem estar 100% contratados, por meio de contratos bilaterais com lastro físico de energia assegurada, sendo que os distribuidores devem contratar por licitação.

Em termos comerciais, o ACR poderia ser visualizado como uma “cooperativa” que agrega as demandas de vários distribuidores e tem contratos com um conjunto de geradores. A contabilização e a liquidação dos contratos dessa “cooperativa” são idênticas às dos agentes do ACL e seguem basicamente as regras que já existiam no modelo anterior.

Em particular, as diferenças entre valores contratados e efetivamente consumidos do ACR são contabilizadas e liquidadas no ACL com base no custo marginal de operação (CMO), sujeito a um “teto”.

O conjunto de distribuidores que comercializa energia no ACR é, muitas vezes, citado como sendo um *pool*⁷³, entretanto, na realidade, conforme depoimento para a presente pesquisa de Maurício Tolmasquim, ex-secretário executivo do MME e atual presidente da EPE, o *pool* representa o conjunto de geradoras e distribuidoras que se relacionam no ACR e que firmam contratos bilaterais de longo prazo por meio dos leilões (informação oral)⁷⁴. Esse desenho regulatório não caracteriza nem o *single buyer model* (monopsônio) nem o *pool model* (competição plena) definidos, respectivamente, nos subitens 7.1.2 e 7.1.4 do presente trabalho, visto que não há a figura de um agente que compra toda a energia no atacado, assim como não há um mercado atacadista onde interagem vendedores e compradores no curto e longo prazo, respectivamente.

O modelo prevê que todos os geradores, sejam concessionários de serviço público de geração, sejam produtores independentes de energia, incluídos os autoprodutores com excedentes, podem comercializar energia em ambos os ambientes.

8.1.4. Contratação de energia nova no ACR

Os novos empreendimentos considerados no novo modelo, denominados energia “nova”, são aqueles que, até a publicação do respectivo edital de leilão:

- ❖ não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização; ou
- ❖ sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

⁷³ Nas próprias propostas de modelo apresentadas pelo MME, o *pool* é citado como representando o conjunto de distribuidoras.

⁷⁴ Dados coletados em campo por meio de entrevista.

Até 2007, excepcionalmente, nos leilões de energia nova, poderá ser ofertada a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou de projetos de ampliação que atendam aos seguintes requisitos:

- ❖ tenham obtido outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004 (antes da promulgação da Lei nº 10.848/2004);
- ❖ tenham iniciado a operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000;
- ❖ cuja energia não tenha sido contratada até 16 de março de 2004.

Tais empreendimentos de geração – denominadas usinas “botox” – caso optem por licitações de geração de novos empreendimentos poderão comercializar energia no ACL, até que a necessidade de novos projetos seja estabelecida.

As características básicas da contratação de energia de novos empreendimentos de geração são: i) licitação em duas fases; ii) oferta de projetos para licitação; iii) seleção dos projetos vencedores; iv) contratos bilaterais de cada gerador com todos os distribuidores; e v) incentivos aos distribuidores para contratação eficiente.

Licitação em duas fases

O modelo pressupõe que, em ambiente de incerteza, é mais eficiente para o consumidor que a contratação de energia, para atender ao crescimento do consumo (expansão), seja feita em duas licitações: i) licitação inicial, realizada com cinco anos de antecedência, pela qual seria contratada energia, para atender a uma dada previsão do crescimento da demanda; e ii) licitação complementar, realizada com três anos de antecedência (dois anos após a licitação inicial), para contratação de acréscimos de demanda decorrentes de revisão da projeção utilizada na licitação inicial.

Tal pressuposto do modelo admite que o prazo de maturação de uma nova usina hidrelétrica é de cerca de cinco anos, logo a contratação de energia, para atender ao aumento previsto da demanda, deveria idealmente ser feita com a mesma antecedência.

Entretanto, devido à grande incerteza quanto a esse aumento da demanda, é necessário ter cautela nessa contratação. De fato, se fosse contratada a energia correspondente a determinado cenário de crescimento, e acontecesse de o crescimento real ser bem menor, teria sido instalada uma capacidade excessiva, que oneraria as tarifas para o consumidor.

Essa inserção de incertezas foi prevista tendo em vista as críticas decorrentes da contratação de 100% da demanda pelas distribuidoras – ou 95%, conforme modelo anterior, a partir das medidas de revitalização – que poderia não garantir o suprimento futuro, caso houvesse contratado capacidade insuficiente.

Oferta de projetos para licitação

Na contratação de energia nova, está previsto que o MME oferecerá à licitação (inicial ou complementar) um conjunto de projetos (hidrelétricos e termelétricos) estudados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e considerados os mais econômicos para atendimento à demanda. Com o objetivo de aumentar a eficiência do processo de licitação, o montante total de capacidade (energia assegurada) dos projetos oferecidos deverá exceder substancialmente o de energia licitado.

Além disso, os projetos hidrelétricos oferecidos já terão a licença prévia ambiental. Ressalta-se que qualquer agente poderá oferecer livremente, para as licitações, projetos alternativos ao conjunto proposto pelo MME.

Um dos aspectos mais positivos destacados pelos entrevistados da presente pesquisa é a garantia da licença prévia ambiental para os projetos a serem licitados, tendo em vista a grande dificuldade encontrada por investidores, na regulamentação anterior, para obter tal licença, após terem ganhado o processo licitatório. Esse entrave ambiental foi um dos grandes responsáveis pelo atraso de obras previstas nos Planos Decenais, além de repercutir negativamente para a atratividade de investimentos.

Observa-se ainda que a agilização do processo de licenciamento ambiental já havia sido considerada crítica pelos estudos do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor

Elétrico, tendo sido proposto por este Comitê, que os projetos a serem licitados já dispusessem da licença prévia ambiental.

Apesar do esforço do MME em contornar os riscos ambientais inerentes aos investimentos, principalmente no que tange à atividade de geração de energia elétrica, observa-se poucos avanços, na gestão do governo Lula, na relação daquele Ministério com o Ministério do Meio Ambiente (MMA), o que dificulta os acordos em torno das liberações das licenças necessárias para que os projetos previstos pela EPE – ou seja, projetos importantes em termos estratégicos para a expansão do sistema – possam participar das licitações de energia nova previstas para ocorrerem ao longo do ano de 2005⁷⁵. Isso significa que a não consecução desses projetos, por investidores, pode comprometer a oferta de energia elétrica para os próximos anos.

Um dos projetos alternativos que deve participar do leilão de energia nova consiste nas usinas movidas à biomassa, como a de bagaço da cana-de-açúcar, competindo, portanto, com as hidrelétricas e termelétricas colocadas pela EPE. Segundo depoimento de Mário Veiga, tais usinas serão mais competitivas do que as hidrelétricas planejadas pelo governo, uma vez que seu preço inicial é mais baixo que o da nova geração hidrelétrica⁷⁶ (informação oral)⁷⁷.

Seleção do conjunto de projetos vencedores

O critério de seleção é o de menor custo global (custo de investimento e operação que atenda a um critério de segurança de suprimento). Os projetos serão selecionados por meio dos seguintes procedimentos:

⁷⁵ Em setembro de 2004, foi criado o Comitê de Gestão Integrada dos Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico, coordenado pela Casa Civil, com a participação do MME e MMA, visando a diagnosticar a situação dos empreendimentos que serão preparados para o leilão de novos empreendimentos, em 2005, a fim de solucionar, prioritariamente, problemas de licenciamento ambiental. Entretanto, não foram realizados avanços significativos, por esse Comitê, até final de 2004.

⁷⁶ De acordo com o entrevistado, a nova geração hidrelétrica deve custar cerca de R\$ 120/MWh, valor superior à projeção do governo, que é de cerca de R\$ 90/MWh.

⁷⁷ Dados coletados em campo por meio de entrevista.

- a) os licitantes propõem tarifas (R\$/MWh de energia assegurada⁷⁸) pelo projeto (hidrelétrico ou térmico). Se houver mais de um licitante para uma mesma usina, será escolhido o que propuser a menor tarifa;
- b) na proposição do modelo, o MME supõe que a geração hidrelétrica seja a fonte mais competitiva, predominando, dessa forma, na expansão de menor custo. Entretanto, a experiência do planejamento mostra que a expansão de menor custo global pode incluir uma parcela de geração térmica⁷⁹. Devido a essa possibilidade, e se necessário, está previsto o estabelecimento de uma proporção desejável de geração térmica que, em complementação à geração hidrelétrica, leve ao menor custo global para o consumidor, com maior segurança de suprimento;
- c) a contratação de usinas hidrelétricas ou termelétricas será sempre realizada em ordem crescente das respectivas tarifas. Serão contratadas as usinas nessa ordem, mantida a proporção hidrotérmica, até a última que faça a energia assegurada acumulada igualar à demanda licitada. No caso de ser econômico incluir uma parcela térmica, a contratação será efetuada a partir de listas separadas.

A licitação pela menor tarifa, da mesma forma que a obrigatoriedade da licença prévia ambiental, foi um dos pontos mais relevantes e positivos levantados pelos entrevistados da presente pesquisa, tendo em vista que o modelo anterior, no qual venciam os projetos que ofereciam o maior preço na licitação, incentivava a desvalorização dos ativos, como forma de aumentar o retorno no processo de aquisição.

⁷⁸ A energia assegurada das hidrelétricas é dada pelo certificado emitido pela ANEEL. A energia assegurada das térmicas é calculada por um procedimento que leva em conta os custos variáveis e a inflexibilidade operativa da usina. A tarifa deve considerar, além da remuneração pela construção da usina, os demais encargos de responsabilidade do gerador, tais como o pagamento da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) e o custo fixo de operação e manutenção (O&M). A parcela fixa para os proponentes de usinas térmicas deve incluir, além dos encargos mencionados, o custo fixo dos contratos de combustível, como os contratos *take or pay* (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2003b).

⁷⁹ Isso pode ocorrer mesmo quando as tarifas de algumas das térmicas forem maiores do que as das hidrelétricas. A razão é a contribuição das termelétricas para o alívio das interrupções mais severas quando ocorrerem condições hidrológicas extremamente desfavoráveis.

Da mesma forma, a geração termelétrica, atuando de maneira complementar à hidrelétrica, atende aos pleitos da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET). Antônio Gama Rocha, vice-presidente da ABRAGET, não advoga a substituição de investimentos em hidrelétricas por termelétricas, ao contrário, admite que estas devem ser utilizadas como complemento àquelas, reduzindo a possibilidade de ocorrência de novos problemas de oferta provocados por fenômenos climáticos (MARQUES et al., 2004). Além disso, ampliar a participação das termelétricas também implica em reduzir os custos de transmissão e aumentar a confiabilidade do sistema, conforme já discutido neste trabalho, o que torna os investimentos justificáveis também do ponto de vista financeiro e elétrico⁸⁰.

Entretanto, conforme Xisto Vieira Filho, presidente da ABRAGET, a participação das termelétricas na capacidade instalada total do País está muito distante dos níveis originalmente projetados, em função de diversas variáveis que, nos últimos anos, impediram a tomada de decisão do investidor (MARQUES et al., 2004).

Assinatura de contratos bilaterais

Cada gerador contratado na licitação assinará contratos bilaterais separados com cada distribuidora. A soma das energias asseguradas contratadas com os distribuidores será igual à energia assegurada do gerador. O objetivo do MME com esse tipo de contratação é propiciar economia de escala na licitação para a energia nova, repartir os riscos e os benefícios dos contratos e equalizar as tarifas de suprimento dos distribuidores.

Pode-se apreender dessa modelagem que, ao mesmo tempo em que há um efeito perverso na equalização das tarifas, que é o de não se considerar as diferentes características de mercado e de estrutura de capital das empresas distribuidoras, há um efeito positivo em distribuir riscos de inadimplência entre os distribuidores.

⁸⁰ Um outro argumento, no caso específico das termelétricas movidas a gás natural, é que, por conta do volume de combustível que absorvem, essas unidades são os principais fatores indutores da expansão dos gasodutos e, portanto, da rede de distribuição para atendimento aos consumidores de menor porte dos setores industrial, comercial e residencial. As vendas tímidas das distribuidoras estão provocando a absorção apenas parcial do produto que o País compra da Bolívia.

A perversidade desse instrumento se deve ao fato de que ao maior risco de pagamento corresponde um maior custo de fornecimento para garantir o mesmo retorno esperado⁸¹. Quando esse custo de fornecimento não é alocado ao agente que gera o risco, mas é diluído entre todos, os agentes adimplentes recebem incentivos à inadimplência.

Incentivos e instrumentos de gestão de risco para os distribuidores

Haverá um preço único de repasse da energia nova para todos os distribuidores, dado pela média ponderada dos preços dos leilões inicial e complementar, nos quais os fatores de ponderação serão as quantidades totais (soma das energias asseguradas contratadas pelos distribuidores) adquiridas nesses leilões. Entretanto, o preço que cada distribuidora pagará aos geradores contratados será uma média ponderada individual, em que os fatores de ponderação serão as quantidades que aquela distribuidora adquiriu nos leilões. Em outras palavras, se o preço individual de compra de energia da distribuidora for inferior ao preço de repasse único (mais eficiente que a “média do mercado”), a distribuidora terá ganho por um período de três anos.

8.1.5. Contratação de energia existente no ACR

No novo modelo, estão previstas licitações anuais para contratação de energia existente. Os contratos são do tipo bilateral de energia – iguais aos contratos do modelo anterior – com prazos de duração que podem variar entre cinco e quinze anos.

Em dezembro de 2004, foi realizado o 1º leilão de energia existente (ou energia velha), no qual foram contratadas demandas de energia elétrica, pelo prazo de oito anos, com o início de entrega para os anos de 2005, 2006 e 2007. Para os primeiros meses de 2005, está previsto o 2º leilão de energia existente, que contratará, para os anos de 2008 e 2009, pelo prazo de cinco anos. O leilão de energia nova, também previsto para 2005, começará a entrega em 2010.

⁸¹ Por exemplo, uma distribuidora de determinada região do País, poderia estar em melhor condição econômico-financeira que outra, de região diferente, o que lhe garantiria uma posição melhor em uma negociação contratual com uma geradora, já que o seu risco de inadimplência seria menor. O mesmo exemplo vale para mercados diferentes, que conferem índices de inadimplência diferenciados para a distribuidora e afetam o seu poder de negociação em um contrato de suprimento.

Do ponto de vista do consumidor, o 1º leilão de energia existente teve saldo positivo, visto que quase 100% da demanda prevista foi contratada e os preços ficaram abaixo do previsto. Para o governo, os preços ascendentes, conforme o início da entrega, indicam a aproximação do custo marginal da expansão, que é o preço considerado da energia nova. Entretanto, do ponto de vista do investidor, os preços ficaram muito aquém de suas expectativas; esses agentes atribuem os preços baixos à estratégia do governo, visto que grande parte da demanda foi contratada por empresas geradoras estatais.

Para D'Araujo [2005?], o leilão da energia existente resultou em uma baixa de tarifas, mas foi muito mais pela sobreoferta de energia do que pelo processo de recuperação das “rendas oclusas” dos ativos amortizados⁸². Além disso, ocasionou a remuneração insuficiente das empresas públicas por um longo período de tempo.

8.1.6. Consumidores livres

Os consumidores qualificados para optar pelo seu fornecedor (consumidores potencialmente livres) são aqueles com carga igual ou superior a 3 MW, que sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV. Consumidores livres são aqueles que atendem a essas condições e que exercem a opção de compra de energia elétrica.

O limite de tensão foi alterado, após regulamentação do novo modelo⁸³, pelo Decreto nº 5.249, de 20 de outubro de 2004, em função de pressão dos distribuidores, que não queriam perder partes significativas de suas receitas.

A contratação de energia livremente negociada, por meio da compra direta de um PIE ou de um comercializador, pode abranger toda a carga do consumidor ou parte dela. Tal contratação ocorre no ACL, com as seguintes condições:

⁸² Na prática, as usinas hidrelétricas duram muito mais do que seu período de concessão (30 anos). Sendo assim, após alguns anos, a tarifa de energia deveria decrescer, pois os investimentos seriam amortizados. Como isso, não ocorre, uma “renda extra” é gerada, que é indevida sob o regime de concessões, ao dono da usina. Entretanto, o novo modelo, assim como o anterior, não prevê nenhum mecanismo para que a sociedade possa se proteger dessa apropriação indevida (D'ARAUJO, [2005?]).

⁸³ O Decreto nº 5.163/2004 previa que os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos a qualquer nível de tensão, seriam considerados consumidores potencialmente livres (BRASIL, 2005a).

- ❖ o contrato de compra e venda de energia elétrica deve ser celebrado com o respectivo agente vendedor;
- ❖ o contrato de uso do sistema de transmissão deve ser celebrado com o ONS, e o de conexão, com a concessionária de transmissão, no ponto de acesso, na hipótese de as instalações do consumidor estarem conectadas à rede básica;
- ❖ os contratos de uso e de conexão devem ser celebrados com agentes de distribuição, na hipótese de as instalações do consumidor estarem conectadas à rede de distribuição desse agente.

O retorno à condição de consumidor com contrato regulado com o distribuidor deverá ser solicitado com antecedência mínima de cinco anos, sendo que a redução deste prazo fica a critério do respectivo agente de distribuição.

A presença de consumidores livres no mercado de energia serve de sinalização de preço no ambiente regulado⁸⁴, assim como retira uma parcela do mercado das distribuidoras que tem muito poder de barganha, o que beneficia os consumidores cativos.

Observa-se que houve a preocupação de se estabelecer regras claras quanto à oportunidade de saída e regresso ao regime de tarifas reguladas, pelos consumidores livres, assim como separação contratual de “energia” e “fio”, entraves identificados pelo Comitê de Revitalização para a formação de consumidores livres.

8.1.7. Novos agentes institucionais

No novo modelo, dois novos agentes institucionais foram criados, assim como constituído novo comitê no âmbito do MME. Foram feitas também alterações e reforços no papel dos agentes institucionais existentes, destacando-se a definição do exercício do poder concedente como atribuição do MME e a ampliação da autonomia do ONS, que passou a

⁸⁴ Segundo Carlos Figueiredo, vice-presidente da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL), em determinados contratos, os consumidores livres já pagam até 30% a menos pela energia elétrica, comparando-se com a hipótese como se ainda estivessem enquadrados na condição de cativos (MARQUES et al., 2004).

ter uma diretoria com mandato fixo e não coincidente, de modo semelhante ao modelo vigente nas agências reguladoras. A Lei nº 10.848/2004 incumbe, ao MME, a definição das regras de organização do ONS, além da implementação dos procedimentos necessários ao seu funcionamento.

Mudanças na regência do ONS, visando a fornecer-lhe maior autonomia, já haviam sido propostas no âmbito do Comitê de Revitalização.

Empresa de Pesquisa Energética

O exercício da função de executor do planejamento energético, em particular do setor elétrico, é atribuição do Estado, como agente normativo e regulador da atividade econômica (BRASIL, 2005p⁸⁵). O desempenho de tal função requer o desenvolvimento de estudos complexos e multidisciplinares, que demandam elevado grau de qualificação e especialização profissional.

Sendo assim, a partir do novo modelo foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), constituída como empresa pública, com o objetivo de, principalmente, desenvolver os estudos necessários para que o MME possa cumprir plenamente sua função de executor de planejamento energético, com as seguintes responsabilidades:

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

⁸⁵ Artigo nº 174 da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.

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

A criação da EPE foi criticada por alguns especialistas do setor por se tratar da criação de mais uma empresa pública, o que acarretaria mais gastos públicos; a função de planejamento poderia ser exercida pelo próprio MME, sem contrariar a Constituição de 1988.

De acordo com Moreira, Motta e Rocha (2003), o novo modelo, ao criar a EPE, admite a interferência política na gestão do sistema e, particularmente, na imposição de usinas estratégicas com o custo rateado entre os consumidores. Tais usinas, quando construídas com motivação que não atende estritamente às condições de eficiência econômica do uso da energia, não poderiam ser financiadas por meio da diluição dos seus custos entre todos os consumidores de energia elétrica.

Entretanto, esses efeitos negativos, que aumentam o risco regulatório, podem ser minimizados com mecanismos de transparência e participação pública, conforme previstos no novo modelo, por meio dos processos de contestação pública em várias etapas do planejamento.

Por outro lado, alguns participantes do Comitê do “Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica”, que se afastaram do grupo de estudo ao longo do ano de 2004, defendem que a função de planejamento poderia ficar a cargo da Eletrobrás, visto que a empresa possui uma estrutura adequada e técnicos capacitados que poderiam vir a desempenhar esse papel.

Nas palavras de D’Araujo ([2005?], p. 12-13):

É difícil compreender porque a tão urgente necessidade de se remover da Eletrobrás as funções de planejamento, já que essa era sua principal atividade. [...] Considero bastante preocupante que o retorno do planejamento anunciado seja centralizado na nova empresa de planejamento que ainda está sendo criada. Essa ausência de uma rede de

planejamento não deixa de ser uma contradição, pois, apesar da responsabilidade recair sobre o Estado, ela coincide com a continuidade e até ampliação do poder do Estado intervir através das empresas estatais.

Entretanto, se a Eletrobrás viesse a desempenhar este papel de planejamento, poderia haver problemas relacionados com conflitos de interesses, visto que a *holding* é um importante agente do mercado por meio de suas controladas e coligadas⁸⁶.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

O fornecimento de energia elétrica ao consumidor cativo, por meio das concessionárias de serviço público de distribuição, é atividade regulada. O novo modelo parte do pressuposto que a contratação da energia destinada a esse suprimento, por meio de licitação, representa o modo mais adequado de se atingirem os objetivos de transparência, economia de escala e isonomia para os consumidores.

Sendo assim, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, com os seguintes objetivos principais:

- ❖ administrar a contratação de compra e venda de energia dos concessionários do serviço público de distribuição;
- ❖ realizar leilões para compra de energia para os distribuidores, desde que autorizados pela ANEEL;
- ❖ exercer as funções de contabilização e liquidação do extinto MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL.

⁸⁶ As empresas do Grupo Eletrobrás produzem cerca de 60% da energia elétrica consumida no País. São elas: CHESF, Furnas, Eletronorte, Eletronuclear e CGTEE. A Eletrobrás detém ainda 50% da Itaipu Binacional. Também integram o Grupo Eletrobrás: a Lightpar, o CEPEL e a Eletrosul, empresa transmissora de energia elétrica. As empresas do Grupo Eletrobrás têm capacidade instalada para produção de 40.854 MW. São 51.039 km de linhas de transmissão, representando mais de 60% do total nacional, 31 usinas hidrelétricas, 16 termelétricas e duas nucleares. A atuação na distribuição de energia se dá por intermédio das empresas federais de distribuição, Eletroacre (Acre), CEAL (Alagoas), CEAM (Amazonas), CEPISA (Piauí) e CERON (Rondônia), assim como pelas distribuidoras de energia Manaus Energia e Boa Vista Energia, ambas controladas pela Eletronorte (ELETROBRÁS, 2005).

A CCEE sucedeu ao MAE, absorvendo suas funções e incorporando suas estruturas organizacionais e operacionais. A estrutura de governança da CCEE é semelhante à do MAE, sendo que o Presidente do Conselho de Administração é indicado pelo MME.

O fortalecimento da presença do MME na CCEE foi criticado por alguns especialistas pelo aumento do risco político e regulatório, o que poderia reduzir a confiança dos investidores no estabelecimento de regras transparentes e isentas de articulações políticas.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

A segurança de suprimento, que é um dos objetivos básicos do novo modelo do setor, requer ação contínua e permanente de monitoramento, permitindo o encaminhamento tempestivo de ações preventivas de mínimo custo para o consumidor.

Dentre os eventos que podem afetar a segurança de suprimento e, portanto, devem ser monitorados, incluem-se: i) não-cumprimento do cronograma de construção de empreendimentos; ii) condições hidrológicas excepcionalmente adversas; e iii) aumento imprevisto do consumo.

No âmbito do Comitê de Revitalização, medidas para promover a confiabilidade de suprimento de energia elétrica já haviam sido propostas, definindo-se uma cadeia de responsabilidades para a sinalização de dificuldades de suprimento, conforme alertado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi regulamentado pelo Decreto nº 5.175, de 09 de agosto de 2004, e criado, no âmbito do MME, com a função de analisar a continuidade e a qualidade do suprimento de energia elétrica, e propor medidas preventivas de mínimo custo para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda e contratação de reserva conjuntural.

O CMSE é coordenado pelo MME e tem a participação formal das seguintes instituições: EPE, CCEE, ONS, ANEEL e ANP, tendo a obrigação de realizar uma reunião mensal, além de reuniões extraordinárias, quando convocadas pelo Presidente da República.

O MME pode convidar para participar das reuniões do CMSE, representantes de órgãos da administração federal, estadual e municipal, e de entidades públicas e privadas, bem como técnicos do setor elétrico.

Competem ao CMSE as seguintes atribuições (BRASIL, 2005d):

- ❖ acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;
- ❖ avaliar as condições de abastecimento e de atendimento dessas atividades, em horizontes pré-determinados;
- ❖ realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados;
- ❖ identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam vir a afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;
- ❖ elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência das atividades de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletro-energético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

8.2. Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

No novo modelo institucional do setor elétrico, o planejamento da expansão compreende três etapas:

- a) planejamento de longo prazo, cobrindo horizonte não inferior a vinte anos, observando um ciclo de atividades quadrienal, em que se define o Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico (PELP). Esse plano estabelecerá as estratégias de expansão de longo prazo para o setor, em termos de novas fontes de geração, de grandes troncos de transmissão, e de desenvolvimento tecnológico e industrial para o País;
- b) planejamento de médio prazo, cobrindo horizonte não inferior a dez anos, observando um ciclo de atividades anual, em que se definem o Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos (PDE) e o Programa Determinativo de Expansão da Transmissão (PDET);
- c) monitoramento das condições de atendimento eletro-energético, cobrindo um horizonte de cinco anos, observando um ciclo permanente de atividades, em que se definem as providências para eventuais ajustes no programa de expansão em andamento.

Os estudos relativos às duas primeiras fases do planejamento setorial são coordenados pela EPE. A etapa de monitoramento é de responsabilidade do CMSE. Além da elaboração do PELP, do PDE e do PDET, as atividades de planejamento incluem estudos para implantação de empreendimentos hidrelétricos, desde a fase de inventário de bacias hidrográficas, até a etapa de viabilidades técnica, energética, econômica e ambiental.

O objetivo do PELP é definir a estratégia de expansão do sistema elétrico, de forma harmônica e integrada com o planejamento energético de longo prazo (Matriz Energética). Já o PDE será elaborado tendo como referência o PELP e apresentará o ordenamento

temporal, por mérito econômico, dos projetos de geração (hidrelétricas, termelétricas, fontes alternativas e importação de energia) e de transmissão (rede básica), considerando, dentre outros, blocos de co-geração e ofertas de gerenciamento de demanda e de eficiência energética. No caso de aproveitamentos hidrelétricos, o PDE deve indicar a priorização dos estudos de viabilidade a serem desenvolvidos, bem como a necessidade de revisão ou atualização daqueles já realizados.

O PDET será elaborado tendo como referência o PDE. No PDET, apenas reforços alocados no horizonte de cinco anos exigirão providências de natureza executiva. Os demais configurarão indicação da expansão, a ser confirmada nas revisões posteriores do plano. Na elaboração do PDET serão considerados os reforços e ampliações na rede básica, identificados e propostos pelo ONS.

A partir da implantação de processos de contestação pública – técnica⁸⁷ e por preço⁸⁸ – o novo modelo pretende aumentar a transparência do processo de planejamento da expansão, a fim de atrair potenciais investidores e se desvincular dos problemas decorrentes do planejamento indicativo do modelo anterior.

8.3. Licitações

Licitação para novos empreendimentos de geração

Na realização da licitação de novos empreendimentos de geração, a EPE:

- ❖ consolida o mercado informado pelas concessionárias de distribuição em cada área, pelos consumidores livres e comercializadores;
- ❖ estima para os projetos hidrelétricos e térmicos, preços unitários de energia assegurada, em R\$/MWh;

⁸⁷ A contestação técnica da metodologia e dos critérios aplicados nos estudos de planejamento será realizada por meio de audiência pública, após a qual os Procedimentos de Planejamento do Setor Elétrico serão homologados pela ANEEL.

⁸⁸ A contestação por preço permite que projetos alternativos aos sugeridos pela EPE sejam representados por investidores no processo de licitatório e da própria expansão do sistema.

- ❖ propõe uma lista de projetos, por ordem crescente de mérito econômico, para o atendimento à expansão do consumo. Com o objetivo de aumentar a efetividade do processo de licitação, o montante total da energia assegurada da lista de projetos deverá exceder substancialmente a demanda prevista. Se justificado para obter a melhor relação entre custo e segurança, será estimada uma parcela de geração termelétrica que deverá ser contratada em complementação às hidrelétricas. Além disso, deverá ser considerada limitação de impacto tarifário como condicionante na definição da proporção térmica. A lista de projetos a licitar, além de compreender hidrelétricas e termelétricas (incluindo co-geração), poderá também contemplar fontes alternativas (PCHs, biomassa, eólica e outras) e importação de energia;
- ❖ dá o suporte para o processo licitatório dos novos aproveitamentos de geração:
 - i) ordenamento das usinas por preço crescente, até que a energia assegurada total atenda à demanda total projetada; ii) cálculo do custo marginal de referência (custo da energia da última usina colocada), que será usado como “teto” para o cálculo da compensação que um gerador deve pagar, caso deseje usar uma parcela ou a totalidade da energia de uma usina hidrelétrica para uso próprio ou para comercialização no ACL, na condição de PIE.
- ❖ sugere ao MME o tipo de contratação da energia no ACR (contrato de quantidade de energia ou contrato de energia disponível).

A conveniência da diversificação das fontes geradoras, por meio de fontes alternativas de energia, já havia sido incentivada pela criação, pelo Comitê de Revitalização, do PROINFA.

Por outro lado, cabe ao MME:

- ❖ aprovar a lista de usinas candidatas com as respectivas “tarifas-teto”, e a eventual parcela mínima obrigatória da energia destinada ao ACR, subdividida em listas diferenciadas pela tecnologia, sendo uma para geração hidrelétrica e outra para geração termelétrica;

- ❖ aprovar o preço marginal da energia;
- ❖ determinar valor do UBP (uso de bem público) a ser considerado no caso de concessão de hidrelétricas, mesmo na hipótese de concessão de prestação de serviço público;
- ❖ especificar tipo de contrato: contrato de quantidade de energia e contrato de disponibilidade de energia;
- ❖ determinar à ANEEL promover a licitação para atendimento ao mercado.

A ANEEL, por sua vez, promove a licitação, caracterizada como segue:

- ❖ critério de julgamento - menor preço global da energia assegurada ofertada ao ACR;
- ❖ contrato de concessão ou autorização;
- ❖ contrato de longo prazo para venda de energia (15 a 35 anos);
- ❖ modalidade contratual: contrato de disponibilidade de energia ou contrato de quantidade de energia.

Os proponentes apresentam propostas de preço de energia (R\$/MWh para a energia assegurada) para as usinas incluídas na lista de projetos e/ou para usinas alternativa às dessa lista. O preço poderá ser calculado pelo ofertante como segue:

- a) **contrato de energia disponível:** os licitantes propõem tarifas (R\$/MWh para a energia assegurada) pela energia disponível do projeto (hidrelétrico ou termelétrico);

b) contrato de quantidade de energia: os proponentes oferecem uma tarifa (R\$/MWh) para cada projeto. O montante de energia (MWh/ano) a ser contratado, no caso de hidrelétricas, será igual ao certificado de energia assegurada emitido pela ANEEL. No caso das termelétricas, o montante de energia a ser contratado será igual à energia assegurada das usinas térmicas (EAT).

A ANEEL, uma vez apurados os preços unitários:

- ❖ determina a oferta de menor preço para cada usina;
- ❖ ordena as usinas que tiveram oferta, sejam pertencentes ou não à lista sugerida pelo MME, por tarifa ofertada crescente;
- ❖ seleciona as usinas cuja energia assegurada total ofertada para o ACR atenda à demanda licitada;
- ❖ divulga os proponentes das usinas selecionadas vencedores da licitação.

O MME outorgará aos vencedores da licitação para novos empreendimentos:

- ❖ concessão de prestação de serviço público ou de uso de bem público, no caso de hidrelétricas, pelo prazo de concessão de até 35 anos;
- ❖ autorização ou concessão, no caso de termelétricas, pelo prazo de até 30 anos.

A CCEE calculará o preço médio da energia vendida ao conjunto de distribuidores (VL5 e VL3)⁸⁹ e formalizará os contratos entre os geradores vencedores da licitação e o conjunto de distribuidores, com prazo variando entre 15 e 35 anos, e início de entrega de energia em 5 ou 3 anos.

⁸⁹ VL5 e VL3 são o preço médio de energia adquirida em cada um dos momentos de contratação regular, ou seja, com 5 e 3 anos de antecedência, respectivamente.

Licitação para geração existente

A quantidade de energia licitada para geração existente é consolidada pela EPE a partir de declarações das concessionárias. Esses contratos se destinam a substituir os contratos iniciais, que têm previsão de descontratação total até início de 2006. Dessa forma, a quantidade de energia declarada como necessária pelas concessionárias para o mercado, individualmente consideradas, não pode ser superior ao montante que será descontratado, levando em conta o balanço da movimentação de consumidores livres.

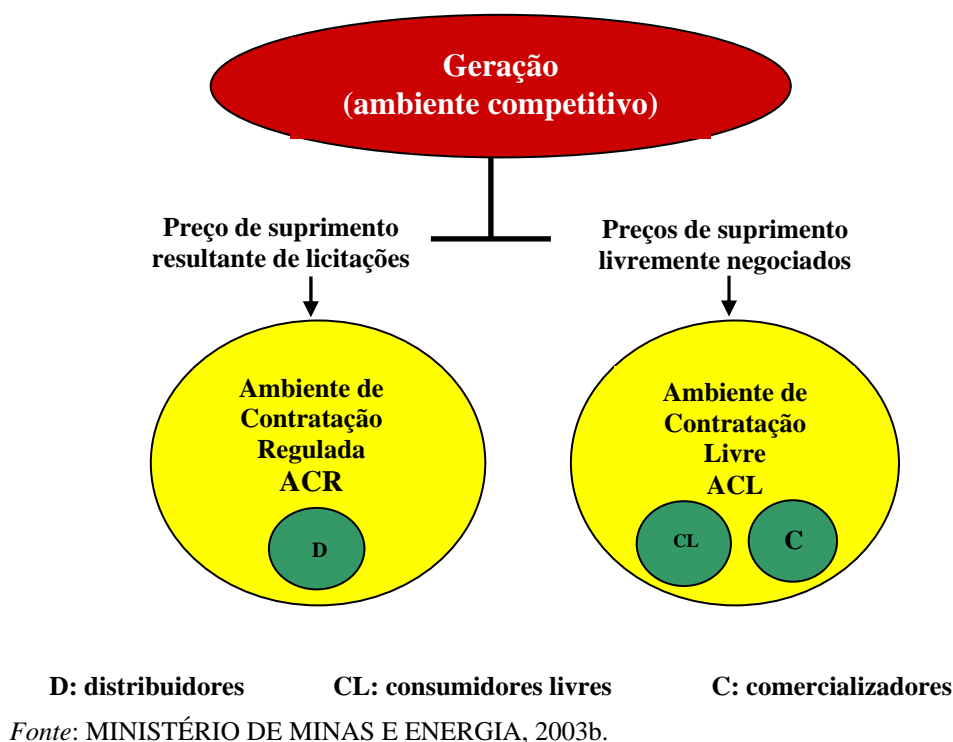
Os leilões são promovidos pela ANEEL, sendo que os contratos resultantes têm diferentes durações (entre cinco e quinze anos), com início de entrega a partir de janeiro de 2005.

Além disso, a ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, leilões específicos para contratações de ajuste pelos agentes de distribuição, com prazo de suprimento de até dois anos, para possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas. Nesses leilões, o montante total de energia contratado não poderá exceder a 1% da carga total contratada de cada agente de distribuição.

8.4. Contratação da Energia

O modelo de contratação no novo modelo do Sistema Interligado pode ser representado conforme a Figura 5:

Figura 5: Visão Geral do Modelo de Contratação



A contratação regular no ACR é formalizada em contratos bilaterais⁹⁰ entre cada gerador e cada distribuidor; os pagamentos, deles decorrentes, são efetuados diretamente entre as partes, sem interferência da CCEE. A única exceção a essa regra é a usina de Itaipu, cuja energia permanece sendo comercializada pela Eletrobrás, e apenas para os distribuidores das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

O suprimento contratado no ACR implica, conseqüentemente, uma tarifa de referência (média) única para o conjunto de distribuidoras. Contudo, as tarifas de aplicação para cada distribuidora poderão ser diferentes, em função das características específicas da demanda de cada concessionária.

Há três tipos básicos de contratação no ACR:

- ❖ contratação de nova geração;

⁹⁰ Cada distribuidor é obrigado a firmar um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com cada gerador que estiver fazendo o suprimento de energia para o conjunto de distribuidores, tendo a CCEE como interveniente.

- ❖ contratação de geração existente;
- ❖ contratação de ajuste.

Os concessionários das usinas existentes ou com concessão outorgadas têm prioridade de contratação de sua energia para atendimento ao crescimento do mercado. Assim, leilões para contratação de energia de novos empreendimentos só serão realizados quando houver real necessidade de aumento de oferta para equilíbrio do balanço energético do sistema.

A expansão da carga será atendida por geração nova e será implementada por licitações com cinco e três anos de antecedência, em relação ao ano de realização do mercado. A energia de novos empreendimentos de geração poderá ser contratada no ACR, assegurando aos geradores uma receita pela contratação, mediante duas modalidades contratuais, a critério do MME:

- a) **contratos de quantidade de energia:** iguais aos atualmente chamados contratos bilaterais de energia e aos contratos iniciais, nos quais os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos geradores, arcando eles com todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada;
- b) **contratos de disponibilidade de energia:** nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada, são alocados ao conjunto de distribuidores e repassados aos consumidores regulados. A partir dessa diminuição de riscos dos geradores, o novo modelo visa a alcançar uma redução nas tarifas ofertadas.

O repasse de preço às tarifas será integral em todo o prazo contratual para os volumes contratados de novos empreendimentos com cinco anos de antecedência (A-5). No entanto, prevê-se a aplicação de um mecanismo de incentivo nos três primeiros anos de suprimento de energia, quando os distribuidores devem repassar às tarifas de fornecimento

um Valor Anual de Referência (VR), aplicado ao montante adquirido em cada contratação regular.

O VR representa a média ponderada dos preços que resultam dos montantes contratados pelo conjunto dos distribuidores e terá os seguintes sinais de estímulo para os novos empreendimentos em A-5:

- ❖ se a tarifa média ponderada de uma distribuidora for inferior ao VR, a diferença entre VR e sua tarifa média constituirá um ganho, por três anos;
- ❖ se a tarifa média ponderada da distribuidora for superior a VR, a diferença entre sua tarifa média e o VR não poderá ser repassada por três anos.

Nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados com três anos de antecedência (A-3), haverá repasse do VR durante os três primeiros anos de entrega da energia elétrica adquirida e o repasse integral do valor de aquisição a partir do quarto ano de sua entrega, em ambos os casos, limitados ao montante correspondente a 2% da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano A-5. Para a parcela adquirida que exceder esse montante, o repasse será o de menor valor entre o VL5 e o VL3.

Nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, está previsto o repasse integral dos respectivos valores de sua aquisição. Já nos leilões de ajustes e na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída, o repasse será integral até o limite do VR.

O atendimento a necessidades superiores aos limites fixados para aquisição com três anos de antecedência será feito por contratos bilaterais de ajuste. Essa contratação bilateral será realizada por meio de leilão público, com antecedência de até dois anos, autorizado pela ANEEL, exclusivo das distribuidoras com parcela de mercado não coberto pela contratação com três anos de antecedência.

Os contratos de energia existente terão, no mínimo, cinco e, no máximo, quinze anos de duração, para início de suprimento em janeiro do ano seguinte ao do leilão, com o objetivo de: i) evitar concentração de vencimentos de contratos em uma mesma data; e ii) permitir que geradores e distribuidores gerenciem seus riscos por um *portfolio* de contratos. Nessa contratação, os preços obtidos nos leilões serão integralmente repassados à tarifa.

Sendo assim, os distribuidores passam a dispor dos seguintes instrumentos de gerência de risco:

- ❖ estratégia de contratação de energia (A-5 e A-3);
- ❖ contratação de ajuste;
- ❖ ajuste nos contratos com geradores existentes a cada licitação anual.

No ACL os contratos podem ser livremente pactuados entre os agentes, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de *hedge*⁹¹, a critério dos próprios interessados.

Ressalta-se, no entanto, que concessionárias de geração estatais e concessionárias de distribuição, mesmo quando contratando no ACL, devem promover necessariamente um processo de leilão público, cujos editais, assim como os contratos, deverão ser previamente aprovados pela ANEEL.

8.5. Desverticalização

De acordo com o novo modelo, concessionárias de serviço público não podem exercer atividades atípicas ao setor elétrico, exceto em casos específicos aprovados pela ANEEL.

A atividade de geração constitui-se como atividade competitiva, podendo os geradores vender energia tanto no ACR quanto no ACL.

⁹¹ Mecanismo de proteção financeira contra oscilações do mercado.

As empresas estatais somente podem vender sua energia por processos transparentes, isonômicos e impessoais como, por exemplo, licitações públicas (leilões de venda ou de compra dos distribuidores e consumidores livres). Os PIEs comercializam energia por sua conta e risco.

A fim de se garantir a operação energética otimizada, foram mantidos, no novo modelo, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e o disposto na Lei nº 9.074/95, pela qual os contratos de concessão de usinas hidrelétricas existentes poderão ter renovação com prazo máximo de 20 anos, sempre a critério do poder concedente (MME).

Geradores podem contratar energia com outros geradores para administrar seu risco de exposição no mercado de curto prazo. Sendo que as empresas estatais somente podem comprar essa energia mediante processo licitatório (leilão).

Já as atividades de transmissão e distribuição constituem-se monopólio natural de caráter de serviço público. Na nova regulamentação, os distribuidores não podem comercializar energia para consumidores livres, a não ser em condições totalmente reguladas.

Concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição não poderão exercer atividades de geração, transmissão e comercialização a consumidores livres⁹². A única exceção a essa regra será a atividade de geração por meio de geração distribuída de pequeno porte⁹³, na modalidade de serviço público, para destinação exclusiva ao mercado consumidor próprio.

Mesmo na vigência dos contratos de concessão que contemplam o *self-dealing*, as atividades de geração e distribuição devem ser segregadas, devendo os distribuidores constituir empresas próprias para abrigar essas unidades, estabelecendo contratos bilaterais que cubram o período abrangido pelo contrato de *self-dealing*. Ao fim desses contratos,

⁹² Com exceção dos estados que compõem o Sistema Isolado (Acre, Rondônia, Amazonas, Roraima e Amapá), cujas regras de desverticalização das concessionárias de serviço público de energia elétrica observam suas características individuais.

⁹³ Pequenas centrais hidrelétricas, pequenas centrais termelétricas, geração a partir de fontes renováveis e cogeração.

não será mais admitido que distribuidores detenham geração para atendimento próprio (*self-dealing*), permitindo-se contratos de compra e venda de energia, entre partes relacionadas, apenas quando decorrentes de processo de contratação via CCEE.

Tal medida visa a contornar problemas decorrentes do *self-dealing*, como repasse de tarifas elevadas aos consumidores em decorrência do alto custo dos geradores termelétricos constituídos para auto-suprimento. Ao mesmo tempo, o novo modelo procura respeitar os contratos vigentes, a fim de promover a garantia de regras contratuais e minimizar o risco regulatório na avaliação de potenciais investidores, apesar dessa postura significar contratos e tarifas mais onerosos até o fim de vigência desses contratos.

A proibição de *self-dealing* já era prevista pela Medida Provisória nº 64/2002, a partir da visão do Comitê de Revitalização de que mesmo o limite de autocontratação de 30% poderia, em última instância, eliminar a competição na geração. Da mesma forma, o Comitê já havia proposto critérios que visavam a assegurar a desverticalização.

Ficou mantida a metodologia de cálculo tarifário dos distribuidores, utilizada pela ANEEL, que define a estrutura da tarifa com base nos custos marginais de fornecimento.

A tarifa de suprimento do conjunto de distribuidores será o valor unitário que este conjunto pagará pela compra de energia adquirida pela CCEE. Entretanto, as tarifas que serão aplicadas a cada concessionária, individualmente, poderão refletir políticas públicas, alterando o custo da parcela de geração entre os diversos distribuidores.

A partir do novo modelo, os comercializadores podem desempenhar as seguintes atividades:

- ❖ comprar e vender energia de geradores;
- ❖ comercializar energia com consumidores livres;

- ❖ comercializar energia com concessionárias de distribuição, em contratos com duração não superior a dois anos, participando dos leilões promovidos pela CCEE (contratação de ajuste dos distribuidores);
- ❖ representar geradores nos leilões de mercado do conjunto de distribuidores.

8.6. Críticas ao Novo Modelo

O novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro sinaliza que os investimentos, públicos ou privados, são substancialmente necessários para a expansão do sistema, objetivando suprir a demanda de energia elétrica. Essa demanda tende a crescer nos próximos anos, a partir de um cenário em que o consumo de energia elétrica volta a acompanhar o crescimento da economia, após o grande retrocesso acarretado pelo racionamento de 2001. Sendo assim, visando a garantir tais investimentos, o modelo não inibe a participação do Estado, principalmente quando há parcerias com o setor privado, que ocorrem, em grande parte, através de consórcios – entre empresas estatais e agentes privados – nas disputas das licitações. Além disso, vários mecanismos foram criados visando à distribuição de riscos – regulatórios, econômicos – entre os agentes, como a aquisição conjunta de energia pelos distribuidores.

O novo modelo do setor elétrico, um modelo híbrido, no qual empresas privadas competem com empresas públicas, tenta estabelecer a competição pelo mercado, e não a competição no mercado criada a partir do modelo de 1995, e, ao mesmo tempo, tenta introduzir um controle mais forte por parte do Estado. Essa presença do Estado nos processos decisórios críticos ao funcionamento do modelo – como nos processos de licitação de energia elétrica – assim como a maior presença do MME nas empresas estatais e órgãos do setor, por meio de seus Conselhos de Administração, pode caracterizar aumento do risco político e regulatório, visto que decisões estarão suscetíveis a mudanças políticas e econômicas do governo, assim como regras regulatórias poderão ser manipuladas. Esses riscos podem gerar incertezas nos investidores.

Na prática, o novo modelo propõe substituir alguns mecanismos de mercado por regras e parâmetros de regulação, o que sujeita o sistema ao poder fiscalizador do

regulador com custos possivelmente altos e de difícil quantificação. Por essas razões, um modelo assim centralizado e administrado coloca um alto grau de risco sob responsabilidade do regulador, tornando os agentes mais vulneráveis às suas decisões.

Uma dicotomia pode ser constatada quando se analisa o contingenciamento orçamentário do agente regulador do setor de energia elétrica. Ou seja, ao mesmo tempo em que se observa aumento do risco regulatório a partir do novo modelo, a ANEEL teve mais de 56% de seus recursos totais cortados em 2004 (Tabela 13).

Tabela 13: Contingenciamento Orçamentário e Financeiro

Ano	%
1998	0%
1999	0%
2000	0%
2001	0,38%
2002	24%
2003	50,27%
2004	56,56%

Fonte: KELMAN, 2005.

Os Quadros 7 e 8 comparam o modelo “de mercado”, com tendência liberal e privatizante, e o novo modelo, sob a ótica de aspectos críticos, como o funcionamento geral do sistema e os riscos envolvidos.

Quadro 7: Principais Diferenças entre os Modelos

	Modelo de Mercado	Novo Modelo
Planejamento / Expansão	Indicativo	Determinativo
Contratação de energia	Negociação	Compulsória (regulamentada)
Obrigação de contratação	Distribuidor é obrigado a contratar 95% de sua carga de referência (demanda passada)	Distribuidor obrigado a contratar 100% de sua demanda com antecedência de cinco anos, revistas a cada ano
Preço da energia para o consumidor	Demanda remunerada ao preço da energia no mercado <i>spot</i> combinado com o valor dos contratos	Repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica, com exceção dos casos em que há limitação ao VR
Receita da usina velha	Depende da energia contratada, preço <i>spot</i> e contrato bilateral	Prioritariamente, determinada pelo leilão de energia velha,

	Modelo de Mercado	Novo Modelo
		cujo preço máximo é dado pelo regulador
Receita da usina nova	Remuneração não depende da idade	Licitada pelo critério de menor receita requerida

Fonte: Adaptado, Moreira, Motta e Rocha, 2003.

Quadro 8: Exposição ao Risco nos Dois Modelos

	Modelo de Mercado	Novo Modelo
<i>Default</i> do distribuidor	Contrato entre as partes	Seguro bancário, por distribuidora ou rateado pelos geradores
Hidrológico	Embutido no preço <i>spot</i>	Pago pelo consumidor, na modalidade contratual por disponibilidade de energia. Pago pelo gerador, na modalidade por quantidade de energia.

Fonte: Adaptado, Moreira, Motta e Rocha, 2003.

O planejamento determinativo da expansão do sistema, introduzido pela EPE, assim como o processo de monitoramento do CMSE, visam a corrigir acontecimentos recentes na indústria elétrica, pois, na prática, as forças de mercado, deixadas por si só, não são capazes de atender à expansão do setor e garantir o equilíbrio entre demanda e suprimento de energia.

Além disso, a partir dos processos de licitação por leilão, os geradores ganham um contrato de longo prazo de uma receita garantida. Assim, o novo modelo oferece aos investidores maior percepção dos riscos inerentes ao negócio, permitindo-lhes a opção de estar reduzindo sua taxa de retorno.

Adicionalmente, há a possibilidade de apresentação dos recebíveis (receitas futuras) das distribuidoras como garantia ao financiamento de investimentos em geração, na medida em que: i) as distribuidoras constituem-se nas usuárias finais da produção, colocada no mercado por meio de contratos de longo prazo; ii) os recebíveis são compostos por diversas contas mensais, o que pulveriza o risco de inadimplência; e iii) a capacidade

de pagamento da distribuidora é a principal determinante da saúde financeira do gerador e, em consequência, de sua capacidade para quitar os compromissos bancários.

No mercado internacional, esse sistema já é utilizado, com frequência e sucesso, em operações de *project finance*. No Brasil, também pode ser observado em contratos bilaterais de venda de energia, e em garantia de financiamentos contraídos junto ao BNDES. Em todos esses casos, a garantia dos recebíveis é acompanhada pela possibilidade de bloqueio dos recursos depositados em conta concentradora da distribuidora junto a um banco de varejo.

A grande questão para o setor elétrico brasileiro está em como atrair os investimentos, que devem ser da ordem de R\$ 20 bilhões ao ano. Sendo que a decisão de investir (na visão do lado do investidor) depende de um ambiente macroeconômico favorável, somado a um crescimento da demanda por um produto e uma estabilidade legal. Esses fatores embutem riscos que serão estimados para a tomada de decisão.

Regras estáveis criam segurança legal, isto é, segurança garantida judicialmente. Os investidores, devido ao histórico de mudanças de regras no Brasil, fundamentalmente no setor de energia elétrica, que, apenas no período de 1995 a 2004, passou por duas grandes reestruturações, ainda prezam instituições regulatórias fortes e sólidas, postura que não foi observada na ANEEL, desde a sua criação, cuja atuação requerida seria de independência e autonomia política. No Brasil há uma certa dificuldade de se regular o mercado do setor elétrico, devido ao regime híbrido do sistema.

Sendo assim, os atores que irão determinar o cenário futuro da expansão da matriz energética brasileira são: o governo, como formulador das políticas e regras; os geradores federais, que são tidos como investidores naturais do setor; os geradores privados e estaduais, que são empresas que já atuam no setor; os financiadores dos projetos, que são a grande incógnita; e os riscos associados à decisão de investimento, que estão vinculados às entidades financeiras. Nesse sentido, há diversos fatores a serem considerados no desenvolvimento e financiamento da matriz energética pelas empresas investidoras e financiadoras do setor elétrico brasileiro. Inicialmente, está o fato de que os investidores nacionais e estrangeiros, que apostaram na privatização do setor, não obtiveram o retorno

esperado dos investimentos e tiveram seus ativos depreciados com o racionamento de 2001. Tem-se também outro problema que o racionamento ocasionou, que comprometeu a capacidade de investimentos e pagamentos das empresas de distribuição (muitas dívidas em jogo), e que foi atenuado ao longo de 2004 com a reestruturação das dívidas dessas empresas, com exceção de algumas empresas, como a Light.

Apesar do aperfeiçoamento do novo modelo, as empresas geradoras e distribuidoras ainda se mostram desconfortáveis com a estrutura regulatória. A atratividade dos leilões de energia velha e nova, a capacidade de investimento das empresas públicas (restrição orçamentária), a questão dos autoprodutores (manutenção de contratos por *self-dealing* muito caros), a inexistência de financiamentos de longo prazo e o risco de inadimplência de algumas distribuidoras ainda não se mostram adequados para uma tomada de decisão confortável em investimentos no âmbito do novo modelo.

Por outro lado, diante de um histórico de problemas, como o insucesso do modelo anterior, os resultados ineficientes de programas implementados (como o PPT), a constante alteração das regras e o desrespeito a elas – causando desconfiança quanto à qualidade do marco regulatório – e um prêmio de risco dado às incertezas não compatíveis com os riscos associados aos projetos – a rentabilidade é menor, porém os riscos não são menores – os financiadores agem com cautela.

Os principais aspectos que ainda serão avaliados pelos investidores são: o marco regulatório que não foi testado na prática e que ainda é suscetível à influência política (há concentração de poderes no MME); o comprometimento da expansão do sistema elétrico, em caso de desequilíbrio econômico das distribuidoras; a vulnerabilidade do setor à volatilidade do mercado financeiro e de crédito, em termos de juros e câmbio.

Cabe ressaltar que a falta de investimentos poderá trazer riscos a todas as empresas do setor, em médio e longo prazo, inclusive o risco de um novo racionamento. A expansão precisa de financiamentos privados e o governo vai ter que avançar em alguns pontos do modelo para atender às necessidades das empresas e dos financiadores. Há o risco inicial de financiadores não disponibilizarem *funding* para os projetos. Desse modo espera-se uma forte presença do BNDES e das empresas estatais federais no início do processo de

expansão da matriz energética nacional. O histórico de alteração das regras pode inviabilizar o planejamento de longo prazo das empresas. O grande desafio do novo modelo será viabilizar a expansão da oferta com a confiança do investidor/financiador. Somente a manutenção constante das regras trará confiança e estabilidade para que empresas e financiadores possam investir no setor.

8.7. Quadro do Setor: 2002 - 2004

Após o racionamento de energia elétrica de 2001, observou-se retomada lenta do consumo, gerando um cenário de excesso de oferta de energia, com sobras de cerca de 7,5 mil MW médio, o que levou a uma perda de receita para as geradoras, em 2003, de cerca de R\$ 5 bilhões, com preços poucos atraentes para novos investimentos em geração (ELETROBRÁS, 2003b). Entretanto, essa reserva de energia no sistema, denominada sobra, é indispensável para absorver um crescimento maior da economia.

Os consumidores residenciais, que respondem por cerca de 22% do consumo total de energia elétrica no País, foram os principais responsáveis por essa redução no consumo de energia, decorrentes das mudanças em seus hábitos após o racionamento, em função de diversos fatores, como o aumento das tarifas e o aprendizado de conservação obtido na época de escassez de energia. Adicionalmente, pode-se apontar a queda na renda familiar como fator também determinante para o baixo consumo.

O consumo industrial, que representa em torno de 47% do consumo total de energia elétrica, também diminuiu, mas a taxas menores do que o residencial. Entretanto, o racionamento causou efeitos permanentes no consumo de energia da indústria, a partir do aumento da geração própria.

Um outro item que colaborou para segurar o consumo de energia elétrica foi o preço. A alta na cotação do dólar observada no ano de 2002 culminou no aumento das tarifas de energia elétrica, uma vez que grande parte dos contratos bilaterais estavam atrelados à moeda americana e sujeitos, portanto, a sua volatilidade. Além disso, ocorreram dois aumentos extraordinários nas tarifas de energia: para repor as perdas das distribuidoras com o racionamento e para pagar o “seguro-apagão”. Em 2002, as empresas

de distribuição apresentaram os piores resultados contábeis no período pós-privatização, com prejuízos que ficaram superiores a R\$ 7 bilhões.

As distribuidoras de energia elétrica passaram por uma difícil situação financeira, ao longo de 2003, com grande parte de suas dívidas atreladas ao dólar, ao mesmo tempo em que se observou aumento do risco setorial⁹⁴ e limitada flexibilidade financeira das empresas em um cenário internacional de restrição à oferta de crédito, gerando inadimplências e iminências de *default*.

Em 2003, os investimentos na geração de eletricidade atingiram apenas R\$ 7 bilhões, contra R\$ 20,5 bilhões em 2002 (MARQUES et al., 2004). Ao mesmo tempo, os investimentos externos diretos em energia elétrica mal chegaram a US\$ 651 milhões em 2003, uma queda de mais de 50% em relação ao ano anterior, quando alcançaram US\$ 1,5 bilhão (ELETROBRÁS, 2004).

Mas uma pequena recuperação já pôde ser sentida em 2003, quando o consumo de energia elétrica no País registrou um aumento de 4,7% em relação ao observado em 2002, e o volume gerado (364,6 mil GWh) foi 1,24% superior ao obtido em 2000, antes da crise do racionamento.

Além disso, a valorização do real frente ao dólar, os reajustes tarifários que ocorreram em 2003 e o alongamento da dívida das distribuidoras possibilitaram que grande parte das empresas do setor conseguissem reverter seus prejuízos.

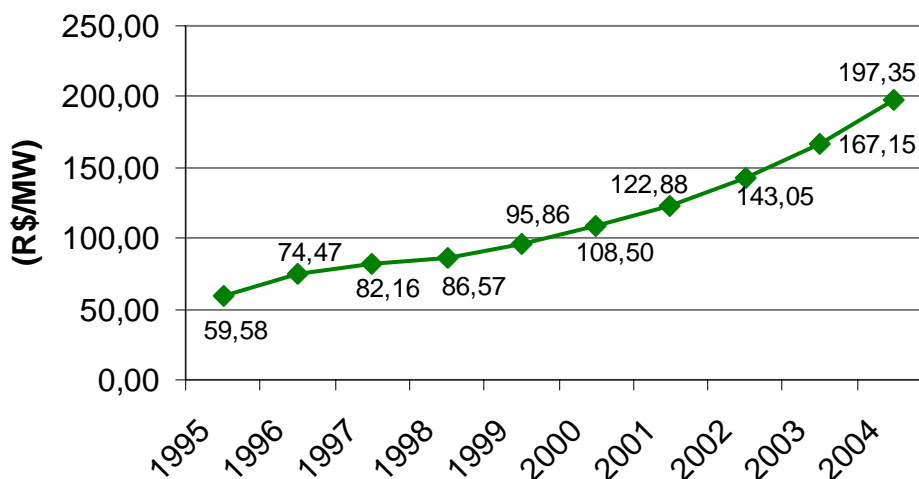
Em 2004, pela primeira vez, a demanda total de energia elétrica superou a do pré-racionamento, devido, em grande parte, ao setor industrial. O consumo total, em 2004, foi de 320.952 GWh, superando em 4,5% o de 2000, que foi de 307.033 GWh (ELETROBRÁS *apud* IPEADATA, 2005a).

Ao final de 2004, as tarifas médias de fornecimento continuaram com tendência de alta, chegando ao patamar de R\$ 197,35 / MW, cerca de 38% superior à tarifa praticada ao

⁹⁴ O aumento do risco setorial no ano de 2003 decorreu, dentre outros fatores, das incertezas quanto à configuração do novo modelo a ser adotado pelo setor e do excesso de oferta de eletricidade, que tendeu a depreciar o preço da energia.

final do ano de 2002, quando foram realizados aumentos tarifários decorrentes da crise de escassez de energia de 2001 (Gráfico 11).

Gráfico 11: Tarifas Médias: 1995-2004



Fonte: ANEEL, 2005g.

De uma maneira geral, o ano de 2004 foi rentável para as vinte maiores distribuidoras do País⁹⁵, que representam cerca de 84% do mercado de distribuição. Essas empresas apresentaram lucro líquido da ordem de R\$ 3,2 bilhões em 2004, contra R\$ 2,5 bilhões no ano anterior, um aumento de 27,6% em seus desempenhos. Da mesma forma, o faturamento líquido dessas companhias, em 2004, que foi da ordem de R\$ 54,3 bilhões, correspondendo a um aumento de 17% em relação ao ano anterior (FRANCELLINO, 2005b).

Apesar do crescimento de 1,62% no mercado dessas empresas, houve expressiva saída de consumidores cativos para a condição de livres em algumas empresas⁹⁶.

Ao longo do ano de 2004, as incertezas regulatórias foram minimizadas com a implantação, após diversos debates e críticas, do novo modelo do setor elétrico. A

⁹⁵ CEMIG, Eletropaulo, CPFL Paulista, Light, COPEL, CELESC, Bandeirante, Piratininga, Elektro, COELBA, CELPE, AMPLA, AES Sul, Escelsa, CELG, RGE, CEEE, COELCE, CELPA e CEMAT (FRANCELLINO, 2005b).

⁹⁶ De acordo com Francellino (2005b), a Piratininga e a Elektro, por exemplo, perderam 6,1% e 6%, respectivamente, de seus mercados.

expectativa girou em torno do 1º leilão de energia existente, em dezembro de 2004, com início de suprimento para os anos de 2005, 2006 e 2007.

Entretanto, o resultado do leilão não foi satisfatório para todos os agentes setoriais. De uma maneira geral, os preços firmados beneficiaram os consumidores e distribuidores, mas frustraram expectativas dos geradores. O excesso de oferta, consequência, em parte, do fim dos contratos iniciais, foi determinante na queda dos preços. Ao mesmo tempo, ao longo dos anos de entrega de energia, observa-se aumento dos preços, indicando uma curva crescente, baseada no aumento da demanda e na redução da energia excedente (Tabela 14).

Tabela 14: Resultado do Leilão de Energia Existente

Início da Entrega	Valor Inicial Proposto pelo Governo	Valor Final	Valor Esperado pelas geradoras
2005	R\$ 80 / MWh	R\$ 57,51 / MWh	R\$ 60 / MWh
2006	R\$ 86 / MWh	R\$ 67,33 / MWh	R\$ 70 / MWh
2007	R\$ 93 / MWh	R\$ 75,46 / MWh	R\$ 80 / MWh

Fonte: Herdeiro e Paraguassu, 2005.

Só as geradoras estatais federais, Eletronorte, Chesf e Furnas, comercializaram cerca de 65% da energia comprada no leilão, fechando preços relativamente baixos em comparação com aqueles praticados pelos contratos iniciais (CCEE, 2005b).

Entretanto, o impacto dos baixos preços praticados no leilão para os consumidores finais será muito pequeno⁹⁷, visto que a variação será dada apenas no custo da energia, não afetando a alta incidência de impostos e encargos setoriais.

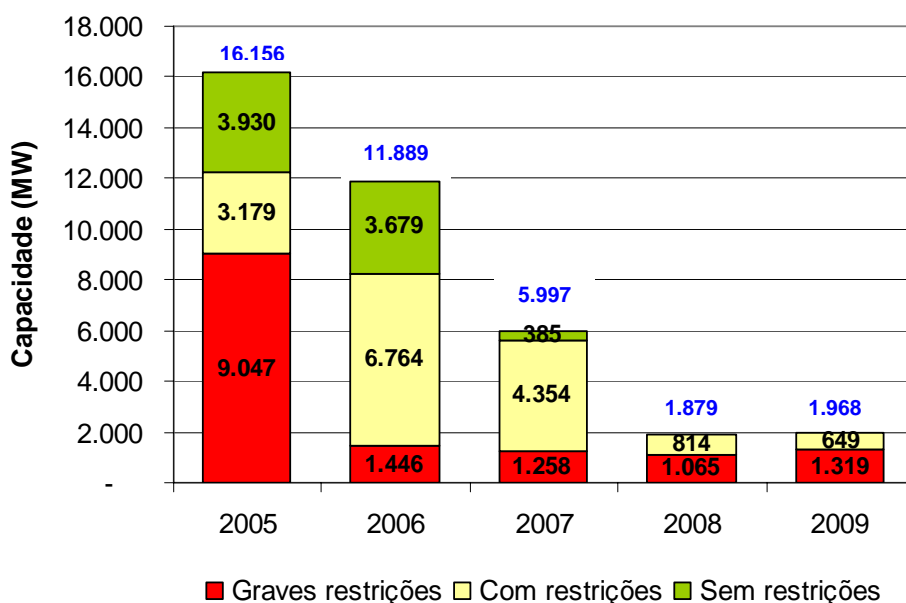
Adicionalmente, como o preço da energia para os três anos de início de entrega ficou abaixo do esperado pelo mercado, o resultado do 1º leilão de energia existente pode desestimular novos investimentos na construção de empreendimentos.

⁹⁷ De acordo com projeções da ANEEL (CASTRO, 2004i), nos submercados Sul, Sudeste e Centro-Oeste, a redução média das tarifas será de 2,5%. Nos submercados Norte e Nordeste, as tarifas sofrerão impacto pouco significativo.

O governo só vai conseguir testar a atratividade de seu modelo a partir de 2005, quando está previsto o leilão de energia nova. Para tanto, o governo deve ser capaz de mensurar a energia a ser licitada, para que ela seja rentável aos investidores e, ao mesmo tempo, reflita tarifas menos onerosas aos consumidores, ou seja, o governo deve encontrar o caminho adequado que leve o setor a alcançar a meta de modicidade tarifária.

Além disso, esforços devem ser envidados para acelerar o processo de licenciamento ambiental das usinas, listadas pela EPE, a serem licitadas. Para o ano de 2005, cerca de 56% dos empreendimentos de geração previstos para entrarem em operação apresentam graves restrições ambientais, de acordo com a classificação da ANEEL. Esse percentual chega a 67% no ano de 2009, quando todos os empreendimentos apresentam alguma restrição para a entrada em operação, situação semelhante ao ano de 2008 (Gráfico 12).

Gráfico 12: Situação dos Empreendimentos de Geração



Fonte: KELMAN, 2005.

Até o verdadeiro “teste” do marco regulatório, incertezas e especulações sobre se haverá ou não investimentos necessários para a expansão do setor permanecerão no mercado.

8.8. Equilíbrio da Oferta e da Demanda: 2004 - 2008

O Brasil precisa acrescentar, anualmente, a sua matriz energética algo entre 3.500 MW e 4.500 MW, para garantir crescimento econômico e social minimamente digno desse conceito (MARQUES et al., 2004). Contudo, de acordo com o Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2004, desenvolvido pelo ONS (2005b), de 2004 a 2008, há a previsão de acréscimo, por diversas fontes convencionais e alternativas, de 10.720 MW no Sistema Interligado Nacional (SIN) – uma média de apenas 2.144 MW por ano. Em janeiro de 2005, está previsto o término do contrato de 918 MW de oferta emergencial e, em janeiro de 2006, há previsão de término do contrato dos 856 MW restantes da oferta emergencial. O encerramento do programa emergencial reduz a capacidade térmica instalada do SIN em 1.774 MW (Tabela 15).

Tabela 15: Acréscimo de Potência Anual no SIN e Evolução da Potência Instalada (MW)

Tipo	2004	2005	2006	2007	2008	Total
<i>Hidráulica</i>	1.849	2.264	2.677	240	-	7.030
<i>Térmica PPT</i>	4.694	164	-	-	-	4.858
<i>Térmica Emergencial</i>	-	-918	-856	-	-	-1.774
<i>Térmica Outras</i>	-143	-168	-	-	-	-311
<i>Nuclear</i>	-	-	-	-	-	-
<i>Itaipu Brasil</i>	-	700	-	-	-	700
Capacidade Instalada SIN	6.400	2.042	1.821	240	-	10.503
<i>Itaipu Paraguai</i>	-30	310	-21	-21	-21	217
<i>Importação Argentina</i>	-	-	-	-	-	-
Acréscimo de Potência Anual no SIN (MW)	6.370	2.352	1.800	219	-21	10.720

Fonte: ONS, 2005b.

Considerando o Cenário de Oferta de Referência⁹⁸, observa-se que 8.722 MW – cerca de 81% do acréscimo de oferta prevista para o quinquênio – entram em operação apenas até dezembro de 2005. Da mesma forma, aproximadamente, 60% da oferta total

⁹⁸ O cenário de referência de oferta, em consonância com a Resolução GCE nº 109/2002, considera uma hipótese conservadora de concretização de projetos de geração no período 2004/2008, levando em conta somente projetos com construção iniciada e aqueles que não possuem impedimentos de nenhuma natureza para a entrada em operação nas datas previstas (ONS, 2005b).

estava prevista para entrar em operação ao longo de 2004. Vale ressaltar também que, em 2007, existe um acréscimo de oferta de apenas 240 MW na capacidade instalada no SIN e, em 2008, não existem novos empreendimentos sem impedimentos para entrada em operação (Tabela 15).

Apesar do aparente déficit de energia, a partir, principalmente, de 2007, o ONS afirma que, com taxa de crescimento médio anual do mercado de 5% no período 2004/2008, as condições de atendimento do SIN são, em geral, satisfatórias, desde que se concretize o programa de obras de geração e de interligações inter-regionais. Os déficits de pequenas magnitudes observados nos subsistemas Nordeste e Norte⁹⁹ poderiam ser contornados com a adoção das curvas de aversão ao risco, na operação, em tempo real, que permitem definir geração térmica adicional, bem como valores e sentido de intercâmbios necessários.

Em suma, mesmo se for considerado o cenário mais acelerado do consumo de energia, com crescimento do mercado à taxa média anual de 6,4%, no período 2004/2008, as condições de atendimento ao SIN nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul se mantêm em níveis adequados para probabilidades de déficits médios anuais de energia maiores que 5% da carga média anual¹⁰⁰. Em relação às Regiões Nordeste e Norte, especial atenção deve ser dada ao biênio 2007/2008, quando já se observariam, para esta taxa de crescimento do mercado, probabilidades mais elevadas do déficit médio anual ser superior a 5% da carga (ONS, 2005b).

De uma forma geral, um crescimento mais acelerado do consumo indicaria a necessidade de estreito monitoramento do programa de obras ou até mesmo a necessidade de expansão adicional da oferta e/ou antecipação da entrada em operação de novos projetos de geração, em relação ao Cenário de Oferta de Referência.

⁹⁹ Observe-se, no entanto, que a Oferta de Referência está definida em consonância com a Resolução GCE nº 109/2002, que considera somente os empreendimentos que não apresentam impedimentos de nenhuma ordem para entrada em operação nas datas previstas. Da mesma forma, não foram considerados empreendimentos termoeletricos no triênio 2006/2008, tratando-se, portanto, de uma oferta conservadora (ONS, 2005b).

¹⁰⁰ A probabilidade de déficit maior que 5% da carga significa probabilidade de haver no ano séries com déficit médio anual superior a 5% da carga média anual.

Sendo assim, conclui-se que é de fundamental importância o planejamento e monitoramento, por parte do governo, do cronograma de obras e licenciamentos dos empreendimentos de geração de energia elétrica, para que se garanta, principalmente a partir de 2007, nas Regiões Norte e Nordeste, o abastecimento de energia elétrica aos consumidores. Dentro desse contexto, a EPE e o CMSE assumem um papel extremamente relevante no âmbito do novo modelo do setor elétrico. Se essas instituições desempenharem seus papéis conforme proposto na nova reestruturação, o risco de um novo déficit de energia estrutural será mitigado ao longo da maturação do modelo. Sendo assim, negociações com o Ministério do Meio Ambiente (MMA), para que acelere o processo de liberação das licenças prévias das usinas a serem licitadas devem assumir prioridade, assim como deve ser analisada a possibilidade de a responsabilidade pelo licenciamento ambiental de novas usinas ser centralizada em um só órgão, preferencialmente o IBAMA¹⁰¹, a fim de agilizar o processo¹⁰².

Para garantir investimento em geração hidrelétrica e termelétrica, em cogeração, em geração por energias alternativas, em transmissão e em distribuição de energia, que gira em torno de R\$ 20 bilhões anuais, devem ser feitas algumas perguntas: há recursos suficientes nas empresas estatais do setor e no Tesouro Nacional para garantir um fluxo de investimentos dessa ordem de grandeza? O Brasil tem capacidade para tomar empréstimos externos nesse volume?

Se a resposta for negativa – e a chance de ser é enorme – só há uma solução: juntar o que há de recursos públicos, atrair capital privado para o setor e estabelecer parcerias. Entretanto, a atração de novos investidores requer três condições: segurança institucional, estabilidade de regras e taxas de retorno compatíveis com os padrões internacionais.

Sendo assim, cabe ao governo, não apenas a tarefa de remover dificuldades, como as relativas ao licenciamento ambiental, mas, sobretudo, oferecer ao País um marco regulatório capaz de atrair o investimento privado, nacional e estrangeiro, mitigando as

¹⁰¹ Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.

¹⁰² O licenciamento ambiental de usinas é rateado entre o IBAMA e órgãos estaduais de meio ambiente, dificultando o processo de negociação, principalmente entre diferentes esferas do poder público, que possuem, muitas vezes, interesses políticos divergentes.

incertezas que assolaram o País, sobretudo no período 1995/2004, e tornando o Brasil um ambiente propício, com regras confiáveis e estáveis.

Este capítulo visou a promover um entendimento a respeito do novo modelo que se implementou para regulamentar o setor de energia elétrica no ano de 2004, descrevendo e analisando suas bases, tentando resgatar suas origens, assim como promovendo críticas. Dessa forma, procurou-se ressaltar em um cenário de certo desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica a partir de 2007, os desafios que devem ser superados para que o governo possa alcançar seus objetivos por meio do funcionamento do novo modelo.

9. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS DA PESQUISA

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados da pesquisa de campo, com a respectiva análise dos dados, buscando-se a resposta ao problema que suscitou a presente pesquisa.

9.1. Elaboração do Roteiro de Pesquisa

Os roteiros das entrevistas foram elaborados considerando três grupos principais a serem investigados: i) histórico do setor de energia elétrica; ii) modelos do setor; e iii) perspectivas do setor.

Mantendo esses grupos, os roteiros foram adaptados conforme necessidade percebida pela pesquisadora, de acordo com o papel do entrevistado no setor de energia elétrica. Sendo assim, foi dada ênfase à abordagem das questões percebidas como prioritárias para cada um dos entrevistados, visto que o posicionamento deles, em algumas questões, é de conhecimento público e, em grande parte das entrevistas, foi estabelecido limite temporal.

Os roteiros utilizados nas entrevistas, com a identificação dos respectivos entrevistados, constam no Anexo C do presente trabalho.

9.1.1. Histórico do setor de energia elétrica

A partir das percepções dos entrevistados acerca dos modelos regulatórios que já foram implantados no Brasil, principalmente a partir de 1995, com o modelo que promoveu o início do processo de privatização no setor elétrico brasileiro, buscou-se compreender os posicionamentos dos governos federais em cada época, assim como os movimentos na economia mundial e nacional que possam ter subsidiado seus processos decisórios.

Desta forma, procurou-se compreender os fatores que motivaram o início do processo de privatização no setor, assim como a reestruturação setorial de 1995. No contexto do modelo de “mercado”, buscou-se resgatar os fatores que desencadearam na crise de energia elétrica, que surtiu efeito em toda economia do País, em 2001, assim como os resultados alcançados pelo processo de privatização e por outras diretrizes que o modelo pretendia seguir.

9.1.2. Modelos do setor de energia elétrica

De uma maneira geral, buscou-se apreender até que ponto o novo modelo do setor de energia elétrica, implementado em 2004, absorveu as metodologias propostas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, criado em 2001, procurando-se constatar pontos divergentes e convergentes.

As origens dos modelos do setor de energia elétrica, abrangendo o período 1995/2004, também foram objeto de investigação, visando a estabelecer paralelos com experiências internacionais e outros modelos propostos, antes da regulamentação de 2004, assim como os papéis assumidos e vislumbrados pela Eletrobrás e pelo BNDES, tendo em vista terem assumido papel relevante ao longo da história do setor. Dessa forma, deficiências regulatórias dos modelos puderam ser constatadas, e necessidades de novas atuações dos agentes setoriais puderam ser apreendidas.

9.1.3. Perspectivas do setor de energia elétrica

Mesmo com a implantação do novo modelo, ainda há muitas incertezas no ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro, geradas pela percepção de riscos, sejam eles políticos, ambientais, econômicos ou regulatórios, os quais desenham cenários que variam muito com a percepção dos agentes setoriais. Sendo assim, buscou-se apreender a maneira como o Estado se comporta a partir da nova estruturação setorial e de seus riscos associados, a fim de traçar paralelos com as políticas e estratégias do governo de Luiz Inácio Lula da Silva.

Por outro lado, supondo a questão dos investimentos, públicos ou privados, como primordial para o sucesso do modelo, visto serem extremamente necessários à expansão do sistema elétrico brasileiro, buscou-se compreender a relevância do Estado nos investimentos no setor, sob a ótica do novo modelo, de forma a apreender suas influências ideológicas.

9.2. Análise dos Resultados da Pesquisa de Campo

A fim de subsidiar a análise da pesquisa de campo, os três grupos foram subdivididos em sete categorias analíticas, obtidas *a posteriori*, de forma a proceder-se à análise de conteúdo. São elas: i) modelo estatal; ii) modelo mercantil; iii) racionamento de energia elétrica; iv) Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico; v) modelos alternativos; vi) experiências internacionais; e vii) estratégias e políticas governamentais.

Sendo assim, os resultados da pesquisa de campo são apresentados, em conformidade com as categorias estabelecidas, de forma a refutar ou aceitar as suposições apresentadas.

9.2.1 Modelo estatal

De uma maneira geral, o modelo no qual predominavam grandes investimentos do Estado, que antecedeu ao processo de privatização, é visto como ineficiente por grande parte dos entrevistados, tanto para a época em que se delineou a reestruturação setorial de 1995, quanto para a reestruturação de 2004.

Entretanto, aspectos do modelo, na opinião de alguns entrevistados, deveriam ter sido resgatados na reestruturação de 2004, como a questão da remuneração dos agentes de geração de energia elétrica pelo custo do serviço. De acordo com os entrevistados, essa metodologia se justifica, visto que ela é adequada para países predominantemente hidrelétricos, como o Brasil.

Entretanto, esse regime de remuneração gera diversas ineficiências, podendo-se ressaltar dentre elas:

- ❖ permite que o governo possa controlar tarifas para fins de política macroeconômica, deixando muitos custos incorridos pelas geradoras sem a devida remuneração, aumentando a percepção de risco por parte de potenciais investidores;
- ❖ possibilita que as geradoras sejam ineficientes, podendo incorrer em custos desnecessários e superdimensionados.

Essa estrutura pode ter funcionado quando o Estado controlava toda a cadeia produtiva do setor, para fins de expansão do sistema elétrico. Naquela época, principalmente na década de 60 e 70, o setor tinha capacidade para autofinanciamento, acesso ao crédito externo e mantinha suas tarifas alinhadas à inflação. Entretanto, diante do “vácuo” regulatório deixado pelo modelo, permitindo que o governo utilizasse as tarifas públicas para controle inflacionário, as tarifas foram depreciadas e muitos custos incorridos pelas empresas não foram considerados, prejudicando a remuneração ao longo da cadeia de todo setor.

Por outro lado, a volta do planejamento determinativo da expansão do sistema, que era adotado no modelo estatal, visto o resultado ineficaz do planejamento indicativo do modelo mercantil de 1995, foi defendida por muitos entrevistados.

Na realidade, deixar a escolha dos investimentos necessários à expansão do sistema nas mãos dos agentes privados é extremamente arriscado, ainda mais quando não se tem instrumentos de regulação adequados e suficientes para promover incentivos e mitigar incertezas. Tal política pode colocar em risco o abastecimento de energia elétrica de consumidores que pagam para ter um serviço adequado, com qualidade e confiabilidade, assim como ocorreu no racionamento de 2001.

De uma maneira geral, a crise do modelo estatal foi percebida pelos entrevistados como relacionada aos seguintes fatores:

- ❖ crise fiscal do Estado: a fim de controlar os gastos públicos, que vinham aumentando, principalmente, nas esferas estaduais e municipais – uma das condições para os empréstimos concedidos pelo FMI – o governo federal implementou o programa de privatizações, no qual obteve recursos para pagar suas dívidas;
- ❖ falta de recursos do Estado: os grandes investimentos para expansão do setor haviam sido feitos pelo Estado, contudo, os custos, principalmente no que tange à geração de energia elétrica, tendiam a ser cada vez maiores – com a entrada de hidrelétricas cada vez mais caras, na medida em que se afastavam dos centros de carga – além do aumento do custo marginal de expansão, com a necessidade de entrada de usinas termelétricas para suprir a energia requerida pelo sistema;
- ❖ ineficiência das empresas públicas e maior exigência desse fator por parte do mercado e dos consumidores;
- ❖ influência neoliberal e concepção do Estado mínimo: defende a maior participação privada nos setores em que o Estado pode exercer apenas o papel de regulação, como o setor de energia elétrica.

Entretanto, alguns entrevistados questionam o argumento de que a capacidade de investimentos do Estado havia se esgotado. Para esses entrevistados, a “falência” do modelo estatal não foi gerada endogenamente no setor; a redução da capacidade de investimento das empresas estatais foi determinada a partir da contenção tarifária estipulada pelo governo federal, a partir da década de 80, para fins de política macroeconômica. Com isso, as empresas perderam sua capacidade de investimento.

Porém, apesar da deterioração das tarifas, que impacta negativamente a capacidade de investimentos do setor na expansão e manutenção de suas atividades, afetando, por consequência, a qualidade dos serviços prestados, havia, notoriamente, a influência de tendências neoliberais e privatizantes, principalmente a partir do Consenso de Washington, no qual se estabeleceu a concepção do Estado mínimo. Além disso, havia a necessidade de

buscar-se o equilíbrio fiscal do governo federal, dos estados e dos municípios, mesmo que essa política tivesse sido estabelecida para cumprir metas de acordos com o FMI.

Dessa maneira, pode-se afirmar que a reestruturação do setor elétrico, em 2004, apresenta características que foram regatadas do modelo estatal, como o planejamento determinativo, da mesma forma que procurou evitar erros do passado.

Suposição 1: Crise do modelo centralizado de participação estatal → Aceita

9.2.2 Modelo mercantil

No que diz respeito ao modelo idealizado pela consultoria Coopers & Lybrand, os dados obtidos revelam que os entrevistados percebem aspectos positivos e, principalmente, negativos no processo de privatização.

Grande parte dos entrevistados percebe, como resultado positivo, o ganho de eficiência das empresas que foram privatizadas, principalmente no segmento de distribuição, apesar das dificuldades financeiras que algumas enfrentaram após o racionamento de energia elétrica.

Com relação aos aspectos negativos do modelo de 1995, pode-se dizer que:

- ❖ o modelo não foi totalmente implementado; ele permaneceu híbrido, com a presença de empresas privadas e públicas concorrendo entre si. Logo, gerou incertezas regulatórias para os investidores privados, que, em determinado momento, pararam de investir;
- ❖ articulação política insuficiente por parte do governo federal, visto que não houve debates suficientes quando da implementação do modelo;
- ❖ processo de privatização truncado, principalmente nas primeiras privatizações, o que gerou mais incertezas aos investidores, que ficaram sem um aparato regulatório confiável, com regras claras e estabelecidas. O processo de

privatização começou antes do marco regulatório, logo, muitos agentes privados acabaram investindo sem saberem ao certo qual seria seu retorno;

- ❖ estratégia ineficaz do governo federal, que não interveio no setor na hora certa e da maneira correta, deixando de investir quando o setor privado estava sendo desestimulado a fazê-lo.

Sendo assim, o modelo não atraiu os investimentos necessários à expansão do setor, uma vez que o planejamento indicativo mostrou ser ineficiente, assim como não atingiu seu objetivo de privatização em todos os segmentos da indústria elétrica.

Os preços podiam ser negociados em um mercado de curto prazo, sujeitos à alta volatilidade, e os contratos de longo prazo estavam vinculados a uma demanda que não estava 100% contratada. Soma-se a isso o fato de as empresas estatais estarem sujeitas a contratos iniciais que perderiam sua validade a partir de 2003, o que acarretaria em um montante de energia a ser descontratada para estimular negociações no mercado *spot*.

De uma forma geral, os entrevistados percebem o novo modelo, implantado em 2004, como uma forma de opor-se à regulamentação de 1995, visto o fracasso desta em obter investimentos e em garantir a confiabilidade do suprimento de energia elétrica. Sendo assim, muitos aspectos foram discutidos, antes e durante a implementação do modelo, e adaptados à situação do setor de energia elétrica em 2004.

Os entrevistados percebem o modelo de 2004 como uma reestruturação setorial que privilegia o planejamento, a fim de abdicar-se de algumas relações de mercado. Porém, há um pequeno grupo que percebe o modelo de 2004 como sendo ainda de mercado, com tarifas cada vez mais altas, uma vez que o preço da energia “velha” tenderia ao da energia “nova”, quando não houver mais “sobras” de energia elétrica. Roberto D’Araujo declara que “[...] se o interesse público prevalecesse, o sistema brasileiro deveria ser de predominância do setor estatal em parceria com o setor privado. Essa não é uma postura de esquerda ou socialista. É pura exigência da natureza do nosso sistema”.

Suposição 2: Fracasso do modelo de “mercado” e das privatizações → Aceita

9.2.3 Racionamento de energia elétrica

A crise de energia elétrica que se abateu no Brasil em 2001 é considerada, segundo percepção dos entrevistados, como um marco no modelo “mercantil” de 1995, visto que expôs suas deficiências, além de ter repercutido em toda a economia do País.

De uma maneira geral, as causas do racionamento, de acordo com os entrevistados, decorrem da falta de investimentos, tanto privados quanto estatais, na expansão do sistema elétrico brasileiro. Muitas usinas que estavam previstas para entrarem em operação nos anos anteriores ao racionamento, sofreram grandes atrasos em suas obras e, muitas outras, deixaram de ser construídas por falta de investidor. O planejamento da expansão apenas sinalizava os empreendimentos que podiam ser colocados em operação, não criando obrigatoriedade para o investimento, apesar de ser indicada necessidade de suprimento adicional em determinada região do País.

Os entrevistados não percebem a falta de chuvas nos anos de 2000 e 2001 como fator determinante para a crise de escassez de energia, embora o governo Fernando Henrique Cardoso tenha exposto para a população, na época, que essa era a causa real da crise.

Grande parte dos entrevistados corrobora com as causas do racionamento que estão descritas no Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, conhecido como “Relatório Kelman”, visto que Jerson Kelman, diretor geral da ANEEL, e ex-diretor geral da ANA, foi seu coordenador. De uma maneira geral, conforme mencionado no subitem 6.1 da presente pesquisa, as causas da crise de energia elétrica estão inter-relacionadas com seis fatores principais: i) falta de investimentos na expansão da geração e transmissão; ii) desequilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica; iii) hidrologia desfavorável; iv) falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado; v) problemas contratuais e regulatórios; e vi) falta de coordenação entre os órgãos governamentais. Entretanto, a causa conjuntural principal para a falta de investimentos, de acordo com a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, foi que as energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram

superdimensionadas, resultando em uma sinalização equivocada para a contratação de nova geração.

De uma maneira geral, para os entrevistados, o racionamento era realmente inevitável, e foi até indevidamente postergado pelo governo federal, corroborando com análise realizada pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, visto que o País corria o risco de enfrentar uma crise de proporções ainda maiores, podendo-se chegar ao limite de um verdadeiro “apagão”, com cortes de energia elétrica em horários pré-determinados. Contudo, um entrevistado põe em dúvida a verdadeira necessidade do racionamento de energia elétrica, ao incitar que, se o programa não tivesse sido implantado, ocasionando diversos efeitos perversos para economia do País, talvez a população não passasse por um “apagão” de energia elétrica, e as condições de abastecimento retornassem aos níveis de normalidade dentro de determinado período de tempo.

Entretanto, tal questionamento não leva em consideração, fundamentalmente, os estudos pormenorizados realizados pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia, que apontam déficit de energia, em 2000 e 2001, extremamente preocupante nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

A partir da crise de energia elétrica, evidenciou-se, para os entrevistados, a grande sensibilidade e resposta da demanda aos preços, assim como sua capacidade em influenciar a oferta, visto que o programa de racionamento foi muito bem-sucedido devido, em grande parte, à “colaboração” dos consumidores de energia elétrica.

Com o racionamento, iniciou-se a busca por modelos alternativos que pudessem ser implementados no setor de energia elétrica, assim como medidas que pudessem aperfeiçoar o modelo setorial vigente, orientado pelo mercado.

Dessa forma, pode-se concluir que foi a partir da crise de energia que o novo modelo de energia elétrica começou a ser pensado, com suas bases estruturadas para a campanha de Luiz Inácio Lula da Silva, nas eleições presidenciais de 2002, e com a participação de muitos pesquisadores que, mais tarde, em 2003, viriam a ocupar papel de

destaque no setor de energia elétrica brasileiro, participando das discussões em torno do novo modelo, por meio do Genese e do “Comitê do Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica”.

Suposição 3: Consequências do Racionamento de Energia Elétrica → Aceita

9.2.4 Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico

As medidas propostas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, algumas delas implantadas ainda no governo Fernando Henrique Cardoso, em 2002, são conhecidas em detalhes por muito poucos entrevistados. Tais medidas são percebidas, de uma maneira geral, como necessárias para revitalizar o setor após o racionamento. Mesmo os entrevistados que participaram do Comitê souberam elucidar apenas medidas pontuais que foram colocadas em prática.

Os dados obtidos revelam que os entrevistados percebem fundamentalmente quatro aspectos principais na revitalização do modelo: i) aumento da obrigatoriedade de contratação das distribuidoras, de 85% para 95% de seu mercado cativo; ii) estabelecimento de um VN único; iii) revisão das energias asseguradas das usinas; e iv) incentivo às fontes alternativas de energia, com a criação do PROINFA.

Acredita-se que tais aspectos foram citados pelos entrevistados por se tratarem de medidas convertidas em lei, após proposição pelo Comitê de Revitalização, muitas delas implementadas na fase de transição do governo Fernando Henrique Cardoso e governo Lula.

De uma maneira geral, houve consenso entre os entrevistados de que a estrutura proposta pelo Comitê de Revitalização não foi implementada da maneira conforme concebida, porque, logo após a consolidação das propostas, em fins de 2002, houve mudança de governo federal (em 2003).

Apesar disso, grande parte dos entrevistados, com exceção do ex-secretário executivo do MME e presidente da EPE, admite que o novo modelo absorveu diversas metodologias que foram propostas pelo Comitê de Revitalização, conforme analisado no Capítulo 8 da presente pesquisa. Ao investigar as bases do novo modelo institucional, observa-se uma série de medidas que já haviam sido propostas no âmbito do Comitê de Revitalização, tais como: i) o mecanismo da curva de aversão ao risco; ii) nova metodologia para o cálculo da energia assegurada das usinas; iii) realização de leilões públicos para compra e venda de energia; iv) agilização do processo de licenciamento ambiental (realização de processo licitatório apenas após concessão de licença prévia ambiental); v) mudanças na regência do ONS; vi) diversificação das fontes geradoras, por meio de fontes alternativas de energia; vii) proibição do *self-dealing* (autocontratação); e viii) desverticalização.

Acredita-se que a postura do governo de Luiz Inácio Lula da Silva, representado pelo ex-secretário executivo do MME – que esteve à frente do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro de 2003 a 2004 – ao afirmar que as medidas do Comitê de Revitalização não foram consideradas no estudo do novo modelo, decorre do fato de a regulamentação implantada pelo governo Fernando Henrique Cardoso ter fracassado em diversos aspectos, tornando públicas suas fragilidades a partir do racionamento de energia elétrica em 2001.

Sendo assim, a pesquisadora percebe essa negação como uma tentativa do governo Lula de desvincular suas políticas na área de energia elétrica do fracassado modelo setorial de 1995. Adicionalmente, ressalta-se que o governo Lula assumiu a administração do País com uma postura de “oposição” ao governo anterior.

Suposição 4: Absorção de Metodologias propostas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico → Aceita

9.2.5 Modelos alternativos

Os dados coletados em campo revelam que os entrevistados não percebem influências significativas dos modelos alternativos estruturados por diferentes autores,

conforme elucidados no Capítulo 7 da presente pesquisa, com exceção das influências de estudos realizados por pesquisadores que, em 2003, vieram a desempenhar importante papel no setor de energia elétrica do País. Sendo assim, conforme mencionado no subitem 8.1 do presente estudo, o novo modelo apresenta algumas características do modelo misto proposto por Rosa (2001), do modelo voltado para o controle social de Sauer (SAUER et al., 2003), além dos estudos realizados pelo Genese, já no governo Lula, conforme descrito por Luiz Pinguelli Rosa e Roberto D'Araujo (SAUER et al., 2003).

Entretanto, o modelo defendido por Luiz Pinguelli Rosa e Roberto Pereira D'Araujo, conforme dados coletados em entrevista, diverge em muitos aspectos do modelo implementado pela administração Lula, visto que os entrevistados são favoráveis a uma estrutura que privilegie a Eletrobrás, seja no papel de financiamento, seja no planejamento da expansão do setor, apesar de admitirem que a transparência em todas as etapas de planejamento seria essencial, visto que a *holding* participa dos processos de licitações por meio de suas controladas e coligadas. Dessa forma, evitar-se-ia a criação de mais uma empresa pública, ponto de vista corroborado por Ajax Reinaldo Bello Moreira e Ronaldo Seroa da Motta, ambos do IPEA.

Muitos entrevistados percebem o novo modelo como um tipo de *single buyer model* e *pool model*, entretanto, conforme já mencionado no subitem 8.1.1 do presente trabalho, não há, respectivamente, a figura de um agente que compra toda a energia no atacado (monopsônio), assim como não há um mercado atacadista onde interagem vendedores e compradores de energia no curto prazo. Pode-se afirmar, contudo, que o novo modelo é uma adaptação dessas duas diferentes formas de estruturar o setor de energia elétrica.

Suposição 5: Influências de Modelos Alternativos → Aceita

9.2.6 Experiências internacionais

A origem do novo modelo por experiências internacionais, de acordo com percepção dos entrevistados, está relacionada aos modelos de *pool* e *single buyer* implantados em outros países, apesar de eles admitirem que o modelo, conforme estruturado, é uma experiência única. De acordo com Maurício Tolmasquim e Mário Veiga

Pereira, personagens centrais na estruturação do novo modelo, foram realizados estudos, pelos diversos integrantes do “Comitê do Novo Modelo Institucional do Setor de Energia Elétrica”, a fim de se levantar experiências bem-sucedidas no contexto internacional e nacional. A experiência do *single buyer model* no México foi bastante citada pelos entrevistados, inclusive por Amilcar Gonçalves Guerreiro, Maurício Tolmasquim e Mário Veiga Pereira, todos pertencentes ao grupo que estruturou a regulamentação de 2004.

Suposição 6: Influências de Experiências Regulatórias Internacionais → Aceita

9.2.7 Estratégias e políticas governamentais

De uma maneira geral, os entrevistados percebem a estrutura montada no setor de energia elétrica, em 2004, como uma forma de alinhar-se às políticas de desenvolvimento econômico incentivadas pelo governo Lula, a partir de uma posição contrária ao processo de privatização, porém com uma atuação mais reguladora do Estado nos setores da economia como um todo.

Sendo assim, grande parte dos entrevistados admite que não há centralização de poderes nas mãos do Estado, com investimentos maciços no setor de energia elétrica, conforme já experimentado pelo Brasil no período 1964 / 1994, assim como não há liberdade para que o setor privado atue de acordo com seus interesses e critérios, conforme modelo vigente no setor elétrico de 1995 a 2003. Para eles, o papel do Estado é fundamentalmente de regulação, controlando, fiscalizando, definindo políticas, ou seja, participando intensamente dos principais processos decisórios do setor, porém, ao mesmo tempo, promovendo políticas a fim de atrair investimentos privados, fornecendo incentivos e parceria pública para os investimentos com maiores riscos. Nesse contexto, o Estado participa do setor também como investidor, por meio de suas estatais, porém sem perder o foco em outros setores que dependem fortemente de seus recursos, e que são igualmente essenciais para o desenvolvimento econômico e social do País, como saúde, educação e transportes.

Entretanto, alguns entrevistados alertam para a concentração de poderes nas mãos do Estado a partir do novo modelo de energia elétrica, tendo em vista que estatais foram

criadas e os principais processos decisórios passam pelo Ministério de Minas e Energia, seja por meio de sua participação nos Conselhos de Administração de estatais do setor elétrico, seja por sua nova atribuição como poder concedente, ou ainda, pela criação da EPE.

Sendo assim, a figura do Estado regulador ganha maior evidência a partir do fracasso das políticas neoliberais do governo Fernando Henrique Cardoso, sem sofrer diretamente a influência dessa ideologia. O Estado assume uma posição intermediária entre o Estado regulador, que incentiva as privatizações, e o Estado empreendedor, responsável pelos grandes investimentos no setor de infra-estrutura.

Suposição 7: Estratégias e Políticas do Governo → Aceita

Suposição 8: Influência da Ideologia Neoliberal → Refutada

Este capítulo objetivou apresentar os resultados da pesquisa de campo, de forma a apreender, das entrevistas realizadas, os fatores que influenciaram na construção do novo marco regulatório de 2004.

10. CONCLUSÕES

A principal motivação do presente trabalho foi analisar o processo de construção dos marcos regulatórios no setor de energia elétrica do Brasil, entre 1995 e 2004, para compreender o contexto e os fatores que influenciaram na concepção da reforma institucional de 2004.

Considerando um cenário de crescimento da demanda por eletricidade em um país em desenvolvimento como o Brasil, onde o consumo, predominantemente industrial e residencial, eleva-se a taxas superiores a da economia, torna-se essencial o estabelecimento de um modelo setorial que garanta o abastecimento de energia.

Entretanto, apesar de os governos Fernando Henrique Cardoso e Luiz Inácio Lula da Silva assumirem políticas e ideologias distintas – no que tange à atuação do Estado na economia, particularmente, no setor elétrico – na prática, tais concepções não conseguiram construir marcos regulatórios com regras claras e estáveis, que promovessem a confiança do capital privado nacional e estrangeiro. O próprio contexto de mudanças regulatórias, em um curto período de tempo (1995-2004), além de vários ajustes que foram necessários ao longo do governo Fernando Henrique Cardoso, foi o grande gerador de incertezas que assolam o setor e colocam constantemente em xeque a segurança de suprimento exigida pela indústria elétrica brasileira.

A fim de se analisar essas evidências, assim como entender a forma pela qual foi estruturada a reforma institucional de 2004, foram supostos oito fatores motivadores para essa reestruturação, sejam eles: i) crise do modelo centralizado e estatal; ii) fracasso do modelo de mercado e do processo de privatização; iii) consequências do racionamento de energia elétrica; iv) absorção de metodologias propostas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico; v) influência de modelos alternativos; vi) influências de experiências internacionais; vii) estratégias e políticas do governo; e viii) influência da ideologia neoliberal.

Pelo contexto histórico apresentado no presente trabalho, pode-se perceber que, desde o início da década de 90, o setor elétrico vem passando por intensas crises e

reformas, que são resultado de ações inadequadas, e até equivocadas dos governos federais. O serviço público de fornecimento de eletricidade foi utilizado, em um primeiro momento, como instrumento de medidas econômicas, financeiras e políticas, o que desencadeou um processo de afundamento, deixando o setor sem política, sem planejamento e sem regulação adequada.

Apesar dos diversos efeitos positivos gerados pelo modelo estatal, vigente no Brasil de 1964 a 1994 – no qual destacaram-se elevadas taxas de expansão da oferta de capacidade do sistema elétrico, fundamentadas, basicamente no tripé autofinanciamento, recursos da União e acesso a financiamentos externos – a partir da década de 80, este modelo não conseguiu mais sustentar de maneira consistente os investimentos requeridos e cada vez mais onerosos.

Paralelamente à forte contenção tarifária a que foi submetida a indústria elétrica brasileira, que restringiu sobremaneira sua capacidade de investimento, vinha emergindo e se consolidando pouco a pouco a ideologia neoliberal como pensamento político-econômico dominante a fim de direcionar as diretrizes governamentais, apresentando os primeiros sinais ainda na gestão do general João Baptista Figueiredo.

Pode-se dizer, dessa forma, que as primeiras iniciativas de reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro estiveram balizadas pela idéias do Consenso de Washington e pela necessidade de superar um grande desequilíbrio fiscal dos governos estaduais e municipais e do governo federal. Logo, a indústria elétrica, assim como todo setor de infraestrutura, foi incorporada ao Plano Nacional de Desestatização (PND), em 1990, que previa a alienação maciça das empresas públicas ao capital privado. Com isso, esperava-se reduzir o tamanho do Estado, na tentativa de torná-lo mais eficiente, melhorando suas contas públicas e transferindo a responsabilidade do investimento para a iniciativa privada.

Lamentavelmente, a reforma realizada em 1995, que privilegiou a busca da competição e a alocação de investimentos privados por meio das privatizações, subestimou as dificuldades de se adaptar à estrutura majoritariamente hidrelétrica do setor elétrico do Brasil, com forte crescimento da demanda, dependendo do funcionamento de um mercado *spot* incipiente e de alta volatilidade, e de um planejamento meramente indicativo.

Balizado nos estudos da consultoria inglesa Coopers & Lybrand, mas sem o debate necessário com os agentes setoriais, o modelo de 1995 deixou algumas questões importantes pendentes de definição legislativa apropriada, como a definição de fontes de recursos adicionais e instrumentos para promoção adequada da expansão da geração, em um segmento em que externalidades e outras falhas de mercado necessitam ser cuidadosamente levadas em conta pelos mecanismos institucionais.

Além disso, as falhas de implementação, principalmente no que tange às privatizações e à criação tardia do Mercado Atacadista, fizeram com que todo processo de reforma fosse comprometido. Ao final, o modelo ficou incompleto, com apenas 20% da geração e 70% da distribuição privatizadas, e híbrido, na medida em que empresas estatais e privadas, com lógicas e obrigações diferentes, tiveram que conviver entre si, gerando incompatibilidades com a estrutura regulatória montada pela Coopers & Lybrand. A necessidade do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), em 2000, representou o primeiro sinal de contradição do modelo, ao requerer a intervenção estatal em medidas emergenciais para a expansão do sistema.

Como resultado, não se consolidou um mercado de energia elétrica capaz de emitir os sinais necessários para a realização de novos investimentos, ao passo que os agentes privados preocupavam-se principalmente com a aquisição de empresas públicas, investindo pouco na expansão da oferta.

O racionamento de energia elétrica em 2001, que resultou, principalmente, da falta de investimentos, tornou evidentes as limitações do modelo de mercado no Brasil. A crise mostrou a necessidade de um novo marco regulatório para a indústria elétrica brasileira, fazendo emergir uma série de estudos para o aperfeiçoamento do modelo então vigente e propostas de modelos alternativos.

As medidas de revitalização, propostas em 2002, ainda na gestão de Fernando Henrique Cardoso, traduziram-se em uma tentativa de se corrigir as principais falhas da reforma institucional de 1995.

Dentre os modelos alternativos que foram propostos antes da consolidação da reforma setorial de 2004, destaca-se a alternativa de privatização na margem (ou modelo misto) na qual o setor público promoveria parcerias com o setor privado, a fim de estimular investimentos na expansão. No entanto, para viabilizar essa alternativa, dificuldades de ordem financeira, como a necessidade de geração de recursos pelo Estado para investimentos cada vez maiores, precisariam ser solucionadas, além dos riscos associados à criação de barreiras aos investidores privados, visto a presença predominante do setor público nos investimentos.

Já o modelo misto competitivo aposta em mecanismos de seleção de mercado como forma de sinalizar mais adequadamente a alocação de recursos em novos projetos de geração. Contudo, entende-se que a premissa de estabelecimento de *status* de igualdade entre agentes públicos e privados é muito difícil de ser viabilizada no Brasil, assim como a liberdade de negociação, pelos consumidores, de seus supridores, visando a eliminar a figura do consumidor cativo.

A proposta do Grupo para Nova Estruturação do Setor (Genese) em 2003, já no âmbito do governo Lula, representou as primeiras sinalizações da nova reforma institucional de 2004, consolidadas, mais tarde, por duas versões da “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, em julho e dezembro de 2003.

Em todo o processo de mudança, a dimensão mais preocupante sempre foi, e continua sendo, a questão da expansão, até porque sem oferta não se tem como falar em concorrência. Para o equacionamento desse problema, face às taxas elevadas de crescimento da demanda, que retorna gradativamente aos índices anteriores ao racionamento, ou se permitia a retomada dos investimentos diretos estatais, ou se criava condições para os investimentos privados, ou, ainda, ao menos no curto prazo, se promovia a combinação dessas alternativas.

A menos que se queira investir apenas recursos públicos, para que os investidores privados efetivamente assumam os projetos de geração de eletricidade de grande porte e longa maturação – que é o caso das hidrelétricas – é necessário todo um trabalho institucional, incluindo a recuperação (e não o desmonte) do sistema de planejamento e de

fomento estatal, capaz de atuar na correção de falhas de mercado e de criar condições de confiança e administração de riscos.

O novo modelo institucional da indústria elétrica brasileira, implantado em março de 2004, preferiu atrair os investidores privados, face à escassez de recursos do Estado para investir direta e isoladamente no setor, assim como em qualquer outro setor de infraestrutura capaz de gerar rentabilidade mínima ao agente privado, em virtude da crescente demanda sócio-econômica em outros setores da economia não rentáveis e carentes de investimentos, como saúde, transporte e educação.

Confrontando o que foi analisado na literatura com os resultados da pesquisa de campo, verifica-se que apenas uma das suposições não foi comprovada, ou seja, a ideologia neoliberal, fortemente presente no modelo institucional de 1995, não é percebida como pensamento político-econômico predominante na reforma de 2004.

A experiência mal-sucedida do modelo de 1995 revelou que o mercado, por si só, é ineficiente em alocar recursos visando à expansão da oferta de energia elétrica. Sendo assim, o novo modelo fortalece a figura do Estado regulador, que planeja, determina regras, monitora e, ao mesmo tempo, compete com agentes privados, em consonância com as políticas de desenvolvimento econômico do governo Lula.

Da mesma forma, a análise histórica das reformas institucionais mostra que o aprendizado com a “falência”, crise e fracasso, tanto do modelo estatal (1964-1994), no qual o Estado provia todos os recursos requeridos, quanto do modelo de característica neoliberal e mercantil (1995-2004), experimentado pelos futuros planejadores do novo modelo, contribuiu sobremaneira para que erros do passado pudessem ser evitados, incorporando, inclusive, aspectos positivos daquelas reformas. Adicionalmente, mecanismos que consideram aspectos intrínsecos da indústria elétrica brasileira puderam ser desenvolvidos.

As medidas de revitalização, consolidadas após o racionamento de 2001, serviram de base para a estruturação do novo modelo, em 2004, o qual absorveu diversas diretrizes que já haviam sido propostas – e muitas delas colocadas em prática – em 2002, no governo

Fernando Henrique Cardoso. O resultado das discussões promovidas pelo Comitê de Revitalização foi um conjunto de medidas, algumas de caráter emergencial, que refletiram os anseios dos agentes setoriais, assim como procuraram conciliar conflitos de interesses. Logo, os quatro Relatórios de Progresso elaborados pelo grupo consolidaram informações valiosas, que deveriam ter sido levantadas quando da formulação do modelo de 1995. Se isso tivesse ocorrido, provavelmente o País não teria sofrido as consequências econômicas, políticas e sociais desastrosas de um racionamento de grande porte como o de 2001.

Modelos já vigentes na indústria elétrica mundial, como o do *single buyer* e o do *pool*, foram adaptados para originar o novo modelo. Da mesma forma, modelos alternativos que vinham sendo estudados desde o racionamento, formulados, fundamentalmente, pelos pesquisadores que vieram a fazer parte do grupo que moldou a reforma de 2004 mais tarde, também serviram de parâmetro para a nova reestruturação setorial.

Finalmente, experiências internacionais, principalmente do *single buyer model* implantado no México, também foram amplamente avaliados pelo “Comitê do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico”.

Sendo assim, a partir de profundas negociações com agentes setoriais, o novo modelo de 2004 introduziu mecanismos que visam, em última instância, a garantir a oferta de energia elétrica ao País. Para tanto, contratos de longo prazo, com 100% da demanda projetada contratada foram viabilizados por meio de processo licitatórios, na forma de leilões, esperando-se reduzir a volatilidade do preço da energia elétrica e facilitar a obtenção de financiamento, oferecendo contratos como garantia. O Estado passou a ser responsável pelo planejamento determinativo da expansão, retirando das mãos do mercado a escolha pelo empreendimento a ser licitado.

Entretanto, percebe-se forte presença de fatores políticos e ideológicos na concepção do novo modelo em detrimento de fatores técnicos, que levam em consideração as peculiaridades da indústria elétrica brasileira.

De uma maneira geral, as políticas públicas no Brasil são conduzidas conforme o interesse político dominante, assim como reformas setoriais são conduzidas seguindo critérios técnicos e econômicos defendidos pelos agentes que estão no poder. Sendo assim, as reformas que o setor elétrico brasileiro passou entre 1995 e 2004 não foram diferentes. Cada uma delas refletiu as ideologias predominantes na época, assim como políticas e estratégias de cada governo que estava no poder. Ao longo desses anos, a ANEEL não conseguiu a autonomia técnica, administrativa e financeira que um órgão regulador necessita para uma regulação eficiente. Pelo contrário, ao observar-se a forte contenção orçamentária da Agência Reguladora e o repasse de parte de suas funções para o Ministério de Minas e Energia, percebe-se o enfraquecimento da ANEEL no contexto do setor elétrico.

O novo modelo do setor de energia elétrica foi concebido com o objetivo de afastar o “fantasma” do racionamento, ou seja, procurou se opor às idéias neoliberais que vigoraram na gestão de Fernando Henrique Cardoso, que priorizaram as privatizações e o ideal de Estado mínimo. Porém, ao mesmo tempo, o modelo foi formulado no sentido de se alinhar às políticas do governo Luiz Inácio Lula da Silva, que, apesar de não ter se voltado para a centralização total do Estado, não abandonou seus ideais de maior controle estatal, ficando em uma posição intermediária, entre o neoliberalismo e a estatização.

De certa forma, a reforma institucional trouxe, em um primeiro momento, ânimo ao mercado. Porém, novos riscos – políticos e regulatórios – podem estar sendo gerados com a presença do Estado nos processos decisórios setoriais, além de outros, que se acreditava ter minimizado, como os riscos ambientais, que podem estar longe de uma solução concreta. Na prática, inúmeras questões continuam sem solução, como os excessivos incrementos tarifários, principalmente no que tange à cobrança de impostos e encargos setoriais, e a integração das políticas energéticas e ambientais, visando a reduzir altos custos inerentes ao processo de licenciamento prévio ambiental, que passou a ser responsabilidade do governo.

Percebe-se que o novo marco regulatório não conseguiu ainda resgatar a confiança do investidor privado, justamente por ser resultado de freqüentes discontinuidades de regras, as quais injetam sobremaneira riscos e incertezas. Além disso, há a predominância

de motivações políticas na concepção e condução da reforma, o que gera mais incertezas. Apesar do esforço da ANEEL em manter regras e contratos, a estabilidade institucional dificilmente será alcançada enquanto as reformas ocorrerem a cada mudança de gestão política. Ajustes regulatórios são extremamente oportunos e bem recebidos por investidores. Reestruturações, porém, são vistas com desconfiança e necessitam de um período de “teste” até que os agentes possam interagir sem grandes receios. Apesar de se reconhecer o mérito da modelagem baseada na “tentativa e erro”, uma vez que há dificuldades na concepção de um modelo que promova a expansão do sistema, o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e, ao mesmo tempo, uma rentabilidade compatível com as expectativas dos investidores privados, não se pode deixar de levar em consideração as variáveis que estão envolvidas na indústria elétrica, além de sua importância na matriz energética e na economia do País como um todo.

O novo modelo só vai conseguir promover os investimentos necessários à expansão do sistema, sem correr riscos de déficit de energia, se puder construir bases sólidas para fazer emergir um ambiente regulatório com regras claras e estáveis. As suas bases estão sendo estruturadas, mas sua solidez vai depender da agilização da resolução das pendências ambientais dos novos empreendimentos de geração que serão oferecidos no leilão de energia nova e, ao mesmo tempo, da oferta de preços condizentes com a expectativa dos investidores, que não promovam, contudo, concomitantemente, aumentos tarifários excessivos aos consumidores. Esses consumidores que, fora das discussões internas ao setor, não entendem como foi possível tantas promessas se perderem ao longo da última década.

Sendo assim, esforços devem ser empreendidos para agilização dos processos de licenciamentos ambientais e para transparência dos processos regulatórios inerentes ao setor elétrico, promovendo maior integração entre o Ministério de Minas e Energia e Ministério de Meio Ambiente, assim como a negociação de uma solução conjunta junto ao Ministério da Fazenda para equacionar os efeitos perversos das elevadas cargas tributárias que incidem nas tarifas de energia elétrica.

Além disso, diante do risco de déficit de energia, principalmente a partir de 2007, nas Regiões Norte e Nordeste do País, o MME deve concentrar atenção especial aos

programas de planejamento e monitoramento dos empreendimentos de geração, que serão responsáveis pela adequada expansão da oferta de energia elétrica. A solução parece fácil, mas a experiência e os fatos¹⁰³ demonstram que barreiras são difíceis de serem superadas, principalmente quando estão enraizadas em um histórico de relações conturbadas entre os agentes, e o caminho a ser percorrido ainda demandará longas e duradouras negociações.

As motivações para o novo modelo do setor elétrico brasileiro são muitas e, provavelmente, as apresentadas na presente pesquisa estão longe do consenso. Não foi objetivo do presente estudo projetar cenários de oferta e de demanda de energia, a fim de prever probabilisticamente a situação de suprimento de energia elétrica para o País, à exceção da análise dos dados apresentados por estudos do ONS e da ANEEL. Da mesma forma, não se buscou traçar perspectivas de investimentos e de aumentos (ou reduções) tarifários a partir da nova reforma institucional, que, incipiente, não colocou em prática, ainda, muitos mecanismos previstos. Contudo, a presente pesquisa pôde detectar, com os dados obtidos na literatura e, principalmente, no campo, aspectos que devem ser agilizados e monitorados para que o abastecimento dos reservatórios das hidrelétricas volte a ser uma variável que não produza tantas especulações e incertezas.

Sendo assim, pesquisas futuras que projetem a oferta e a demanda de energia elétrica no curto e médio prazo, levando-se em consideração diferentes cenários de crescimento econômico do País, podem ser extremamente úteis para consubstanciar as avaliações realizadas pelo ONS, no Planejamento Anual da Operação Energética. Da mesma forma, a análise da atratividade do novo modelo, após o leilão de energia nova – quando a resposta do mercado aos incentivos da reforma vai ser realmente testada – a partir da avaliação de perspectivas de investimentos, será enriquecedora para a literatura, assim como para subsidiar decisões futuras da indústria de energia elétrica do Brasil.

Por tudo o que foi exposto na presente pesquisa, conclui-se que, se o processo de construção dos marcos regulatórios do setor elétrico brasileiro não for estabilizado, é pouco provável que investidores privados venham a assumir participação significativa em projetos de usinas de grande porte, nas dimensões requeridas pelas pressões da demanda.

¹⁰³ Conforme já apresentado no presente estudo, segundo dados da ANEEL, expressivo número de empreendimentos de geração possuía, em dezembro de 2004, alguma restrição para entrada em operação no período 2005 / 2009.

Em outras palavras, na ausência de mecanismos bem estruturados de articulação e apoio entre agentes públicos e privados, e de um quadro regulatório estável e confiável, os agentes privados tendem a apostar em outras alternativas de investimentos, disponíveis no mercado financeiro de baixo risco e elevada rentabilidade. A questão é delicada, pois, se não houver investimentos, há o risco de racionamento e isso significa perda para a economia do País como um todo.

11. BIBLIOGRAFIA

ANEEL. Resolução nº 248, de 06 de maio de 2002. Atualiza procedimentos para o cálculo dos limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica, para as tarifas de fornecimento. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 07 mai. 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 07 mai. 2005a.

———. Resolução nº 102, de 01 de março de 2002. Institui a Convenção do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 04 mar. 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.-cfm?-target=indexbas>>. Acesso em: 18 mai. 2005b.

———. Resolução nº 278, de 19 de julho de 2000. Estabelece limites e condições para participação dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 21 jul. 2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.-cfm?-target=indexbas>>. Acesso em: 18 mai. 2005c.

———. Resolução nº 552, de 14 de outubro de 2002. Estabelece os procedimentos relativos à liquidação das operações de compra e venda de energia elétrica, no mercado de curto prazo, no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, e trata das garantias financeiras e penalidades. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 15 out. 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?-target=indexbas>>. Acesso em: 18 mai. 2005d.

———. Resolução nº 610, de 06 de novembro de 2002. Altera os artigos 6º e 12 e revoga o inciso III do art. 11 da Resolução nº 552, de 14 de outubro de 2002. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 07 nov. 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.-cfm?-target=indexbas>>. Acesso em: 18 mai. 2005e.

———. Resolução nº 246, de 30 de abril de 2002. Estabelece as condições para enquadramento na Subclasse Residencial Baixa Renda da unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80 KWh. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 02 mai. 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?-target=indexbas>>. Acesso em: 28 mai. 2005f.

———. **Tarifas médias por classe de consumo regional e Brasil (R\$/MWh)**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/98.htm>>. Acesso em: 28 mai. 2005g.

———. **Potenciais hidráulicos**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/69.htm>>. Acesso em: 19 jun. 2005h.

BANDEIRA, Fausto de Paula Menezes. **Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2003. 29 p.

BARROS, Paulo de. **Setor elétrico brasileiro: visão política e estratégica**. Rio de Janeiro: Escola Superior de Guerra, 2004. 90 p.

BRANCO. Adriano Murgel (Org.). **Política energética e crise de desenvolvimento: a** antevisão de Catullo Branco. São Paulo: Paz e Terra, 2002. 285 p.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 08 jul. 1995.

Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 18 jan. 2004a.

———. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 18 jan. 2004b.

———. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 29 abr. 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 18 jan. 2004c.

———. Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 03 jul. 1998. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 18 jan. 2004d.

———. Decreto nº 4.261, de 06 de junho de 2002. Atribui competência ao Ministério de Minas e Energia, altera o Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, que dispõe sobre a estrutura e funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, dá nova redação ao parágrafo único do art. 1º do Decreto nº 4.131, de 07 de junho de 2002, extingue a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 03 jul. 1998. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 18 jan. 2004e.

———. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 14 fev. 1995. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 18 jan. 2004f.

———. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 07 ago. 1997. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 18 jan. 2004g.

_____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 07 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 28 mai. 1998. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 18 jan. 2004h.

_____. Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002. Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 25 abr. 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 18 jan. 2004i.

_____. Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 27 ago. 2001. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 18 jan. 2004j.

_____. Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 16 mai. 2001. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 18 jan. 2004k.

_____. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 16 out. 2004l.

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 16 out. 2004m.

_____. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 30 jul. 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 10 fev. 2005a.

_____. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 16 ago. 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 10 fev. 2005b.

_____. Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 17 ago. 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 10 fev. 2005c.

_____. Decreto nº 5.175, de 09 de agosto de 2004. Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 10 ago. 2004. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 10 fev. 2005d.

_____. Decreto nº 5.249, de 20 de outubro de 2004. Dá nova redação ao inciso XI do § 2º do art. 1º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 21 out. 2004. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 10 fev. 2005e.

_____. Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 09 jul. 1973. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 10 fev. 2005f.

_____. Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 11 dez. 2003. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 12 mar. 2005g.

_____. Medida Provisória nº 145, de 11 de dezembro de 2003. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 11 dez. 2003. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 12 mar. 2005h.

_____. Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990. Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 13 abr. 1990. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 20 mar. 2005i.

_____. Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração

garantida e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 05 mar. 1993. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 20 mar. 2005j.

_____. Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia emergencial e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 21 dez. 2001. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 20 mar. 2005k.

_____. Medida Provisória nº 64, de 26 de agosto de 2002. Estabelece exceção ao alcance do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001, que dispõe sobre medidas complementares ao Plano Real, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 27 ago. 2002. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 20 mar. 2005l.

_____. Medida Provisória nº 2.227, de 04 de setembro de 2001. Estabelece exceção ao alcance do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 05 set. 2001. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 20 mar. 2005m.

_____. Medida Provisória nº 2.227, de 04 de setembro de 2001. Estabelece exceção ao alcance do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 05 set. 2001. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 20 mar. 2005n.

_____. Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000. Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Água - ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 18 jul. 2000. Disponível em: <<http://www.ana.gov.br/Institucional/Legislacao/leis/lei9984-.pdf>>. Acesso em: 23 abr. 2005o.

_____. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado, 1988. Disponível em: <<http://www.al.ce.gov.br/inesp/publicacoes/-ConstituicaoFederal1988.pdf>>. Acesso em: 12 mai. 2005p.

_____. Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoeletricidade, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 25 fev. 2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 14 mai. 2005q.

_____. Medida Provisória nº 1.531-18, de 29 de abril de 1998. Altera dispositivos das Leis nºs 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 8.666, de 21 de junho de 1993, 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 30 abr. 1998. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 14 mai. 2005r.

_____. Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia emergencial e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 21 dez. 2001. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/legislacao/legislacao.asp>>. Acesso em: 14 mai. 2005s.

_____. Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000. Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 23 jun. 2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 21 mai. 2005t.

_____. Reforma Fiscal. In: _____. **Mensagem ao Congresso Nacional 2002**: abertura da 4ª Sessão Legislativa Ordinária da 51ª Legislatura / Fernando Henrique Cardoso. Brasília: Presidência da República, Secretaria de Comunicação de Governo, 2002. p. 265-290. Disponível em: <https://www.presidencia.gov.br/publi_04/reformafiscal.pdf>. Acesso em: 04 jun. 2005u.

_____. **A nova fase da privatização**. Brasília: Presidência da República, Secretaria de Comunicação Social, 1995. p. 265-290. Disponível em: <https://www.presidencia.gov.br/publi_04/COLECAO/Fase.htm>. Acesso em: 04 jun. 2005v.

CABRAL, Ligia Maria Martins (Org.). **Eletrobrás: 40 anos**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2002. 196 p.

CÂMARA DA REFORMA DO ESTADO. **Plano Diretor da reforma do aparelho do Estado**. Brasília: Presidência da República, Secretaria de Comunicação Social, 1995. Disponível em: <https://www.presidencia.gov.br/publi_04/colecao/plandi.htm>. Acesso em: 04 jun. 2005.

CASTRO, Nivalde José. A crise de energia e as perspectivas do gás natural. **Informe Eletrônico**. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/artigos/-castro17.htm>>. Acesso em: 08 out. 2004a.

CASTRO, Nivalde José (Org.). **Informe Eletrônico nº 1.450** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 19 out. 2004b.

_____. **Informe Eletrônico nº 1.452** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 21 out. 2004c.

_____. **Informe Eletrônico nº 1.460** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 04 nov. 2004d.

_____. **Informe Eletrônico nº 1.475** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 29 nov. 2004e.

_____. **Informe Eletrônico nº 1.480** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 06 dez. 2004f.

_____. **Informe Eletrônico nº 1.482** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 08 dez. 2004g.

_____. **Informe Eletrônico nº 1.483** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 09 dez. 2004h.

_____. **Informe Eletrônico nº 1.484** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 10 dez. 2004i.

_____. **Informe Eletrônico nº 1.486** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 14 dez. 2004j.

_____. **Informe Eletrônico nº 1.494** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 07 jan. 2005.

CCEE. **Liquidação financeira**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/liq_financeira/-index.jspf>. Acesso em: 25 jun. 2005a.

_____. **Resultados do leilão - vendedor**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/-leiloes_mae/leiloes_existente/resultados_html/historico_rodadas.jsp>. Acesso em: 25 jun. 2005b.

_____. **Funcionamento do mercado**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/mercado-/funcionamento/index.jsp>>. Acesso em: 25 jun. 2005c.

CCPE. **Plano Decenal de Expansão 2003 / 2012**: mercado de energia elétrica. Sumário Executivo. Janeiro de 2003. Disponível em: <http://www.procel.gov.br/downloads/IN-_Informe_Mercado/sumario_executivo_2003.pdf>. Acesso em: 19 mar. 2005.

COMERC. O megaleilão de energia elétrica e seus efeitos. **INFORMATIVO COMERC**, 24 dez. 2004. Disponível em: <<http://www.comerc.com.br/upload/Noticia/Informativo-%20Comerc%20-%20Dezembro%202004.pdf>>. Acesso em: 23 fev. 2005.

COMISSÃO DE ANÁLISE DO SISTEMA HIDROTÉRMICO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**. Brasília: MME, 2001.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. **Relatório de Progresso nº 1**. Brasília: MME, 2002a.

_____. **Relatório de Progresso nº 2**. Brasília: MME, 2002b.

_____. **Relatório de Progresso nº 3**. Brasília: MME, 2002c.

_____. **Relatório de Progresso nº 4**. Brasília: MME, 2002d.

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**: relatório consolidado etapa VII-1. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 1997.

COSTA, Claudia. O que dizem os agentes. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 294, p.58-60, mai. 2005.

COSTA, Claudia; FRANCELINO, Roberto Carlos. A distribuição é o maior desafio. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 294, p.52-55, mai. 2005.

COSTA, Claudia; SIQUEIRA, Cláudia. A EPE e suas relações com o Ministério, a ANP e a ANEEL. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 289, dez. 2004. Disponível em: <http://www.brasilenergia.com.br/brasilenergia/index.php?secao=mat_especial&id_materia=-10779>. Acesso em: 07 mar. 2005.

D'ARAÚJO, Roberto Pereira. **Setor elétrico: crise e superação** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisebarros@eletrobras.com> em 10 mar. 2004.

_____. **Reflexões sobre aspectos estruturais do setor elétrico brasileiro**: ainda o falso dilema: energia cara ou energia rara. [S.I.: s.n.], [2005?].

DELGADO, Marco Antonio de Paiva. **A expansão da oferta de energia elétrica pela racionalidade do mercado competitivo e a promessa da modicidade tarifária**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2003. 293 p.

ELETROBRÁS. **Regulamentação e estruturação do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro, 2001, 37 p.

_____. **Súmula de notícias nº 178/03**. Rio de Janeiro, 2003a.

_____. **Súmula de notícias nº 216/03**. Rio de Janeiro, 2003b.

_____. **Súmula de notícias nº 033/04**. Rio de Janeiro, 2004.

_____. **A empresa**. Disponível em: <http://www.eletrobras.com/EM_Empresa.asp>. Acesso em: 21 abr. 2005.

ENERGIA velha: leilão para 2008 e 2009 será depois do Carnaval. **CANAL ENERGIA**, 14 dez. 2004. Seção Mercado Livre. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=43439>>. Acesso em: 07 mar. 2005.

ERBER, Pietro; CARVALHO, Marco A.P. A competição no setor elétrico. **Informe Eletrônico**. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/artigos/-erber2.htm>>. Acesso em: 14 out. 2004.

FERREIRA, Carlos Kwall Leal. Privatização do setor elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castelar; FUKASAKU, Kiichiro (Org.). **A privatização no Brasil**: o caso dos serviços de utilidade pública. Rio de Janeiro: BNDES, 2000. p. 179-220.

FRANCELINO, Roberto Carlos. Há algo além do dólar e da demanda mundial que impulsiona as exportações de determinados segmentos da indústria brasileira: ações de eficiência energética também vêm aumentando a competitividade de alguns segmentos no exterior. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 294, p.65-74, mai. 2005a.

_____. Ano positivo, mas nem tanto. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 294, p.75-76, mai. 2005b.

GCE. Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002. Estabelece diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação – CMO e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação - PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 25 jan. 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002109gce.pdf>>. Acesso em: 18 mai. 2005.

GIAMBIAGI, Fabio; PINHEIRO, Armando Castelar. Os antecedentes macroeconômicos e a estrutura institucional da privatização no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castelar; FUKASAKU, Kiichiro (Org.). **A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública**. Rio de Janeiro: BNDES, 2002. p. 13-43.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. São Paulo: Atlas, 1989.

GUILLO, Vicente Andreu; SAUER, Ildo Luís. Regulação dos monopólios naturais: o caso das tarifas de distribuição de energia elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8., 1999, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1999. p. 411-423.

HADDAD, Jamil; RODRIGUES, José Carlos. As tarifas de energia elétrica e seus reflexos aos consumidores, considerando o novo modelo do sistema elétrico brasileiro. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 16., 2001, Campinas. **Anais...** Campinas: FEEC/UNICAMP, 2001. CD-ROM.

HERDEIRO, Milena; PARAGUASSU, Fernanda. À espera dos leilões. **INDÚSTRIA BRASILEIRA**, Brasília, ed. 47, jan. 2005. Disponível em: <http://www.cni.org.br/-produtos/diversos/src/Rev%2047/Pg%2034_35%20Energia%20Eletrica.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2005.

IPEADATA. **Consumo de energia elétrica (quantidade)**. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/ipeaweb.dll/NSerie?SessionID=1769603125&SERID=33442_12&No-Cache=347893187>. Acesso em: 15 jun. 2005a.

_____. **Produto Interno Bruto (PIB): variação real anual**. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/ipeaweb.dll/NSerie?SessionID=1769603125&SERID=35990_12&No-Cache=348470921>. Acesso em: 22 jun. 2005b.

GONÇALVES, Dorival Junior. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: estratégia de retomada da taxa de acumulação do capital?** São Paulo: EPUSP-FEA – IEE-IF/USP, 2002. 246 p.

KELMAN, Jerson. **A atuação da ANEEL na regulação do setor elétrico** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisepbarros@aol.com> em 18 mai. 2005.

KIRCHNER, Carlos Augusto Ramos. O mercado livre de energia e o canto da sereia. **Informe Eletrônico**. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/-artigos/kirchner4.htm>>. Acesso em: 22 nov. 2004.

LANDI, Mônica; BERMAN, Célio. A reestruturação do setor elétrico brasileiro: uma transição incompleta. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9., 2002, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2002. p. 379-385.

LANZOTTI, Carla R.; CORREIA, Paulo B.; SILVA, Adriano J. Comercialização de energia: experiências internacionais e brasileira. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9., 2002, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2002. p. 481-487.

LIMA, Angela Martins. **A reforma do setor elétrico brasileiro e o Mercado Atacadista de Energia – MAE**. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2002. 37 p.

MACHADO, Oldon. Dilma Rousseff: leilão de energia nova no foco da agenda em 2005. **CANAL ENERGIA**, 23 dez. 2004. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/-zpublisher/materias/Busca.asp?id=43700>>. Acesso em: 07 mar. 2005a.

_____. Ministério lança decreto que regulamenta novo modelo do setor elétrico. **CANAL ENERGIA**, 30 jul. 2004. Seção Mercado Livre. Disponível em: <<http://www.-canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=40913>>. Acesso em: 07 mar. 2005b.

_____. Governo cria comitê interministerial para destravar hidrelétricas. **CANAL ENERGIA**, 10 set. 2004. Seção Expansão. Disponível em: <<http://www.canalenergia.-com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=41724>>. Acesso em: 07 mar. 2005c.

_____. MME revê regras e posterga mudanças de energia assegurada para 2008. **CANAL ENERGIA**, 29 out. 2004. Seção Mercado Livre. Disponível em: <<http://www.-canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=42613>>. Acesso em: 07 mar. 2005d.

_____. Ministério divulga novos valores de energia assegurada das usinas. **CANAL ENERGIA**, 18 nov. 2004. Seção Mercado Livre. Disponível em: <<http://www.-canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=42920>>. Acesso em: 07 mar. 2005e.

_____. Leilão vai gerar 1.015 contratos e negociação de R\$ 74,9 bilhões. **CANAL ENERGIA**, 08 dez. 2004. Seção Negócios. Disponível em: <<http://www.canalenergia.-com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=43344>>. Acesso em: 07 mar. 2005f.

_____. Jerson Kelman, da ANEEL: Mudanças com extrema cautela. **CANAL ENERGIA**, 06 mai. 2005. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/-materias/Busca.asp?id=46334>>. Acesso em: 12 mai. 2005g.

MACHADO, Oldon. et al. Depois da regulamentação, setor busca uma agenda comum. **CANAL ENERGIA**, 22 dez. 2004. Seção Negócios. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=43644>>. Acesso em: 07 mar. 2005.

MARQUES, José Augusto. et al. **Colunistas CanalEnergia**: transição para o novo modelo. Rio de Janeiro: CanalEnergia, 2004. 151 p.

MARTORANO, Juliano Cavini. **Atratividade do negócio de transmissão de energia elétrica no novo modelo setorial**. São Paulo: EAESP/FGV, 2002. 161 p.

MCM Consultores Associados. Redução da incerteza e aumento dos investimentos. **BRASKEM**, 15 ago. 2004. Disponível em: <<http://www.braskem.com.br/boletins/Infra-estrutura/boletim/Infraestrutura.pdf>>. Acesso em: 23 fev. 2005.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Proposta de modelo institucional do setor elétrico**. Brasília, DF, jul. 2003a. 53 p.

———. **Proposta de modelo institucional do setor elétrico**. Brasília, DF, 17 dez. 2003b. 60 p.

———. Portaria nº 150, de 10 de maio de 1999. Cria o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, com a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento de expansão dos sistemas elétricos brasileiros, de caráter indicativo para a geração, consubstanciado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 24 jun. 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 12 mar. 2005a.

———. **Balanco Energético Nacional 2004**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=1589>. Acesso em: 19 mar. 2005b.

———. Portaria nº 43, de 25 de fevereiro de 2000. Define as usinas termelétricas integrantes do programa prioritário, de acordo com os critérios de enquadramento estabelecidos pelo CAET. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 28 fev. 2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexbas>>. Acesso em: 16 abr. 2005c.

———. **Balanco Energético Nacional 2005**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=4060>. Acesso em: 13 ago. 2005d.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. **Ajuste fiscal**. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/ajuste/em.asp>>. Acesso em: 04 jun. 2005a.

———. **Desempenho econômico em 1999**. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/fmi/fmimpe05.asp>>. Acesso em: 04 jun. 2005b.

_____. **Cenário macroeconômico e políticas públicas em 1999.** Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/portugues/releases/1998/r980901anx1.asp>>. Acesso em: 04 jun. 2005c.

MOREIRA, Ajax; DAVID, Pedro; ROCHA, Katia. **Regulação do preço da energia elétrica e viabilidade do investimento em geração no Brasil.** Rio de Janeiro: IPEA, 2003. 21 p.

MOREIRA, Ajax; MOTTA, Ronaldo Seroa da; ROCHA, Katia. **A expansão do setor brasileiro de energia elétrica: falta de mercado ou de planejamento.** Rio de Janeiro: IPEA, 2003. 17 p.

MOTTA, Ronaldo Seroa da; MOREIRA, Ajax. **As dualidades do novo modelo do setor de energia elétrica.** [S.l.: s.n.], 2004.

ONS. **O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 07 mar. 2005a.

_____. **Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2004.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/plano_energ_2004.pdf>. Acesso em: 19 mar. 2005b.

_____. **Curva de aversão ao risco.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/ons/-operacao/curva_guia_seguranca.htm>. Acesso em: 19 mar. 2005c.

ORDOÑEZ, Ramona; RIBEIRO, Erica. Leilão de energia frustra analistas, que já temem escassez em 2009. **O Globo**, Rio de Janeiro, 05 abr. 2005. Caderno Economia, p. 20.

PÁDUA, Elisabete Matallo Marchesini. **Metodologia da pesquisa:** abordagem teórico-prática. 8. ed. São Paulo: Papirus, 2002.

PECI, Alketa. **O impacto da reestruturação e privatização na gestão integrada do setor de energia elétrica:** análise do setor a partir da abordagem de redes. Rio de Janeiro: EBAPE/FGV, 2000. 156 p.

PIMENTEL, Ruderico. **Preço e competição no setor elétrico brasileiro em transição:** regulamentação e mercado. Rio de Janeiro: IPEA, 2002. 41 p.

PIRES, José Cláudio Linhares. **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica:** a experiência dos Estados Unidos e da União Européia. Rio de Janeiro: BNDES, 1999. 59 p.

_____. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro.** Rio de Janeiro: BNDES, 2000. 45 p.

_____. **As perspectivas do novo modelo do setor elétrico.** In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL SOBRE REGULAÇÃO E DEFESA DA CONCORRÊNCIA, 2002, Rio de Janeiro. [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <denisepbarros@aol.com> em 25 mai. 2005.

PIRES, José Cláudio Linhares; GOSTKORZEWICZ, Joana; GIAMBIAGI, Fabio. **O cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: BNDES, 2001. 46 p.

PIRES, José Cláudio Linhares; GIAMBIAGI, Fabio; SALES, André Franco. **As perspectivas do setor elétrico após o racionamento**. Rio de Janeiro: BNDES, 2002. 47 p.

PIRES, José Cláudio Linhares; REIS, José Guilherme. O setor elétrico: a reforma inacabada. In: GIAMBIAGI, Fabio; REIS, José Guilherme; URANI, André (Org.). **Reformas no Brasil: balanço e agenda**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 2004. p. 385-408.

RESENDE, Marcelo. Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in Brazilian electricity distribution. **Energy Policy**, Amsterdam, v. 30, p. 637-647, 2002.

REVISTA ELETROBRÁS. Rio de Janeiro: Ano 1, n. 3, abr. 2005. 34 p.

RONDEAU, Silas. Precisamos de mais hidrelétricas. **Informe Eletrônico**. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/artigos/rondeau.htm>>. Acesso em: 08 out. 2004.

ROSA, Luiz Pinguelli. A crise de energia: uma refutação empírica do modelo econômico neoliberal. In: LESSA, Carlos (Org.). **O Brasil à luz do apagão**. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001.

SAUER, Ildo Luís; VIEIRA, José Paulo. Problemas e desafios do setor elétrico brasileiro: crise da energia ou crise do modelo? In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9., 2002, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2002. p. 515-522.

SAUER, Ildo Luís. et al. **A reconstrução do setor elétrico brasileiro**. Campo Grande: UFMS; São Paulo: Paz e Terra, 2003. 300 p.

SIL, Antonio Carlos. Mais uma vez ele, o preço. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 294, p.56-58, mai. 2005.

SZKLO, Alexandre Salem; OLIVEIRA, Ricardo Gorini de. Incertezas e riscos da reforma do setor elétrico. **Ciência Hoje**, Rio de Janeiro, v. 28, n. 168, p. 24-31, jan./fev. 2001.

SZKLO, Alexandre Salem; MATHIAS, Melissa; OLIVEIRA, Ricardo Gorini de. A polifonia da reforma do setor energético. **Ciência Hoje**, Rio de Janeiro, v. 33, n. 197, p. 18-26, set. 2003.

TANKHA, Sunil. **The risk of reform**: analysing the effects of privatisation on costs of capital and prices in the Brazilian electric power industry. Cambridge: MIT, [2005]. 41 p.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno; OLIVEIRA, Ricardo Gorini de; CAMPOS, Adriana Fiorotti. **As empresas do setor elétrico brasileiro: estratégias e performance**. Rio de Janeiro: CENERGIA, 2002. 211 p.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno; CAMPOS, Adriana Fiorotti. A reforma do setor elétrico em perspectiva. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9., 2002, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2002. p. 454-459.

UDAETA, Miguel Edgar Morales. **Análise ponderada do novo modelo do setor elétrico brasileiro**. São Paulo: GEPEA/USP, [2004?]. Disponível em: <<http://www.iamericas.org/-pdfs/CriticalIssues/Novo%20Modelo%20do%20Setor%20Eletrico%20Brasileiro.pdf>>. Acesso em: 23 mar. 2005.

VERGARA, Sylvia Constant. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração**. São Paulo: Atlas, 2003. 96 p.

———. **Métodos de pesquisa em Administração**. São Paulo: Atlas, 2005. 287 p.

VIEIRA, Xisto. Geração térmica e GD: complementação indispensável. **Informe Eletrônico**. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/artigos/-vieira3.htm>>. Acesso em: 08 out. 2004.

12. ANEXOS

Anexo A: Glossário

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo
ASMAE	Administradora do Mercado Atacadista de Energia
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCC	Conta Consumo de Combustível
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CGSE	Câmara de Gestão do Setor Energético
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FMI	Fundo Monetário Internacional
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia
GCOI	Grupo Coordenador da Operação Interligada
GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico
GENESE	Grupo de Estudo para Nova Estruturação do Setor Elétrico
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MMA	Ministério de Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos
PDET	Programa Determinativo de Expansão da Transmissão
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico
PIE	Produtor Independente de Energia
PND	Programa Nacional de Desestatização
PPT	Programa Prioritário de Termelétricas
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional

Anexo B: Quadro Resumo das Principais Leis e Decretos

Leis / Decretos	Data	Assunto
Lei nº 8.031	12/04/1990	Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências.
Lei nº 8.631	04/03/1993	Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.
Lei nº 8.987	13/02/1995	Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.
Lei nº 9.074	07/07/1995	Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.
Lei nº 9.427	26/12/1996	Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.
Lei nº 9.648	27/05/1998	Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 07 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.
Decreto nº 3.371	24/02/2000	Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoeletricidade, e dá outras providências.
Lei nº 10.433	24/04/2002	Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências.
Lei nº 10.438	26/04/2002	Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.
Lei nº 10.847	15/03/2004	Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências.

Leis / Decretos	Data	Assunto
Lei nº 10.848	15/03/2004	Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.
Decreto nº 5.163	30/07/2004	Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

Fonte: Elaboração própria.

Anexo C: Roteiros das Entrevistas



**FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE
EMPRESAS
MESTRADO ACADÊMICO EM ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA**

ROTEIRO DE ENTREVISTA

Identificação

Entrevistador: _____ Data da entrevista: _____

Cidade: _____

Nome do Entrevistado: Luiz Fernando Legey – 12/04/05 e 19/04/05

Fernando Tavares Camacho – 14/04/05 e 26/04/05

Nelson Siffert – 15/04/05

Roberto Pereira D'Araujo – 18/04/05

Fábio Giambiagi – 26/04/05

Frederico Gomes – 27/04/05

Instituição/cargo: _____

Tempo de participação na instituição/cargo: _____

1. Aspectos Regulatórios – Histórico do Setor de Energia Elétrica

- 1.1. Quais foram os motivos para o início das privatizações no setor elétrico brasileiro?
O modelo anterior, baseado em grandes investimentos do Estado, deveria ter sido interrompido?
- 1.2. Quais foram os resultados e efeitos das privatizações do setor elétrico brasileiro (o processo de privatização, os investimentos esperados, a postura do governo)?
- 1.3. Ocorreu algum movimento significativo na economia mundial e/ou brasileira que poderia ter ocasionado mudanças na estratégia de privatizações do governo brasileiro (período anterior ao racionamento)? Havia pressão externa para que o Brasil continuasse o processo de privatização? O Estado deveria ter retomado a liderança dos investimentos em energia elétrica nesse período?

- 1.4. Quais foram as causas, em sua opinião, do racionamento de energia elétrica vivenciado no Brasil entre junho de 2001 e fevereiro de 2002?
- 1.5. As medidas governamentais na época do racionamento foram bem-sucedidas? Quais eram as alternativas para a cobrança do ônus decorrente do racionamento?
- 1.6. As crises de energia vivenciadas em outros países, como a crise da Califórnia, têm relação com a crise vivenciada no Brasil (em termos de modelos implementados)?

2. Aspectos Regulatórios – Modelos do Setor de Energia Elétrica

- 2.1. Quais modelos para o setor de energia elétrica foram propostos, no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, no governo de Fernando Henrique Cardoso, no período posterior ao racionamento? Por que esses modelos propostos não foram implementados?
- 2.2. O novo modelo se diferencia basicamente em que do modelo antigo (privatizações)? Até que ponto o novo modelo absorveu metodologias propostas no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico?
- 2.3. As estruturas dos modelos propostos no Brasil (privatizações, pós-acionamento e novo modelo) são baseadas em modelos já implementados em outros países?
- 2.4. A Eletrobrás deveria recuperar algumas funções que foram perdidas no modelo de privatização (e que não foram recuperadas no novo modelo), como, por exemplo, órgão de planejamento e de financiamento de setor de energia elétrica?
- 2.5. Qual foi o papel do BNDES ao longo da construção dos modelos regulatórios do setor elétrico brasileiro? O BNDES deveria assumir outra postura?
- 2.6. Em sua opinião, existe um outro formato para o modelo institucional do setor de energia elétrica que, no caso do Brasil, daria mais certo?

3. Novo Modelo – Comercialização de Energia Elétrica

- 3.1. Qual a sua opinião com relação ao desenho da comercialização do novo modelo (dois ambientes de contratação – regulado e livre – , a criação do *pool*, e a realização de leilões)? Esse desenho garante a competição na geração e garantias efetivas para o pagamento da energia suprida?
- 3.2. Essa nova estrutura da comercialização é baseada em algum tipo de modelo? Ele já é praticado em outro país?

- 3.3. Quais as perspectivas desse novo arranjo na comercialização de energia elétrica no Brasil?
- 3.4. O resultado dos leilões de energia existente demonstrou que os preços foram ascendentes conforme o início da entrega (2005, 2006, 2007, 2008). Esse panorama de contratação indica a aproximação do custo marginal de expansão na medida em que se afasta do curto prazo?
- 3.5. Qual a importância que a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) assume no novo modelo do setor de energia elétrica?

4. Perspectivas do Setor de Energia Elétrica

- 4.1. Quais as perspectivas para o setor de energia elétrica no Brasil (investimentos, tarifas, licenciamentos, riscos políticos, ambientais e regulatórios)? O governo está caminhando em direção à esperada modicidade tarifária?
- 4.2. Quais as perspectivas para as geradoras / distribuidoras de energia elétrica (considerar questões relacionadas aos licenciamentos, à sobreoferta de energia elétrica, e aos endividamentos)?
- 4.3. Qual a causa, em sua opinião, dos riscos sempre eminentes de desabastecimentos de energia no Brasil?
- 4.4. Qual o reflexo dos riscos regulatórios, políticos e ambientais do setor de energia elétrica nos investimentos para os próximos anos?
- 4.5. Qual deveria ser o papel do Estado nos investimentos no setor de energia elétrica brasileiro?
- 4.6. Quais as vantagens da utilização da parceria público-privada (PPP) no âmbito regulatório atual do setor de energia elétrica brasileiro?



FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE
EMPRESAS
MESTRADO ACADÊMICO EM ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA

ROTEIRO DE ENTREVISTA

Identificação

Entrevistador: _____ Data da entrevista: _____

Cidade: _____

Nome do Entrevistado: Ajax Reinaldo Bello Moreira – 03/05/05

Octavio Castello Branco – 03/05/05

José Guilherme Reis – 17/05/05

José Cláudio Linhares Pires – 19/05/05

Instituição/cargo: _____

Tempo de participação na instituição/cargo: _____

1. Aspectos Regulatórios – Histórico do Setor de Energia Elétrica

- 1.1. Quais foram os motivos para o início das privatizações no setor elétrico brasileiro?
O modelo anterior, baseado em grandes investimentos do Estado, deveria ter sido interrompido?
- 1.2. Quais foram os resultados e efeitos das privatizações do setor elétrico brasileiro (o processo de privatização, os investimentos esperados, a postura do governo)?
- 1.3. Ocorreu algum movimento significativo na economia mundial e/ou brasileira que poderia ter ocasionado mudanças na estratégia de privatizações do governo brasileiro (período anterior ao racionamento)? Havia pressão externa para que o Brasil continuasse o processo de privatização? O Estado deveria ter retomado a liderança dos investimentos em energia elétrica nesse período?
- 1.4. Quais foram as causas, em sua opinião, do racionamento de energia elétrica vivenciado no Brasil entre junho de 2001 e fevereiro de 2002?
- 1.5. As medidas governamentais na época do racionamento foram bem-sucedidas?
Quais eram as alternativas para a cobrança do ônus decorrente do racionamento?
- 1.6. As crises de energia vivenciadas em outros países, como a crise da Califórnia, têm relação com a crise vivenciada no Brasil (em termos de modelos implementados)?

2. Aspectos Regulatórios – Modelos do Setor de Energia Elétrica

- 2.1. Quais modelos para o setor de energia elétrica foram propostos, no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, no governo de Fernando Henrique Cardoso, no período posterior ao racionamento? Por que esses modelos propostos não foram implementados?
- 2.2. O novo modelo se diferencia basicamente em que do modelo antigo (privatizações)? Até que ponto o novo modelo absorveu metodologias propostas no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico?
- 2.3. As estruturas dos modelos propostos no Brasil (privatizações, pós-acionamento e novo modelo) são baseadas em modelos já implementados em outros países?
- 2.4. A Eletrobrás deveria recuperar algumas funções que foram perdidas no modelo de privatização (e que não foram recuperadas no novo modelo), como, por exemplo, órgão de planejamento e de financiamento de setor de energia elétrica?
- 2.5. Qual foi o papel do BNDES ao longo da construção dos modelos regulatórios do setor elétrico brasileiro? O BNDES deveria assumir outra postura?

3. Perspectivas do Setor de Energia Elétrica

- 3.1. Quais as perspectivas para o setor de energia elétrica no Brasil (investimentos, tarifas, licenciamentos, riscos políticos, ambientais e regulatórios)? O governo está caminhando em direção à esperada modicidade tarifária?
- 3.2. Qual a causa, em sua opinião, dos riscos sempre eminentes de desabastecimentos de energia no Brasil?
- 3.3. Qual deveria ser o papel do Estado nos investimentos no setor de energia elétrica brasileiro?



FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE
EMPRESAS
MESTRADO ACADÊMICO EM ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA

ROTEIRO DE ENTREVISTA

Identificação

Entrevistador: _____ Data da entrevista: 18/05/05

Cidade: _____

Nome do Entrevistado: Maurício Tolmasquim

Instituição/cargo: _____

Tempo de participação na instituição/cargo: _____

1. Aspectos Regulatórios – Histórico do Setor de Energia Elétrica

- 1.1. Quais foram os motivos para o início das privatizações no setor elétrico brasileiro?
O modelo anterior, baseado em grandes investimentos do Estado, deveria ter sido interrompido?
- 1.2. Quais foram os resultados e efeitos das privatizações do setor elétrico brasileiro (o processo de privatização, os investimentos esperados, a postura do governo)?
- 1.3. Ocorreu algum movimento significativo na economia mundial e/ou brasileira que poderia ter ocasionado mudanças na estratégia de privatizações do governo brasileiro (período anterior ao racionamento)? Havia pressão externa para que o Brasil continuasse o processo de privatização? O Estado deveria ter retomado a liderança dos investimentos em energia elétrica nesse período?
- 1.4. Quais foram as causas, em sua opinião, do racionamento de energia elétrica vivenciado no Brasil entre junho de 2001 e fevereiro de 2002?
- 1.5. As medidas governamentais na época do racionamento foram bem-sucedidas?
Quais eram as alternativas para a cobrança do ônus decorrente do racionamento?
- 1.6. As crises de energia vivenciadas em outros países, como a crise da Califórnia, têm relação com a crise vivenciada no Brasil (em termos de modelos implementados)?

2. Aspectos Regulatórios – Modelos do Setor de Energia Elétrica

- 2.1. Quais modelos para o setor de energia elétrica foram propostos, no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, no governo de Fernando Henrique Cardoso, no período posterior ao racionamento? Por que esses modelos propostos não foram implementados?
- 2.2. O novo modelo se diferencia basicamente em que do modelo antigo (privatizações)? Até que ponto o novo modelo absorveu metodologias propostas no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico?
- 2.3. As estruturas dos modelos propostos no Brasil (privatizações, pós-acionamento e novo modelo) são baseadas em modelos já implementados em outros países?
- 2.4. A Eletrobrás deveria recuperar algumas funções que foram perdidas no modelo de privatização (e que não foram recuperadas no novo modelo), como, por exemplo, órgão de planejamento e de financiamento de setor de energia elétrica?
- 2.5. Qual foi o papel do BNDES ao longo da construção dos modelos regulatórios do setor elétrico brasileiro? O BNDES deveria assumir outra postura?
- 2.6. Qual a sua opinião com relação ao desenho da comercialização do novo modelo (dois ambientes de contratação – regulado e livre –, a criação do “pool”, e a realização de leilões)?

3. Perspectivas do Setor de Energia Elétrica

- 3.1. Quais as perspectivas para o setor de energia elétrica no Brasil (investimentos, tarifas, licenciamentos, riscos políticos, ambientais e regulatórios)? O governo está caminhando em direção à esperada modicidade tarifária?
- 3.2. Qual a causa, em sua opinião, dos riscos sempre eminentes de desabastecimentos de energia no Brasil?
- 3.3. Qual deveria ser o papel do Estado nos investimentos no setor de energia elétrica brasileiro?



FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE
EMPRESAS
MESTRADO ACADÊMICO EM ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA

ROTEIRO DE ENTREVISTA

Identificação

Entrevistador: _____ Data da entrevista: _____

Cidade: _____

Nome do Entrevistado: Ronaldo Seroa da Motta – 03/05/05

Adriano Pires Rodrigues – 05/05/05

Jerson Kelman – 07/05/05

Amilcar Gonçalves Guerreiro – 10/05/05

Luiz Pinguelli Rosa – 12/05/05

Pedro Américo Moretz-Sohn David – 13/05/05

Mário Veiga Pereira – 27/05/05

Instituição/cargo: _____

Tempo de participação na instituição/cargo: _____

1. Aspectos Regulatórios – Histórico do Setor de Energia Elétrica

- 1.1. Quais foram os motivos para o início das privatizações no setor elétrico brasileiro?
O modelo anterior, baseado em grandes investimentos do Estado, deveria ter sido interrompido?
- 1.2. Quais foram os resultados e efeitos das privatizações do setor elétrico brasileiro (o processo de privatização, os investimentos esperados, a postura do governo)?
- 1.3. Ocorreu algum movimento significativo na economia mundial e/ou brasileira que poderia ter ocasionado mudanças na estratégia de privatizações do governo brasileiro (período anterior ao racionamento)? Havia pressão externa para que o Brasil continuasse o processo de privatização? O Estado deveria ter retomado a liderança dos investimentos em energia elétrica nesse período?
- 1.4. Quais foram as causas, em sua opinião, do racionamento de energia elétrica vivenciado no Brasil entre junho de 2001 e fevereiro de 2002?

- 1.5. As medidas governamentais na época do racionamento foram bem-sucedidas? Quais eram as alternativas para a cobrança do ônus decorrente do racionamento?
- 1.6. As crises de energia vivenciadas em outros países, como a crise da Califórnia, têm relação com a crise vivenciada no Brasil (em termos de modelos implementados)?

2. Aspectos Regulatórios – Modelos do Setor de Energia Elétrica

- 2.1. Quais modelos para o setor de energia elétrica foram propostos, no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, no governo de Fernando Henrique Cardoso, no período posterior ao racionamento? Por que esses modelos propostos não foram implementados?
- 2.2. O novo modelo se diferencia basicamente em que do modelo antigo (privatizações)? Até que ponto o novo modelo absorveu metodologias propostas no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico?
- 2.3. As estruturas dos modelos propostos no Brasil (privatizações, pós-racionamento e novo modelo) são baseadas em modelos já implementados em outros países?
- 2.4. A Eletrobrás deveria recuperar algumas funções que foram perdidas no modelo de privatização (e que não foram recuperadas no novo modelo), como, por exemplo, órgão de planejamento e de financiamento de setor de energia elétrica?
- 2.5. Qual foi o papel do BNDES ao longo da construção dos modelos regulatórios do setor elétrico brasileiro? O BNDES deveria assumir outra postura?
- 2.6. Em sua opinião, existe um outro formato para o modelo institucional do setor de energia elétrica que, no caso do Brasil, daria mais certo?
- 2.7. Qual a sua opinião com relação ao desenho da comercialização do novo modelo (dois ambientes de contratação – regulado e livre –, a criação do “pool”, e a realização de leilões)?
- 2.8. Essa nova estrutura da comercialização é baseada em algum tipo de modelo? Ele já é praticado em outro país?

3. Perspectivas do Setor de Energia Elétrica

- 3.1. Quais as perspectivas para o setor de energia elétrica no Brasil (investimentos, tarifas, licenciamentos, riscos políticos, ambientais e regulatórios)? O governo está caminhando em direção à esperada modicidade tarifária?

- 3.2. Qual a causa, em sua opinião, dos riscos sempre eminentes de desabastecimentos de energia no Brasil?
- 3.3. Qual deveria ser o papel do Estado nos investimentos no setor de energia elétrica brasileiro?