

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS – RJ

ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE EMPRESAS

CENTRO DE FORMAÇÃO ACADÊMICA E PESQUISA

CURSO DE MESTRADO EM ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA

**A REFORMA DO ESTADO E A CRISE NO
SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA
VISÃO CRÍTICA DO CASO BRASILEIRO**

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

SANDRA SROUR

Rio de Janeiro / 2005

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE EMPRESAS
CENTRO DE FORMAÇÃO ACADÊMICA E PESQUISA
CURSO DE MESTRADO EM ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE EMPRESAS

***A REFORMA DO ESTADO E A CRISE NO SETOR
DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA VISÃO CRÍTICA
DO CASO BRASILEIRO***

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA POR
SANDRA SROUR

APROVADA EM / /
PELA COMISSÃO EXAMINADORA

MARCO AURÉLIO RUEDIGER
DOUTOR EM SOCIOLOGIA

ROGÉRIO SOBREIRA
DOUTOR EM ECONOMIA

LUIZ HENRIQUE NUNES BAHIA
DOUTOR EM CIÊNCIA POLÍTICA E SOCIOLOGIA

AGRADECIMENTOS

No final de um longo trabalho, é importante lembrarmos daqueles que nos são ternos e amigos, também nos momentos mais difíceis, quando pensamos em desistir de tudo... Por isso, acho que essas pessoas são co-responsáveis por todo este estudo. Assim, agradeço muito a meu marido, a meus pais, aos amigos e aos colegas de turma que realmente me ajudaram nestes últimos anos.

Ao meu orientador, Marco Aurélio, agradeço o apreço e a consideração de me ensinar a “pescar o peixe e não me entregá-lo de bandeja”. Realmente, sem a sua ajuda, este trabalho não seria digno de uma pesquisa acadêmica. Agradeço também a minha banca examinadora pela preciosa atenção com que leram e comentaram meu trabalho. Gostaria de lembrar ainda dos meus professores da FGV e dos meus amigos de trabalho da Eletrobras.

Deixo aqui registrado a enorme colaboração dada por todos os meus entrevistados, que me receberam muito bem e não se negaram a me conceder longas entrevistas de no mínimo 50 min. Também sou grata a Roberta e ao Breno pela preciosa ajuda na transcrição das entrevistas.

E por último, mas de suma importância, quero agradecer imensamente ao Criador por ter me dado forças para ao longo deste mestrado ter: engravidado, levado a gravidez adiante, amamentado, cuidado de gripes e viroses, deixado de dormir; enfim tudo que uma verdadeira mãe aprende a fazer quando dá à luz! Assim, gostaria de dedicar todo este esforço ao meu filho Benjamin, ou melhor, Beninho, que nos últimos 19 meses foi o centro de minha dedicação e amor incondicional.

RESUMO

Este estudo procurou descrever a reforma do Estado brasileiro no setor de energia elétrica e como a crise de energia de 2001 influenciou este processo. Com esse intuito foram realizados dois tipos de pesquisas: a bibliográfica e a de campo. A bibliográfica recorreu a diferentes autores, visando analisar a atuação do Estado no setor de eletricidade brasileiro, bem como a reforma gerencial do Estado, o modelo privatizante do setor de 1998, modelos internacionais, a crise da falta de suprimento de energia elétrica de 2001, a mudança política e o atual modelo. Já a pesquisa de campo contou com entrevistas semi-estruturadas com nove especialistas da área e foi útil para ratificar características positivas e negativas dos dois modelos estudados. A pesquisa de campo também possibilitou verificar as diferentes opiniões sobre as causas da crise e, principalmente, o papel do Estado no setor de energia elétrica do Brasil. Este estudo constatou que o Estado deve buscar um tamanho ótimo, que não deve ser muito pequeno como no modelo de 1998, no qual faltou a figura do agente planejador do setor; nem muito grande, posto que o Estado não tem recursos suficientes para os investimentos requeridos pelo sistema de energia elétrica.

ABSTRACT

This study tried to describe the State reform in the Brazilian energetic sector and how the energetic crises of 2001 influenced this process. With this purpose, two kinds of research were done: a bibliographic and some interviews. Many authors were studied to find out the construction of the State role in the Brazilian energetic sector. The interviews were done with nine specialists trying to confirm some positive and negative characteristics of the two models (1998 and 2004) and the causes of the crises studied in the bibliographic research. In addition, the specialists were consulted to tell their opinion about the State role in the sector. Then this study found out that the State must find an optimal size: not too small like in the first model (1998) that lacked a planning agent for the sector; nor too large as the State doesn't have enough money for the required investments of this sector.

SUMÁRIO

1	Perspectiva crítica da questão da energia	9
1.1	Introdução	9
1.2	A proeminência do Estado na constituição do setor	13
1.3	Condicionantes de um novo modelo	19
1.4	Metodologia utilizada	25
2	A reforma gerencial do Estado no Brasil e o setor de energia elétrica	27
2.1	A reforma gerencial do Estado brasileiro	27
2.2	O setor elétrico no Brasil – o modelo de 1998 e a privatização em perspectiva comparada	34
2.2.1	Antecedentes internacionais	35
2.2.2	O modelo brasileiro	41
3	A crise de 2001	50
3.1	Panorama geral da crise	50
3.2	Possíveis causas	58
3.3	A gestão da crise	61
3.4	Resultantes	66
4	O novo quadro político e a revisão do modelo	69
4.1	Processo e câmbio político	69
4.2	A revisão do modelo	72
5	A percepção dos operadores públicos	85
5.1	Causas da crise de 2001	86
5.2	Balanço do modelo de 1998	98
5.3	Balanço do novo modelo de 2004	103
5.4	Observações finais.....	109

6	Conclusão	112
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121
	ANEXO A: Empresas privatizadas do setor de energia elétrica	132
	ANEXO B: Ocupação e sigla de cada entrevistado.....	136

LISTA DE FIGURAS E GRÁFICOS

Gráfico 1: Crescimento da oferta e demanda	10
Gráfico 2: Capacidade instalada (MW)	19
Gráfico 3: IGP-DI (% ao ano)	21
Gráfico 4: Consumo de energia elétrica x PIB (Variação %)	52
Figura 1: Integração eletroenergética do Brasil	57
Gráfico 5: Acréscimo anual de linhas de transmissão (em Km)	65
Gráfico 6: Consumo por classe (MWh)	67
Gráfico 7: Taxa de câmbio fim de mês – venda (R\$/US\$)	70
Figura 2: Receita por vendedor	80
Gráfico 8: Frequência das categorias	116

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 1: Produção de energia (GWh)	46
Tabela 2: Participação pública e privada no setor de energia elétrica do Brasil	47
Tabela 3: Características do modelo em cada país analisado	48
Tabela 4: Consumo de energia elétrica e PIB (Variação %)	53
Tabela 5: Tarifa média por classe de consumo (valores correntes em R\$/MWh)	54
Tabela 6: Capacidade instalada de geração elétrica do Brasil (MW)	55
Tabela 7: Economia de energia – 2001 (%)	64
Tabela 8: Consumo faturado por classe em GWh (de janeiro a dezembro)	67
Tabela 9: Indicadores de confiança	71
Tabela 10: Receita gerada pelos CCEARs por produto	79
Tabela 11: Preço inicial x preço médio final por produto	79
Tabela 12: Previsão de entrada em operação das usinas em obras (em MW)	81
Quadro 1: Comparação entre os modelos de 1998 e 2004	82
Quadro 2: O modelo de 1998	98
Quadro 3: O modelo de 2004	103
Quadro 4: Aspectos negativos do modelo de 1998 corrigidos ou não pelo modelo de 2004.....	110

1 PERSPECTIVA CRÍTICA DA QUESTÃO DA ENERGIA

1.1 Introdução

Em 2001, o governo brasileiro anunciou que o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas do país estava abaixo do esperado e que por isso não haveria oferta de energia suficiente para atender à demanda, principalmente nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. A população se mobilizou diante do iminente *black-out* alardeado pela imprensa e pelas autoridades do setor, prontificando-se a reduzir seu consumo de energia em cerca de 20% e arcando com um forte aumento das tarifas.

Cumprе salientar que a crise energética de 2001 mobilizou governo, empresas do setor de eletricidade e a sociedade civil. Todos, sem distinção, foram atingidos pela redução do consumo e o aumento das tarifas. Imediatamente, o governo criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) para solucionar o problema, em caráter emergencial, e a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (CASHEE), para averiguar as causas da crise e a política energética. O próprio ministro chefe da Casa Civil, Pedro Parente, foi chamado para presidir a GCE, demonstrando a importância da crise. As principais instituições do setor também participaram dos trabalhos da câmara, como o Ministério de Minas e Energia (MME), o Operador Nacional do Sistema (ONS), a Agência Nacional de Águas (ANA), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a Eletrobras, além de representantes de empresas.

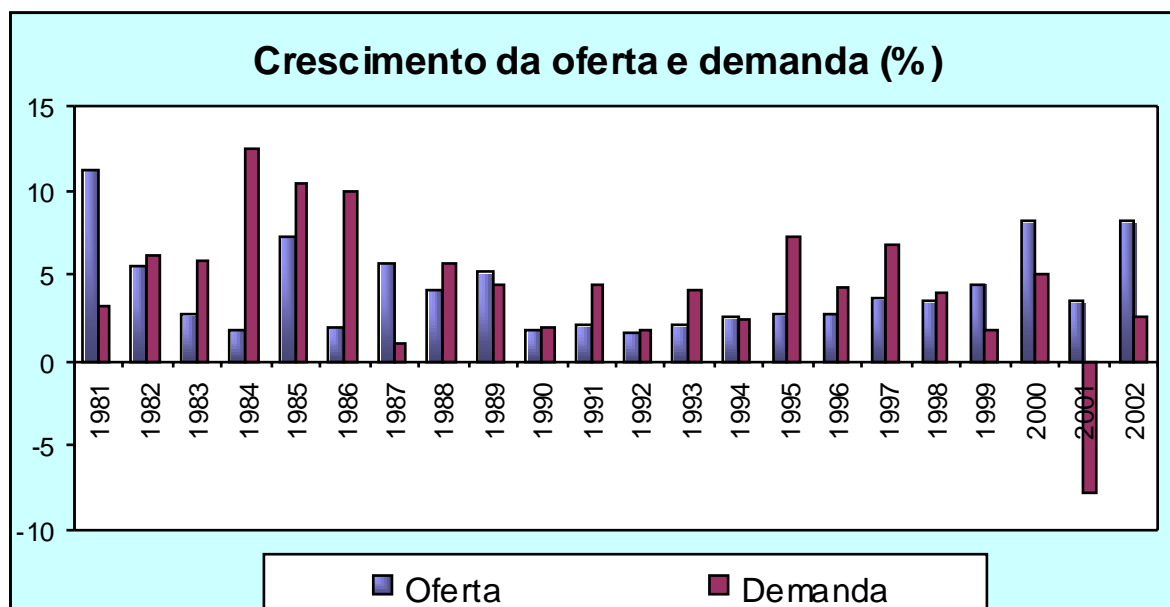
Entretanto, a atuação da sociedade civil foi a mais marcante. A imprensa alardeou o momento crítico pelo qual o país passava e diariamente a televisão mostrava o nível dos reservatórios das principais usinas hidrelétricas. Todos queriam verificar se as medidas praticadas pelo governo – como o aumento emergencial da oferta e a redução forçada da demanda – estavam apresentando resultados. A imprensa também mostrava o sacrifício que população fazia para racionar eletricidade, considerando que muitos tinham alterado seus hábitos de consumo. A população passou a usar lâmpadas de baixo consumo, racionalizou o uso de eletrodomésticos e trocou os aquecedores elétricos pelos modelos a gás; enfim, fez tudo que estava ao seu alcance para reduzir o consumo de energia elétrica. O mesmo esforço também foi feito pela indústria e o comércio, que em alguns casos optou pela autoprodução de energia.

O racionamento foi encerrado em 2002, ano de eleições presidenciais. Descontente com a política econômica do então presidente Fernando Henrique Cardoso, o país elegeu o candidato de oposição, Luiz Inácio Lula da Silva, do PT, cuja equipe, como veremos mais adiante, não alterou significativamente a política econômica adotada pelo antecessor.

Entretanto, dado esses condicionantes e o desfecho da crise, cabe perguntar o que teria levado o país a situação de tão graves proporções? Falta de planejamento ou de previsão do que poderia ocorrer? Qual o papel do Estado, dos entes privados e do próprio processo político de privatização nesse período? Em especial, quais lições podemos tirar no sentido de buscarmos um modelo eficiente e sustentado?

Deve-se destacar que são várias as causas da crise de energia elétrica de 2001, as quais serão verificadas neste estudo. Contudo, a falta de investimentos na expansão do setor é constantemente lembrada pelos especialistas. Na realidade, o crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil (a demanda) vem crescendo a taxas superiores à do incremento da capacidade instalada do parque gerador nacional (a oferta), conforme mostra o gráfico 1.

Gráfico 1



Fonte: Eletrobras (demanda) e Balanço Energético Nacional 2003 (oferta).

No gráfico 1, podemos verificar que no período 1982-1998, com poucas exceções, o incremento da demanda esteve acima ou quase igualado ao aumento da oferta. A partir de 1999, notamos que a oferta começou a superar a demanda, no seu crescimento percentual. Em 2001, a demanda caiu por causa do racionamento.

Ao lembrarmos a história do setor elétrico no Brasil, temos de considerar que a energia elétrica chegou ao país através do capital privado. Entretanto, com a industrialização e a urbanização, o setor passou a necessitar de um volume cada vez maior de recursos para os grandes projetos de usinas geradoras. É quando o Estado passa a ser o principal investidor. Na década de 1980, com a falta de crédito externo, a inflação e o alto endividamento do setor público, os investimentos do governo nos projetos de energia elétrica começaram a perder o seu vigor inicial.

Diante desse quadro e do cenário internacional de redução da atuação do Estado na economia, ganhou força a idéia da desregulamentação econômica e da privatização de estatais como as do setor elétrico. Os defensores da redução do papel do Estado pensavam que poderiam entregar à iniciativa privada as empresas produtoras de bens e serviços, obtendo em troca recursos para saldar dívidas do setor público. Por trás dessa idéia estava a visão de que o setor privado seria mais eficiente na condução dessas empresas.

No Brasil, essa tendência começou nos governos militares, ampliou-se no governo José Sarney, ganhou força na gestão Fernando Collor de Mello, mas as privatizações só avançaram, de fato, no governo Fernando Henrique Cardoso.

Nas eleições presidenciais de 1994, os dois principais candidatos estavam divididos quanto às privatizações: de um lado o candidato de direita ligado ao Partido da Social Democracia Brasileira (PSDB), Fernando Henrique Cardoso, era apoiado por social-democratas e neoliberais, que concordavam com a privatização. De outro, o candidato do Partido dos Trabalhadores (PT), Luiz Inácio Lula da Silva, representava interesses nacionalistas e sociais que discordavam da privatização das empresas do setor público (ROSA, 2001).

Alguns especialistas vêem a privatização como um movimento baseado no paradigma neoliberal do Estado em querer angariar recursos para sanar suas dívidas, em detrimento do seu papel estratégico de promoção do desenvolvimento do país. Para

esses autores, o processo de privatização fracassou em seu intento de amenizar a dívida pública, como verificamos nas palavras de Rosa (2001, p. 115):

(...), a venda de grande parte do setor elétrico não alcançou nem um pequeno percentual do seu patrimônio, que supera US\$ 100 bilhões. Pouco se abateu também da dívida interna e externa, que cresceu enormemente com a política de juros altos do próprio governo.

A pergunta que se coloca é: se a privatização tinha o intuito de atrair recursos privados para investimentos no setor, por que chegamos na crise de suprimento de energia elétrica, na qual a oferta não acompanhou a demanda? Segundo Oliveira (2001), começar a privatizar antes de se determinar as regras do mercado atacadista e da gestão da água teria prejudicado a assinatura dos novos contratos de concessão. Logo, a falta de estabilidade do novo marco regulatório teria desestimulado os investimentos para a expansão do sistema.

Ao longo deste estudo, verificaremos que apesar da intensa privatização das empresas distribuidoras de energia elétrica e de algumas geradoras, a reforma praticada no setor nos anos 1990 não conseguiu atrair investimentos privados para a expansão da oferta na escala necessária, desencadeando a crise do racionamento. Muitos autores acreditam que o Estado se afastou de seu papel de planejador do setor, repassando a expansão do sistema para os agentes privados.

Nosso problema central é a atração de investimentos para manter o sistema elétrico em expansão e, para tanto, é necessário mobilizar recursos privados. Contudo, a experiência está mostrando que a presença do Estado no setor elétrico também é absolutamente necessária. Sem essa presença, riscos que somente o Estado pode mitigar tornam o setor elétrico brasileiro pouco atraente para os investidores privados (OLIVEIRA, 2001, p. 225).

Este estudo, enfim, pretende esclarecer as questões relacionadas à crise energética de 2001 e discutir como ela influenciou a reforma do Estado no setor elétrico. Também pretende analisar a trajetória do setor até a crise de abastecimento e a

conseqüente alta das tarifas públicas de eletricidade. Além disso, surge a questão de como o novo governo lidou com a reformulação das regras do setor e quais medidas estão sendo tomadas pelos setores público e privado para evitar um novo "apagão", que possa comprometer o crescimento econômico do país.

É importante lembrar que a eletricidade tem um papel proeminente no desenvolvimento de um país, visto que todas as atividades produtivas ficam paralisadas diante de um corte de energia. Hoje em dia, não só a luz elétrica é fundamental, mas também elevadores, computadores, geladeiras, eletroeletrônicos, máquinas em geral; ou seja, aparelhos movidos pela eletricidade se tornaram indispensáveis no nosso dia-a-dia. Daí a relevância deste estudo sobre a atuação do Estado no setor de energia elétrica.

1.2 A proeminência do Estado na constituição do setor

Desde que a energia elétrica chegou ao Brasil, no final do século XIX, até os dias de hoje, assistimos a uma alternância entre os setores privado e público na condução do setor. A iniciativa privada foi a responsável pela implantação do setor elétrico no Brasil, que logo se expandiu. Em São Paulo e no Rio de Janeiro, principais centros da então nascente indústria brasileira, foram instaladas as maiores empresas prestadoras de serviços do setor, como a São Paulo Railway Light and Power Co. Ltd. e a Rio de Janeiro Tramway Light and Power Co. Ltd. (LEITE, 1997).

Inicialmente, a utilização de energia elétrica no Brasil se caracterizou por uma estratégia bifronte, ou seja, por ser um país de dimensões continentais e com grandes quedas de água, o Brasil adotou um modelo no qual seu potencial hidrelétrico era explorado pelo capital privado internacional nos grandes centros urbanos e, no resto da federação, por empresas de menor porte, que atuavam tanto na geração hidrelétrica quanto na geração termelétrica, sobretudo em localidades onde os recursos hídricos eram mais escassos. Na realidade, de acordo com o Centro da Memória da Eletricidade no Brasil (1988), o Brasil tinha suas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica pulverizadas entre diversas empresas de capital privado em diferentes municípios e localidades, sendo a Light, de empresários canadenses, a maior das empresas.

Em 1927, outro grupo estrangeiro, a American & Foreign Power Company (Amforp) passou a atuar no interior de São Paulo. Já nos anos 1930, as áreas mais

desenvolvidas do país estavam nas mãos das duas grandes empresas estrangeiras de energia elétrica: a Light e a Amforp.

Com a Revolução de 30 e o governo de Getúlio Vargas, o Estado passou a exercer maior intervenção na atividade. Em 1934, foi promulgado o Código de Águas, o qual teve papel fundamental na regulamentação do setor de águas e de energia elétrica. O referido código estabeleceu importantes mudanças no aproveitamento dos recursos hidrelétricos no Brasil, como observado por Leite:

Os aproveitamentos dependeriam, a partir daí, de concessão ou autorização do governo federal, reconhecidos os direitos de empresas estrangeiras já em atividade no país. Quanto ao regime econômico, foi adotado o princípio do custo histórico, no qual se basearia o cálculo da tarifa (1997, p. 70).

O avanço da urbanização associado à expansão industrial causou um déficit de energia elétrica e, assim, o setor público passou a se empenhar mais na expansão da capacidade geradora, reservando para as empresas privadas a atividade de distribuição. Por outro lado, com o clima adverso nos países de origem dessas empresas, principalmente com o início da II Guerra Mundial, estas não puderam realizar investimentos que acompanhassem o aumento da demanda, que naquele momento também já era significativa por parte da indústria em desenvolvimento no Brasil. Levando em conta esses empecilhos ao investimento estrangeiro e o fato de que o capital privado nacional ainda era incipiente, o Estado – marcadamente na figura do presidente Getúlio Vargas – começou a intervir no setor e as empresas que, em sua maioria eram privadas, com o passar dos anos foram estatizadas.

Após a Revolução de 1930, o governo Vargas atribuiu ao Estado o papel de agente ativo na modernização industrial brasileira. Boschi e Lima (2002) endossam essa visão, ao mesmo tempo em que observam que o ciclo desenvolvimentista começa naquela década, quando o Estado ganha novos espaços de atuação no mercado, é fortalecido e delimita sua atuação em setores específicos. Os autores chamam esse processo de “construção do Estado” ou *state building*, pois com Vargas, o Estado não apenas intervém no setor produtivo, orientando-o para o crescimento econômico, como passa a regular as relações de trabalho.

Vianna (2001) observa que naquele período, o governo Vargas era de cunho nacionalista, fundado em políticas protecionistas e no investimento estatal em infraestrutura, visando estimular a indústria nacional. Vianna descreve assim o governo Vargas após a revolução de 1937:

A Constituição de 1937 continha dispositivos relacionados com a nacionalização das minas, dos recursos energéticos e das “indústrias consideradas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar da nação”, reservando aos brasileiros a exploração das minas e das quedas-d’água, e determinando que a lei regularia a sua nacionalização progressiva (VIANNA, 2001, p. 122).

Após o fim da II Guerra Mundial essa perspectiva começa a ser matizada. Duas correntes de pensamento foram se consolidando em termos de uma clivagem sobre a questão: os que defendiam a manutenção do setor privado atuante e os que preferiam a intervenção do Estado, pela construção de grandes hidrelétricas e estatização das empresas estrangeiras.

Lima (1984) chama atenção para o fato de que entre 1946 e 1954, a vertente liberal – orientada pelas missões técnicas americanas (instrumento de ligação entre o governo brasileiro e os organismos financeiros internacionais, para elaborar e avaliar projetos de desenvolvimento de infra-estrutura no Brasil) e pelo Conselho Nacional de Economia (órgão responsável por estudos e sugestões da economia brasileira) – era favorável à reforma do Código de Águas de 1934, visando reduzir a interferência do Estado no setor. Por outro lado, a assessoria econômica do segundo governo Vargas (1951–1954) estimulava uma ampla intervenção estatal na produção econômica, para acelerar o processo de industrialização do país.

Portanto, a assessoria econômica de Vargas formulou uma política para a expansão do setor de eletricidade baseada nas seguintes ações:

- criação do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e do Fundo Federal de Eletrificação (FFE) para financiar o setor;
- formulação do Plano Nacional de Eletrificação, através do qual o governo federal atuaria como grande produtor de energia; e

- constituição das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) como empresa pública nacional sob comando do governo federal.

De fato, todas essas ações foram implementadas, mesmo após o término do governo Vargas, com exceção do Plano Nacional de Eletrificação, o qual sofreu oposição por parte das concessionárias privadas e até mesmo de empresas públicas estaduais, que viam nele uma forte centralização do poder na esfera federal (CACHAPUZ, 2003).

Após o suicídio de Vargas e a posse de seu vice-presidente, João Café Filho, a orientação da política econômica foi modificada, visto que se adotou um controle maior da inflação via estabilização monetária. A Instrução 113 da Superintendência da Moeda e do Crédito (SUMOC) visava à atração de investimentos externos e à abertura econômica do país ao exterior. Assim, como verificado pelo Centro da Memória da Eletricidade (1988), foi permitida a entrada de capital estrangeiro sem cobertura cambial; isto é, o investidor externo poderia importar equipamentos industriais conforme classificação orientada pelo próprio governo.

O favorecimento ao capital internacional na indústria brasileira foi seguido pelo novo presidente Juscelino Kubitschek (1956-1961). No seu governo foi elaborado o Plano de Metas, que visava à prática da política de desenvolvimento pela junção de investimentos estatais, privados nacionais e internacionais. Esses investimentos seriam aplicados em cinco setores: energia, transportes, alimentação, indústrias de base e educação. De acordo com Lima (1984), os setores de transporte e de energia elétrica foram os mais favorecidos, sendo que esse último correspondia a 43,4% do orçamento total do plano. Cumpre ressaltar que em julho de 1960, foi criado o Ministério de Minas e Energia (MME) demonstrando a importância assumida pelo setor no contexto nacional.

Após diversos anos tramitando no Congresso, a Lei nº 3.890-A, de criação da Eletrobras, foi assinada em 25 de abril de 1961 pelo sucessor de Juscelino Kubitschek, o presidente Jânio Quadros (CMEB, 1988). Logo em seguida, o governo pôs-se a trabalhar nas ações necessárias à constituição da nova estatal, e em junho de 1962, já no governo João Goulart (1961-1964), a Eletrobras foi oficialmente instalada no Rio de Janeiro.

A Eletrobras, empresa *holding* de um conjunto de concessionárias, com autonomia administrativa, que geria uma grande quantidade de recursos e se tornara a principal agência financiadora do setor, consolidou a ação estatal no setor de energia elétrica brasileiro. Adiante, um trecho da Lei nº 3.890-A:

Art. 2º - A ELETROBRAS terá por objeto a realização de estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, (...).

Art. 15º - A ELETROBRAS operará diretamente ou por intermédio de subsidiárias ou empresas a que se associar, para o cumprimento de seu objeto social.

Parágrafo único. A ELETROBRAS poderá, diretamente, aportar recursos, sob a forma de participação minoritária, em empresas ou consórcio de empresas titulares de concessão para geração ou transmissão de energia elétrica, bem como nas que eles criarem para a consecução do seu objeto, podendo, ainda, prestar-lhes fiança.

É importante salientar que no início da década de 1960, apesar do Estado intervir fortemente na economia, suas despesas passaram a exceder suas receitas e nesse contexto, novos investimentos correspondiam a novas emissões monetárias (desencadeadoras de inflação) ou a novos créditos internacionais. É nesse ambiente de recessão econômica e instabilidade política, vivido durante o governo do presidente João Goulart, que ocorreu o golpe militar de 1964.

De acordo com o CMEB (1988), o governo militar manteve a política intervencionista por meio da emissão de títulos da dívida pública federal, os quais podiam financiar o governo sem gerar nova inflação. Ao mesmo tempo, implementou a correção monetária para contrabalançar a desvalorização da moeda, causada pela crescente inflação. O endividamento externo foi intensificado e os investimentos em infra-estrutura aumentaram. Dessa forma, o financiamento desses setores pelo Estado se tornou uma preocupação, em face da crescente carência de recursos públicos.

A partir de 1968, com o Decreto-Lei nº 200, a reforma do Estado burocrático (centralizador e hierarquizado) começou a ser delineada. O decreto enfatizava a descentralização por meio da administração indireta, atribuindo a produção de bens e serviços para autarquias, fundações, empresas públicas e sociedades de economia mista. Além disso, foram adotadas práticas de planejamento e orçamento, além de empregos

regidos pela Consolidação das Leis Trabalhistas (CLT) como no regime privado de trabalho (BRESSER-PEREIRA, 2001).

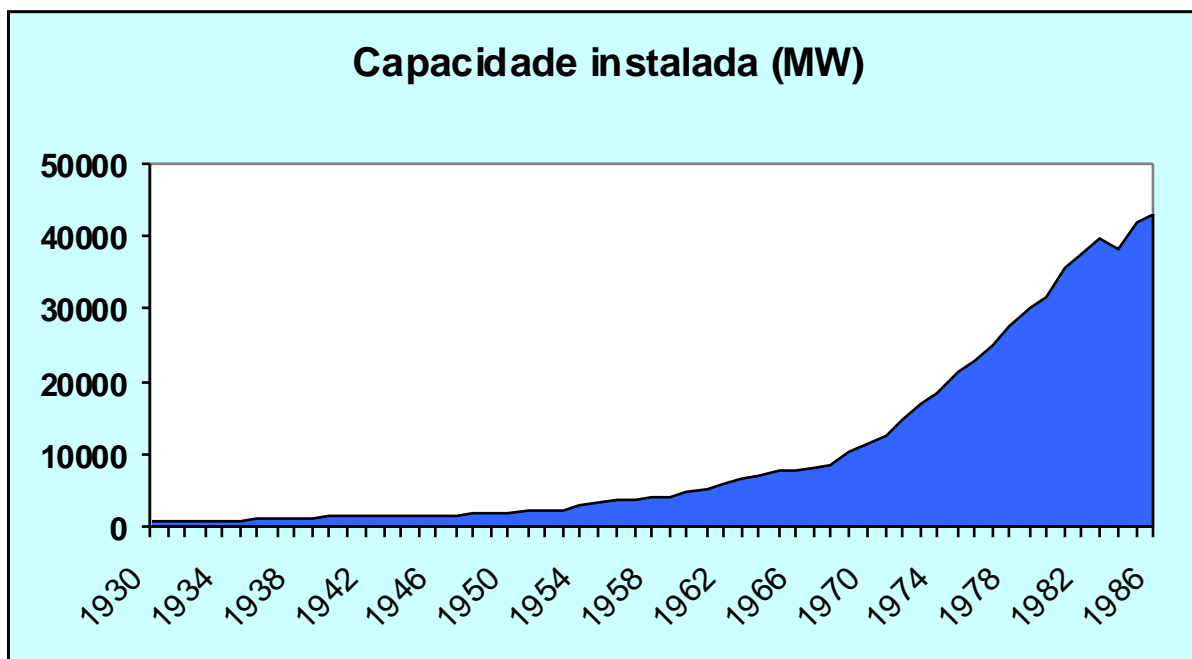
Durante a década de 1970 a Eletrobras esteve à frente da operação e do planejamento do setor elétrico. Para a coordenação do setor, a estatal contava com uma estrutura colegiada de grupos e comitês que a auxiliavam na condução das políticas de energia elétrica determinadas pelo Ministério das Minas e Energia. O Centro de Memória da Eletricidade (1988) destaca entre esses órgãos o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) e o Comitê Coordenador de Operações Norte-Nordeste (CCON), na área de operação, e o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), na área de planejamento.

Em 1973, as subsidiárias da Eletrobras foram reunidas em quatro empresas de proporções regionais: Eletrosul, Furnas, Chesf e Eletronorte (CMEB, 1988). Esse movimento de integração entre as empresas de eletricidade buscava a maior expansão do setor por meio da interligação dos sistemas. A concentração da capacidade geradora nas mãos do Estado culminou com a compra das empresas privadas estrangeiras Amforp (1964) e Light (1979), nacionalizando completamente o setor. Além disso, o uso de hidrelétricas superou o das termelétricas, principalmente, depois da grande interligação das linhas de transmissão entre as diversas regiões do país e a diminuição do custo de geração.

Devemos destacar que a política tarifária em vigor até 1974 baseava-se no custo do serviço prestado, e que a partir de 1975, conforme relatado pelo CMEB (1988), começa um processo de equalização tarifária. Pela Constituição, a lucratividade anual era fixada em 10% sobre os ativos operacionais. Empresas com lucro anual menor que 10% seriam compensadas com um crédito na Conta de Resultados a Compensar (CRC) e aquelas com lucratividade superior a 12% ao ano teriam o excedente destinado às de menor lucratividade. Observamos, assim, que essa política tarifária não estimulava a redução de custos ou a elevação das tarifas.

Os governos militares realizaram importantes obras de expansão do sistema elétrico brasileiro. Entre 1963 e 1986, a capacidade instalada de energia elétrica do Brasil cresceu quase sete vezes, passando de 6.355 MW para 42.860 MW (CMEB, 1988), devido à expansão da infra-estrutura do setor, financiada com recursos públicos. Isso pode ser observado no gráfico 2, que mostra o crescimento da capacidade de geração de energia do país de 1930 a 1986:

Gráfico 2



Fonte: CMEB (1988).

1.3 Condicionantes de um novo modelo

O antigo modelo de intervenção estatal entrou em crise em meados da década de 1970. De acordo com Abrucio (2001a), a partir da crise do petróleo de 1973, o Estado de bem-estar social começou a se esfacelar. Na visão do autor, quatro fatores socioeconômicos levaram à crise do Estado. O primeiro foi a já referida crise econômica mundial, que começou na década de 1970 e se aprofundou nos anos 1980. A recessão mundial limitou os financiamentos internacionais e acarretou uma grave crise fiscal do Estado. O segundo fator foi a crise fiscal, visto que o governo não tinha recursos para financiar seu déficit. Já o terceiro fator diz respeito a problemas relativos à governabilidade, posto que os governos não tinham condições de resolver por meios tradicionais problemas conjunturais modernos (a inflação elevada limitava novas emissões monetárias e havia uma escassez de crédito internacional). E finalmente o quarto fator deve-se à perda da capacidade regulatória do Estado de orientar suas políticas macroeconômicas diante da globalização e das inovações tecnológicas. Na realidade, estas contribuíram para o enfraquecimento do Estado não apenas em relação

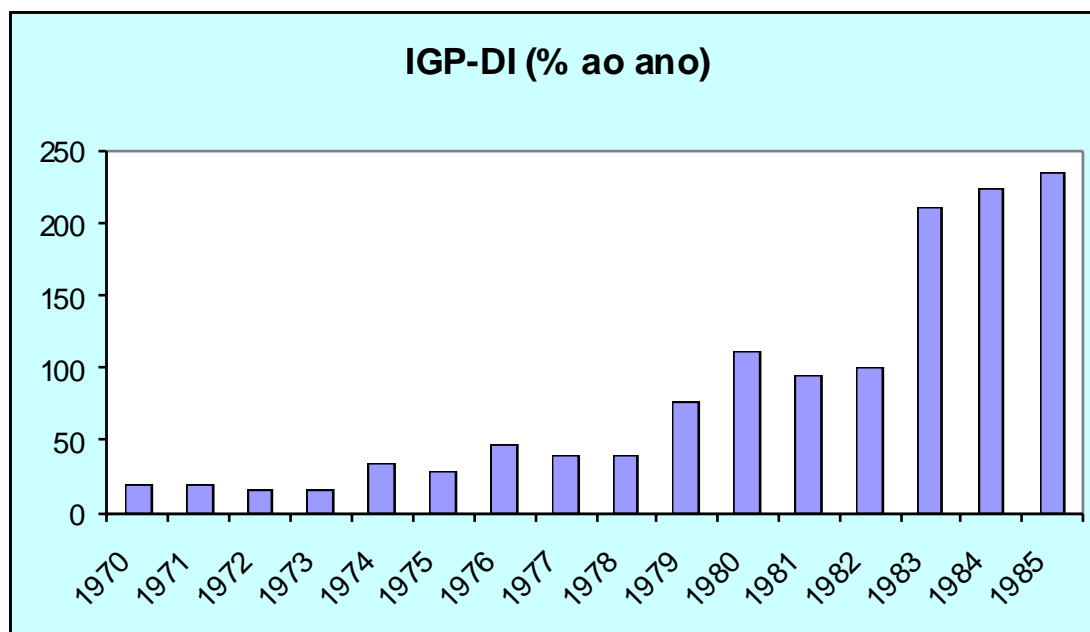
ao controle dos fluxos financeiros e comerciais, mas também diante do crescente poderio das grandes multinacionais.

Quanto a esse quarto fator, Castells (1998) destaca a perda de poder do Estado nos últimos anos, tendo em vista os fluxos globais de capitais, produção, comércio, gestão, informação, comunicação, e até mesmo diante do crime organizado. Ocorre que a ineficácia do Estado em solucionar problemas econômicos, do meio-ambiente e de segurança levaram a uma crise de sua legitimidade por parte da população em diversos países, principalmente quando a corrupção e a ilegalidade estão presentes nas instituições. Deve-se salientar que o poder público, ao atender exigências globais, penaliza as demandas locais da população, causando desconfiança da mesma em relação a seus governantes. A proposta de Castells para essa questão baseia-se na redefinição do Estado-nação para um Estado rede:

El estado que denomino estado red se caracteriza por compartir la autoridad (...) a lo largo de una red de instituciones. Una red, por definicion, no tiene centro, sino nodos, de diferentes dimensiones y con relaciones inter-nodales que son frecuentemente asimetricas. Pero, en ultimo termino, todos los nodos son necesarios para la existencia de la red. Asi, el estado-nacion, se articula cotidianamente en la toma de decisiones com instituciones supra-nacionales de distinto tipo y en distintos ambitos (...) (CASTELLS, 1998, p. 11).

Na visão de Bresser-Pereira (2001), a partir de 1979, ano do segundo choque do petróleo, o Brasil iniciou um processo de estagnação da renda per capita e de alta taxa de inflação. O gráfico 3 mostra a trajetória ascendente da inflação por meio do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI):

Gráfico 3



Fonte: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA).

Para Bresser-Pereira, a origem da crise econômica estava na crise do Estado, levando em conta quatro aspectos: o político, o fiscal, o modo de intervenção do Estado e o aspecto burocrático. Do ponto de vista político, a crise foi caracterizada por diversos momentos difíceis enfrentados pelo país, como a perda de legitimidade do regime militar, a dificuldade de adaptação ao regime democrático e o *impeachment* do presidente Collor. Quanto ao aspecto fiscal, ocorreu a perda de crédito público e conseqüente poupança pública negativa. Em relação ao modo de intervenção do Estado, fracassou a tentativa de se criar no Brasil o Estado de bem-estar social nos padrões europeus, pois o esgotamento do modelo protecionista de substituição das importações demonstrava a falta de competitividade de boa parte das empresas brasileiras. Por fim, no que se refere ao aspecto burocrático, a crise de se administrar o Estado de forma burocrática veio à tona com mais força a partir Constituição de 1988.

Em meados dos anos 1980, terminou o ciclo de desenvolvimento industrial marcado pela intervenção estatal na economia, que como foi dito antes, começara na década de 1930. Boschi e Lima (2002) afirmam que a partir de então começava um processo de reforma do Estado, durante o qual houve o seu redimensionamento e a adoção de uma orientação econômica voltada para a estabilização, privatização e

abertura comercial. Assim, o foco do desenvolvimento deixou de ser os atores domésticos e passou a ser os investidores estrangeiros privados:

A proteção aos investimentos, seja os de capital de risco, seja aqueles investimentos vinculados à privatização, constitui o novo marco de atuação estatal, estabelecendo um fosso com relação aos cidadãos, agora transformados em consumidores, por força inclusive da baixa capacidade de intervenção do Estado no âmbito das políticas sociais (BOSCHI e LIMA, 2002, p. 212).

Conforme salientado por Cachapuz (2003), em março de 1990, o presidente Collor implantou o Programa Nacional de Desestatização (PND), que a princípio estava voltado para a privatização de empresas petroquímicas, de fertilizantes e de siderúrgicas. Porém, em junho de 1992, próximo da data de seu *impeachment*, ele anunciou sua intenção de privatizar também os serviços públicos de energia elétrica, colocando a Espírito Santo Centrais Elétricas (ESCELSA) e a Light - Serviços de Eletricidade no PND.

Durante o governo Collor, o setor de energia elétrica passou por um amplo processo de inadimplência entre distribuidores e geradores. As distribuidoras reclamavam que a tarifa fixada pelo governo federal não cobria os custos dos serviços prestados; por isso, atrasavam o pagamento da energia suprida pelos geradores, o que tinha impacto nos investimentos da geração (CACHAPUZ, 2003).

Iniciando a nova fase de privatização do setor, o governo Itamar Franco promulgou em março de 1993, a lei nº 8.631, que encerrou a remuneração garantida e a equalização tarifária, retirando o controle direto do governo federal sobre os preços da energia elétrica, os quais passaram a ser determinados pelas próprias concessionárias e posteriormente submetidos ao governo federal. As distribuidoras e as geradoras começaram a fixar contratos e a negociar preços. Cachapuz (2003, p. 206) ressalta que

A Conta de Resultados a Compensar (CRC) foi extinta e o problema das dívidas entre empresas foi equacionado pelo encontro de contas entre créditos da CRC e débitos de energia e outros ativos da Eletrobras e da União.

O autor relata que nesse encontro de contas, um débito de US\$26 bilhões foi assumido pelo Tesouro Nacional.

Apenas em 1995, no governo Fernando Henrique Cardoso, é que a reforma gerencial do Estado começou a ganhar impulso, através do Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado. Essa reforma propunha o fortalecimento do núcleo estratégico do Estado – ou seja, das atividades exclusivas deste, como legislar e tributar – e paralelamente, a descentralização da administração pública, através de agências autônomas e organizações sociais a serem regidas por contratos de gestão. Nas palavras de Bresser-Pereira (2001, p. 265):

(...), a combinação de princípios gerenciais e burocráticos deve variar de acordo com o setor. A grande qualidade da administração pública burocrática é a sua segurança e efetividade. Por isso, no núcleo estratégico, onde essas características são muito importantes, ela deve ainda estar presente, em conjunto com a administração pública gerencial. Já nos demais setores, onde o requisito da eficiência é fundamental, dado o grande número de servidores e cidadãos-clientes ou usuários envolvidos, o peso da administração pública burocrática deve ir diminuindo até praticamente desaparecer no setor das empresas estatais.

Nesse contexto, o processo de privatização do setor elétrico brasileiro avançou de modo significativo na distribuição, mas pouco na geração. Somado a isso, a indefinição das regras no setor inibiu os novos investimentos necessários à expansão da geração. O consumo de energia seguiu crescendo a taxas superiores às do PIB, a despeito do aumento das tarifas.

A conjunção desses fatores culminou na crise de energia de 2001. Diante desse quadro, foram necessárias políticas de controle da demanda de energia elétrica e o país assistiu à primeira taxa negativa de crescimento do consumo de eletricidade em 50 anos

(-8%), segundo o Relatório Analítico da Eletrobras e do Ministério de Minas e Energia (ELETROBRAS e MME, 2003c).

Como já foi dito, a construção do setor elétrico no Brasil, além de historicamente bem-sucedida, foi fundamental para o desenvolvimento nacional. Entretanto, o modelo se esgotou ante as profundas mudanças conjunturais no Brasil e no mundo. O sistema elétrico entrou em crise, diante dos dilemas de sua modernização e da flexibilização do papel do Estado.

O racionamento de energia elétrica ocorreu entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 no Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, e entre agosto e dezembro de 2001 no Norte. Diante dessa situação que atingiu a grande maioria dos brasileiros e que foi prejudicial à atividade econômica do país, tentaremos no decorrer deste estudo responder ao seguinte problema: Como se efetivou o processo de reforma do Estado brasileiro no setor de energia elétrica? De que forma a crise de energia influenciou esse processo?

Assim, o objetivo final desta pesquisa é descrever o processo de reforma do Estado brasileiro no setor de energia elétrica e como a crise de energia influenciou esse processo. Isso será alcançado com o auxílio dos objetivos intermediários. Logo, necessitaremos:

- examinar o desenvolvimento do setor de energia elétrica no Brasil;
- analisar a reforma gerencial do Estado brasileiro e o setor de energia elétrica;
- examinar outros modelos do setor em países que passaram por processos de reforma;
- analisar a crise de racionamento;
- descrever o processo de mudança política, a partir de meados de 2002, e a proposta de um novo modelo para o setor.

No que se refere à delimitação deste estudo, cumpre assinalar que não se pretende esgotar todos os aspectos que envolvem o setor, desde a chegada da energia elétrica ao Brasil. Porém, concentraremos nosso foco em torno da crise energética, desde o início das privatizações no governo Collor, tratando de forma mais aprofundada o governo Fernando Henrique Cardoso, até a atualidade.

Em linhas gerais, o estudo pretende verificar as relações entre o Estado, os participantes do setor elétrico e a sociedade brasileira, desconsiderando a interação do

setor elétrico com outras áreas de infra-estrutura do país como a de petróleo e gás natural.

1.4 Metodologia utilizada

Tomando como referência Vergara (2003), esta pesquisa é descritiva, pois pretende descrever a reforma do Estado no setor de energia elétrica brasileiro, e também explicativa, pois tenta explicar como a crise de energia elétrica afetou essa reforma.

Os dados para este estudo, foram coletados através de pesquisa em livros, jornais, teses, revistas e na internet; ou seja, valendo-se de material disponível ao público. Foram levantados o histórico sobre o modo de intervenção do Estado no setor elétrico, o processo da reforma gerencial do Estado brasileiro, o modelo adotado para o setor em 1998, os modelos para o setor que foram adotados em outros países, a crise de 2001, o novo quadro político surgido com a posse do governo Lula e o atual modelo. Também foi pesquisada a legislação afim, e a internet foi útil para se acessar jornais eletrônicos do setor (como o *Canal Energia*) e os sites da Eletrobras, da ANEEL e do Ministério das Minas e Energia.

Além disso, durante a pesquisa, a autora frequentou três seminários: o seminário Crises e Soluções na Indústria Elétrica Mundial, realizado pela Eletrobras e pela Electricité de France nos dias 28 e 29 junho de 2004, o seminário O Novo Modelo Energético Brasileiro, promovido pela FGV Projetos, em 17 de dezembro de 2004, e o Fórum Continuado de Energia – 2ª edição, realizado pela FGV-EBAPE nos dias 10 e 11 de agosto de 2004.

Cumprе salientar que para levantar críticas favoráveis ou desfavoráveis aos últimos modelos verificados no setor (além das causas da crise de 2001), recorreu-se à pesquisa de campo, por meio de entrevistas semi-estruturadas. A relevância dessas entrevistas está no aprofundamento de conceitos e opiniões levantadas na pesquisa bibliográfica. Com esse objetivo, foram elaboradas perguntas prévias, abrindo espaço para uma maior discussão com cada entrevistado.

As entrevistas foram realizadas com representantes do primeiro, segundo e terceiro escalões, como diretores, assessores, assistentes e consultores. As instituições escolhidas para a realização das entrevistas foram: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional de Águas

(ANA), Eletrobras, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), Fundação Getulio Vargas (FGV) Projetos e Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). As entrevistas foram marcadas de acordo com a agenda dos entrevistados, gravadas com a autorização dos mesmos e depois, transcritas e sumariadas para futuras consultas.

Os dados tiveram um tratamento qualitativo e quantitativo. Por um lado, foram consideradas diversas abordagens quanto ao Estado no setor elétrico, levando em conta que alguns autores e entrevistados são favoráveis ao fortalecimento do setor público, enquanto outros defendem a redução das atividades do Estado no setor.

O método quantitativo auxiliou na comprovação das diversas argumentações dos autores no que tange à análise de dados e séries temporais, por meio de figuras, gráficos e tabelas. Logo, foram usadas séries temporais do consumo de energia elétrica, de tarifas de fornecimento e da evolução do PIB brasileiro, entre outros dados econômicos, sociais e setoriais. Esses dados foram levantados em publicações, junto às instituições ou nos seus *sites* como: o da Eletrobras, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), da Fundação Getulio Vargas, do Ministério das Minas e Energia e o do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), entre outros. Ademais, foram utilizados histogramas para medir a frequência das respostas dos entrevistados nas pesquisas de campo.

Como o método qualitativo baseou-se em dados empíricos encontrados na pesquisa bibliográfica e em suposições levantadas nas entrevistas, foram encontradas algumas limitações no método, como a falta de acesso a algumas das instituições contactadas – que não deram retorno quando procuradas para marcar a entrevista – e a impossibilidade da entrevista por problemas de agenda ou de deslocamento até o local onde estava o entrevistado. Por conseguinte, algumas relevantes instituições do setor de energia elétrica do Brasil não puderam ser consultadas.

2 A REFORMA GERENCIAL DO ESTADO NO BRASIL E O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo descreve mais detalhadamente a reforma gerencial do Estado brasileiro, a partir do Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado, aprovado pelo presidente da República em novembro de 1995. Depois de contextualizar politicamente o tema, serão abordados os modelos de reforma do setor elétrico da Inglaterra e do Chile e a reforma brasileira nesse setor em 1998.

2.1 A reforma gerencial do Estado brasileiro

Para estudarmos o contexto político e histórico de quando o setor de energia elétrica foi reformulado, é fundamental entender a reforma gerencial do Estado brasileiro, instituída em 1995.

A crise do Estado começara nos anos 1970, agravou-se na década de 1980, e seus efeitos se fizeram sentir pelo crescente déficit fiscal, pelas baixas taxas de crescimento econômico e pelas altas taxas de inflação. Na América Latina, a atuação do Estado no desenvolvimento econômico resultou em enormes gastos que não foram acompanhados de perto por um incremento de suas receitas, levando ao endividamento ou à emissão de moeda.

Como foi dito antes, os dois grandes choques do petróleo durante os anos 1970 e a conseqüente alta dos juros mundiais desencadearam grave desequilíbrio fiscal nos países em desenvolvimento. Diante desse quadro de falta de recursos públicos e da acusação de que as empresas estatais eram deficitárias e ineficientes, não podendo realizar novos investimentos, Andrade e Azevedo (1997, p. 56) definiram a corrente de pensamento neoliberal que dominou as décadas de 1980 e 1990:

A privatização seria a saída para não só terminar com os prejuízos reiterados dessas empresas, como para canalizar recursos futuros do setor privado nas áreas econômicas estratégicas. Adicionalmente, os recursos produzidos pela privatização ajudariam ainda, na amortização de parte da dívida do poder público.

No entanto, é importante ressaltar que a tese de que o setor público é ineficiente não é rechaçada por todos os analistas. Stiglitz (2002) observa que realmente existem diferenças entre os setores público e privado, visto que o governo tem poderes que a iniciativa privada não tem, como o de cobrar impostos, o de estabelecer proibições e o poder de coerção. Além desses poderes, o governo tem diante de si certas restrições em suas atividades, o que acarreta vantagens comparativas para um ou outro setor, determinando uma maior eficácia de cada um em relação à atividade a ser executada.

Além disso, como o governo se preocupa excessivamente com a equidade e com a prevenção de erros, tende a ser burocrático e mais ineficiente. Logo, quando se indica um maior equilíbrio orçamentário para as organizações públicas, é por que estas devem se preocupar tanto com os custos quanto com os benefícios. Stiglitz (2002) sugere a atribuição de mais competência ao setor público, para torná-lo mais eficiente, valendo-se de mecanismos similares àqueles empregados pelo mercado, que enfatiza o monitoramento do consumidor. Por outro lado, o autor destaca a importância da utilização, cautelosa, de instituições públicas independentes do processo político, posto que se mal desenhadas podem ser controladas por grupos com interesses especiais, abrindo caminho para a corrupção. Assim, nas palavras do autor:

Las organizaciones gubernamentales, privadas y no gubernamentales, difieren todas cuanto a sus incentivos y restricciones. Una mejor comprensión de las fortalezas y limitaciones de cada una de ellas suministrará los fundamentos para incrementar la eficiencia y la eficacia de las mismas, y para el diseño de sistemas económicos que no solo se orienten a que cada una de estas organizaciones tenga un óptimo desempeño, sino que ofrescan los insumos para la realización de acciones e interacciones complementarias: un partenariado creativo dirigido a crear una mejor sociedad, con más justicia social, un tercer camino entre los extremos (...): los extremos de la economía del *laissez faire*, del fundamentalismo del mercado, inscrito en las doctrinas neoliberales, por una parte, y la excesiva dominación o intervención estatal, por la otra. (STIGLITZ, 2002, p. 29).

Dentre os defensores da privatização das atividades produtivas do Estado, como no caso do Brasil, que seguiu o modelo desenvolvimentista e posteriormente tornou-se deficitário, está Luiz Carlos Bresser-Pereira, um dos idealizadores da reforma

gerencial do Estado. Outra corrente explica a crise do Estado como resultado das transformações tecnológicas e do processo de globalização, que desencadearam seu enfraquecimento.

Segundo Abrucio (2001a), além do crescente déficit público, o Estado perdera sua capacidade de conduzir as políticas macroeconômicas diante desses dois fatores. O Estado tornara-se incapaz não só de controlar os fluxos financeiros e comerciais internacionais, como a atuação das grandes multinacionais. Ao mesmo tempo, na disputa comercial internacionalizada, os custos trabalhistas, previdenciários e tributários sobre o capital nacional constituíam obstáculos cada vez mais intransponíveis à competitividade do país. Dessa forma, ocorreu uma pressão sobre o Estado para que reduzisse impostos (que na realidade faziam parte de sua receita), comprimindo ainda mais o déficit fiscal da dívida pública. Assim, Boschi e Lima (2002) enumeram três pilares da nova modalidade de intervenção do Estado: abertura comercial, privatização e estabilização econômica.

De acordo com o Plano Diretor da Reforma do Aparelho de Estado de 1995, o Brasil tivera três formas de administração pública que se sucederam no tempo, apesar de nenhuma delas ter desaparecido. Num primeiro momento, desde a colonização portuguesa perdurou o patrimonialismo. Faoro (1975) fala que por causa da extensão territorial do país, diversos chefes, perante a Casa Real, estavam dispersos pelas unidades políticas. Estes poderiam ser identificados como fazendeiros, senhores de engenho e coronéis, os quais se utilizavam de bens, concessões e cargos em benefício próprio, misturando interesses públicos e privados.

Com o capitalismo e a democracia, surge no século XIX, em um ambiente constituído pelo Estado liberal, a burocracia, cujo objetivo era lutar contra a corrupção e a prática patrimonialista. A administração pública burocrática baseava-se na concepção de burocracia desenvolvida pelo economista e sociólogo alemão, Max Weber. O tipo ideal burocrata de Weber centrava-se na racionalidade, na separação entre propriedade e gestão e nas ações legitimadas pela lei. Logo, a burocracia enfatizava a impessoalidade, a especialização, a meritocracia, a hierarquia, a formalidade e a estabilidade do funcionário. Uma das críticas à burocracia pública era exatamente contra o controle interno exagerado, que levaria à perda do foco em servir ao cidadão.

Com o incremento das atividades econômicas e sociais desenvolvidas pelo Estado, no século XX, surge a administração pública gerencial. Esta também atuará em

resposta à globalização da economia e às inovações tecnológicas e terá como objetivo a redução de custos e o aumento da qualidade dos serviços prestados ao cidadão.

A administração pública gerencial constitui um avanço e até um certo ponto de rompimento com a administração pública burocrática. Isto não significa, entretanto, que negue todos os seus princípios. Pelo contrário, a administração pública gerencial está apoiada na anterior, da qual conserva, embora flexibilizando, alguns dos seus princípios fundamentais, como a admissão segundo critérios rígidos de mérito, a existência de um sistema estruturado e universal de remuneração, as carreiras, a avaliação constante de desempenho, o treinamento sistemático. A diferença fundamental está na forma de controle, que deixa de basear-se nos processos para concentrar-se nos resultados, e não na rigorosa profissionalização da administração pública, que continua um princípio fundamental. (BRASIL, 1995, p. 16).

Para a administração pública gerencial o cidadão é considerado o cliente e para atendê-lo com qualidade, é necessário a descentralização das decisões, a gestão flexível, a horizontalização das estruturas e os incentivos à criatividade. Além da avaliação sistemática, da recompensa pelo desempenho e da capacitação permanentes, originários da administração burocrática, somam-se características adotadas no setor privado, como o controle dos resultados e a competição administrada. (BRASIL, 1995).

De acordo com a proposta de Bresser-Pereira, o aparelho de Estado (cúpula dos três poderes, corpo de funcionários, forças militar e policial) é composto por:

- núcleo estratégico – que define e cobra o cumprimento das leis e políticas públicas e é composto pelos poderes Legislativo e Judiciário, pelo Ministério Público, Presidente da República, ministros, auxiliares e assessores diretos do Poder Executivo;
- atividades exclusivas – que concentram os serviços que só o Estado pode realizar, como o de regulamentar, exercer a fiscalização e fomentar por meio da cobrança e fiscalização dos impostos, a polícia, a previdência social básica, a saúde pública e a educação básica subsidiada, entre outros;
- serviços não exclusivos – nos quais o Estado atua paralelamente com organizações públicas não-estatais e privadas, visto que envolve serviços

ligados aos direitos humanos fundamentais ou relacionados com externalidades, ou seja, ganhos que não podem ser absorvidos via mercado privado. Nessa categoria estão as universidades, os hospitais, os centros de pesquisa e os museus;

- produção de bens e serviços para o mercado – voltada para atividades econômicas lucrativas como os setores de infra-estrutura. Essas atividades foram exercidas pelo governo, em vista da falta de investimentos privados ou por serem atividades que envolvem monopólio, não podendo ser controladas pelo mercado e que em caso de privatização, necessitam de severa regulamentação.

Segundo a tese defendida pelo Plano Diretor da Reforma do Aparelho de Estado, no núcleo estratégico do Estado, o que importa é a efetividade, ou seja, as decisões tomadas devem atender com eficácia aos interesses nacionais, além de serem efetivamente implementadas. Ora, essa é exatamente uma característica da administração pública burocrática – segurança e efetividade das decisões. Logo, deve haver um misto de administração pública burocrática e gerencial no núcleo estratégico do Estado. Por outro lado, as atividades exclusivas do Estado, os serviços não-exclusivos e a produção de bens e serviços visam à eficiência (otimiza-se a relação qualidade e custo), identificando-se com a administração pública gerencial.

Outro conceito relevante diz respeito às formas de propriedade: estatal, privada e pública não-estatal. Essa última refere-se às organizações sem fins lucrativos que atendem ao interesse público e não são de propriedade privada.

Isto posto, a proposta da reforma gerencial está orientada para que o núcleo estratégico e as atividades exclusivas do Estado sejam de propriedade estatal, o setor não exclusivo do Estado seja de propriedade pública não-estatal – pois não se exerce poder de Estado, mas se trata de um serviço subsidiado – e para que o setor de bens e serviços para o mercado fique com a iniciativa privada.

Devem ser destacados como principais objetivos da reforma gerencial do Estado: propiciar que o núcleo estratégico tome decisões mais efetivas, que os serviços exclusivos sejam mais eficientes com a transformação de autarquias em “agências autônomas” e que os serviços não-exclusivos também se tornem mais eficientes ao

serem operados por organizações públicas não-estatais, sob a forma de “organizações sociais”. No tocante aos objetivos específicos de cada setor do Estado, cabe salientar:

- Núcleo estratégico:
 1. política de profissionalização do serviço público com a estruturação de uma política de carreiras, realização de concursos públicos anuais, educação continuada permanente, efetiva administração salarial e adoção da cultura gerencial de avaliação do desempenho;
 2. capacidade gerencial para administrar contratos de gestão com agências autônomas (responsáveis pelas atividades exclusivas do Estado) e com organizações sociais (responsáveis por atividades não exclusivas do Estado).
- Atividades exclusivas:
 1. transformar autarquias e fundações em agências autônomas, administradas por contrato de gestão e com dirigente escolhido pelo ministro, por critérios profissionais, o qual terá liberdade para administrar;
 2. substituir a administração pública burocrática (orientada para o controle de processos) pela gerencial (voltada para o controle dos resultados e a competição administrada);
 3. Fortalecer a participação popular e seu controle social.
- Serviços não-exclusivos:
 1. transformar as fundações públicas em organizações sociais (“publicização”), ou seja, setor público não-estatal, constituído de entidades de direito privado sem fins lucrativos com contrato de gestão com o Poder Executivo e dotação orçamentária;
 2. maior autonomia e responsabilidade;
 3. controle social direto pela sociedade, através de conselhos de administração;
 4. parceria entre Estado, a organização social e a sociedade.
- Produção para o mercado:

1. privatizar por meio do Conselho de Desestatização;
2. fortalecer órgãos de regulação dos monopólios naturais a serem privatizados;
3. estabelecer contratos de gestão em empresas que não forem privatizadas.

Em relação à estratégia pensada para a reforma gerencial, Bresser-Pereira (2001) afirma que se estabeleceram três dimensões: a institucional-legal, a cultural e a da co-gestão. A primeira diz respeito a mudanças no aparelho de Estado – para eliminar obstáculos à reforma no sistema jurídico-legal –, por meio de alterações nas leis e instituições, como nos casos da reforma tributária e da previdência. Na dimensão cultural, pensou-se na transição da cultura burocrática para a gerencial. Quanto à gestão, o autor considera a execução prática das idéias gerenciais pela criação das agências autônomas e das organizações sociais.

No que tange à implementação da reforma, foram registrados alguns entraves por parte dos burocratas de escalões mais baixos e dos economistas dos ministérios do Planejamento e da Fazenda.

Martins (1997) menciona que desde a década de 1930, durante o primeiro governo de Getúlio Vargas, já havia uma diferenciação entre altos e baixos escalões da administração pública ou burocracia. Naquela época, havia uma proposta de reforma do setor público baseada em critérios profissionais para admissão no serviço público, promoção de carreiras via meritocracia, supervisão e formação dos altos escalões burocráticos. Se por um lado, os altos escalões seguiram essa nova orientação e foram considerados os melhores burocratas latino-americanos; por outro lado, os baixos escalões mantiveram a prática do clientelismo para admissão pública e o uso populista de recursos públicos. Segundo Martins (1997), esse “duplo padrão” dentro da burocracia brasileira permanece até hoje, tornando-se um padrão estrutural.

Bresser-Pereira (2004) assinala que foi esse baixo escalão que repeliu a reforma, visto que ela propõe a terceirização de serviços não-exclusivos do Estado e que sejam mantidos apenas servidores qualificados e capacitados. O autor comenta que no caso dos economistas dos ministérios do Planejamento e da Fazenda, apesar de apoiarem a reforma, eles temiam conceder maior autonomia às agências executivas e às

organizações sociais. Eles estariam receosos de perderem o controle sobre as finanças públicas, visto que esses ministérios estão muito comprometidos com a política macroeconômica de ajuste fiscal. Paralelamente, em relação à transformação de autarquias em organizações sociais, estas tenderiam a reduzir seus orçamentos, dificultando a melhoria da qualidade dos serviços proposta por um novo modelo de organização, a do público não-estatal.

Bresser-Pereira (2004) também fala do erro cometido por ele mesmo ao apoiar a extinção do seu Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado (MARE), responsável pelo encaminhamento da reforma entre 1995 e 1998. O autor – que então era o titular daquela pasta – propôs, na época, a reversão do seu ministério numa secretaria da Presidência com nível ministerial e uma função de gestão junto ao Ministério do Planejamento, considerando que este controla o orçamento e possui maior poder de execução. No entanto, Bresser-Pereira assinala que os ministros do Planejamento se ocuparam tanto dos problemas econômicos e do orçamento que pouco interesse tiveram na gestão pública.

Por fim, Bresser-Pereira (2004) observa que em 2002, com a eleição de um presidente da República do Partido dos Trabalhadores, apoiado por burocratas de nível médio que se opunham à reforma, surgiu um empecilho político para a sua continuidade. O autor conclui que a reforma está sendo efetivada nos níveis federal, estadual e municipal, por iniciativa dos gestores públicos e devido a demandas da cidadania.

2.2 O setor elétrico no Brasil – o modelo de 1998 e a privatização em perspectiva comparada

Verificamos que a reforma gerencial do Estado enfatizava a privatização das atividades ligadas à produção de bens e serviços para o mercado, mas que foram assumidas pelo Estado em vista da falta de investimentos privados ou por serem atividades que envolvem monopólio. Logo, o setor de infra-estrutura, que é capital intensivo e possui obras de longa maturação, é o que mais se encaixa neste tipo de atividade. Desta forma, estudaremos como o setor elétrico foi atingido pela reforma do Estado, inicialmente em dois casos internacionais e depois no Brasil.

2.2.1 Antecedentes internacionais

Antes do Brasil, diversos países passaram por mudanças no setor de energia elétrica. Analisaremos a reestruturação ocorrida na Inglaterra e no Chile, os primeiros países a privatizarem seus sistemas elétricos estatais.

O caso inglês

A reforma do setor de energia elétrica inglês foi uma das primeiras no mundo e visava implantar a competição em um monopólio natural. Vickers e Yarrow (1988) relatam que, até então, a indústria era constituída de dois segmentos estatais verticalmente integrados: um de geração e transmissão sob o controle da Central Electricity Generating Board (CEGB) e outro de distribuição e comercialização chefiado pelas 12 distribuidoras locais ou 12 Area Boards (Abs). A CEGB vendia eletricidade para as ABs, cobrando uma tarifa única denominada Bulk Supply Tariff. Cada Area Board, por sua vez, distribuía e vendia a energia elétrica para os consumidores de suas respectivas regiões por meio de tarifas diferenciadas. Destaca-se também a existência de um fórum denominado Electricity Council, onde políticas gerais do setor eram discutidas. Esse órgão federal de função consultiva e deliberativa, sem poderes de controle ou supervisão, era composto de representantes do governo, da CEGB e das 12 ABs.

Na década de 1980, o governo conservador de Margaret Thatcher acreditava que algumas grandes estatais poderiam ser privatizadas para tornarem-se mais eficientes, estimulando a competição e a transparência de suas decisões. Pensava que empresas como a CEGB eram burocráticas, inflexíveis e de difícil controle por parte do governo federal. Em 1988, o governo britânico anunciou sua intenção de privatizar a geração de energia elétrica. Green e Newbery (1996) comentam que no ano seguinte, a CEGB foi dividida em quatro empresas: a National Power (com 60% das usinas convencionais), a PowerGen (com o restante das usinas convencionais), a Nuclear Electric (com as usinas nucleares) e a National Grid Company (NGC), que ficou com o monopólio regulado da transmissão. Em 1990, essas empresas se tornaram públicas limitadas e as 12 Area Boards passaram a se chamar Regional Electricity Companies (RECs). Em seguida, a empresa de transmissão (NGC) foi transferida para as RECs, as quais foram privatizadas em dezembro de 1990. Já em março de 1991, 60% da National Power e da PowerGen foram vendidas ao setor privado, sendo o restante privatizado quatro anos depois.

Os autores comentam que em março de 1990, a indústria de eletricidade foi desverticalizada em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Dessas atividades, a transmissão e a distribuição foram reconhecidas como monopólios naturais a serem regulados pelo Office of Electricity Regulation (OFFER), porém a geração não foi considerada como tal, havendo a possibilidade de novos entrantes. Assim, apesar dos geradores não serem submetidos a uma detalhada regulamentação, sofriam a ameaça da competição com novos agentes, além dos que já existiam. Por sua vez, os comercializadores competiam no mercado *spot* pelo despacho e pelo preço da eletricidade.

Green e Newbery (1996) descrevem o mercado *spot* ou *pool* (mercado atacadista de energia) como um ambiente onde, todas as manhãs, os geradores deveriam declarar quais as usinas estariam disponíveis no dia seguinte e os seus preços, conforme seus custos fixos para estarem em disponibilidade para gerar. Paralelamente, os comercializadores de energia submetiam as estimativas de demanda em cada ponto da rede elétrica em que vendiam energia, a cada 30min do dia seguinte. De posse dessas informações, a NCG rodava seu programa computacional agendando as vendas e compras, que minimizassem os custos de geração do sistema, em termos dos preços ofertados. O programa desconsiderava os efeitos dos estrangulamentos da transmissão, os quais podiam obrigar uma usina mais cara a vender, caso a mais barata estivesse fisicamente impedida de transmitir a sua eletricidade ao comercializador demandante da mesma.

Segundo Vinhaes (2003) o alto grau de concentração do mercado, essencialmente na geração (atuação marcante da National Power e da PowerGen) não levou a uma efetiva competição, como gostariam os formuladores do modelo. Em face da alta variabilidade do preço do mercado *spot*, a agência reguladora acusou as duas principais geradoras de manipularem o mercado para aumentar o preço, solucionando a questão posteriormente, ao impor limites para o preço do *pool*. Nas palavras de Vinhaes (2003, p. 112):

(...), a falta de participação efetiva da demanda e a complexidade das regras do *pool* deixaram um razoável espaço para jogo. Dado este modelo, os geradores fizeram um exercício de poder de mercado com retenção de capacidade; ofertaram preços altos em determinadas áreas, devido à restrição de transmissão; manipularam as regras de

mercado, se aproveitando da sua complexidade; além de jogarem com posições contratuais no mercado futuro.

Além do mais, geradores e comercializadores faziam contratos de longo prazo como *hedge* do preço do *pool*, podendo ser renovados a cada três anos. Ao mesmo tempo, os geradores faziam contratos, por três anos, de quantidades fixas de carvão nacional com a British Coal a preços indexados, superiores aos internacionais, ainda que o governo não tivesse liberado a importação de carvão.

Em 1992, o mercado de contratos de longo prazo de eletricidade ganhou força no rastro do gás. As Regional Electricity Companies assinaram contratos com produtores independentes que planejavam entrar no mercado com as turbinas de gás a ciclo combinado, a nova tecnologia da época. Green e Newbery (1996) afirmam que as RECs tinham participação nessas usinas e esses produtores independentes também fecharam contratos de longo prazo de suprimento de gás. Na realidade, esses geradores se asseguraram de assinar contratos de suprimento do gás e de venda de sua energia com as mesmas cláusulas de indexação, garantindo-se das oscilações de preço do mercado *spot*.

Esses novos geradores exerceram forte impacto na indústria do carvão britânico. Green e Newbery (1996) lembram que em 1992, as RECs e as usinas a gás assinaram contratos de 8,7 gigawatts (GW) de energia elétrica, em substituição a 25 milhões de toneladas de carvão, considerando-se que o total de carvão queimado naquele ano fora de 60 milhões de toneladas. Isso gerou uma forte crise na British Coal.

Na opinião dos autores, a reestruturação da indústria de energia elétrica inglesa e sua privatização trouxeram à tona a discussão sobre os altos custos do carvão inglês e da energia nuclear, que encareciam a energia elétrica. Por outro lado, os agentes privados podiam embutir no seu preço o custo da incerteza em relação ao futuro regime de regulação do setor, que não é uma variável previsível e, além do mais, o governo precisou ter um maior empenho na coordenação do setor, gerando mais gastos. Das vantagens da privatização, temos a maior pressão pelo corte de custos, o aumento da produtividade e a conseqüente melhora da taxa de lucro, além da competição e da maior eficiência. Especificamente no caso inglês, o novo modelo levou à reestruturação da indústria do carvão, além de ter ocorrido em um momento propício, no qual a tecnologia

do ciclo combinado das turbinas a gás se desenvolvia e a Grã-Bretanha havia assinado a EC Large Combustion Plant Directive, comprometendo-se a reduzir as emissões de dióxido sulfúrico de 1998 a 2003, o que a obrigava a diminuir a quantidade de carvão queimado. Logo, essa preocupação ambiental, aliada à implantação de usinas a gás em um ambiente privado foram os efeitos positivos da reestruturação.

Como o órgão regulador enfrentava problemas de poder de mercado no *pool* inglês, em 1998, o *pool* centralizado foi extinto e em seu lugar criado o New Electricity Market Arrangement (NETA), efetivamente implementado em março de 2001. Vinhaes (2003) enfatiza que o objetivo do NETA era a fixação de preços no mercado de energia elétrica e que estava baseado em um *pool* flexível e descentralizado na comercialização de energia entre os agentes, o que abria caminho para o surgimento de diversos mercados sem ligação com o preço do *pool*. Ao mesmo tempo, foram adotados diversos contratos como o do tipo a termo, os bilaterais e os futuros. Contudo, para a autora, o problema das regras complexas e do abuso de poder de mercado não foram resolvidos com o NETA. Vinhaes (2003, p. 114) lista as lições aprendidas do modelo inglês:

- as regras do *pool* permanecem muito complexas e deixam espaço para jogo;
- há grande dificuldade de se identificar atos abusivos na conduta dos geradores;
- certas condutas anticompetitivas específicas são difíceis de serem impedidas mudando a regulação, pois existe o risco da sobre-regulação;
- é bastante complexa a missão do regulador de balizar os interesses dos consumidores, empresas e os objetivos das políticas de governo;
- a aplicação da análise antitruste, pautada na idéia de dominação de mercado, é inadequada para lidar com condutas anticompetitivas no setor elétrico;
- é necessário criar mecanismos institucionais, no âmbito interno da agência, que permitam a estas assumirem papel proativo na defesa da concorrência;
- estruturas com baixo grau de concentração ainda permitem abuso de poder de mercado, tendo em vista as características da oferta e demanda por energia elétrica.

O caso chileno

O Chile foi o primeiro país da América Latina a programar uma reforma do setor de energia elétrica nos moldes da reestruturação inglesa. Como na maior parte dos países latinos, esse setor de infra-estrutura era estatal em um período de crise fiscal e conseqüente falta de investimentos, além do fato de que a qualidade dos serviços prestados havia se deteriorado.

A reestruturação aconteceu em duas etapas. Entre 1974 e 1979, houve um ajuste de preços para que as empresas fossem autofinanciáveis, preparando-as para a futura privatização. Anteriormente, as tarifas eram baseadas no método da taxa de retorno, e a partir de então, passaram a ser calculadas pelo custo marginal de longo prazo (MARTONELL e SPILLER, 1996). Em seguida, de 1979 a 1990, a geração e a transmissão foram separadas da distribuição. Nesse meio tempo, em 1982, foi adotado um novo arcabouço regulatório.

Estache e Pardina (1998) explicam que as duas principais empresas de energia elétrica do país, a Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) e a Compañia Chilena de Electricidad (CHILECTRA), foram descentralizadas e regionalizadas, sendo que a maior delas, a ENDESA, foi dividida em 14 unidades: seis geradoras, seis distribuidoras e duas companhias que eram geradoras e distribuidoras, simultaneamente. A CHILECTRA foi dividida em três empresas: uma geradora (CHILGENER) e duas distribuidoras (CHILECTRA e CHILQUINTA).

A transmissão e a distribuição foram consideradas monopólios naturais e a competição foi incentivada na geração e na comercialização para grandes consumidores. Por outro lado, não houve restrição à integração vertical (entre diferentes atividades) ou horizontal (entre empresas de uma mesma atividade). Na geração, era necessário ter uma concessão; logo, a geração termelétrica aceitava novos agentes, enquanto a geração hídrica não permitia. Para se ter uma concessão, deveria se participar de um processo competitivo, no qual os projetos eram ordenados de acordo com seus custos. A cada ano, a Comissão de Energia verificava o custo mínimo de expansão do sistema e determinava as condições para novos entrantes. Quanto à transmissão, a entrada era livre, e para a distribuição, concessões eram requeridas para sistemas maiores que 1.500 kW.

Em relação ao sistema de preços, Estache e Pardina (1998) observam que eram efetuadas cobranças reguladas para os pequenos consumidores, e para os consumidores cuja demanda mínima excedia 2MW, as negociações de preços eram livres. Entretanto, os preços regulados deveriam girar em torno de uma banda de 10% sobre o preço médio dos contratos negociados livremente. Os contratos livres representavam cerca de 40% do total consumido. Em relação à distribuição, a cada quatro anos seus preços eram recalculados, em um processo no qual se determinavam os custos operacionais de uma firma eficiente e se alocava taxas que permitissem um retorno real de 10% sobre a reposição dos ativos.

Foram criadas três instituições governamentais, antes da privatização do setor: a National Energy Commission (ou Comissão Nacional de Energia - NEC), a Economic Load Dispatch Center (ELDC) e a Superintendence of Electricity and Fuels.

A NEC foi criada em 1978 para regular a eletricidade, além de desenvolver e coordenar planos de investimento e políticas para a atividade. Dentre as funções desse órgão destacavam-se a fixação dos preços regulados e a coordenação de diversos produtores independentes, empresas de transmissão e distribuição nos sistemas interligados, o Sistema Interligado Central e o Sistema Interligado Norte Grande (MARTORELL e SPILLER, 1996).

Com o intuito de coordenar as atividades de todos os geradores, em 1985, foi criado o Economic Load Dispatch Center (ELDC). Estache e Pardina (1998) comentam que seu objetivo era obter um custo operacional total mínimo para todo o sistema e garantir uma igualdade de acesso ao mercado para todos geradores. O ELDC planejava a produção de cada dia e calculava o custo marginal de energia instantâneo, considerando os custos variáveis das usinas em operação, independente de contratos diretos com outros clientes que essas usinas pudessem ter. Finalmente, a Superintendence of Electricity and Fuels, também criada em 1985, estava ligada ao Ministério da Economia e supervisionava o cumprimento da lei, além de verificar a qualidade dos serviços. Assim, lidava com usuários e prestadores de serviço, preparando as informações necessárias para a fixação de preços pela NEC.

Segundo Estache e Pardina (1998), o processo de privatização só começou em 1986, quando o sistema regulatório já estava consolidado. O processo durou quatro anos, e em 1990 só restavam duas geradoras a serem vendidas ao setor privado. A privatização ocorreu de três formas: as empresas menores foram vendidas em leilões

públicos, as empresas maiores foram passadas para o comando de agentes privados através de leilões de pacotes de ações e pela venda de pequenos pacotes de ações de grandes empresas, normalmente, para seus trabalhadores.

Para os autores, a privatização melhorou o desempenho dessas organizações. Eles citam os seguintes dados: a taxa de cobertura dos serviços chegou a 97%, 70% dos investimentos necessários foram feitos por agentes privados, o consumo cresceu 8% de 1986 a 1997, as perdas de energia chegaram a um terço de seu valor histórico, a produtividade dos trabalhadores dobrou e o número de gigawatts/hora (GWh) gerado por trabalhador saiu de menos de 5 para 8.

2.2.2 O modelo brasileiro

A Constituição Federal do Brasil de 1988 trata em seu artigo 175 da prestação de serviços públicos diretamente pelo Poder Público ou sob regime de concessão ou permissão, por meio de licitação a ser regulamentada em lei. Contudo, a lei nº 8.987, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto na Constituição, só foi publicada em fevereiro de 1995. Houve, portanto, uma ausência de marco regulatório no setor por cerca de sete anos.

De acordo com Cachapuz (2003), em julho de 1996, a Eletrobras e o consórcio de consultores liderados pela inglesa Coopers & Lybrand assinaram um acordo que resultou no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB), realizado pelo Ministério de Minas e Energia. Em agosto de 1997, os consultores internacionais entregaram ao ministério o relatório final com as diretrizes de um novo modelo de funcionamento para o setor. Essa nova estrutura estava de acordo com a Reforma da Ordem Econômica desenvolvida com o Plano Real.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi criada neste íterim, em dezembro de 1996, incorporando as atividades do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), extinto naquela data. A ANEEL foi instituída pela lei nº 9.427:

Art. 1º É instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal (...).

Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

A Lei nº 9.648, aprovada em 28 de maio de 1998, é considerada um marco legal nesse processo, pois institucionaliza os princípios básicos da nova regulamentação do setor.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, que compreende as reformas patrimonial e institucional, incorporou a desverticalização das empresas, como podemos verificar, adiante, no trecho da lei nº 9.648:

Art. 5º O Poder Executivo promoverá, com vistas à privatização, a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRAS 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, (...).

Nesse mesmo artigo, fica também caracterizada a criação de seis sociedades por ação, a partir da Eletrobras, as quais teriam participação acionária nas companhias de geração de energia a serem criadas de suas subsidiárias.

A desverticalização das empresas se daria da seguinte forma: a Eletrosul seria desmembrada em duas empresas, uma de geração e outra de transmissão; Furnas em três sociedades, sendo até duas de geração e outra de transmissão; Eletronorte em seis

empresas, nas quais duas de geração, duas de transmissão e duas de distribuição; e a Chesf em três sociedades, sendo até duas de geração e uma de transmissão.

Outra característica relevante do modelo foi a promoção da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e, paralelamente, a garantia do livre acesso às redes de transmissão e distribuição. A ANEEL ficou encarregada de estabelecer as condições de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, caracterizados como monopólios naturais regulados, além de administrar as tarifas correspondentes, a fim de: assegurar tratamento não discriminatório aos usuários dos sistemas de transmissão e de distribuição, estimular novos investimentos na expansão dos sistemas e facilitar sua utilização racional. Esses itens constam do decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, artigo 7º, que também fala em outro artigo:

Art. 2º As atividades de geração e de comercialização de energia elétrica, inclusive a importação e exportação, deverão ser exercidas em caráter competitivo, assegurando aos agentes econômicos interessados livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o pagamento dos encargos correspondentes, e nas condições gerais estabelecidas pela ANEEL.

Ademais, a expansão do sistema passou a ser licitada, num processo em que o Estado perde seu antigo papel de principal investidor do setor e construtor de grandes empreendimentos elétricos. “As licitações para a exploração de potenciais hidráulicos serão processadas nas modalidades de concorrência ou de leilão e as concessões serão outorgadas a título oneroso.” (Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996)

Pelo exposto até aqui, podemos vislumbrar um modelo em que o Estado reduziu sua atuação de forma importante, limitando-se a regular e fiscalizar o setor por intermédio da ANEEL. O novo modelo também englobou a criação ou a indicação de entidades especializadas, além da ANEEL, para executar as funções de planejamento da expansão (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE), operação (o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e financiamento do setor (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES). Deve ser destacado, ainda, o papel desempenhado nesse modelo pelo Mercado Atacadista de

Energia (MAE), no qual compradores e vendedores de eletricidade poderiam negociar e determinar o preço da energia (Lei nº 9.648).

O recém criado Operador Nacional do Sistema Elétrico – substituto das estruturas colegiadas do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) e do Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste (CCON) – ficou encarregado da “coordenação e do controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados” (Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, art. 13). O ONS, pessoa jurídica de direito privado, passou a funcionar via autorização da ANEEL, por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores livres (a ser detalhado a diante). Dentre as atribuições do Operador destacam-se na Lei nº 9.648:

Art. 13. (...) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados; a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos; a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais; a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares; propor à ANEEL as ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados; a definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL.

Um dos aspectos mais importantes deste modelo estava na criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Definido na Lei nº 9.648 e regulamentado no Decreto nº 2.655, o MAE serviria de cenário para a compra e venda de energia elétrica dos sistemas interligados por meio do acordo de mercado firmado entre geradores e comercializadores de energia elétrica. Dentre as funções do MAE, destacava-se a contabilização dessas transações de compra e venda de energia e a liquidação de diferenças entre valores contratados e os verificados em medição. Além disso, o acordo de mercado englobava: regras comerciais e critérios de rateio dos custos administrativos

do MAE, registros dos contratos bilaterais, obrigação de efetuar transações de energia através do MAE e a mediação de divergências entre os agentes – recorrendo à ANEEL, em casos extremos –, entre outros.

O Mercado Atacadista de Energia tinha como objetivo igualar o preço ao custo marginal de energia do sistema – em períodos de energia escassa, o preço seria mais alto e em período de energia abundante, o preço seria mais baixo. Em suma, o MAE deveria possibilitar preços a serem utilizados em contratos bilaterais de longo prazo e criar um ambiente multilateral, em que comercializadores comprassem de quaisquer geradores e estes vendessem a quaisquer comercializadores.

O modelo também se preocupou com a transição para um regime de livre negociação entre os agentes no Mercado Atacadista de Energia, visto que poderia haver um forte aumento de tarifas devido aos crescentes custos marginais de expansão. Dessa forma, a lei nº 9.648, em seu art. 10, obrigava geradores e distribuidores a assinar contratos bilaterais (“contratos iniciais”) para o período 1998-2002. A partir de 2002, o montante contratado deveria sofrer uma redução de 25% ao ano; sendo que em 2006, os contratos iniciais deixariam de existir.

Cachapuz (2003) comenta que com essa modelagem nos primeiros cinco anos (1998-2002), a competição na geração seria apenas em relação à energia acrescida aos sistemas por meio de novos empreendimentos. A partir de 2003, a energia a ser transacionada livremente fora dos contratos iniciais aumentaria anualmente a uma taxa de 25%, estimulando gradualmente a concorrência.

Cabe ressaltar que a referida lei também encarregou a ANEEL de estabelecer critérios limitando o repasse do custo de compra de energia elétrica das distribuidoras para seus consumidores cativos.

O acordo de mercado previa, além dos contratos bilaterais de longo prazo, a negociação de blocos de energia no curto prazo, ou seja, no mercado *spot*. Como esse mercado apresentava maior incerteza devido à volatilidade dos preços de um regime predominantemente hidráulico, o governo limitou o montante a ser negociado nesse mercado em 10% a 15% do total comercializado no MAE.

O modelo contemplou essa importante característica do sistema elétrico brasileiro, a predominância da geração hidráulica, a qual depende preponderantemente do regime de chuvas e por isso pode trazer grande volatilidade de preços em um

ambiente de livre contratação entre os agentes, especialmente no curto prazo. A tabela 1 mostra a composição da geração de energia nos últimos anos:

Tabela 1

Produção de energia (GWh)		
Ano	Energia hidráulica	Energia térmica
1999	95%	5%
2000	94%	6%
2001	90%	10%
2002	91%	9%
2003	92%	8%

Fonte: Elaboração própria, de acordo com os dados do ONS (2005).

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi criado especialmente para contornar essa peculiaridade brasileira, pois destacava a necessidade de se atenuar os riscos hidrológicos por meio de um ajuste entre a geração de energia das diferentes usinas hidrelétricas, que poderia variar muito de acordo com o regime de chuvas em diferentes regiões do país. Cachapuz (2003, p. 256) resume a função do MRE:

O MRE consistiria essencialmente na atribuição, a cada hidrelétrica participante dos sistemas interligados, de um valor de referência denominado Energia Assegurada, e na divisão de toda a geração hidrelétrica proporcionalmente às energias asseguradas por cada usina. Dessa forma, a energia alocada a cada usina participante do MRE para efeitos do MAE não seria a sua produção física, mas sim uma parcela do rateio da produção de todas as usinas pertencentes ao MRE.

Alguns agentes foram criados pelo modelo por causa da desregulamentação do mercado. Podemos destacar: o produtor independente de energia elétrica, o autoprodutor

e o consumidor livre. O produtor independente de energia elétrica era toda empresa ou consórcio de empresas que obtivessem concessão ou autorização para produzir energia elétrica com o intuito de comercializá-la integralmente ou em parte (Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, art. 11). O autoprodutor eram as empresas que produzissem energia elétrica apenas para seu próprio consumo (Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, art. 2). Finalmente, todo aquele consumidor que demandasse 10 MW ou mais de carga em tensão igual ou maior que 69 kV, poderia escolher entre comprar energia de um produtor independente ou de uma distribuidora de energia elétrica. Decorridos cinco anos da publicação dessa lei (Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995), passaram a ser considerados consumidores livres todos aqueles que consumissem 3 MW ou mais de carga em tensão igual ou maior que 69 kV.

Assim, definida a nova legislação, o governo começou a vender as empresas de distribuição ou as novas empresas de distribuição que eram resultantes de uma anterior verticalizada, visto que a privatização das distribuidoras reduzia o risco de *default* – risco de inadimplência no suprimento de energia, que torna menos atrativa a expansão da geração e transmissão – nas operações de suprimento e também diminuía o risco de não se expandir a distribuição, inviabilizando o escoamento da produção pela geração. (Anexo A mostra as empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica privatizadas até o final de 2002).

Como se pode observar, o processo de privatização do setor elétrico brasileiro avançou muito na distribuição, mas pouco na geração. A causa está na indefinição das regras do setor elétrico que inibiu os novos investimentos necessários à expansão deste segmento. Quanto à composição do setor entre agentes públicos e privados, esta ficou caracterizada da seguinte forma:

Tabela 2

Participação pública e privada no setor de energia elétrica do Brasil

Participação	Geração	Transmissão	Distribuição
Setor Privado	32%	11%	67%
Setor Público	68%	89%	33%

Fonte: ANEEL apud Faria (2003)

Diante da entrada do agente privado no setor de energia elétrica na Inglaterra, no Chile e no Brasil, podemos observar a presença de características comuns aos três modelos. De fato, o modelo inglês foi o precursor desse processo de reestruturação do setor via redução da atuação do Estado, sendo seguido do Chile e depois pelo Brasil. Na tabela 3, podemos visualizar as principais características de cada um desses países:

Tabela 3

Características do modelo em cada país analisado

Características	Inglaterra	Chile	Brasil
Base termelétrica	X	X	
Adoção da competição na geração e comercialização	X	X	X
Monopólio natural regulado na transmissão e distribuição	X	X	X
Desverticalização da indústria na geração, transmissão, distribuição e na comercialização	X	X	X
Privatização da geração e distribuição	X	X	X
Criação de órgão regulador do setor	X	X	X
Criação de mercado atacadista de energia (<i>pool</i>)	X	X	X
Estabelecimento de produtores independentes de energia	X	X	X
Reestruturação do setor antes da privatização		X	

Fonte: Elaboração própria.

Podemos ver pela tabela acima que os modelos têm quase as mesmas características. As diferenças ficam por conta do predomínio da geração hidrelétrica no Brasil e do fato de que apenas no Chile houve reestruturação do setor antes da privatização.

Apesar de toda essa reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira com o intuito de passar para a iniciativa privada a tarefa de investir na expansão do setor, o que reduziria os gastos do Estado, chegamos a 2001 com um grave problema de suprimento de eletricidade que não atendia à demanda existente, gerando conseqüências econômicas e políticas graves à nação. O próximo capítulo irá discutir o problema e os condicionantes do racionamento.

3 A CRISE DE 2001

Esse capítulo analisa, inicialmente, a crise pela qual passou o setor elétrico brasileiro em 2001. Depois de abordarmos o panorama geral do setor, passamos ao detalhamento das possíveis causas dessa crise, discutindo como ela foi administrada e as suas conseqüências.

3.1 Panorama geral da crise

Em seus dois mandatos (1995-1998 e 1999-2002), o governo Fernando Henrique Cardoso começou a reforma do Estado tentando implantar um modelo gerencial de administração pública, em detrimento da burocrática. Um dos objetivos dessa reforma era privatizar as atividades voltadas para a produção de bens e serviços para o mercado (como as de setores de infra-estrutura), fortalecendo a regulação, no caso dos monopólios naturais. Assim, o governo Fernando Henrique Cardoso trabalhou na transição de um modelo de desenvolvimento centrado no Estado para outro voltado para o mercado, apesar de manter como função do Estado a promoção da eficiência, o controle e a transparência (BOSCHI e LIMA, 2002).

O Programa Nacional de Desestatização (PND), instituído em 1990, teve seus objetivos definidos pela Lei nº 9.491, de 1997, que eram: mudar a atuação do Estado na economia pela transferência de certas atividades para o setor privado; a reestruturação econômica do Estado, através da diminuição da dívida pública e melhoria do seu perfil; retomada dos investimentos das atividades a serem privatizadas; modernização da infraestrutura do país e de suas indústrias, com aumento da competitividade e da capacidade empresarial, além da concessão de crédito; concentração da administração pública em atividades fundamentais para a nação e o fortalecimento do mercado de capitais pelo incremento da oferta de valores mobiliários e democratização da posse do capital das empresas privatizadas (FALEIROS, 2003).

No rastro do PND, foram criadas as primeiras agências reguladoras, que depois foram seguidas de outras, nas mais diversas áreas, como serviços públicos, recursos naturais e serviços sociais. Dessa forma, com a flexibilização dos monopólios naturais e as privatizações, surgiram: a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em dezembro de 1996, a Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) em 1997 e a

Agência Nacional de Petróleo (ANP) também em 1997. Na segunda leva de surgimento de novas agências, estas não estavam necessariamente ligadas a reformas constitucionais e a desregulamentação como estavam as primeiras. Desse grupo, destacamos: a Agência Nacional de Vigilância Sanitária (ANVS) de 1999, a Agência Nacional de Saúde Complementar (ANS) de 2000 e a Agência Nacional das Águas (ANA) também de 2000 (BOSCHI e LIMA, 2002).

Entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, o Sudeste, o Centro-Oeste e o Nordeste do Brasil passaram por um corte de consumo de energia de 20% e, por precaução, a região Norte também ficou sob racionamento, de agosto a dezembro de 2001. Na versão oficial, essa situação fora causada pelo fato da transição para o novo modelo setorial não ter sido concluída e pela estiagem, a qual provocara um esvaziamento dos reservatórios das hidrelétricas, uma vez que a maior parte da geração de energia elétrica no Brasil é de origem hidráulica.

Contudo, a versão oficial para o racionamento foi questionada por muitos. Na opinião de Sauer (2002), a principal causa teria sido a falta de investimentos em geração e transmissão de energia. Ele chega a citar o fato de que entre 1991 e 2000, enquanto a demanda de energia cresceu em média 4,1% ao ano, a oferta cresceu apenas 3,3%. Além disso, Sauer menciona que se, por um lado, as estatais não podiam investir, como parte do cumprimento dos acordos do Brasil com o Fundo Monetário Internacional (FMI), de outro, o capital privado aportou primordialmente na capacidade geradora já existente, pouco agregando ao sistema nacional.

Ratificando a teoria de que o incremento da oferta de energia não acompanhou o da demanda, está o Relatório Analítico da Eletrobras e do Ministério da Minas e Energia (ELETROBRAS e MME, 2003c, p. 24):

Assim, no final da década de 90, houve redução generalizada nos investimentos, especialmente nos segmentos de geração e transmissão. Como o mercado seguiu crescendo, demandando quantidades adicionais expressivas de energia, o sistema elétrico apropriou-se de todas as vantagens que um sistema gerador hidráulico oferece, usando de forma crescente a capacidade de seus reservatórios, e não resistiu a uma estação chuvosa menos favorável, sobrevivendo, em 2001, o racionamento.

Como não houve expansão da capacidade geradora na mesma medida do crescimento da demanda, as usinas hidrelétricas tiveram que consumir cada vez mais a água de seus reservatórios, a fim de aumentar a energia gerada. Porém, quando o país atravessou um período de chuvas fracas (ou inexistentes) em diversos pontos onde ficam as principais hidrelétricas brasileiras, o nível de seus reservatórios ficou reduzido e a oferta não pode suprir o consumo necessário ao atendimento da população.

Destaca-se, também, que ao longo dos últimos anos assistimos a uma variação percentual do consumo de energia elétrica superior ao do Produto Interno Bruto (PIB), conforme mostram o gráfico 4 e a tabela 4:

Gráfico 4

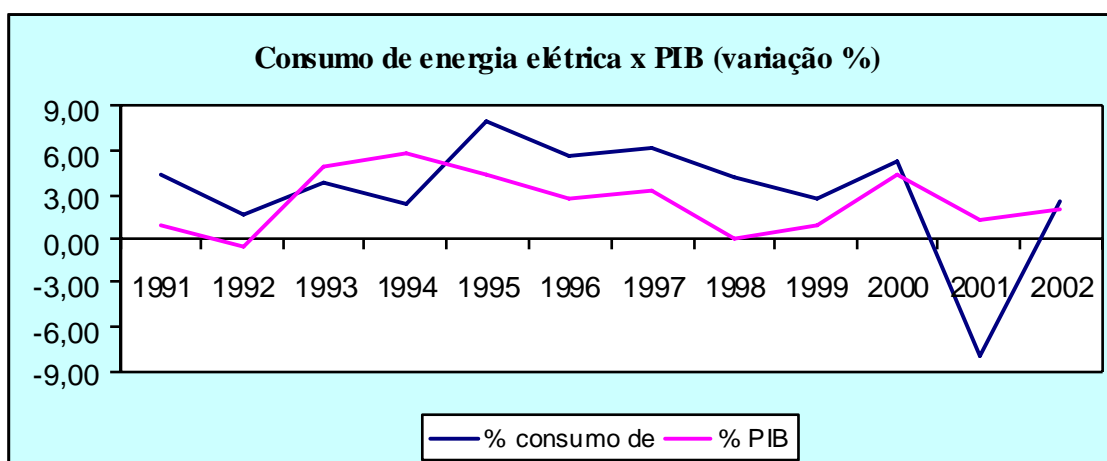


Tabela 4

Consumo de energia elétrica e PIB (variação %)

	Consumo de energia elétrica (%)	% PIB
1991	4,42	1,03
1992	1,84	-0,54
1993	4,03	4,92
1994	2,41	5,85
1995	7,36	4,22
1996	4,28	2,66
1997	6,74	3,27
1998	3,87	0,13
1999	1,80	0,79
2000	5,07	4,36
2001	-7,89	1,31
2002	2,57	1,93
2003	5,66	0,54

Fonte: Eletrobras e IBGE (apud Banco Central do Brasil).

Observamos que desde 1995 – ano que apresentou um bom crescimento econômico advindo do Plano Real –, até o ano 2000, o aumento do consumo de energia elétrica no Brasil foi superior ao crescimento do PIB. Porém, com a crise que levou ao racionamento, certamente o consumo de energia elétrica diminuiu mais que a variação da atividade econômica. Já no ano de 2002, com o fim da crise, a variação positiva do consumo superou a do PIB.

O consumo de energia seguiu, crescendo a taxas superiores às do PIB, a despeito do aumento das tarifas. A tabela 5 mostra a evolução das tarifas:

Tabela 5

Tarifa média por classe de consumo
(valores correntes em R\$/MWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Total
1994	71,98	44,22	84,87	57,22
1995	75,61	42,07	85,11	58,14
1996	104,85	48,47	97,95	71,52
1997	113,07	55,10	105,82	80,73
1998	121,61	55,88	110,25	84,49
1999	136,11	64,18	119,69	95,81
2000	155,58	71,14	137,70	108,01
2001	179,78	82,18	156,17	122,88

Fonte: Eletrobras (Relatório Analítico – Mercado de Energia Elétrica – Ciclo de Planejamento/2001).

A conjunção desses aspectos, como a falta de investimentos na capacidade geradora e o aumento do consumo a despeito do incremento tarifário, contribuiu para o desequilíbrio entre a oferta e a demanda, cujo momento mais crítico foi em 2001. Diante desse quadro, foram necessárias políticas de controle da demanda de energia elétrica e o país assistiu à primeira taxa negativa de crescimento do consumo de eletricidade em 50 anos (-8%), segundo o Relatório Analítico da Eletrobras e do Ministério de Minas e Energia (ELETROBRAS e MME, 2003).

Em março de 2001, o Operador Nacional do Sistema (ONS), por meio de uma nota técnica, recomendou ao MME, a redução de 20% do consumo de energia como única forma de impedir o esvaziamento dos reservatórios em um período de profunda estiagem (GIAMBIAGI, PIRES e SALES, 2002). Assim, foi instaurado o racionamento

de energia elétrica e em maio do mesmo ano o presidente Fernando Henrique Cardoso criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), pela Medida Provisória nº 2.147. Seu objetivo era “propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica”.

No mesmo mês de maio de 2001, foi criada a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (CASHEE) com o objetivo de analisar, em dois meses, a política de produção energética e as causas da crise. O relatório produzido por essa comissão será detalhado adiante.

Para entendermos a crise de 2001, devemos analisar as peculiaridades do sistema elétrico brasileiro. Em primeiro lugar, esse sistema é preponderantemente hidráulico, cobrindo grandes extensões territoriais, com potenciais ainda não explorados, apesar de nos últimos anos termos aumentando a capacidade instalada de nossas termelétricas, como mostra a tabela 6:

Tabela 6

Capacidade instalada de geração elétrica do Brasil (MW)

Anos	Hidrelétrica	Termelétrica	Nuclear	Total
1998	56.759	7.793	657	65.209
1999	58.997	8.526	657	68.181
2000	61.063	10.642	2.007	73.712
2001	62.523	11.725	2.007	76.255
2002	65.311	15.140	2.007	82.458

Fonte: Balanço Energético Nacional 2003.

De fato, cerca de 90% da energia gerada no Brasil vem de quedas d'água de rios com reservatórios de boa capacidade de armazenamento, envolvendo a escolha intertemporal de se utilizar mais água hoje, armazenando menos ou mais, prevendo sua utilização em um futuro em que chova menos. Como dito por Werneck (1997, p. 7):

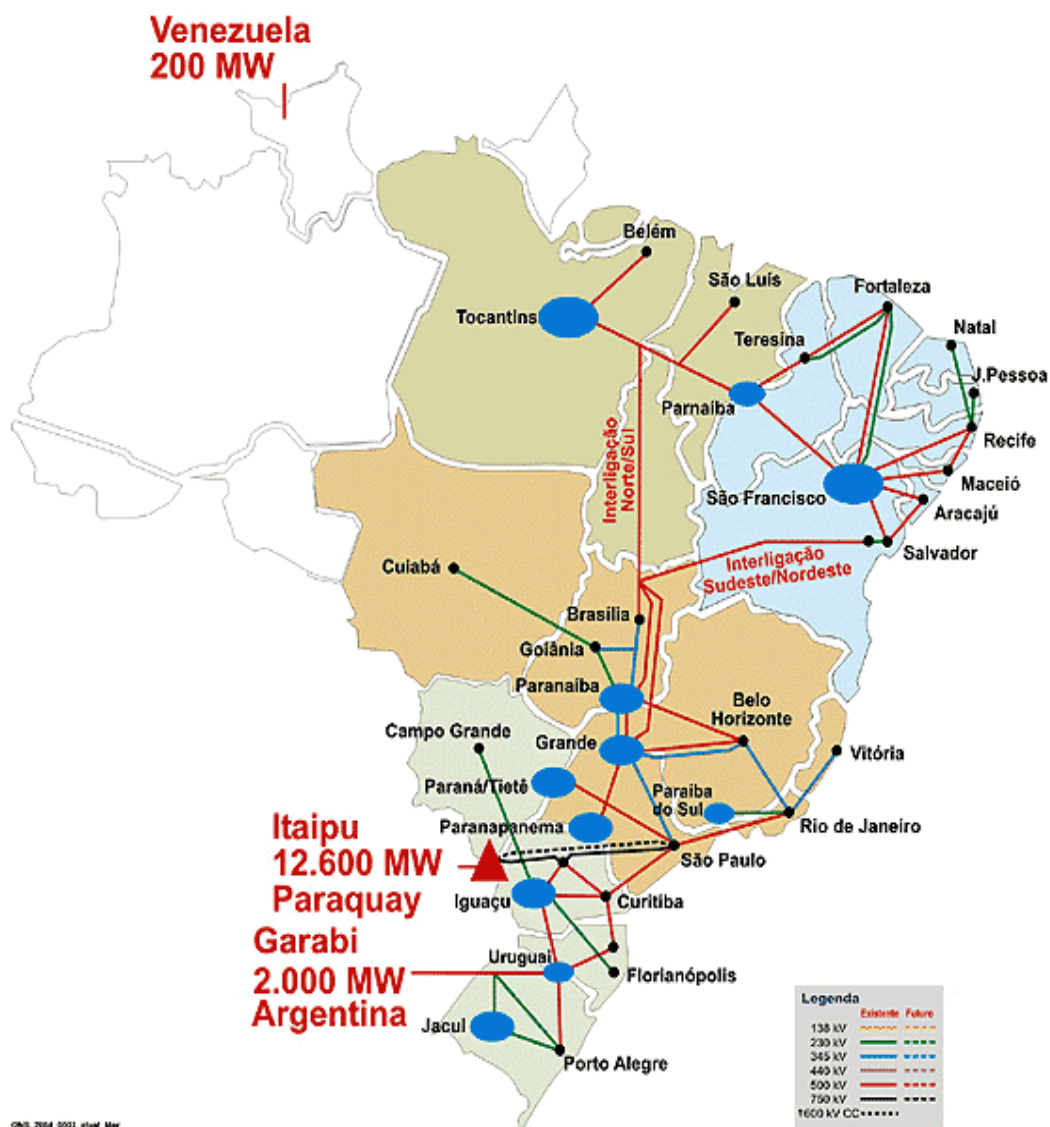
A complexidade do problema aumenta mais ainda quando se lembra que no Brasil são muitos os casos de várias hidrelétricas construídas ao longo de um mesmo rio, o que acarreta fortes externalidades, na medida em que a capacidade de geração de cada uma das usinas depende da água acumulada nas situadas rio acima.

Podemos inferir, portanto, que a produção de energia está fortemente relacionada com o regime de chuvas e com as condições hidrológicas de cada ano. Além disso, com o aproveitamento hidrelétrico distante dos centros consumidores, característica de um país com dimensões continentais, são necessárias grandes linhas de transmissão interligando a geração e a distribuição. Esse aspecto também favorece a transferência de energia de regiões em que a bacia de seus rios atravessa um período úmido para outras que se encontrem em período seco.

De acordo com o ONS, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto de linhas de transmissão e subestações com tensão entre 230kV e 750kV. O SIN, que no final de dezembro de 2003 tinha 77.642km, atende a cerca de 98% do mercado brasileiro de energia elétrica, excluindo uma parte da região amazônica, onde estão os sistemas isolados. A figura 1 permite visualizar a integração eletroenergética do Brasil:

Figura 1

Integração eletroenergética do Brasil



Fonte: ONS. Disponível em:

<http://www.ons.org.br/ons/sin/index_mapa_fo rm.htm?irPara=4>.

Como visto no mapa, a partir de 1999, o Brasil passou a contar com a interligação Norte/Sul, que uniu os sistemas Norte/Nordeste com o Sul/Sudeste/Centro-Oeste, ampliando a capacidade do SIN (CACHAPUZ, 2003).

Segundo Bajay (2001), outra característica importante do setor elétrico brasileiro diz respeito aos reservatórios dos rios, os quais funcionam como estoques reguladores, em que a água é armazenada nos anos “molhados” e utilizada nos anos “secos”. Tal mecanismo funciona como uma poupança do sistema, podendo se estender por quatro a cinco anos. O autor chama a atenção para o fato dessa água utilizada nos anos “secos” ser posteriormente repostada via novos investimentos em usinas, evitando o que no futuro o suprimento de energia caso fique comprometido caso ocorra um período “seco” logo em seguida ao gasto dessa “poupança”. E é justamente essa “poupança” que pode esconder um problema estrutural de desequilíbrio entre oferta e demanda de energia, como ocorreu em 2001.

3.2 Possíveis causas

De imediato, deve ser ressaltado que o exposto neste item sobre as possíveis causas da crise foi baseado nas conclusões do Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, de julho de 2001 (BAJAY et al, 2001).

Em, novembro de 1999, o Operador Nacional do Sistema já sinalizava a probabilidade de um déficit energético para 2000, de 14%, acima portanto dos 5% utilizados normalmente no setor. De fato, naquela época, a água dos reservatórios (“poupança”) já havia sido utilizada em excesso. Ao longo do ano 2000, as condições hidrológicas melhoraram, voltando a piorar no fim do ano. Entretanto, apesar da hidrologia desfavorável em 2001, a gravidade da crise ocorreu devido a outros fatores e não apenas por causa da seca.

Do ponto de vista da demanda, esta não variou muito além do previsto para o período. Contudo, as reformas feitas a partir de 1998, previam um aumento de oferta que acompanhasse a elevação do consumo, o que não aconteceu.

O que na verdade levou ao desequilíbrio entre oferta e demanda foi a conjugação do atraso das obras de geração e transmissão, programadas entre 1998 e 2001, com a não construção de usinas adicionais previstas para o mesmo período. Em maio de 2001, o nível de armazenamento conjunto dos reservatórios das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste era de 32%. Caso não ocorressem os atrasos nas obras, esse nível seria acrescido de mais 15%. e caso as obras que constavam do planejamento governamental tivessem sido realizadas, o nível aumentaria mais 26%. Logo, em maio de 2001, o nível

de armazenamento seria de 73%, e não de apenas 32%, o que teria tornado o racionamento desnecessário.

Durante o racionamento havia sobra de energia na região Sul; mas como o reforço da interligação Sul/Sudeste (complementação do tronco de 750 kV do sistema de transmissão associado à Itaipu) estava atrasado, o aumento da oferta do Sul proporcionado pela interligação energética com o Mercosul (principalmente com a Argentina) não pode ser utilizado no Sudeste para amenizar o racionamento. Tal fato levou ao vertimento de água em Itaipu, que poderia ter gerado energia para o Sudeste, caso houvesse capacidade de transferência, e a redução da importação de energia da Argentina (CACHAPUZ, 2003).

Neste ponto, fazemos a seguinte pergunta: por que essas obras atrasaram ou não foram implementadas? O que ocorre é que até a reforma do setor em 1998, a oferta e a demanda cresciam na mesma proporção devido ao planejamento centralizado dos investimentos estatais. A partir da reforma, a expansão da geração passou a ser determinada pelos contratos bilaterais entre geradores e distribuidores ou consumidores livres, cujos acordos quanto a preços e quantidade compensavam eventuais diferenças por compras e vendas no Mercado Atacadista de Energia. Como o preço do Mercado Atacadista de Energia oscilava com frequência, distribuidores procuravam contratar integralmente e geradoras pouco ou nada deixavam para ser negociado no mercado atacadista. Nesse modelo, as distribuidoras deveriam efetuar contratos de longo prazo, atendendo à crescente demanda e com isso se encarregariam da expansão da oferta. Ao mesmo tempo, os contratos tinham de garantir a geração física, que no caso das hidrelétricas era a sua energia assegurada e no caso das termelétricas era a capacidade de produção contínua da usina.

Devemos esclarecer o conceito de energia assegurada, conforme o Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998:

Art. 21. A cada usina hidrelétrica despachada centralizadamente, corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

§ 1º Considera-se energia assegurada do sistema aquela que pode ser obtida, a risco de déficit preestabelecido, conforme regras aprovadas pela ANEEL.

§ 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.

§ 3º A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema, nos termos deste regulamento.

É importante frisar que a partir de 1999, todos os contratos entre geradores e distribuidores foram substituídos por contratos iniciais, sendo que a quantidade contratada diminuiria a taxa de 25% ao ano a partir de 2003. Logo, de 1999 a 2001, os contratos iniciais estavam em vigência e cobriam 100% da quantidade demandada pelas distribuidoras, sem necessidade destas expandirem mais ainda a oferta de energia. Entretanto, o que se verificou é que os contratos iniciais não cobriram a totalidade do consumo. Na verdade, a energia garantida nos contratos iniciais foi superdimensionada, impedindo a contratação adicional de geração. O relatório conclui que o modelo apresentou falhas no processo de transição, pois foi incapaz de incentivar o investimento necessário à expansão do sistema elétrico brasileiro.

Outro dado importante, também observado pelo relatório da CASHEE, é que desde 1999, o Ministério de Minas e Energia já sabia da necessidade de aumentar a oferta para impedir um desequilíbrio futuro, e por isso tentou algumas medidas como: a geração emergencial (a ser contratada pela Eletrobras em meados de 1999), o Programa Prioritário de Termoelétricas (PPT) – oferta em condições especiais de equipamentos para 49 térmicas identificadas para operar antes de 2003 –, o Programa Emergencial de Termoelétricas – esforços concentrados em 15 projetos do PPT com apoio da Petrobrás – e o leilão de capacidade, que é uma seleção de ofertas de 2.500MW de potência adicional, a ser feita pelo Mercado Atacadista de Energia, custeadas pelo consumidor final via Encargo de Serviços do Sistema. Nenhuma dessas iniciativas, contudo, foi bem-sucedida.

A falta de percepção das dimensões do problema e a falta de comunicação e controle dentro do governo foram algumas das razões apontadas pelo relatório para explicar o problema. O ONS, a ANEEL, o MME e a Presidência da República não tiveram a sua disposição um fluxo de informações que permitisse esclarecer o assunto.

Em reunião de 26 de julho de 2000 entre o então ministro de Minas e Energia, o presidente da República e a equipe econômica foi feito, segundo relato do próprio ministro, o seguinte alerta explícito sobre os riscos e a severidade da situação, baseado em informações do ONS: “considerando o PPT, mesmo que se verifique um crescimento do consumo superior ao previsto, não haverá problemas de suprimento de energia e ponta no período 2000-2003, desde que ocorram condições hidrológicas com aflúências superiores a 85% da MLT (média de longo prazo)” (BAJAY et al, 2001, p. 7).

A linguagem técnica pode ter levado os que não são especialistas à concluir que a crise não era iminente e que, portanto, não havia justificativa para ações imediatas, visando evitar um racionamento no curto prazo. Além disso, não existia uma instituição responsável pela coordenação e implementação da política energética brasileira. Ademais, as regras do setor não eram claras e concisas o suficiente para terem credibilidade junto aos investidores, visto que a legislação não especificava de forma direta as responsabilidades de cada instituição e as atribuições específicas na gestão do setor.

3.3 A gestão da crise

A crise ocorreu em um momento conturbado do cenário político, que precedia um ano de eleições presidenciais. Assim o embate entre os favoráveis à redução do papel do Estado e à privatização das estatais do setor elétrico, sobretudo as geradoras federais, apoiavam o presidente Fernando Henrique Cardoso. Já os nacionalistas que se opunham a transferência do setor produtivo do Estado para a iniciativa privada, viam em Luis Inácio Lula da Silva, o seu porta-voz.

Dessa forma, travou-se um embate no campo ideológico a respeito do que havia motivado a crise. Para os opositores do governo, a política fiscal austera que impedia as estatais de investir no setor, por conta do acordo com o Fundo Monetário Internacional (FMI), na visão destes, havia levado à falta de investimentos na expansão do setor. Os governistas, por sua vez, se defendiam afirmando que não esperavam condições hidrológicas tão desfavoráveis como aquelas ocorridas em 2001, sobretudo, em um momento em que a reforma não havia sido finalizada. De fato, o setor encontrava-se em

uma situação na qual as estatais, principalmente as geradoras federais, não podiam investir e por outro lado, o setor privado ainda não tinha iniciado o processo de aporte de capital no setor de eletricidade com a intensidade desejada pelo governo.

Nessa discussão, Abrucio (2001b) argumenta que duas lições podem ser tiradas da crise: a falta de coordenação política e administrativa no governo e a ideologia da contenção fiscal e da privatização (notoriamente da equipe econômica) prejudicaram a expansão do setor elétrico. Em sua opinião, o melhor modelo para essa área essencial do serviço público seria a combinação de ações do Estado e do setor privado, como ocorre em outros países.

Singer (2001) concorda com Abrucio ao atacar a política míope de aperto fiscal do governo, considerando que o setor cresceu e foi eficiente durante décadas em que era completamente estatal e possuía um planejamento energético centralizado. Ele defende que as privatizações deveriam parar, as estatais deveriam voltar a investir e o planejamento energético deveria ser retomado.

No entanto, Giambiagi (2001) contra-argumenta ao afirmar que o arrocho fiscal não foi a causa da falta de investimentos das estatais. É fato que a dívida pública é alta e crescente; sendo assim, caso o governo tivesse gasto mais no setor, provavelmente teria retirado recursos de outras áreas. Para se controlar a trajetória explosiva da dívida pública, todo gasto deve ser coberto por alguma fonte de financiamento. Assim, o dilema do governo seria escolher entre investir no setor de energia elétrica ou em outros setores.

Apesar da discussão política, a crise tinha que ser gerenciada por Brasília. Por isso, diante da seca ocorrida no início de 2001 e do alerta dado pelo ONS sobre a necessidade de contingenciamento do consumo de energia, o governo instalou a CGE, como dito antes, para solucionar o problema de forma emergencial. A Comissão de Gestão da Crise de Energia Elétrica foi presidida pelo ministro-chefe da Casa Civil, Pedro Parente, que comandou dirigentes e técnicos do setor. O núcleo executivo da CGE foi liderado pelo ministro de Minas e Energia, José Jorge de Vasconcelos Lima (de março de 2001 a março de 2002) e depois, pelo novo ministro Francisco Luiz Sibut Gomide. Esse núcleo era formado por diversos membros, com destaque para o diretor-presidente do ONS, Mario Santos; o da ANEEL, José Mário Abdo; o da Agência Nacional de Águas (ANA), Jerson Kelman; e Octávio Lopes Castelo Branco, diretor do BNDES (CACHAPUZ, 2003).

Em 1^o de junho de 2001 começou o racionamento de energia elétrica no Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País, estabelecendo metas de redução do consumo de 20% para os consumidores residenciais (com consumo maior que 100 kWh/mês), 20% para os consumidores comerciais e de 20% a 25% para os consumidores industriais. Essas metas se baseavam na redução do consumo individual, em comparação com os meses de maio, junho e julho do ano anterior. A GCE estabeleceu ainda um incentivo ao racionamento, com o objetivo de penalizar os que ultrapassassem suas metas, através de uma tarifa maior, e de beneficiar os que mais economizassem, concedendo um bônus (GIAMBIAGI et al, 2002).

Para amenizar a redução da oferta de energia na produção econômica, a GCE permitiu que empresas que economizassem mais energia que suas metas vendessem seus direitos de consumir para outras empresas, uma medida bem-sucedida, gerando muitas transações na Bolsa de Valores, sem contar aquelas feitas diretamente entre as empresas.

O racionamento também atingiu a região Norte, de agosto de 2001 até 1^o de janeiro de 2002. Nas demais regiões, estendeu-se até 28 de fevereiro de 2002. Já a região Sul, única fora do racionamento devido às suas boas condições hidrológicas, partiu para uma racionalização do uso da energia.

De fato, a redução do consumo de energia foi bem-sucedida, uma vez que grandes e pequenos consumidores economizaram energia, adotando novos e mais racionais hábitos de consumo. A tabela 7 mostra a grande variação do consumo durante o racionamento.

Tabela 7

Economia de energia – 2001 (%)

Mês	Sudeste e Centro-Oeste	Nordeste	Norte
Junho	19,0	19,7	-
Julho	21,7	21,0	9,8
Agosto	19,5	18,9	18,5
Setembro	18,6	16,1	20,2
Outubro	17,3	13,9	18,9
Novembro	15,2	12,6	19,5
Dezembro	9,9	8,2	8,2

Fonte: ONS. De olho na energia. histórico da energia (apud Cachapuz, 2003).

O fim do racionamento sugerido pelo ONS foi influenciado por uma série de medidas adotadas para aumentar a oferta, como relata Giambiagi, Pires e Sales (2002, p. 176):

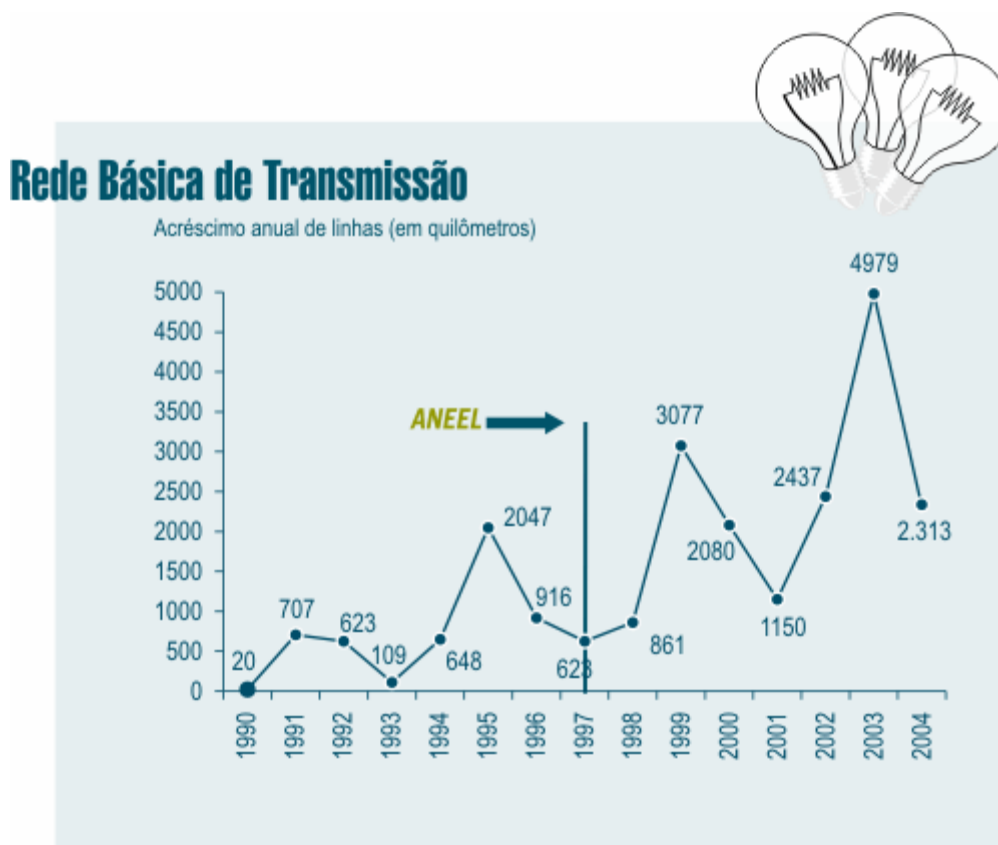
O programa estrutural de aumento da oferta de energia elétrica e os níveis dos reservatórios observados na época permitiram concluir que o País poderia viver, em 2002 e 2003, praticamente sem risco de déficit energético, mesmo que ocorressem situações hidrológicas extremamente desfavoráveis.

Os autores relatam uma série de medidas adotadas pelo governo para solucionar o desequilíbrio entre oferta e demanda. O programa estrutural de aumento da oferta de energia consistia em um controle maior das obras de geração já em andamento e de outras que seriam licitadas, contando com um aumento de 26 GW no sistema, entre 2001 e 2004.

Cachapuz (2003) relata que no que tange à transmissão, em 2002, 2.000 quilômetros de linhas de transmissão de 500 kV entraram em operação. Logo, a expansão da rede básica de transmissão teve novo impulso, como indica o gráfico 5:

Gráfico 5

Acréscimo anual de linhas de transmissão (Km)



Fonte: ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim172.htm>>.

Ainda segundo o ONS, era necessário um programa emergencial de incremento da oferta de energia (o “seguro apagão”), pois caso a seca se prolongasse, o racionamento seria mantido, mesmo com a redução do consumo. O programa estava baseado no aumento da oferta, a curto prazo, prevendo inclusive o recurso a usinas mais caras, pois poderiam gerar de forma mais imediata. Os custos seriam pagos mensalmente pelos consumidores, para evitar uma nova restrição da oferta energética. Essas usinas foram construídas e ficaram à disposição para operarem no caso de uma hidrologia desfavorável. Para comercializar a energia relativa às usinas emergenciais de

produtores independentes de energia, foi criada a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), a ser extinta em 30 de junho de 2006. Os custos dessas usinas são pagos mensalmente por todos os consumidores do sistema interligado (exceto pelos de baixa renda) por meio do Encargo de Energia Emergencial, conforme disposto na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 (GIAMBIAGI, PIRES e SALES, 2002).

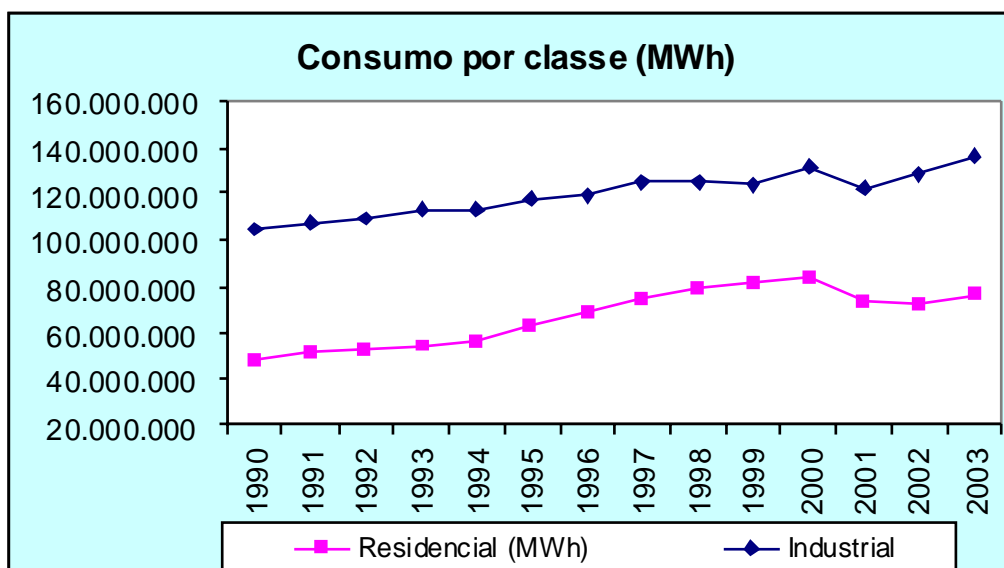
3.3 Resultantes

Em 2002, a afluência dos rios das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste foi superior à registrada no ano anterior. Assim, o nível dos reservatórios das usinas existentes nessas regiões se recuperou em relação a 2001, devido a três fatores: “(...) a redução do mercado de energia elétrica, a agregação de novas instalações de geração e transmissão e a adoção pelo ONS de políticas adequadas de otimização dos recursos energéticos e de transferências inter-regionais de energia.” (CACHAPUZ, 2003, p. 334).

Segundo o Informe Mercado 19 (ELETROBRAS e MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2003a), no que diz respeito à mudança nos hábitos de consumo durante o racionamento, a população substituiu equipamentos, principalmente os de iluminação, por outros de baixo consumo. Além disso, a conta de luz, que era vista como um “imposto”, passou a ser administrada como um importante gasto, sem contar que as tarifas tiveram uma forte alta. Tudo isso acabou contribuindo para que os consumidores não retomassem o gasto de energia de antes do racionamento.

Por outro lado, o consumo industrial apresentou uma expansão de 4,7%, puxando o crescimento do consumo total brasileiro. A retomada econômica dessa classe decorreu principalmente da atividade agrícola voltada para a exportação. A desvalorização da moeda nacional favoreceu muito as exportações, pelo barateamento dos produtos brasileiros no exterior. Nesse sentido, o consumo de energia elétrica da classe industrial mais ligada à agroindústria e à exportação puxou a alta do consumo industrial de 2002 no Brasil. Por outro lado, grandes consumidores industriais, principalmente no Sudeste, por ocasião do racionamento, optaram pela autoprodução de energia, deixando de ser clientes das concessionárias locais. O gráfico 6 ilustra a evolução do consumo de energia elétrica das classes residencial e industrial:

Gráfico 6



Fonte: Eletrobras.

Podemos notar que os consumos residencial e industrial, que vinham de uma trajetória crescente na década de 1990, caíram em 2001 por conta do racionamento. A partir daí, enquanto o industrial recuperou sua tendência de expansão em 2002, no mesmo ano o residencial ainda teve um ligeiro recuo, aumentando suavemente apenas em 2003. A tabela 8 mostra o consumo faturado por classe entre 2001 e 2002:

Tabela 8

Consumo faturado por classe em GWh
(janeiro-dezembro)

	2001	2002	Variação (%)
Brasil	283.257	290.539	2,6
Residencial	73.622	72.718	-1,2
Industrial	122.539	128.240	4,7
Comercial	44.434	45.221	1,8
Outros	42.662	44.359	4,0

Fonte: Eletrobras.

Como podemos verificar, a única classe que teve redução do consumo foi a residencial, com 1,2% de recuo em relação a 2001. Terminado o racionamento, muitas companhias de eletricidade atravessaram graves problemas financeiros. Ocorre que no ano de 2002 o Brasil experimentou um período de excesso de oferta de energia e as regras de longo prazo ainda não haviam sido definidas, o que dificultava o planejamento das empresas. Estas, por sua vez, apresentavam o caixa afetado pela mudança nos hábitos dos consumidores e pela forte desvalorização do real em relação ao dólar. Esses fatores surpreenderam as empresas de eletricidade num momento em que estavam muito endividadas na moeda estrangeira (AZEVEDO, 2003).

No próximo capítulo, observaremos o governo do novo presidente eleito em 2002 e como este conduziu o setor de eletricidade que estava saindo de uma crise de suprimento. No final de 2002, os técnicos do setor se dividiam entre os que eram favoráveis à manutenção do modelo com algumas alterações e outros que eram partidários à confecção de um novo modelo para o setor de eletricidade. Veremos que o novo governo assumiu criticando o modelo do governo Fernando Henrique Cardoso, propondo um novo, mas manteve uma série de características do anterior.

4 O NOVO QUADRO POLÍTICO E A REVISÃO DO MODELO

Neste capítulo faremos uma retrospectiva da mudança política verificada com o novo presidente eleito em outubro de 2002 e a decorrente revisão do modelo do setor de energia elétrica verificada em seu governo. Observaremos não só as novas propostas para o setor, mas também os limites objetivos a um novo rumo.

4.1 Processo e câmbio político

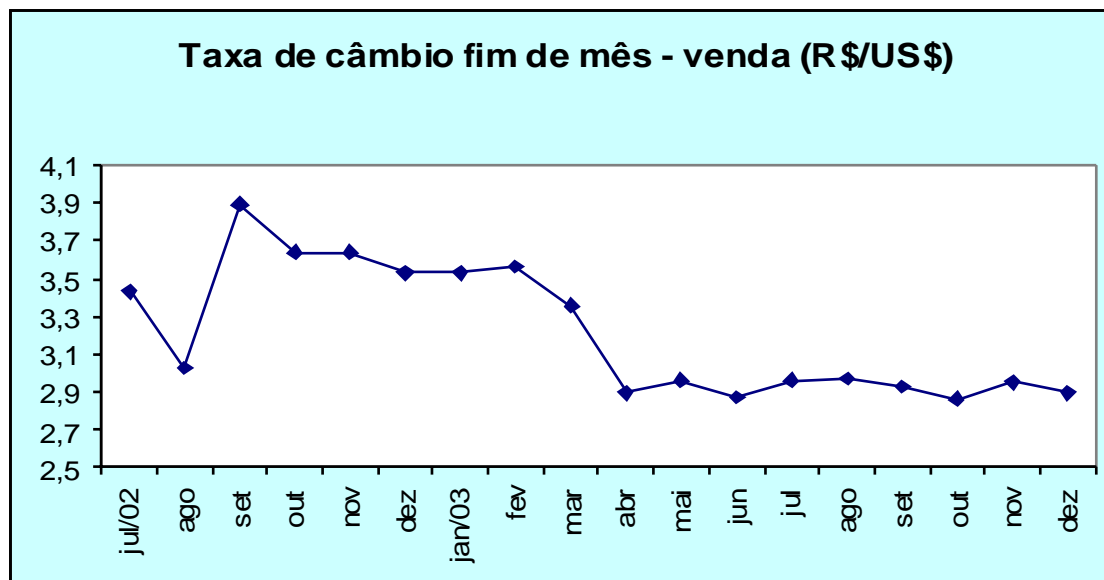
Em outubro de 2002, o país elegeu para a Presidência da República, Luiz Inácio Lula da Silva, ex-líder sindical contrário ao regime militar e fundador do Partido dos Trabalhadores (PT), que já havia concorrido ao cargo três vezes. Sua vitória pode ser explicada pela coalizão que conseguiu em torno da esquerda tradicional, opositora do modelo liberal de abertura econômica, aliada a segmentos de classe média e a empresários que discordavam da redução do papel do Estado na economia. A atuação do Estado na economia vinha perdendo impulso durante a gestão Fernando Henrique Cardoso, com a sua reforma da administração pública e a transferência de atividades públicas para a iniciativa privada.

A eleição de Lula representaria, portanto, a possibilidade de unir os interesses do capital produtivo e do sindicalismo, em torno de um projeto de desenvolvimento nacional autônomo e sustentável, alterando a atual correlação de forças e, assim, reduzindo a margem de manobra do capital financeiro e sua voracidade devastadora da economia nacional, bem como a situação de alinhamento incondicional com os interesses hegemônicos dos Estados Unidos na região (FLEURY, 2004, p. 4).

A perspectiva de um governo de esquerda no Brasil gerou grande alarde, principalmente, no exterior. A especulação financeira aumentou, especialmente, depois das eleições, visto que houve uma crescente demanda por dólares, fazendo o real sofrer uma forte desvalorização (o câmbio chegou a quase R\$4/US\$). Enquanto isso, o risco-país – medido pelo banco de investimentos americano, J. P. Morgan – bateu o recorde de 2.400 pontos; ou seja, os títulos brasileiros vendidos no mercado externo pagavam uma taxa de juros 24% acima da taxa negociada pelos títulos do Tesouro norte-

americano (CASTANHAR, 2003). A posição defendida por Lula de que respeitaria os contratos e manteria a estabilidade da moeda, pouco ou nenhum efeito surtiu diante da expectativa negativa do mercado financeiro em relação ao seu governo.

Gráfico 7



Fonte: Banco Central. Em <<http://www4.bcb.gov.br/pec/series/port/>>.

Cabe salientar que, como verificado no gráfico 7, o dólar atingiu seu ápice em 2002, recuando de forma mais significativa em abril de 2003. Diante desse quadro, o novo governo preferiu adotar uma política econômica ortodoxa de controle da inflação via juros altos e ajuste fiscal por meio de corte dos gastos públicos. Logo, manteve as metas acordadas com o FMI, visando restabelecer sua credibilidade diante do mercado financeiro. Assim, a meta de superávit primário aumentou de 3,37% para 4,25% do PIB e a taxa básica de juros anual, a SELIC, subiu de 25% para 26,5%, para conter a volta da inflação. No entanto, essas medidas pressionaram a dívida líquida consolidada do setor público, levando o governo a reduzir drasticamente suas despesas, o que prejudicou a condução das políticas públicas (FLEURY, 2004).

Com base nessas medidas restritivas, o governo conseguiu reverter o quadro macroeconômico negativo verificado até então. Na tabela 9 é possível verificar a mudança dos indicadores econômicos após o primeiro ano de governo Lula:

Tabela 9

Indicadores de confiança

Data	Risco Brasil EMBI+	Risco dos emergentes EMBI+	Taxa de câmbio (R\$/US\$)	Expectativas de inflação (IPCA) nos próximos 12 meses ⁽³⁾
Dez/2002⁽¹⁾	1.439	759	3,53	11,00
Nov/2003⁽¹⁾	528	450	2,95	5,80
Dez/2003⁽²⁾	494	-	2,93	5,19

Fonte: Instituto de Economia-UFRJ apud Banco Central, Valor Econômico e Gazeta Mercantil.

Nota: (1)- Final do mês, (2) - dia 15 e (3) – conforme levantamento do Banco Central junto ao mercado (Focus).

Podemos verificar que, em um ano de governo Lula, o risco Brasil caiu de forma expressiva, passando de 1.439 pontos para 494, aproximando-se dos 450 pontos do risco dos países emergentes (excluindo o Brasil), em novembro de 2003. Além disso, o real se valorizou, passando de R\$3,53/US\$, no final de 2002, para R\$2,93/US\$, no final de 2003; enquanto as expectativas inflacionárias para os 12 meses seguintes, pesquisadas pelo Banco Central, caíram de 11% para 5,19%.

Deve-se ressaltar que o dólar elevado trouxe forte estímulo às exportações brasileiras, que se tornaram mais baratas e ainda foram favorecidas por uma safra agrícola recorde, ocorrida em 2003, melhorando a balança comercial e aumentando as reservas internacionais. Contudo, como lembra Fleury (2004), o investimento estrangeiro produtivo não teve o avanço esperado e a política ortodoxa fez com que a taxa de desemprego aberto passasse de 7,2%, em 2002, para 12,9%, em 2003; sem contar a queda de 9% no rendimento do pessoal ocupado.

Do ponto de vista das reformas da previdência e tributária, o PT foi contrário aos interesses de seus aliados, os servidores públicos, e em 2003 pouco reformulou o sistema de arrecadação de impostos, visto que as lideranças dos estados e municípios pressionavam por concessões. Nas palavras de Fleury (2004:8), “(...) as propostas que o

governo encaminhou ao Congresso de reforma previdenciária e tributária estiveram, ambas, voltadas para a promoção do ajuste fiscal e aumento da credibilidade internacional do governo”.

Diante desse cenário, podemos verificar que apesar do presidente Lula ter sido eleito por uma grande parte da população brasileira descontente com a política de combate à inflação aliada à política fiscal austera, praticadas por seu antecessor – o que restringia o crescimento econômico – o novo governo pouco fez para reverter esse processo. Na realidade, ancorava-se no fato de que era uma fase de transição e que por isso necessitava reforçar a confiança dos investidores em seu governo, para depois realizar transformações econômicas mais profundas. O governo reformista cedia ao pragmatismo da política real.

4.2 **A revisão do modelo**

O novo governo entendeu que com um orçamento restrito, necessitava transferir para a iniciativa privada a tarefa de investir no setor de infra-estrutura, para expandi-lo e poder atender às demandas da sociedade, ao passo que as agências reguladoras deveriam favorecer a concorrência, evitando movimentos de concentração. Faleiros (2003, p. 57) relata a posição do governo quanto à regulamentação:

A proposta não rompe com o modelo de regulação já implementado, mas ampliam-se as obrigações de audiências públicas, a participação dos interessados em suas decisões e a obrigação de transparência. E se propõe uma melhor articulação entre agências e as políticas governamentais. O contrato de gestão deve ser submetido ao Conselho de Política Setorial da respectiva área, para compatibilizá-lo com as políticas públicas e os programas governamentais, possibilitando maior controle do Poder Executivo sobre as decisões das agências. Prevê-se a existência de ouvidoria em todas as agências, sendo o ouvidor nomeado pelo presidente da República, aumentando seu poder para receber, apurar e solucionar as reclamações dos usuários, seja contra a atuação da agência reguladora, seja contra a atuação dos entes regulados.

Assim, o governo Lula, na figura da ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, reuniu uma equipe de especialistas do setor de energia elétrica em janeiro de

2003, para colher subsídios para o planejamento e desenvolvimento de um novo modelo regulatório. Esse grupo de estudos foi coordenado pelo secretário-executivo do MME, Maurício Tolmasquim. O grupo foi organizado pela Eletrobras e contou com representantes da estatal, do seu centro de pesquisas (CEPEL), de universidades e de empresas do setor. Foram 16 técnicos reunidos em subgrupos de trabalho, que reformularam o setor, alterando até mesmo a estrutura de funcionamento do MME (CANAL ENERGIA, 2003a, 2003b, 2003c).

Esse grupo de estudos pretendia que o novo modelo compatibilizasse um *pool* de compra e venda de energia elétrica com os contratos bilaterais. O modelo tinha como fundamentos as tarifas módicas, a estabilidade do marco regulatório e a segurança do abastecimento; isso, sem esquecer de que o planejamento estatal também estava em pauta (ROUSSEFF, 2004).

A nova legislação começa com as medidas provisórias nº 144 e 145, de dezembro de 2003, e depois com as leis nº 10.847 e 10.848, de março de 2004. O detalhamento dessas leis ocorreu ao longo de 2004, com destaque para o Decreto nº 5.163, de julho.

De acordo com essa nova regulamentação, a comercialização de energia elétrica passará a ocorrer em dois ambientes, no de contratação regulada (ACR) e no de contratação livre (ACL). Na contratação regulada, as operações de compra e venda de eletricidade entre os agentes serão realizadas por intermédio de licitação. Já na contratação livre, essas operações serão efetuadas mediante contratos bilaterais livremente negociados. Nesse modelo, permanecem os autoprodutores, os produtores independentes e os consumidores livres, agentes estabelecidos no modelo anterior. Também se destaca a continuidade do princípio da desverticalização das atividades do setor, o que significa que distribuidores não poderão participar de negócios referentes à geração, transmissão ou venda de energia elétrica e que as geradoras também não poderão atuar na distribuição. Ao mesmo tempo, a lei nº 10.848 retirou a Eletrobras e suas controladas do Programa Nacional de Desestatização (PND).

Para assegurar o abastecimento, o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabeleceu:

Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

I – os agentes vencedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos, a partir da data de publicação deste Decreto;

II – os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência, por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e

III – aos consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e agentes vendedores deverão, a partir de 1º de janeiro de 2005, garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.

No tocante à contratação regulada, os distribuidores irão adquirir energia através de leilões de geração existente e de novos projetos de geração. Caberá ao Ministério de Minas e Energia definir o montante de eletricidade a ser comercializado por contratação regulada e os projetos de geração que participarão do leilão. Para dar subsídios ao MME nessa tarefa, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fará o estudo de otimização técnico-econômica da geração do Sistema Interligado Nacional (SIN), além de seu sistema de transmissão, indicando os empreendimentos de geração que poderão constar do leilão.

A Empresa de Pesquisa Energética foi criada pela nova legislação como empresa pública, por meio da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, para realizar estudos e pesquisas que auxiliem o planejamento dos setores de energia elétrica; petróleo, gás natural e derivados; carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética. Dessa forma, a EPE será braço estatal no planejamento energético nacional, dando suporte ao MME na formulação da política energética brasileira.

Dentre as competências da EPE destacam-se (Lei nº 10.847):

Art. 4º (...)

I – realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;

II – elaborar e publicar o balanço energético nacional;

III - identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;

IV – dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;

V – realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;

VI – obter licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;

VII – elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento do gás natural no Brasil;

VIII – desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;

XIV – dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;

XV - promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;

XVI – promover planos de metas voltados para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para esse fim;

XVII – promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a extensão do setor energético; e

XVIII – desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

Com o objetivo de garantir a modicidade tarifária do setor, os vencedores dos leilões serão aqueles que ofertarem a menor tarifa pela energia a ser vendida, o que tornará o preço da energia elétrica a ser repassado ao consumidor final, o menor

possível. Além do mais, as novas usinas a serem licitadas contarão com licença ambiental prévia, obtida pela EPE, o que agilizará a sua construção.

Outra importante característica do modelo diz respeito à obrigação, a partir de 2005, por parte dos distribuidores, vendedores, autoprodutores e consumidores livres de energia elétrica de informarem ao MME, as suas previsões de mercado ou carga para os próximos cinco anos, até o dia 1^o de agosto de cada ano. Em relação, especificamente, aos distribuidores, estes deverão comunicar em até 60 dias antes da data prevista para o leilão de energia, os montantes a serem contratados para o atendimento de suas cargas. Salientamos que eles serão incumbidos de declarar os montantes necessários à demanda dos seus consumidores potencialmente livres (Decreto nº 5.163, art. 17 e 18).

Tomando como referência o ano-base *A*, como previsão para o início do suprimento de energia elétrica pelos geradores aos distribuidores por contratação regulada, serão promovidos leilões de compra de energia elétrica nos seguintes anos: *A-5* (cinco anos antes do ano-base *A*) e *A-3* (três anos antes do ano-base *A*) para energia de novas usinas e *A-1* (um ano antes do ano-base *A*) para energia de usinas de geração existentes. O Ministério de Minas e Energia fixará o preço máximo de venda de energia nos leilões de usinas existentes (Decreto nº 5.163, art. 19). A ANEEL também poderá realizar leilões para contratações de ajuste dos distribuidores, com prazo de até dois anos, visando complementar o montante necessário para atender 100% de sua carga, não podendo essa quantidade superar 1% da carga total contratada pelo distribuidor. Por fim, haverá um leilão separado para a geração distribuída, ou seja, produção de energia de projetos “(...) de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador (...)” (Decreto nº 5.163, art. 13).

Devemos destacar que a partir de 2009, os distribuidores poderão contratar a quantidade de energia elétrica necessária à reposição nos leilões de energia de usinas existentes. Essa quantidade refere-se aos montantes de energia elétrica dos contratos que terminarem no ano dos referidos leilões. Além disso, o distribuidor poderá contratar até 5% acima do montante de reposição.

Os vencedores dos leilões formalizarão um contrato bilateral, chamado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), entre o vendedor e os distribuidores (compradores). O CCEAR terá de 15 a 30 anos de duração

a partir do início do suprimento de energia, no caso de novas usinas, e de 5 a 15 anos, no caso da compra de energia de usinas já existentes.

Quanto ao repasse dos custos aos consumidores finais, pelos distribuidores, da energia comercializada nos leilões, será permitido o repasse a partir do ano-base A, considerando-se até 103% da quantidade total de energia elétrica contratada em comparação à carga de fornecimento anual do distribuidor.

Já na contratação livre, serão efetuadas compras e vendas de energia elétrica entre os agentes mediante contratos bilaterais, nos quais constarão os prazos e volumes dessas operações. Os consumidores potencialmente livres só poderão trocar de fornecedor de energia após apresentação de declaração formal ao seu distribuidor, em até 15 dias antes da data em que este for obrigado a declarar a sua necessidade de compra de energia para entrega no ano seguinte. Por outro lado, caso os consumidores livres desejem regressar à condição de consumidor cativo, ou seja, atendidos por meio de condições reguladas, deverão informá-la ao distribuidor pelo menos cinco anos antes. Cumpre salientar que todos os contratos realizados tanto por contratação regulada quanto pela contratação livre, deverão ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a qual manterá ainda um mercado de curto prazo de comercialização de energia elétrica entre os agentes.

O novo modelo criou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em substituição ao Mercado Atacadista de Energia (MAE). O Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, regulamentou a sua criação como pessoa jurídica de direito privado e sem fins lucrativos, a ser regulada e fiscalizada pela ANEEL. Visando à comercialização de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), podemos destacar as seguintes tarefas da CCEE: promover os leilões de energia delegados pela ANEEL; registrar todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e os montantes contratados por contratação livre; contabilizar os montantes de energia elétrica negociados e os valores das operações no mercado de curto prazo; apurar infrações e, se delegada pela ANEEL, aplicar as devidas penalidades; efetivar o sistema de contabilização e liquidação financeira; manter acordo operacional com o Operador Nacional do Sistema; trocar informações com a ANEEL e a Empresa de Pesquisa Energética.

Um último ponto a ser enfatizado refere-se à preocupação do governo em evitar uma nova crise de energia, o que o levou a criar um comitê especialmente para

acompanhar a segurança de suprimento do país. Pelo Decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004, foi criado no âmbito do MME e sob sua coordenação, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a ser liderado pelo Ministro de Minas e Energia e composto por representantes do próprio ministério, da ANEEL, da ANP, da CCEE, da EPE e do ONS. De acordo com o referido Decreto:

Art. 3º Compete ao CMSE as seguintes atribuições:

I - acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;

II – avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, relativamente às atividades referidas no inciso I deste artigo, em horizontes predeterminados;

III – realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados, (...);

IV – identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; e

V – elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência da atividade indicada no inciso IV, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Como início prático da nova regulação do setor, em 7 de dezembro de 2004, foi realizado o primeiro Leilão de Energia Elétrica de Empreendimentos Existentes, o qual contou com 47 agentes, entre compradores e vendedores. De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2005) foram comercializados 1,19 bilhão de megawatts hora (MWh), somando algo em torno de R\$74,7 bilhões, o que envolveu 973 CCEARs. Foram negociados três produtos; isto é, três contratos de oito anos de duração cada, com datas de entrega de energia elétrica de: 2005 a 2012, de 2006 a 2013 e de

2007 a 2014. A tabela 10 mostra a alocação de energia contratada, o preço médio de venda e a receita auferida por produto:

Tabela 10

Receita gerada pelos CCEAR's por produto

Produto	Total de energia contratada (MWh)	Preço médio de venda (R\$/MWh)	Receita por produto (R\$)
2005–2012	634.938.912	57,51	36.515.336.829,12
2006–2013	475.608.096	67,33	32.022.693.103,68
2007–2014	82.190.016	75,46	6.202.058.607,36
Total	1.192.737.024	62,66	74.740.088.540,16

Fonte: CCEE (2005).

Podemos observar que a cada ano ou a cada produto, a quantidade de energia contratada diminuiu e o preço subiu. No entanto, os preços negociados neste leilão ficaram abaixo das expectativas. A tabela 11 mostra a variação de preço sofrida por cada produto:

Tabela 11

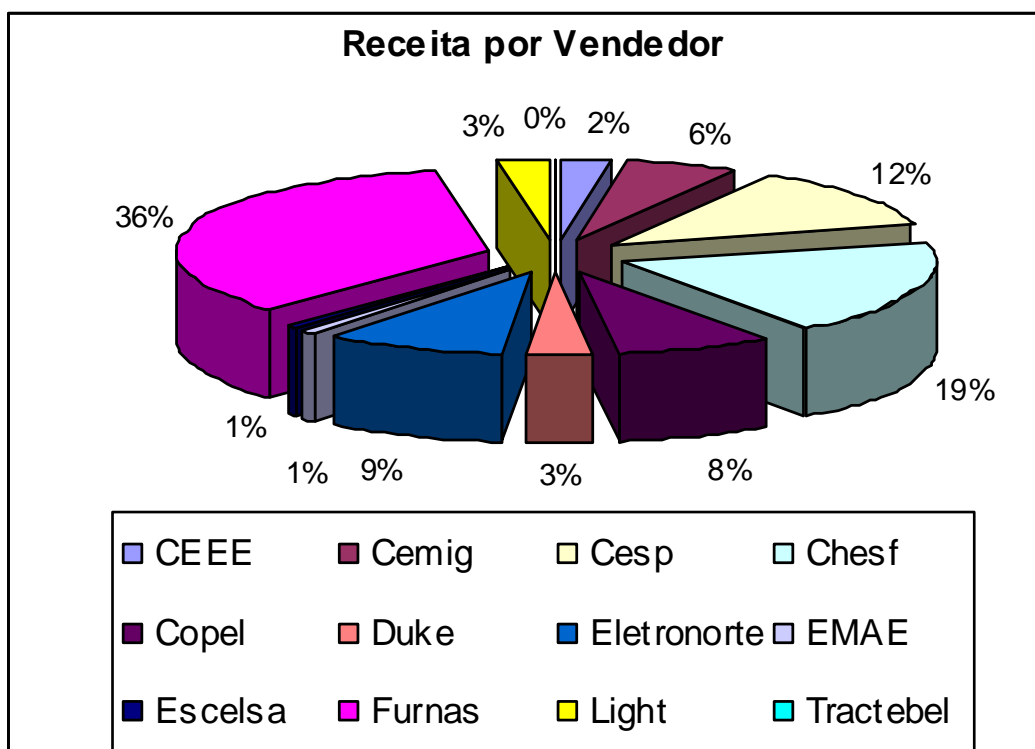
Preço inicial x preço médio final por produto

Preços (MWh)	Produto 2005	Produto 2006	Produto 2007
Preço inicial	80,00	86,00	93,00
Preço médio final	57,51	67,33	75,46
Diferença	28,11%	21,71%	18,86%

Fonte: CCEE (2005).

Ademais, verificamos que os vendedores pertencentes ao setor público, as estatais, foram os que mais venderam. Juntas, as geradoras federais do sistema Eletrobras - Furnas, Chesf e Eletronorte, responderam por 64,6% do total de vendas, ou seja, 10.995 MW médios; enquanto as geradoras privadas venderam apenas 6,5% do total ou 1.124 MW médios. A figura 2 ilustra a participação de cada um dos vendedores no total arrecadado:

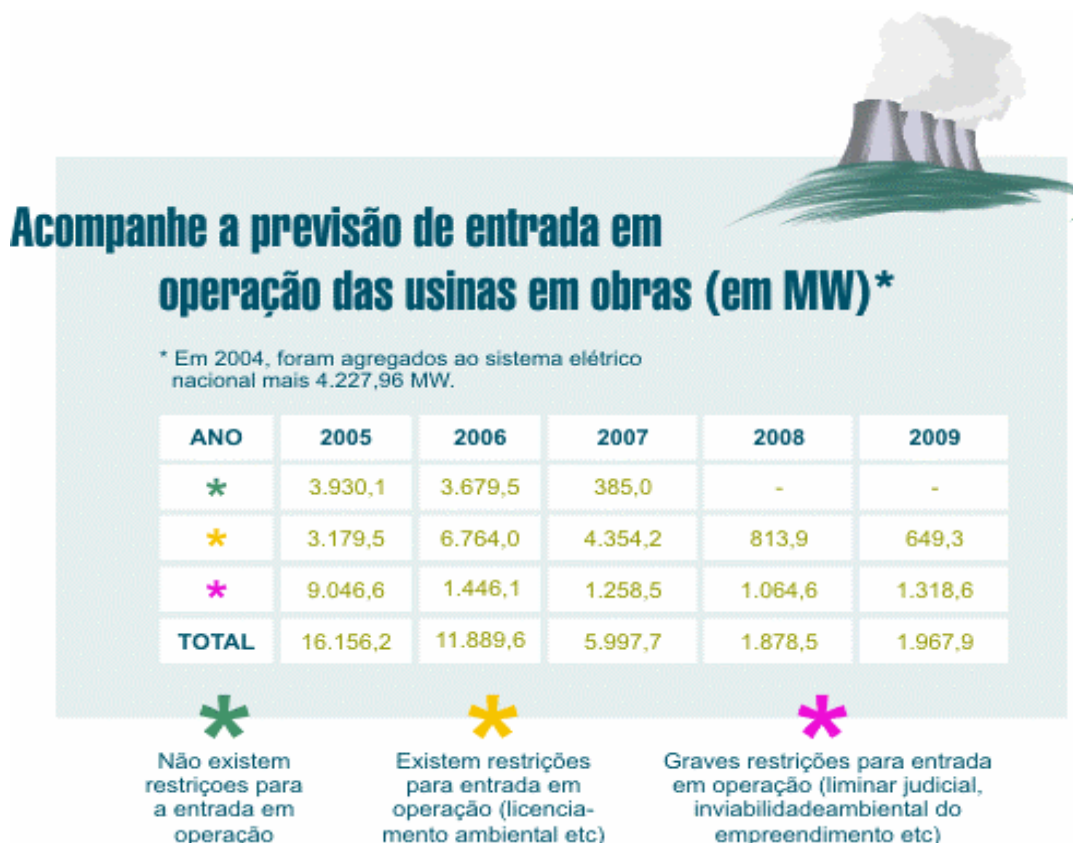
Figura 2



Fonte: CCEE (2005).

Apesar do novo modelo revelar a preocupação com a expansão da geração e que já se tenha começado a por em prática a nova legislação, os especialistas estão atentos à realização do primeiro leilão de energia de empreendimentos existentes. Segundo informações da ANEEL (tabela 12) e diante do alerta do ONS para 2008 e 2009, mesmo quando as usinas atualmente em obras entrarem em funcionamento, a demanda ainda não estará atendida. De acordo com Paulo (2004), se o PIB crescer em torno de 4% ao ano, a capacidade de geração terá de aumentar cerca de 5.000 MW ao ano. Como a construção de uma usina hidrelétrica leva cerca de cinco anos e a de uma termelétrica, cerca de 30 meses, existe o temor de um eventual desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica já em 2008.

Tabela 12



Fonte: ANEEL. Em <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim158.html>>

Por sua vez, o governo informou que esse cenário é conservador, por que não leva em conta as hidrelétricas que vão entrar operação em 2008, mas que ainda não têm licença ambiental, além de desconsiderar térmicas sem lastro por não terem contratos de gás e os projetos de fontes alternativas do PROINFA (GOVERNO, 2004).

Neste ponto é interessante observarmos as diferenças e semelhanças existentes entre o modelo anterior do setor de eletricidade do Brasil de 1998 e o novo modelo de 2004, como visualizado no quadro a seguir:

Quadro 1

Comparação entre os modelos de 1998 e 2004

Característica	Modelo 1998	Modelo 2004
Confeção do modelo	Consultoria internacional	Especialistas do setor coordenados pelo MME
Agência Reguladora - ANEEL	Sim	Sim
Desverticalização das empresas do setor	Sim	Sim
Privatização da Eletrobrás e suas controladas	Sim	Não
Competição na geração e comercialização	Sim	Sim
Manutenção da transmissão e distribuição como monopólios naturais regulados	Sim	Sim
Órgão responsável pelo planejamento da expansão	CCPE (fraco)	EPE (forte)
Órgão responsável pela operação do sistema	ONS	ONS

Característica	Modelo 1998	Modelo 2004
Segurança do abastecimento	Não há	Criação do CMSE
Mercado onde eletricidade é comercializada	MAE	CCEE
Expansão do setor	Licitada para agentes privados pelo maior ágio	Licitada para agentes públicos e privados pela menor tarifa (modicidade tarifária) e com licença ambiental prévia
Contratos de compra e venda de eletricidade	De curto prazo no MAE e de longo prazo entre os agentes	- Ambiente de contratação regulada com leilões de energia existente e energia de novos projetos; - Ambiente de contratação livre entre agentes
Produtor independente, autoprodutor e consumidor livre	Sim	Sim
Privatização	Da geração e da distribuição	Privado entra nos processos de licitação de novos projetos, mas não compra geração existente
Outros	- Período de transição: a partir de 2002 o montante registrado nos contratos iniciais (bilaterais) decresce 25% ao ano até 2006; - MRE: ajuste da geração entre as hidrelétricas para atenuar risco hidrológico	- Distribuidores terão que informar com 5 anos de antecedência o seu mercado consumidor; - Distribuidores deverão atender a 100% de seus mercados e obter lastro de 100% de seus contratos

Deste quadro, salientamos a existência das seguintes semelhanças entre os dois modelos: a regulação do setor via ANEEL; desverticalização das empresas em geração, transmissão, distribuição e comercialização; competição na geração e na comercialização; manutenção da transmissão e distribuição como monopólios naturais regulados; utilização da ONS na operação do sistema; mercado atacadista de energia (CCEE no novo modelo); manutenção do produtor independente, autoprodutor e consumidor livre.

Dentre as diferenças entre os modelos, verificamos: a utilização de consultoria internacional no modelo anterior e de especialistas do setor brasileiro no novo modelo; a privatização do sistema Eletrobrás indicada no modelo de 1998 foi retirada do novo modelo; o planejamento da expansão da CCPE passou a ser efetuada pela EPE; a garantia da segurança do abastecimento no novo modelo via CMSE; a expansão do setor que era licitada pelo maior ágio apenas para os agentes privados passou a ser licitada pela menor tarifa e com licença ambiental prévia a agentes públicos e privados; os contratos de energia que antes eram acordados para o curto prazo no MAE e diretamente entre os agentes para o longo prazo foram divididos em dois ambientes de contratação: regulado (para energia existente e nova) e livre (diretamente entre os agentes); o fim da privatização da geração no novo modelo.

O próximo capítulo apresenta a pesquisa de campo feita para ratificar a pesquisa bibliográfica. No âmbito da pesquisa de campo foram entrevistados nove especialistas do setor, que discorreram sobre o modelo do setor elétrico brasileiro implantado a partir de 1998, a crise de 2001 e a reformulação do modelo em 2004. Além disso, em algum momento da entrevista e por vontade própria, todos deram sua opinião sobre o papel do Estado no setor.

5 A PERCEPÇÃO DOS OPERADORES PÚBLICOS

Este capítulo apresenta os resultados da pesquisa de campo, conseguidos através de entrevistas semi-estruturadas entre setembro de 2004 e janeiro de 2005. O critério para a escolha dos entrevistados foi o da tipicidade (VERGARA, 2003); ou seja, foram procuradas pessoas que ocupam postos de primeiro, segundo e terceiro escalões nas instituições mais relevantes do setor elétrico e consultores experientes. Também foi levada em conta a disponibilidade do profissional para a entrevista e o acesso ao local onde estava o profissional. Dessa forma, foram feitas sete entrevistas no Rio de Janeiro e duas em Brasília.

O objetivo central destas entrevistas é detectar nuances não percebidas na investigação bibliográfica e quantitativa ou até mesmo confirmar os dados pesquisados até o presente capítulo. Se por um lado a pesquisa em livros, artigos e legislação descreve a reforma do Estado no setor de eletricidade, a visão dos operadores públicos nos fornece a vivência prática daqueles que atuam ou já atuaram neste processo.

Nesta pesquisa, foram contactados representantes de instituições públicas e privadas, mas não foi possível marcar reuniões com todos os representantes das instituições desejadas em prazo hábil para a conclusão deste estudo. O anexo B apresenta a ocupação de cada um dos especialistas consultados e a sigla pela qual serão designados doravante.

As entrevistas foram feitas a partir de uma pauta prévia de perguntas, configurando um questionário semi-estruturado. O entrevistado tinha liberdade para respondê-las, podendo ter mais de uma resposta por pergunta; sendo que, em alguns casos, a resposta foi dada fora da ordem programada pelo entrevistador. As questões propostas a todos os entrevistados foram as seguintes:

1. Fale sobre os aspectos positivos e negativos do modelo de 1998 do setor de energia elétrica brasileiro.
2. Qual a sua opinião no tocante às privatizações ocorridas no setor, no que concerne a sua eficiência e a forma como foram realizadas?
3. Quais as causas da crise de racionamento de energia de 2001?
4. Como a crise foi administrada?

5. Quais as resultantes da crise?
6. Quais aspectos positivos e negativos do novo modelo de 2004?
7. Qual seria a sua contribuição ao atual modelo ?

A partir dessas perguntas foram montados dois quadros comparativos com as respostas de cada entrevistado e foi feita uma síntese das causas da crise apontadas pelos profissionais ouvidos. Adicionalmente, foram feitas algumas observações no tocante à comparação entre os dois modelos e às opiniões relativas ao papel do Estado no setor elétrico brasileiro.

5.1 Causas da crise de 2001

Pode-se apreender das entrevistas que a crise energética brasileira não teve uma causa única, mas decorreu de um conjunto de ocorrências desfavoráveis que em 2001 levaram ao desequilíbrio entre oferta e demanda. Nas palavras do entrevistado Jerson Kelman:

(...) não houve uma causa, eu te destaquei, eu queria sublinhar isso, eu destaquei o que eu acho que é principal. Ocorreram diversas, foi uma multidão, na realidade é como uma queda de um Boeing, o Boeing não cai por uma falha. Você tem que ter múltiplas contingências pra que haja uma falha e assim foi nesse caso também. Então eu só destaquei aquilo que pareceu ser principal, mas ocorreram diversas outras.

Todos os nove entrevistados concordaram que uma das causas da crise seria a falta de investimentos no setor resultante do atraso nas obras de geração e transmissão programadas entre 1998 e 2001, além da não conclusão de usinas adicionais previstas para o período. A segunda causa mais citada (por sete dos especialistas) diz respeito ao superdimensionamento da energia assegurada, verificado nos contratos iniciais, o que impediu a contratação adicional e a conseqüente expansão do parque gerador. Em terceiro lugar, quatro entrevistados lembraram das condições hidrológicas adversas desse período de seca. Em quarto lugar, três deles citaram as seguintes causas para a crise: regras não suficientemente claras para atrair os investidores; o fato de que só em

1995 foi elaborada a lei das concessões –ainda que a Constituição de 1988 tenha determinado que as concessões não poderiam ser outorgadas sem licitação –, o que significa que durante sete anos não houve outorga de concessão de geração e nenhum investimento foi realizado na expansão desse segmento.

A falta de percepção do governo da gravidade do problema e a falta de comunicação entre os órgãos do setor foram problemas apontados por dois entrevistados, que também se queixaram da falta de uma instituição que respondesse pela coordenação de uma política energética e da descapitalização das empresas do setor.

Destacamos as opiniões de cada um dos entrevistados no tocante às causas da crise. Para E1, a crise resultou da falta de novas concessões de 1988 até 1995, da falta de investimentos; da seca e da superestimação da energia assegurada, conforme os seguintes trechos:

E1: É, mas lembra quando eu disse que de 88, da Constituição, até 95 eu não tinha uma regulamentação da Constituição. Então não foi possível dar nenhuma nova concessão, isso vale para usinas hidrelétricas e vale para as linhas de transmissão.

*P:*¹ Ele tinha o artigo mas não virou lei?

E1: Não virou lei. Pode ser delegado, mas como pode ser delegado? Então isso daqui, durante esses oito anos, nenhum novo empreendimento foi outorgado. Além disso, a capacidade do Estado, a inadimplência setorial, tudo isso contribuiu para que eu não tivesse investimento. Então, quando nós chegamos em 2001, eu tinha uma capacidade de geração, mesmo que a partir de 98, eu comecei a crescer a geração, eu ainda não tinha uma situação folgada.

P: A lei veio em 98. A partir dali, começou a crescer o investimento, a regulamentar para o privado entrar.

E1: A partir de 95, com a lei 9.074, me permitiu atuar nas obras que estavam paralisadas e já me permitiu outorgar novas concessões. Mas, efetivamente, foi em 98 que eu passei a ter a ANEEL, com o papel de poder concedente, que isso começou a se desenvolver. Mas em 2001 eu ainda não tinha uma situação efetivamente folgada, e mesmo que eu tivesse todos os investimentos, se eu tivesse toda a situação resolvida, eu teria problemas em 2001, porque naquele ano, os níveis dos reservatórios chegaram a uma situação crítica. Não tinha água para enfrentar ...

¹ A sigla P foi usada para identificar as perguntas da entrevistadora e E1 para as declarações do entrevistado número 1.

(...)

E1: (...). Então, eu tinha uma capacidade de geração que ela foi reduzida significativamente.

P: Agora existe um outro argumento também dizendo que se chegou nesse nível baixo porque nos anos anteriores já estava cada vez mais caindo o nível dos reservatórios.

E1: Isso que é o argumento colocado no chamado relatório Kelman, quando ele diz que a energia assegurada foi superestimada, então eu permiti uma contratação superior à efetiva capacidade das usinas, e em função disso elas foram despachadas além do nível; quer dizer, se eu tivesse despachado menos as usinas e segurado de uma certa forma com térmicas nos anos de 99-2000, talvez eu tivesse uma condição de reservatórios melhor em 2001.

O entrevistado E2 apontou como motivos para a crise, a seca; a instabilidade regulatória; a implementação incompleta do modelo de 1998 e a falta de investimentos:

P: E daí, como se chegou no problema da crise?

E2: O que aconteceu? Por conta inclusive do programa de privatização você esperava que a iniciativa privada entrasse nos novos negócios. Eu digo que a crise de racionamento teve várias causas. Uma primeira foi a causa... Houve realmente um problema hidrológico, não se nega, em termos de chuva, choveu pouco, os reservatórios ficaram baixos; agora, não foi algo que o governo não soubesse. O presidente sempre foi avisado, isso tudo era muito bem acompanhado, só que não se deu a devida importância, inclusive, pelo Ministério da Fazenda. O Ministério de Minas e Energia sempre pleiteava reduções fiscais, teve a criação do PPT, o programa com reduções para a parte fiscal em cima do gás para poder viabilizar esse tipo de projeto, ou Programa Apagão, ou projetos hidrelétricos ou programas na área de energias renováveis como PCH-COM, PRÓ-EÓLICA. Com a crise, o investidor privado não tinha interesse em colocar os recursos porque, primeiro os custos, as taxas do BNDES ainda não eram atrativas. O BNDES não tinha uma quantidade de recursos tão grande assim, porque a parcela do BNDES aplicada no setor elétrico já estava muito comprometida com a privatização e no BNDES não separam a área de setor energético como sendo: recursos para privatização, recursos para novos investimentos, eles colocam energia elétrica. (...) E nesse sentido de risco, as incertezas regulatórias eram enormes naquela época em função tanto do mercado externo como em função do mercado interno. Para você ter idéia, como eu estou há quatro anos no Ministério, durante dois anos, os dois primeiros anos nós trocamos seis ministros. Cada ministro com uma posição, com uma postura diferente, vindo de facções políticas diferentes, também.

PSDB, PMDB, PFL. Cada um vinha trazendo a sua equipe, vinha trazendo as suas idéias e não teve continuidade nos trabalhos.

P: Então você acha que o marco regulatório não estava bem definido para que houvesse um investimento privado?

E2: Exatamente. Porque faltou, não teve continuidade. Outro ponto que aconteceu foi justamente que esse modelo que foi criado não teve a sua completa implementação. Ele chegou até determinada fase. Não se teve todo o debate político, não se teve toda a construção dos decretos necessários, portarias. Ele não foi totalmente regulamentado. Então, era um modelo que no final das contas também não acabou funcionando pela não, vamos dizer, não concretizou todas as etapas regulatórias. E isso gerou uma série de problemas. E como eu falei em relação à crise, isso acabou, levou a quê? Para você acabar atraindo os investimentos privados, como os riscos eram elevados, as taxas Selic também elevadas no país, fazendo com que os investidores preferissem aplicar em banco. Acabou acontecendo que os investidores privados não tinham também ou exigiam uma tarifa do governo muito elevada...

Na opinião de E3, a crise foi motivada pela falta de uma política de planejamento do setor; pela falta de investimento devido à descapitalização das empresas do setor e à energia assegurada superestimada:

E3: Isso. Aí, isso tem uma relação interessante com a questão anterior que eu te falei que é o tripé: modelo regulatório, modelo de mercado e a política. Faltou nesse modelo anterior, a política. Porque é a política que dá as diretrizes, diz como é que deve ser. E a política cuida do marco e cuida do planejamento. Então, faltou planejar naquele modelo. Então, foi justamente o fato de ter havido um desaparelhamento da estrutura, que eu chamo de estrutura de governança na indústria da energia elétrica, é que causou, é que levou ao racionamento. Porque você perdeu o aparato político total. Não tinha! Logo, não tinha planejamento. O modelo regulatório inadequado! O modelo de mercado inadequado. O modelo de mercado não sinalizava para o investimento, se não há sinal pra investimento, não há investimento e não há suprimento, logo...

P: O Estado também parou de investir.

E3: Também parou porque foi proibido, porque se acreditou no modelo de mercado.

P: Até porque eu acho que já havia a restrição do FMI por superávit primário.

E3: Isso. Consenso de Washington e todas aquelas coisas. E aí, as empresas entraram no PND e foram proibidas de fazer o investimento.

P: Daí parou a expansão?

E3: Parou a expansão. E dessa perspectiva, e também houve um problema desde 1980, da década de 80, esse problema foi se agravando ao longo da década de 90 e explodiu em 2000, que foi a própria administração dos reservatórios, a energia assegurada, o uso predatório dos reservatórios que é um problema físico, que realmente houve. Naquela época, na década de 80, as empresas estavam passando por uma crise financeira muito séria que foi resultado do constrangimento da balança, da balança comercial que o Brasil, aquela história do Delfim que vamos pagar a dívida, vamos pagar a dívida e, aí, veio a inflação. Aí, na tentativa de reduzir a inflação, uma das políticas que o Delfim adotou e os que vieram depois até o Sarney, foi não deixar as tarifas públicas subirem. Então as empresas do setor elétrico não foram remuneradas... (...)

O que acontecia é que não houve reajuste e aí as empresas foram perdendo caixa e aí elas entraram em dificuldade econômica-financeira.

P: E a inflação na época era crescente?

E3: Crescente, galopante. E por outro lado...

P: A renda real delas estava caindo.

E3: Caindo e a receita real delas caindo, então elas não tinham caixa de médio prazo (...). Então o investimento foi reduzido, houve o agravamento do uso predatório do reservatório, porque as séries históricas que estava de nível de armazenamento de chuvas, na década de 80 foi horrível, foi um período, assim, crítico. Então, juntou a falta de investimento e a falta do insumo natural que é a água, então, começaram a usar de forma predatória os reservatórios, você precisava de mais.

P: Isso é quando você vai utilizar acima do valor de....

E3: Do nível de segurança que nós chamamos.

Para *E4*, a origem da crise estava na falta de novas concessões, de 1988 até 1995; na falta de investimento devido à descapitalização das empresas do setor e pela superestimação da energia assegurada:

E4: Olha, na minha visão, a crise de 2001, ela começa a ser construída muito antes, eu diria em 1988. Por que em 88? Porque em 88, com a Constituição, as concessões, elas não poderiam ser outorgadas sem licitação. Só que esse dispositivo da Constituição só foi vir a ser regulamentado em 95, que foi a lei de concessões. De 88 até 95, foram 7 anos, sem outorga de concessão de geração. (...) Tirando essas exceções, praticamente o que foi feito de novas usinas nesse período foi um estoque de concessões que já tinham sido outorgadas anteriormente a 88, e

que as próprias empresas estatais estavam com isso em carteira, estavam desenvolvendo esses projetos e continuaram colocando.

P: E porque ficou esse vácuo? Existe algum motivo?

E4: Foi uma razão talvez política, ideológica, talvez a própria crise política.. (...) Então eu diria: aí é o início de construção da crise. Nesse período não se investiu em expansão de geração. No ponto de vista de transmissão e distribuição, você tem ainda neste período de 88 até 93, inflação galopante, uso de tarifas para controlar inflação, descapitalização das empresas, baixíssimo investimento na expansão das redes.(...).

Então, em 95, com lei de concessões, vem todo um programa de retomada de obras paralisadas, com participação privada. Começam a sair do papel alguns projetos, mas a coisa já estava comprometida; ou seja, o sistema elétrico já estava bastante comprometido. O que acontece? Se iniciam as licitações de novas usinas, já em 96-97, (...).

(...), o próprio relatório da crise mostra isso... ele mostra que pela falta de investimentos, a energia armazenada nos reservatórios começa a cair... (...) foi o Jerson Kelman que coordenou, e tem dados do próprio ONS... então, observa-se nitidamente que a partir de 97, a cada ano, o nível médio dos reservatórios vai caindo.

(...)

Talvez nem tivesse crise! Como essa crise foi construída gradativamente, ou seja, foi retirando água dos reservatórios gradativamente; se eu tivesse mais investimentos, não é só mais investimento em geração com novas usinas, mas também investimentos em transmissão. Parte da crise pode ser atribuída por falta de investimento em transmissão. (...). Então, foi uma série de fatores que são co-responsáveis.

P: Mas ligadas ao planejamento, basicamente, né?

E4: Tem mais um que eu acho que precisa ser dito também; até porque ele tem uma consequência muito recente, isso lá nos idos de 98. Como é que se fez? Na época do modelo antigo, antes da privatização, era necessário, no ambiente de competição, dar um certificado de energia, ou seja, quanto de energia que cada usina poderia vender, que é a energia assegurada (você já ouviu falar nisso também)... Então, é fato que em 98, quando foi feito o cálculo dessas energias asseguradas, por uma razão ou outra houve um superdimensionamento dessas energias. A ANEEL, na época, ela tentou conter, ela observou isso, ela tentou conter, ela pediu que fosse refeito esse cálculo na época ainda da Eletrobras – GCOI; na época, quem fez essa conta, e terminou que a ANEEL estabeleceu, como energia assegurada, 95% dos valores que foram informados (...), já se resguardando, mas ainda assim ela ficou superdimensionada. O que significa esse superdimensionamento? É uma falsa impressão de atendimento. Você tinha o

certificado, tanto isso é verdade, que a crise não se deu por falta de contratação das distribuidoras. Durante a crise, as distribuidoras estavam plenamente contratadas. A energia que elas precisavam, elas tinham no contrato, que era o contrato inicial. A geradora é que não tinha a energia para entregar.

E5 destacou dentre as origens da crise, a falta de investimentos devido à instabilidade regulatória; o risco hidrológico causado pela seca e a superestimativa da energia assegurada:

E5: Foi devido à instabilidade regulatória ou uma insuficiência no nível de investimento, que fosse capaz de prever, que fosse capaz de evitar o racionamento. Isso seria o primeiro motivo. O segundo motivo, eu diria, é uma característica do sistema elétrico brasileiro, cuja a oferta de energia em 80% vem de usinas hidráulicas. Isso, inerentemente, trás um risco hidrológico embutido, ou seja, se não chover por um longo período ou fizer períodos de secas, você vai ter uma disponibilidade menor de energia; não tem jeito; e com o crescimento da demanda e o não acompanhamento da oferta, o que é que aconteceu? ... Os nossos reservatórios plurianuais viraram anuais, porque o que aconteceu?... A demanda foi crescendo e a capacidade de oferta não seguiu. Então, o reservatório demorava cinco anos para encher, e esvaziar ele fez isso em um ano porque ele se deplecia muito rápido.

(...)

Eu diria o seguinte: (...) primeiro motivo: a insuficiência de investimentos. Segundo motivo: a questão de você ter uma oferta 80% baseada em oferta hidráulica, que depende de chuvas, e aí a gente pode depurar análise. E aí, como é que a gente vai depurar análise? Olha, um dos fatores que também conta é que mesmo tendo hídrica, que é que aconteceu? A energia assegurada das hídricas existentes estava superavaliada. Aí, nós vamos entrar em mais detalhes; digamos que consubstanciam essa tese de que houve ausência de investimentos. Porque, o que aconteceu no dia-a-dia, na verdade, é que você começou a utilizar os reservatórios. É o que a gente chama de depleciar, ou seja, você começou a queimar água (queimar não é a expressão) ... Você, quando começou a utilizar água do reservatório, que numa operação ótima de um sistema, por exemplo, de um sistema hidrotérmico, quando você faz o cálculo, seria preferível você começar a rodar a térmica e poupar sua água para o futuro, porque não é verdade que a água não tem custo. A água tem um custo de faltar no futuro, então, o que acontece? ... Foi exatamente o que aconteceu no racionamento... Eu cheguei a um ponto que eu não deveria mais; ou seja, eu deveria começar a usar a energia térmica.. Como eu não tinha energia térmica, eu continuei usando os reservatórios, só que aí ela faltou no futuro e quando ela faltou no futuro, o custo ficou bastante elevado.

E6 ressaltou como importantes aspectos desencadeadores da crise, o superestimação da energia assegurada, não se ter aplicado o racionamento em 1999, quando já se sabia que o risco de déficit era superior a 5%, e a falta de investimentos no setor:

E6: (...) O nosso risco com o volume dos reservatórios era fixado em 5%; ou seja, nós tínhamos uma chance em cada 20 anos de racionar. Quando eles precisavam de um valor para que cada usina tivesse um valor de negócio, onde fizeram a energia assegurada, esse conceito de energia assegurada não foi checado se ele batia com o risco. Então, não se tem certeza, isso ninguém quis fuçar muito ou trabalhar muito nessa questão, se perguntando o seguinte: na data que fizeram essa repartição, nós estávamos na situação do risco ótimo de cálculo ou nós começamos já com uma perda ou um ganho de energia sobrando? (...) Porque, quando você trabalha com risco e, principalmente, no caso do setor elétrico, tínhamos trabalhado sempre com o risco de 5%. Se tivesse a 3%, estaríamos construindo usinas demais; se tivéssemos com 10% de risco, nós estávamos muito mais próximos de um racionamento do que a gente queria prever. Então, essa discussão, que é a única correta do assunto, nunca foi feita e nunca será feita!

(...)

Então, uma das causas do racionamento foi exatamente isso. Existia energia, energia que não existia... e estava contado! Ou seja, o risco que estava ocorrendo na ocasião era maior do que o risco de divisão.

(...)

Não, a crise é o seguinte: vamos botar em termos técnicos, primeiro, para ver que eu trabalhei sempre com os riscos que nós trabalhamos; e é nós que eu digo porque eu participei de todas as modelagens que criou o conceito de risco. Quando se trabalha com risco, com um critério que é probabilístico, você tem que ter força e poder para usá-lo. É fundamental. E na realidade, o ministro não teve força e nem poder para usar, não teve. O critério foi rompido e o ministro não teve ou vontade ou não teve força do governo ou não teve apoio para usá-lo.(...) Então, se passa de 5% aqui de risco, a gente tem que racionar. (...) Eu fiquei dentro, lá do governo, nesse período. Eu cheguei lá, já deveria estar racionado, porque o risco em 99, eu cheguei em junho de 99, junho de 99 estava em tomo de... eu não sei exatamente, porque quando eu fiz o primeiro questionamento numa reunião com o governo, eu perguntei: “Mas qual é o risco que tá?” Ele tava em 11% quando eu perguntei.

(...)

E6: Uma reunião oficial no ministério com todo mundo que apitava no racionamento. Todo mundo que já tinha passado o critério. Mas passar o critério, como ele é probabilístico, pode dar uma chuva, o diabo que deu! Esse que é o problema. No fim de 99 choveu! Então eles pensaram que isso resolvia, mas continuou com um risco alto. O risco estava rompido também lá.

(...)

P: Por que se chegou nisso? Não houve investimentos?

E6: Foi falta de investimentos...

(...)

O período que ficou, vamos dizer assim, em crise, na realidade começou em 95, por aí. Em 95, a gente sinalizou que estava começando a ficar apertado. Isso rolou ... em 99 foi o limite ... Não dava mais; ou seja, ou aplicava ou não tinha mais como salvar. Em 95 estava beirando, entende? Quando você fala 5%, é aquela margem que eu falei aqui do reservatório. Para nós, é assim...

No tocante às origens da crise, *E7* enfatizou a seca, a falta de investimentos no setor, a falha dos gestores do setor na percepção da profundidade da crise e a superestimativa da energia assegurada:

E7: (...) E aí houve uma situação que foi se agravando ano a ano, 96, 97, 98. Qual foi a situação? Que a gente que trabalha com planejamento sabia que no primeiro período de precipitação pluviométrica crítica, o risco era iminente. O que ocorreu durante esse período é que as expansões previstas não ocorreram, as obras em andamento atrasaram e o sistema interligado saiu de uma situação de regularização plurianual pra uma situação de regularização anual. Que isso significa? Significa o seguinte: o nosso sistema tem que operar com uma situação plurianual; ou seja, ele tem que estocar água pra superar três anos, quatro anos de período crítico, ok? E a gente sabia que o sistema não tinha essa condição.

(...)

Isso porque não houve investimento nas novas usinas e nas que estavam aí, o investimento estava praticamente paralisado.(...)

P: Então, na sua opinião, a principal causa da crise foi a falta de investimento?

E7: A principal causa do racionamento foi a falta de investimento.

(...)

Olha, durante a crise; quer dizer... Antes do racionamento acontecer de fato, ser decretado, houve falhas. Houve falhas dos órgãos gestores: ANEEL, ONS, o próprio ministério... O quê que houve? O que estava claro pra quem conhece o planejamento setorial, é que nós estávamos operando aquém da margem de segurança. Nós não tínhamos segurança nessa regularização plurianual. Então, esperou-se demais. A própria ANEEL me lembro alguns meses antes, seis meses antes, estabeleceu um plano de racionalização. A racionalização é uma medida a médio prazo de se obter o mercado.

(...)

Quando começou o processo de privatização, se procurou parâmetros que garantisse, certo, a energia que os privados precisavam contratar. De uma forma assegurada. E as questões relativas à segurança do abastecimento, ficaram em segundo plano. Ora, antes do racionamento, fizeram-se os contratos iniciais, tava todo mundo contratado e não tinha energia...

P: A energia não tinha.

E7: É uma prova clara, né, de que os parâmetros que se criaram para viabilizar os contratos ... tá certo? Que se diziam que esses contratos assegurariam o abastecimento, são falhos!

P: Os parâmetros não foram aplicados ou foram falhos?

E7: Eles foram aplicados. As empresas contrataram. A ANEEL mandou a gente fazer... Eu tava na empresa de distribuição, fiz contrato com fornecedores, a energia assegurada tava ali e tudo e cadê a energia? Se fez uma diferenciação entre a parte física do sistema da parte contratual, ok?

Para o entrevistado E8 a crise foi desencadeada pela superestimativa da energia assegurada e pela falta de investimentos no setor:

E8: (...) você sabe que as usinas hidrelétricas, elas não podem vender quanta energia elas quiserem. Elas estão limitadas ao lastro que elas têm, que é energia assegurada. Então, se há algum equívoco e as energias asseguradas são superestimadas, aí você fica com a falsa sensação de que tem um parque gerador que atende a sua demanda, quando não é verdade, e aí se você, se você tem um parque gerador que consegue na realidade atender uma demanda de 90, mas há um problema qualquer e as pessoas imaginam que ele é capaz de atender uma demanda de 100, você fica com esse parque, que na realidade atende 90, atendendo uma demanda de 100, e não se cria essa demanda, essa necessidade de novos investimentos para gerar os 10 que faltam entre 90 a 100, entende? Então, no fundo, isso foi um dos fatores fundamentais pra que não tivessem

contratos de longo prazo. Havia uma superestimação da capacidade de geração do parque existente.

P: Quer dizer, o contábil e o físico não estavam batendo?

E8: Tudo isso é simples questão de critério. O que você considera que seja o lastro do sistema, depende do risco. O lastro ou capacidade de atender, qual a demanda? (...) Quanto maior o risco, maior o mercado que se pode atender com o mesmo parque gerador. É assim...

(...)

É claro que há diferenças de opiniões e tal, mas exemplo claro é a implantação dessa lógica de que o licenciamento ambiental deixou de ser uma responsabilidade do empreendedor. Essa é uma das razões da crise, foi uma das razões da crise. Porque com frequência, a ANEEL licitava os empreendimentos. Essa é uma causa menor, na minha opinião. A ANEEL licitava os empreendimentos, ficava com uma lista de, quer dizer, ela ficava com um plano de expansão. Não é que o sistema ia aumentar com base nesses resultados legais, que os leilões resultaram em empreendedores interessados em fazer o empreendimento. Isso teve implicação na própria operação, porque a operação do sistema é sempre feita, você deve saber isso, olhando cinco anos na frente. Então, se o modelo de otimização entende que nos próximos anos vão entrar novas usinas, ele não fica. Se a situação hoje... os reservatórios estão baixo, você não entra em pânico porque no futuro vão ter usinas que vão compensar isso, ou térmicas ou hidrelétricas, tá? E quando essas usinas não se materializam, você na realidade... Se você olhar pra trás, você devia ter sido mais cauteloso e não usado água dos reservatórios e, sim, despachado as térmicas preventivamente ou feito um racionamento preventivo de pequeno, de pequena, de pequena intensidade. Quer dizer, é muito mais grave você ter um racionamento de 20% da carga do que você ter muito tempo de racionamento de 2% da carga. Quer dizer, é preferível você ter muito tempo de racionamento de 2% da carga, do que de repente ter uns 20% da carga, tá bom? Então, se nós soubéssemos, se os operadores soubessem, lá no passado, que aquelas usinas que estavam programadas não iriam se materializar, a operação lá atrás teria sido mais cautelosa e teria se economizado mais água. Isso é uma das coisas que teriam evitado o racionamento, tá? Por que que houve essa visão cor-de-rosa de que as usinas iam entrar? Parte, porque as usinas foram listadas e tinha gente interessada. E por que que elas não entraram? Não entraram, não é só essa a razão, mas parte das razões foi em alguns casos porque o órgão de licenciamento ambiental, seja federal, seja estadual, mais frequentemente o estadual, não teve sensibilidade de que essas usinas, de que essas usinas é... vamos dizer, os interessados na materialização dessas usinas não são só os empreendedores, não é só o interesse privado que está em jogo. Havia interesse público também no jogo, porque se elas não se materializassem, você poderia ter o racionamento como veio ter...

De acordo com E9, a crise se originou da falta de investimentos no setor e da instabilidade regulatória:

E9: Justamente as pessoas não estavam acreditando, o fato de você não atrair os investimentos privados diz respeito à dificuldade que as pessoas tinham de acreditar que elas seriam capazes de vender energia mais cara num mercado que competia com outros produtores, frequentemente estatais, cujo custo de produção era muito mais baixo. Então, a única forma de você conseguir viabilizar esses projetos era você fazer o tal *project finance*² e aí pegava um PPA [*Power Purchase Agreement* - Contrato de Compra de Energia] e o PPA dava uma garantia de que você ia ter mercado para vender aquela energia. Porém, ficava difícil arranjar o “trouxa” que iria assinar os tais PPAs. Então, não se viabilizaram os investimentos. É claro que tudo isso tem a ver com medo do marco regulatório... Na verdade, é uma maneira de dizer que o modelo está errado.

² *Project Finance* é uma forma de financiamento de projetos. Segundo Faria (2003), o *Project Finance* é uma alternativa de crédito de longo prazo que permitiu a viabilização de novos projetos no setor de energia elétrica, após a desregulamentação do setor.

5.2 Balanço do modelo de 1998

Quadro 2

O modelo de 1998

ENTREVISTADO	PONTOS POSITIVOS	PONTOS NEGATIVOS
E1	<ul style="list-style-type: none"> • atração de capital privado • competição na geração e comercialização, mantendo o monopólio natural na transmissão e distribuição • criação de novas instituições: ANEEL, ONS, MAE • expansão da geração e das redes elétricas • utilização de consultoria especializada 	<ul style="list-style-type: none"> • falta de planejamento adequado • modelo não foi totalmente implementado e o programa de privatizações não foi concluído • início da privatização antes da estruturação do modelo em leis • a desverticalização não apareceu como obrigação legal
E2	<ul style="list-style-type: none"> • privatização da geração e distribuição • desverticalização 	<ul style="list-style-type: none"> • planejamento fraco • falta de estímulo ao investimento • privatização através de leilão pelo maior ágio prejudica modicidade tarifária • BNDES financiou investidores privados nas privatizações
E3	<ul style="list-style-type: none"> • Privatização • Desverticalização • criação da agência reguladora • esvaziamento do papel da Eletrobras diante de um modelo 	<ul style="list-style-type: none"> • falta de planejamento • modelo não foi totalmente implementado e o programa de privatização das geradoras ficou inconcluso • falta de estímulo ao investimento, por erro no desenho de

ENTREVISTADO	PONTOS POSITIVOS	PONTOS NEGATIVOS
privado		<p>mercado que incentivava negociações no curto prazo, mas não no longo</p> <ul style="list-style-type: none"> • falha do modelo regulatório: o poder concedente delegado à ANEEL • falta de uma política para o setor • cópia do modelo inglês (térmico) sem adaptação às especificidades brasileiras • BNDES financiou investidores privados nas privatizações
E4	<ul style="list-style-type: none"> • adoção do modelo competitivo e abertura do mercado • competição na geração e comercialização, mantendo o monopólio natural na transmissão e distribuição 	<ul style="list-style-type: none"> • falta de planejamento • modelo não foi totalmente implementado e o programa de privatização das geradoras ficou inconcluso • início da privatização antes da criação da ANEEL e da regulamentação do modelo • a questão da revisão tarifária não ficou esclarecida
E5	<ul style="list-style-type: none"> • atração de capital privado • expansão dos investimentos em geração, transmissão e distribuição 	<ul style="list-style-type: none"> • falta de um articulador político (planejamento) • modelo não foi totalmente implementado e o programa de privatização das geradoras ficou inconcluso • instabilidade regulatória
E6	<ul style="list-style-type: none"> • utilização de consultoria especializada que elaborou relatórios claros sobre cada etapa do modelo 	<ul style="list-style-type: none"> • falta de planejamento • modelo não efetivou todos os estágios

ENTREVISTADO	PONTOS POSITIVOS	PONTOS NEGATIVOS
		<ul style="list-style-type: none"> • cópia do modelo inglês (térmico), sem adaptá-lo às especificidades brasileiras • utilização do conceito de energia assegurada para cada usina, em detrimento da otimização do sistema • aproveitamento de pessoas com conhecimento insuficiente para atuarem com a consultoria estrangeira na elaboração do modelo • consumidores industriais sem opção de escolha do fornecedor de energia, onerados por altos custos de transmissão
E7		<ul style="list-style-type: none"> • falta de planejamento • pouco tempo para implementar toda a reestruturação • nova regulamentação simultânea à privatização • falta de estímulo ao investimento na expansão; privatização da geração existente e impossibilidade do capital estatal investir na expansão, por causa das metas de superávit primário do governo • permissão para que o empréstimo tomada pelo investidor na privatização fosse contabilizado como serviço da dívida da empresa privatizada, repassando esse custo ao

ENTREVISTADO	PONTOS POSITIVOS	PONTOS NEGATIVOS
E8	<ul style="list-style-type: none"> estímulo à inovação tecnológica e à concorrência através das forças de mercado menor dependência da iniciativa governamental 	<p>consumidor</p> <ul style="list-style-type: none"> falta de planejamento modelo não foi totalmente implementado e o programa de privatização das geradoras ficou inconcluso falta de estímulo ao investimento, devido à base hidroelétrica brasileira que gera flutuação de preços no curto prazo e não incentiva a negociação de contratos de longo prazo
E9	<ul style="list-style-type: none"> desverticalização competição na geração e comercialização, mantendo o monopólio natural na transmissão e distribuição 	<ul style="list-style-type: none"> modelo não foi totalmente implementado, pois não conseguiu estabelecer competição como pretendido privatização através de leilão pelo maior ágio prejudica a modicidade tarifária cópia do modelo inglês (térmico), sem adaptá-lo às especificidades brasileiras.

Podemos verificar que no que tange aos aspectos positivos do modelo de 1998, a privatização – que implantou a prática competitiva na geração e na comercialização, mantendo o monopólio natural na transmissão e na distribuição – foi o mais citado entre os entrevistados. Em seguida, veio a desverticalização e os demais aspectos, como a criação de novas instituições para o setor, a expansão da geração e das redes elétricas e a utilização de consultoria especializada.

Do ponto de vista dos aspectos negativos do modelo, observamos que a falta de planejamento e a não implementação completa do modelo (o programa de privatizações não foi concluído) foram as mais lembradas pelos entrevistados. Logo depois, o início da privatização da distribuição antes de se regulamentar o modelo, a falta de atração de novos investimentos para o setor e a privatização via leilão pelo maior ágio – que prejudica a modicidade tarifária – foram citados pelos especialistas. Já o fato de se ter copiado o modelo inglês, que é baseado em termelétricas, sem adaptá-lo às especificidades brasileiras também recebeu destaque nas entrevistas. E por último, alguns entrevistados salientaram o fato do BNDES ter financiado empresas privadas no processo de compra de empresas públicas.

5.3 Balanço do novo modelo de 2004

Quadro 3

O modelo de 2004

ENTREVISTADO	PONTOS POSITIVOS	PONTOS NEGATIVOS
E1	<ul style="list-style-type: none"> • retomada do planejamento pelo MME com o apoio da EPE • modicidade tarifária através de subsídio da energia velha mais barata e de leilões pela menor tarifa • segurança do abastecimento via contrato oriundo do leilão com licença ambiental prévia • criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico 	<ul style="list-style-type: none"> • falta de estabilidade das regras, pois o detalhamento do modelo é feito por decreto (pode ser alterado por novo ministro) e não por lei, que é submetida ao Congresso • criação de novas instituições e possibilidade dos subsídios onerarem ainda mais a tarifa paga pelo consumidor
E2	<ul style="list-style-type: none"> • retomada do planejamento pelo MME com o apoio da EPE • modicidade tarifária via leilões pela menor tarifa • marco regulatório estável conseguido com o respeito dos contratos preexistentes • ratificação do papel da ANEEL de regular, fiscalizar e 	

ENTREVISTADO	PONTOS POSITIVOS	PONTOS NEGATIVOS
E3	<p>mediar conflitos, não podendo definir tarifas</p> <ul style="list-style-type: none"> • participação de todos os agentes envolvidos na elaboração do modelo • continuidade do processo de reforma com a mesma ministra desde 2003 • diversificação do risco dos distribuidores ao comprarem de diversos geradores • retomada do planejamento pelo MME, com o apoio da EPE (retomada da política para o setor) • modicidade tarifária pelo planejamento de longo prazo e de leilões • segurança do abastecimento através de contrato conseguido em leilão, com licença ambiental prévia e planejamento do setor • marco regulatório estável com base em lei (votada pelo Congresso) • recuperação do poder concedente, que fora delegado à ANEEL de forma equivocada • criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico • revisão do ONS 	<ul style="list-style-type: none"> • ambientes nacional e internacional desfavoráveis a financiamentos

ENTREVISTADO	PONTOS POSITIVOS	PONTOS NEGATIVOS
E4	<ul style="list-style-type: none"> • criação da CCEE • decisão de não privatizar o sistema Eletrobrás 	
	<ul style="list-style-type: none"> • modicidade tarifária através de leilões • segurança do abastecimento através de contrato de longo prazo, com cinco anos de antecedência, conseguido por leilão • marco regulatório estável, pois o modelo manteve principais características do anterior 	<ul style="list-style-type: none"> • encargos e tributos que oneram tarifas não foram revistos e a criação de novas instituições poderá prejudicar ainda mais a modicidade tarifária • indefinição do indexador dos contratos de venda de energia • leilão separado para energia velha levará a uma perda de receita dos geradores existentes em relação aos novos • maior risco para distribuidoras, ao realizarem previsões de seus mercados com cinco anos de antecedência, sujeitas a penalidades, em caso de erros • falta legislação para sistemas isolados (sistemas não-interligados à rede nacional de transmissão) pode comprometer a modicidade tarifária através de subsídios aos mesmos • ao deixarem de ser cativos, consumidores livres poderão gerar aumento da tarifa paga pelos cativos restantes, devido aos custos fixos dos distribuidores

ENTREVISTADO	PONTOS POSITIVOS	PONTOS NEGATIVOS
E5	<ul style="list-style-type: none"> • retomada do planejamento do setor, integrando energia elétrica, gás natural e outros 	<ul style="list-style-type: none"> • falta de estabilidade das regras, pois o detalhamento do modelo foi feito por decreto (modificável por novo ministro) e não por lei, que é submetida ao Congresso • encargos e tributos que oneram tarifas não foram revistos • indefinição do indexador dos contratos de venda de energia, para verificar alocação de riscos entre agentes • dificuldade de cálculo do risco do gerador, que terá contratos com diversos distribuidores • ao se tornarem livres, consumidores cativos podem gerar aumento da tarifa paga pelos que ainda permanecerem cativos, devido aos custos fixos dos distribuidores
E6	<ul style="list-style-type: none"> • retomada do planejamento • modicidade tarifária • segurança do abastecimento • marco regulatório estável • participação de diversos agentes na elaboração do modelo • separação do sistema regulado e livre • legislação para consumidores livres permite que indústrias escolham distribuidoras mais baratas, reduzindo seus custos 	<ul style="list-style-type: none"> • encargos do setor oneram tarifas e estão altos • leilão separado para energia velha levará à perda de receita dos geradores existentes em relação aos novos

ENTREVISTADO	PONTOS POSITIVOS	PONTOS NEGATIVOS
E7	<ul style="list-style-type: none"> • retomada do planejamento • decisão de não privatizar o sistema Eletrobras • leilão pela menor tarifa 	<ul style="list-style-type: none"> • excessiva interferência dos agentes na construção do novo modelo • não há garantia da modicidade tarifária, já que o consumidor cativo terá tarifa mais cara do que o livre • distribuidores não planejam o mercado do consumidor livre, o que acarretará problemas na expansão da rede de transmissão
E8	<ul style="list-style-type: none"> • retomada do planejamento • modicidade tarifária através da média ponderada entre energia velha mais barata e a nova, mais cara, além da diminuição do custo da construção pelo setor privado • segurança do abastecimento com a exigência da contratação de toda carga dos distribuidores, havendo demanda por mais usinas geradoras • criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico • diminuição do risco do empreendedor, ao ganhar contrato nos leilões, além de licença ambiental prévia 	<ul style="list-style-type: none"> • quando administração pública planeja, tende a ser avessa ao risco, induzindo a um sobreinvestimento e, conseqüentemente, a tarifas mais caras.

ENTREVISTADO	PONTOS POSITIVOS	PONTOS NEGATIVOS
E9	<ul style="list-style-type: none"><li data-bbox="450 288 1173 368">• modicidade tarifária através da média ponderada entre energia velha mais barata e a nova, mais cara<li data-bbox="450 392 1173 520">• segurança do abastecimento através de contrato de longo prazo com cinco anos de antecedência, conseguido em leilão<li data-bbox="450 544 1173 628">• marco regulatório estável, pois o modelo é semelhante ao estatal de tarifa única, com otimização nacional	<ul style="list-style-type: none"><li data-bbox="1207 288 1854 368">• dificuldade de calcular o risco do gerador, que terá contratos com diversos distribuidores.

Cumpra destacar, com base nas respostas, que dos aspectos positivos apontados no modelo de 2004, a modicidade tarifária – via leilões pela menor tarifa e média ponderada entre o preço da energia velha mais barata e a nova mais cara – e o resgate do planejamento do setor com a criação da EPE foram os mais citados. Em segundo lugar, encontramos a segurança do abastecimento via contrato oriundo do leilão com licença ambiental prévia. Em terceiro, vem o marco regulatório estável, visto como favorável pelos especialistas, seguido da criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Finalmente, aparece a concordância com o papel da ANEEL como reguladora, fiscalizadora e mediadora de conflitos (sem poder para definir tarifas), a participação de diversos agentes na elaboração do novo modelo e a decisão de não privatizar o sistema Eletrobras.

Quanto aos pontos negativos do novo modelo, destacamos em primeiro lugar, a criação de novas instituições e subsídios para o setor, que poderão onerar mais ainda a tarifa paga pelo consumidor final. Logo depois vieram todos os demais aspectos negativos, empatados com dois votos: falta de estabilidade de regras – pois o detalhamento do modelo está em decreto, que pode mudar com a troca de ministro, e não em lei, que precisa passar pelo Congresso para ser modificada –, a indefinição do indexador dos contratos de venda de energia, a dificuldade de cálculo do risco do gerador – que terá contratos com diversos distribuidores –, o leilão feito separadamente para a energia velha deve levar a uma perda de receita dos geradores já estabelecidos em relação aos novos.

5.4 Observações finais

Após a visualização do balanço dos modelos de 1998 e 2004, é interessante verificarmos no que o novo modelo conseguiu corrigir do anterior e o que falta a ser feito, na opinião dos entrevistados. Neste intuito, vejamos o quadro 4 a seguir:

Quadro 4

Aspectos negativos do modelo de 1998 corrigidos ou não pelo modelo de 2004

Aspectos negativos do modelo de 1998	Correção pelo modelo 2004	Problemas do modelo 2004
Falta de planejamento	Resgate do planejamento pela EPE	-
Programa de privatizações não foi concluído	Decisão de não privatizar sistema Eletrobras	-
Privatização da distribuição antes de se regulamentar o modelo	- Marco regulatório estável (para alguns entrevistados); - Papel da ANEEL de regular, fiscalizar e não de fixar tarifas	Marco regulatório instável (para alguns entrevistados)
Falta de atração de novos investimentos para o setor	Contrato oriundo do leilão de novos projetos com licença ambiental prévia	Indefinição do indexador dos contratos de venda de energia e dificuldade de cálculo do risco do gerador (contrato com muitos distribuidores)
Privatização pelo maior ágio prejudica modicidade tarifária	Leilões pela menor tarifa e média ponderada entre o preço da energia velha mais barata e da nova mais cara	Criação de novas instituições e subsídios para o setor podem onerar mais a tarifa
Cópia do modelo inglês sem adaptá-lo às especificidades brasileiras	- Criação do CMSE (segurança do abastecimento); - Participação de diversos agentes do setor na elaboração do modelo	-

Do exposto no quadro acima, podemos depreender que para os entrevistados o novo modelo conseguiu contornar diversas adversidades enfrentadas pelo modelo anterior, porém alguns tópicos ainda encontram-se pendentes como: o marco regulatório

estável que para alguns especialistas ainda não foi atingido, posto que o detalhamento do modelo encontra-se em decreto, o qual pode ser alterado com a troca de ministro; problemas com a elaboração dos novos contratos de compra e venda de energia oriundos dos leilões (indefinição do indexador e dificuldade de cálculo do risco dos geradores que terão contratos com diversos distribuidores); criação de novas instituições e manutenção dos subsídeos poderão dificultar a modicidade tarifária.

Quanto ao papel do Estado no setor elétrico brasileiro, houve uma convergência de opiniões dos entrevistados quanto às obrigações inerentes a esse papel. A característica citada por quase todos os entrevistados foi a de que o Estado tem de ser o planejador da expansão do setor, devendo ainda monitorar o suprimento de energia do sistema. Em seguida, quase a metade dos entrevistados ressaltou que o Estado deve prover um ambiente favorável para que haja investimento privado na expansão do setor. Alguns especialistas também mencionaram que o Estado deve regular e fiscalizar o setor através da ANEEL e deve desonerar as tarifas de energia elétrica, pela redução de tributos e encargos sobre o setor.

6 CONCLUSÃO

O objetivo deste estudo foi descrever a reforma do Estado brasileiro no setor elétrico e como a crise de energia influenciou esse processo. Os subsídios foram conseguidos através de pesquisas bibliográfica e de campo. Na pesquisa de campo, foram entrevistados nove especialistas do setor, entre consultores e ocupantes de cargos de primeiro, segundo e terceiro escalão do MME, ANEEL, ANA, Eletrobras, ABRADDEE, FGV Projetos e da PUC-Rio. A pesquisa bibliográfica permitiu examinar: o desenvolvimento e a reforma do setor elétrico no Brasil, a reforma gerencial do Estado, o funcionamento do setor elétrico em países que passaram por reforma, a crise de 2001 no Brasil, a mudança política a partir de meados de 2002 e a proposta de um novo modelo. Quanto às entrevistas, estas auxiliaram a identificar os aspectos positivos e negativos do modelo de privatização do setor, de 1998, e do atual modelo, de 2004, além das causas da crise e a opinião dos especialistas sobre o papel do Estado no setor em questão.

De uma perspectiva histórica, foi observado que o papel de principal investidor na expansão do sistema elétrico no Brasil, ora coube aos agentes privados – como na implantação do sistema, no final do século XIX –, ora ficou a cargo do setor público, como ocorreu do primeiro governo Getúlio Vargas (1930-1945) até a crise do Estado nos anos 1970/1980.

Segundo Boschi e Lima (2002), o processo de construção do Estado ou *state building* ocorreu em meio à forte atuação do Estado no desenvolvimento industrial do país, o que perdurou do início dos anos 1930 até os anos 1980. Assim, esse ciclo inclui, entre outros, os governos de Vargas, de Juscelino Kubitschek e o período do regime militar. O auge da intervenção do Estado no sistema elétrico se deu em 1962, com a criação de uma estatal para o setor, a Eletrobras.

Nos anos 1970, os dois choques do petróleo (1973 e 1979) dificultaram o crédito externo para o Brasil e, segundo Abrucio (2001a), pressionaram ainda mais o déficit fiscal brasileiro. Logo, o Estado perdeu a capacidade de financiar suas dívidas, e diante da globalização teve seu poder regulatório de orientar políticas macroeconômicas enfraquecido. Nesse ponto, devemos ressaltar que, na visão de Castells (1998), ao ceder a exigências internacionais, o poder público penaliza as demandas locais da população.

Diante da redução dos gastos do Estado durante a década de 1980, surge um processo de reforma do próprio Estado, inicialmente no exterior e depois no Brasil. Essa reforma se pautava pela estabilização monetária visando ao controle da crescente inflação, pela privatização e abertura comercial. O governo Collor (1990-1992) deu início a esse processo, instituindo o Programa Nacional de Desestatização (PND), no qual foram incluídas empresas do setor elétrico.

Entretanto, em 1995, no governo Fernando Henrique Cardoso, é que a reforma gerencial do Estado foi delineada, através do Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado, que enfatizava o fortalecimento do núcleo estratégico do Estado (responsável pelas leis e políticas públicas), aliado à descentralização da administração pública via agências autônomas e organizações sociais.

No setor elétrico, essa reforma foi sentida através das privatizações e do ressurgimento do capital privado como impulsionador da sua expansão. Este estudo apresentou dois exemplos de reestruturação desse setor no cenário internacional. O primeiro caso é o da Inglaterra, que no final da década de 1980, foi precursora, ao privatizar as estatais do setor elétrico e reformulá-lo. Ainda quanto ao caso inglês, merece destaque o fato de que o Estado manteve a regulação por intermédio de uma agência reguladora. O segundo caso analisado foi o do Chile, país que reestruturou sua indústria de energia elétrica também na década de 1980, para depois privatizar as estatais do setor, o que ocorreu entre 1986 e 1990.

No caso brasileiro, verificamos que a transferência de empresas públicas de eletricidade para o setor privado começou em meados dos anos 1990. O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB) – realizado pelo Ministério de Minas e Energia em parceria com um consórcio de consultores liderados pela inglesa Coopers & Lybrand – teve seu trabalho concluído com um relatório entregue ao governo em 1997. Antes, durante a formulação do modelo, a agência reguladora do setor, a ANEEL, foi criada em dezembro de 1996. Contudo, só com a Lei nº 9.648, de maio de 1998, é que o marco legal do modelo foi oficializado.

O modelo brasileiro baseava-se na tendência internacional de desverticalização das atividades entre geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; competição na geração e comercialização; manutenção do monopólio natural

na transmissão e distribuição, garantindo livre acesso às redes; privatização da geração e da distribuição.

O investimento em novos projetos de expansão da geração passou a ser licitado. Por conseguinte, o Estado deixou de investir no setor, até porque as estatais estavam sendo reestruturadas para futura privatização e ainda necessitavam conter gastos para não aumentar mais ainda o déficit público fiscal. Podemos observar, dessa forma, que o Estado manteve apenas o seu papel de regular e fiscalizar o setor, por intermédio da ANEEL.

O modelo contou ainda com entidades especializadas, além da ANEEL, como o CCPE, com a função de planejar a expansão do setor (que não teve papel relevante no modelo); o ONS, responsável pela coordenação da operação do sistema interligado nacional, e o BNDES, como agente financiador. Devemos destacar a instituição do Mercado Atacadista de Energia (MAE), onde a eletricidade poderia ser comercializada no curto prazo, não obstante a negociação de contratos bilaterais de longo prazo entre geradores e distribuidores. Além disso, também foram criados novos agentes, como o produtor independente, o autoprodutor e o consumidor livre de energia elétrica.

Como podemos verificar no anexo A, o processo de privatização avançou na distribuição, mas pouco se concretizou na geração, chegando-se a uma crise de suprimento de eletricidade em 2001, antes da implantação do modelo ser concluída. Logo, o início das privatizações ocorreu antes da completa regulamentação do modelo. O racionamento atingiu as regiões Centro-Oeste, Nordeste e Sudeste, que passaram por um corte de consumo de 20%, e a região Norte que por precaução também adotou o racionamento. Somente a região Sul tinha boas condições de atendimento de energia elétrica. Porém, por um problema de capacidade das linhas de transmissão daquela região para o Sudeste, essa eletricidade adicional não pode amenizar o racionamento.

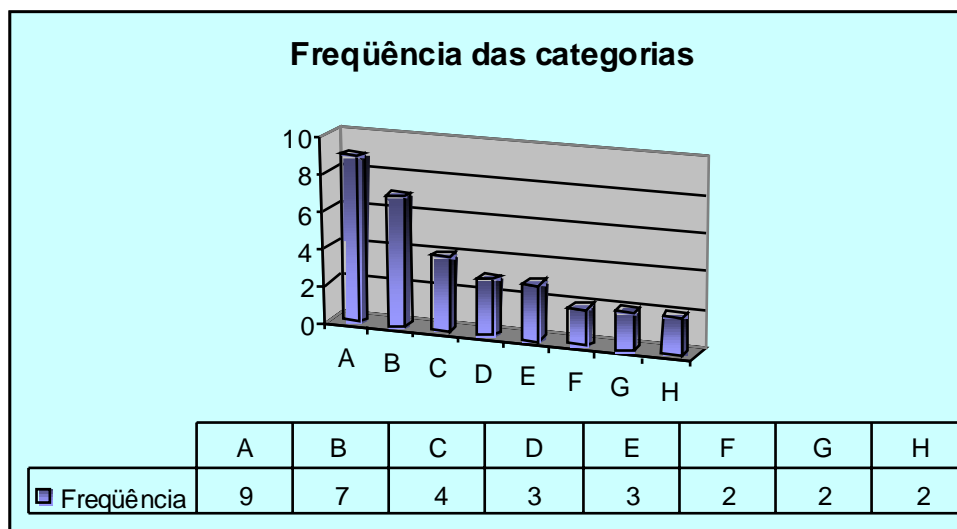
Na versão oficial, o racionamento fora causado pela estiagem daquele ano em um momento de transição do modelo. Deflagrada a crise, o governo instituiu a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) para tomar as medidas necessárias para igualar novamente oferta e demanda. Em seguida, criou a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (CASHEE) para analisar a política de produção energética e as causas da crise.

Conforme visto neste estudo, o relatório da CASHEE sobre as causas da crise destaca, além da condição hidrológica desfavorável, o fato de que o atraso das obras de geração e transmissão previstas para o período 1998-2001 se conjugou com a não construção de usinas para o mesmo período. Essa falta de investimentos resultou da interrupção do aporte de recursos pelas estatais na expansão do setor, o que caberia à iniciativa privada. No desenho do modelo, as distribuidoras fariam novos contratos com os geradores para atender ao acréscimo de demanda, sendo que esses contratos seriam lastreados em energia assegurada das hidrelétricas ou na capacidade de produção contínua das termelétricas. Entretanto, as energias asseguradas desses contratos estavam superdimensionadas, e quando o consumo aumentou, a oferta física de energia elétrica não acompanhou, apesar de do ponto de vista contábil haver energia assegurada suficiente para esse incremento da demanda.

O relatório destaca o fato do Ministério de Minas e Energia já prever, em 1999, a necessidade de aumentar a oferta de eletricidade e, por conta disso, ter iniciado alguns programas governamentais visando evitar um desequilíbrio futuro entre oferta e demanda. O problema é que esses programas não foram bem-sucedidos naquela ocasião. Ademais, houve falta de comunicação, dentro do governo, entre ONS, ANEEL, MME e a Presidência da República, sobre a gravidade da crise que se aproximava.

Nas entrevistas realizadas na pesquisa de campo podemos ratificar as causas da crise que constam no relatório da CASHEE. O gráfico 8 mostra a frequência das respostas, por categoria, muito embora não possam ser considerados como resultados estatísticos significativos, dado o pequeno número de entrevistados. Porém o gráfico clarifica a posição defendida pelos especialistas sobre a questão.

Gráfico 8



Fonte: Elaboração própria.

Observemos que cada freqüência corresponde às seguintes categorias:

A - falta de investimentos no setor;

B - superdimensionamento da energia assegurada;

C - condição hidrológica desfavorável;

D - marco regulatório instável;

E - a Constituição de 1988 determinava que as concessões deveriam ser outorgadas por licitação, mas a regulamentação em lei só ocorreu em 1995;

F - falta de percepção do governo quanto à profundidade da crise

G - falta de comunicação entre os órgãos do setor;

H - descapitalização das empresas do setor.

O corte do consumo perdurou de junho de 2001 a fevereiro de 2002 nas regiões Centro-Oeste, Nordeste e Sudeste, enquanto na região Norte vigorou de agosto de 2001 a 1^o de janeiro de 2002. Como consequência do racionamento, observamos a mudança dos hábitos de consumo. Ademais, o regime de chuvas voltou a favorecer o aumento da

capacidade de armazenamento das usinas geradoras e foram adotadas medidas para o aumento emergencial da oferta.

Contudo, o fim do racionamento coincidiu com um ano de eleições presidenciais. A população, já descontente com a política econômica, escolheu o candidato de oposição, Luiz Inácio Lula da Silva. Porém, diante de um candidato de esquerda, os investidores externos temeram por uma mudança política e econômica do Brasil após a posse do novo presidente. Os reflexos dessa desconfiança foram sentidos na taxa de câmbio que chegou a ser cotada a R\$4/US\$.

Ao tomar posse em janeiro de 2003, Lula manteve as políticas de aperto fiscal e juros elevados no combate à inflação, conseguindo restabelecer a credibilidade do país junto ao mercado financeiro nacional e internacional. De fato, os indicadores financeiros voltaram a patamares anteriores ao da crise sucessória, como o câmbio verificado neste estudo, que chegou a R\$4/US\$, mas no final de dezembro de 2003 foi a R\$2,93/US\$.

No que tange ao setor elétrico, verificamos que o governo optou pela elaboração de um novo modelo. Este foi desenhado pelo MME com a ajuda de uma equipe de técnicos do setor, sendo oficializado pelas leis nº 10.847 e 10.848, em dezembro de 2003. O detalhamento dessas leis ocorreu com o Decreto nº 5.163, de julho de 2004.

Observamos os principais pontos do novo modelo, como a existência de dois ambientes de contratação: o regulado (ACR) e o livre (ACL). No ACR, a comercialização de energia elétrica entre os agentes se realizará por licitação e no ACL, por contratos bilaterais negociados livremente. No ACR, haverá leilões de geração existente e de novos projetos. Como o MME definirá o montante de energia a ser comercializada nos leilões, ele contará com o auxílio da EPE, a qual irá atuar na área de estudos sobre o planejamento de todo o setor energético brasileiro.

Outra importante característica do novo modelo é a licitação dos empreendimentos, visto que será vencedor aquele gerador que oferecer a menor tarifa, contribuindo para a modicidade tarifária, conforme defendido pelo governo. Além disso, a partir de 2005, os distribuidores, vendedores, autoprodutores e consumidores livres de energia elétrica terão que informar ao MME suas previsões de mercado consumidor para os próximos cinco anos.

Em relação aos leilões, tomando como referência o ano base *A* para início do suprimento de eletricidade, haverá leilões nos anos *A-5* (cinco anos antes de *A*) e *A-3* (três anos antes de *A*) para a energia de novos projetos. Também serão realizados leilões de ajuste dos distribuidores, com prazo de até dois anos, leilões para geração distribuída e de geração existente, como anteriormente comentado.

Dentre as novas instituições criadas pelo novo modelo, cabe destacar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que substituiu o MAE, efetivando a comercialização de eletricidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) e com a atribuição de promover os leilões. Outra nova instituição será o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que cuidará da segurança do abastecimento de energia elétrica, sendo liderado pela ministra de Minas e Energia e composto por representantes do próprio MME, ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS.

De fato o novo modelo já contou com um leilão de energia existente em dezembro de 2004, mas o grande teste será o leilão de energia nova agendado para o segundo semestre de 2005, onde diversos pontos da nova regulação serão vistos na prática. Enfim, ao analisarmos a trajetória da atuação estatal na indústria de energia elétrica, verificamos como se efetivou o processo de reforma do Estado no setor e o modo como a crise de 2001 influenciou essa mudança.

Assim se por um lado o Estado deixou para a iniciativa privada o planejamento da expansão; diante da crise, teve que voltar a intervir com força para equilibrar a oferta e a demanda, levando-se em conta que ainda reformulou a atividade, exercendo o papel de agente planejador. Verificamos que o país aprendeu que a redução do papel do Estado pode ser muito prejudicial para um setor que possui as especificidades que o setor elétrico brasileiro possui, ou seja, deve haver um agente planejador para otimizar a geração de eletricidade preponderantemente hidrelétrica como observado neste estudo. Por outro lado, já é notório o fato de que o Estado não dispõe mais de recursos como no passado para ser o grande investidor do setor e, por isso, necessita adequar as suas políticas a uma nova realidade de atração do investidor privado. Devemos buscar um meio termo na atuação do Estado nesta atividade.

Hoje, uma das maiores preocupações do Estado é com a segurança do abastecimento, devido à lembrança do racionamento, que caso se repetisse comprometeria o crescimento econômico do país. Isso denota a importância dessa área

de infra-estrutura para o desenvolvimento. Deve ser destacado que diante dessa crise, cessou a discussão política entre partidários ou não da privatização.

O Estado, hoje em dia, se preocupa em criar um ambiente favorável aos novos investimentos privados, uma vez que o setor público continua sem recursos para os investimentos necessários à expansão da oferta, de modo que possa acompanhar o aumento da demanda por energia elétrica.

A nova orientação do Estado, manteve a figura da agência reguladora, ANEEL, atuante na regulação e na fiscalização do mercado de energia elétrica, onde agentes públicos e privados se encontram. Até o momento, a expansão da eletricidade brasileira esteve, em especial, nas mãos do setor público na figura das grandes estatais, porém o novo modelo aposta no capital privado como principal agente investidor da expansão da geração de eletricidade.

No entanto, o que podemos observar é que para o privado se interessar em investir na expansão desta atividade ele terá que contar com algumas garantias como a de financiamento, contratos de compra da energia, licença ambiental prévia e desoneração de encargos e tributos incidentes nas tarifas. Por um lado os leilões garantiram os contratos e a licença ambiental (sendo esta uma questão na qual o governo tem encontrado dificuldades na agilização da concessão destas licenças pelos órgãos ambientais), mas por outro lado, haverá um risco maior dos geradores na obtenção dos financiamentos, visto que como vários distribuidores comprarão de um mesmo gerador, isto dificultará o cálculo da probabilidade dos distribuidores não pagarem. Ademais, não há evidências de que algo de relevante esteja sendo feito no sentido da redução dos encargos e tributos incidentes sobre a tarifa de energia elétrica (pelo contrário a criação de novas instituições deverá elevar os encargos do setor), o que além de prejudicar a modicidade tarifária, influenciará a margem de lucro dos investidores.

Assim, observamos que há a possibilidade deste modelo não atrair o capital privado para a expansão do setor e neste caso o governo deveria contar com alguma contingência de recursos públicos para que a oferta de eletricidade não venha a se desencontrar novamente da demanda, acarretando uma nova crise. Logo, devemos aguardar os resultados dos próximos leilões de energia de novos projetos para testar a eficácia do novo modelo.

Este estudo buscou contribuir para a sociedade no que se refere à forma como o Estado se ajustou ao longo da história para prover este serviço de utilidade pública que é a eletricidade, sobretudo, após a crise do racionamento. Em relação ao meio acadêmico, o objetivo foi apresentar um exemplo de reforma do Estado dentro de um setor produtivo da economia brasileira. Como sugestão para novas pesquisas poderíamos estudar a reforma do Estado em outras indústrias do setor energético como gás natural, petróleo e fontes alternativas (biomassa e energia eólica etc.). Além do mais, como alguns entrevistados destacaram o efeito perverso dos altos tributos e dos encargos na tarifa paga pelo consumidor final, é pertinente neste momento uma análise aprofundada do impacto da questão tributária no setor de energia elétrica do Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRUCIO, Fernando Luiz. Avanços e dilemas do modelo pós-burocrático: a reforma da administração pública à luz da experiência internacional recente. In: BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos; SPINK, Peter (Org.). **Reforma do Estado e administração pública gerencial**, Rio de Janeiro: FGV, 2001a. p.173-199.

_____. Aprendendo com a crise energética. **Valor Econômico**, São Paulo, 21 maio 2001b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Disponível em:<www.aneel.gov.br>. Acesso em: 2004 e 2005.

ANDRADE, Luiz Aureliano Gama de; AZEVEDO, Sérgio de. A reforma do Estado e a questão federalista: reflexões sobre a proposta Bresser-Pereira. In: AZEVEDO, Sérgio de; DINIZ, Eli (Org.). **Reforma do Estado e democracia no Brasil: dilemas e perspectivas**. Brasília: UnB, 1997.

AZEVEDO, Adjarma. Desafio no setor elétrico. **Valor Econômico**, São Paulo, 3 jul. 2003.

BAJAY, Sérgio Valdir et al. **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**. Brasília, DF, jul. 2001. Disponível em: <www.bandeirantes.com.br/REL001.pdf>.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). Disponível em: <www.bcb.gov.br>. Acesso em: 2004 e 2005.

BIBLIOTECA DO EXÉRCITO EDITORA. **A energia elétrica no Brasil** (da primeira lâmpada à Eletrobras). Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército, 1977.

BOSCHI, Renato R.; LIMA, Maria Regina Soares de. O executivo e a construção do Estado no Brasil – do desmonte da Era Vargas ao novo intervencionismo regulatório. In: VIANNA, Luiz Werneck (Org.). **A democracia e os três poderes no Brasil**. Belo Horizonte: UFMG; Rio de Janeiro: IUPERJ/FAPERJ, 2002. p. 195-253.

BRASIL Câmara dos Deputados. Centro de Documentação e Informação – Coordenação de Publicações. **A crise do modelo do setor elétrico brasileiro**. Brasília, DF, 2002.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**.

_____, Ministério de Minas e Energia – Secretaria de Energia. **Balanco Energético Nacional**. Brasília, DF, 2003.

_____. Presidência da República. **Plano diretor da reforma do aparelho do Estado**. Brasília, DF: Câmara da Reforma do Estado-Ministério da Administração e Reforma do Estado, 1995.

_____. _____. **Decreto nº 2.003**, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor e dá outras providências. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bdec19962003.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **Decreto nº 2.655**, de 2 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. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bdec19982655.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **Decreto nº 5.163**, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bdec20045163.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **Decreto nº 5.175**, de 9 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. Disponível em : <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bdec20045175.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **Decreto nº 5.177**, de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os art. 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). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bdec20045177.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **Lei nº 3.890-A**, de 25 de abril de 1961. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS) e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei19613890a.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **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. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei19958987.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **Lei nº 9.074**, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei19959074.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei19969427.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **Lei nº 9.648**, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3890-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 e nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS) e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei19989648.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **Lei nº 10.847**, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410847.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

_____, _____. **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, (...), e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410848.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004.

BRASÍLICO, Edson Américo; PECCI, Alketa; SARAVIA, Enrique. **Regulação, defesa da concorrência e concessões**. Rio de Janeiro: FGV, 2002.

BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos. Da administração pública burocrática à gerencial. In: BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos; SPINK, Peter.(Org.). **Reforma do Estado e administração pública gerencial**. Rio de Janeiro: FGV, p. 237-270, 2001.

_____. Reforma da gestão e avanço social em uma economia semi-estagnada. **Revista de Administração Pública**, v. 38, n. 4, p. 543-560, jul./ago. 2004.

CACHAPUZ, Paulo Brandi de Barros. **História da operação do sistema interligado nacional**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2003.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 2005.

CANAL ENERGIA. Disponível em: <www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/busca.asp?id=33397>. Acesso em: 24 maio 2005a.

_____. Disponível em: <www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/busca.asp?id=33812>. Acesso em: 24 maio 2005b.

_____. Disponível em: <www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/busca.asp?id=15972>. Acesso em: 24 maio 2005c.

CASTANHAR, José Cezar. **Política econômica no primeiro ano do governo Lula: os desafios da transição e as alternativas para o futuro**. Rio de Janeiro, 2003. Mimeografado.

CASTELLS, Manuel. **El Estado red?** – Globalización económica e instituciones políticas en la era de la información. In: SEMINARIO SOCIEDAD Y REFORMA DEL ESTADO, 1998, Brasília, DF: Ministério de Administração Federal e Reforma do Estado, 1998.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL (CMEB). **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro, 1988.

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Relatório consolidado etapa IV-1. [S.l], junho 1997.

ELETROBRAS. Disponível em: <www.eletrobras.gov.br>. Acesso em: 2003 e 2004.

_____. Ministério de Minas e Energia (MME). **Informe de Mercado 19**, Rio de Janeiro, 13 jan. 2003a.

_____. _____. **Informe de Mercado 20**, Rio de Janeiro, 17 fev. 2003b.

_____. _____. Mercado de energia elétrica – ciclo de planejamento/2001. **Relatório analítico**, Rio de Janeiro, 2003c.

ESTACHE, Antonio; PARDINA, Martin Rodriguez. **Light and lightning at the end of the public tunnel: the reform of the electricity sector in Southern Cone**. [S.l]: 1998. Mimeografado.

FALEIROS, Vicente de Paula. A reforma do Estado no período FHC e as propostas do governo Lula. In: BERNARDO, Maristela; ROCHA, Denise (Org.). **A era FHC e o governo Lula: transição?**. Brasília: Instituto de Estudos Socioeconômicos, 2003.

FAORO, Raimundo. A viagem redonda: do patrimonialismo ao estamento. In: **Os donos do poder**. 7. ed. Rio de Janeiro: Globo, 1975. v. 2, p. 731-750.

FARIA, Viviana Cardoso de Sá e. **O papel do project finance no financiamento de projetos de energia elétrica: o caso da UHE Cana Brava**. Dissertação (Mestrado) – Planejamento Energético, COPPE - UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

FLEURY, Sônia. **1º ano de governo Lula**. Rio de Janeiro, 2004. Mimeografado.

FÓRUM CONTINUADO DE ENERGIA – 2. ed. Rio de Janeiro: FGV/EBAPE, 10 e 11 de agosto de 2004.

GIAMBIAGI, Fábio. Crise de energia e política econômica: pingos nos is. **Valor Econômico**, São Paulo, 18 jun. 2001.

_____; PIRES, José Cláudio Linhares; SALES, André Franco. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, 18 dez. 2002.

GOVERNO garante que oferta de energia não corre risco em 2008. **Valor Econômico**, São Paulo, 14 out. 2004.

GREEN, Richard; NEWBERY, David M. Regulation, public ownership and privatisation of English electricity industry. In: GILBERT, Richard J.; KAHN, Edward P. **International comparisons of electricity regulation**. Nova York: Cambridge University, 1996. p. 25-81.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). Disponível em: <www.ipea.gov.br>. Acesso em: 2004 e 2005.

LEITE, Antonio Dias. **A energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

LIMA, José Luiz. **Estado e energia no Brasil** – o setor elétrico no Brasil: das origens a criação da Eletrobras (1890–1962). São Paulo: IPE-USP, 1984. (Série Ensaios Econômicos).

MARTINS, Luciano. Reforma da administração pública e cultura política no Brasil: uma visão geral. **Cadernos ENAP**, Brasília, DF, n. 8, 1997.

MARTORELL, Luis Viana; SPILLER, Pablo T. How should it be done? Electricity regulation in Argentina, Brazil, Uruguay, and Chile. In: GILBERT, Richard J.; KAHN, Edward P. **International comparisons of electricity regulation**. Nova York: Cambridge University, 1996. p. 82-125.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 2004 e 2005.

O CONFUSO SETOR ELÉTRICO. **Valor Econômico**, São Paulo, 23 jun. 2003.

OLIVEIRA, Adilson de. A economia real, existe! In: LESSA, Carlos (Org.). **O Brasil à luz do apagão**. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001.

O NOVO modelo energético brasileiro. In: SEMINÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA, 17 dez. 2004, Rio de Janeiro: FGV Projetos, 2004.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 2004 e 2005.

PAULO, Goret. **Crescimento econômico e expansão da oferta de energia**. Rio de Janeiro, 2004. Mimeografado.

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. Dissertação (Mestrado) - Fundação Getúlio Vargas/Escola Brasileira de Administração Pública, Rio de Janeiro, 2000.

PRATES, Caio. Panorama Macroeconômico. **Economia e Conjuntura – análise da conjuntura macroeconômica**, UFRJ-Instituto de Economia, Rio de Janeiro, n. 47, dez. 2003.

ROSA, Luiz Pinguelli. Uma reputação empírica do modelo econômico neoliberal. In: LESSA, Carlos (Org.). **O Brasil à luz do apagão**. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001.

ROUSSEFF, Dilma. Ministra de Minas e Energia, Brasil. **Pronunciamento**. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL “CRISES E SOLUÇÕES NA INDÚSTRIA ELÉTRICA MUNDIAL”, 28 jun. 2004, Rio de Janeiro: Eletrobras, Electricité de France, 2004.

SANTOS, Wanderley Guilherme dos. **Décadas de espanto e apologia democrática**. Rio de Janeiro: Rocco, 1998. cap. I.

SAUER, Ildo. **Um novo modelo para o setor elétrico**. São Paulo: USP-Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, 2002.

_____. Energia para todos. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 15 mar. 2003.

SEMINÁRIO INTERNACIONAL “CRISES E SOLUÇÕES NA INDÚSTRIA ELÉTRICA MUNDIAL”, 28 e 29 jun. 2004, Rio de Janeiro: Eletrobras e Electricité de France, 2004.

SINGER, Paul. O Brasil à luz do neoliberalismo. **Valor Econômico**, São Paulo, 14 maio 2001.

STIGLITZ, Joseph. Mejorando la eficiencia y la capacidad de respuesta del sector público: lecciones de la experiencia reciente. **Reforma y Democracia**, Revista del Centro Latinoamericano de Administración para el Desarrollo (CLAD), Caracas, n. 22, feb. 2002.

TOLMASQUIM, Maurício. Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia - Brasil. **Pronunciamento**. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL “CRISES E SOLUÇÕES NA INDÚSTRIA ELÉTRICA MUNDIAL”, 29 de jun. 2004, Rio de Janeiro: Eletrobras, Electricité de France, 2004.

VERGARA, Sylvia Constant. **Projetos e relatórios de pesquisas em administração**. São Paulo: Atlas, 2003.

VIANNA, Luiz Werneck. **O Estado Novo e a ampliação autoritária da república**. In: CARVALHO, M. Alice (Org.). República no Catete. Rio de Janeiro: Museu da República, 2001.

VICKERS, John; YARROW, George. **Privatization: an economic analysis**. Londres: MIT, 1988. cap. 9.

VINHAES, Élbia Aparecida Silva. **Estrutura de governança e comportamento estratégico em sistemas elétricos reestruturados**: uma abordagem institucional do poder de mercado na indústria de energia elétrica brasileira. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSC, Florianópolis, 2003.

WEBER, Max. **Economia e sociedade**. Brasília: UnB, 1999. v. 1 e 2.

WERNECK, Rogério Furquim. **Privatização do setor elétrico**: especificidades do caso brasileiro. Rio de Janeiro: PUC-RIO – Departamento de Economia, maio 1997. (Texto para discussão n. 373).

VIEIRA FILHO, Xisto. Caro é o déficit de energia. **Canal Energia**, Rio de Janeiro, 1 jul. 2003.

ANEXO A: Empresas privatizadas do setor de energia elétrica

A.1. Empresas geradoras de energia elétrica privatizadas

Geradoras	Governo	Data do leilão	Resultado Geral (R\$ Milhões)	Ágio (%)	Grupo Controlador
Cachoeira Dourada	Estadual	Set/97	780	44	- Endesa (60%) – Chile - Edegel (20%) - Peru - Fundos de Investimento (20%) – Outros
Gerasul	Federal	Abr/98	944,47	-	- Tractebel (100%) – Bélgica
Cesp Paranapanema	Estadual	Jul/99	1.260	90	- Duke Energy (100%) – EUA
Cesp Tiête	Estadual	Out/99	938	30	- AES (100%) – EUA

Fonte: BNDES apud Faria (2003)

A.2. Empresas distribuidoras de energia elétrica privatizadas

Geradoras	Governo	Data do leilão	Resultado Geral (R\$ Milhões)	Ágio (%)	Grupo Controlador
Escelsa	Federal	Jul/95	356,77	11,8	- IVEN (50%) – Brasil - GTD Part. (50%) - Brasil
Light	Federal	Mai/96	2.260	-	- AES (20,3%) – EUA - Reliant Energy (20,3%) - EUA - EDF (20,3%) - França - BNDESPar (16,4%) – Brasil - CSN (13%) – Brasil - GTD Part. (1,4%) – Brasil - Outros (8,3%) - Brasil
Cerj	Estadual	Nov/96	605,33	30,3	- EDP (30%) - Portugal - - Empresa Electrica de Panamá S/A (30,6%) - Chile - Endesa (10%) - Espanha - Soc. Panamena de Eletricidade (29,4%) – Chile
Coelba	Estadual	Jul/97	1.730,9	77,4	- Guarani (100%) – Brasil (61%) e Espanha (39%)

Geradoras	Governo	Data do leilão	Resultado Geral (R\$ Milhões)	Ágio (%)	Grupo Controlador
CEEE – Norte- NE	Estadual	Out/97	1.635	82,6	- VBC (33,3%) – Brasil - Previ (33,3%) – Brasil - CEA (33,3%) - EUA
CEEE – Centro-Oeste	Estadual	Out/97	1.510	93,6	- AES (100%) – EUA
CPFL	Estadual	Nov/97	3.015	70,1	- VBC (45,32%) - Brasil - Fundos de Pensão (54,68%) – Brasil
Enersul	Estadual	Nov/97	625,55	83,8	- Escelsa (100%) – Brasil
Cemat	Estadual	Nov/97	391,5	21,1	- Grupo Rede (65%) – Brasil - Inepar (35%) - Brasil
Energipe	Estadual	Dez/97	577,1	96	- Cataguazes-Leopoldina & Uptick Part. (100%) – Brasil
Cosern	Estadual	Dez/97	676,4	73,6	- Coelba (62,7%) * - Guaraniãna (31,4%) - Uptick Part. S/A (5,9%)
Coelce	Estadual	Abr/98	987,01	27,2	- Endesa (37,5%) – Espanha - Cerj (36,5%) – Brasil - Enersis Chilectra (26%) – Chile

Geradoras	Governo	Data do leilão	Resultado Geral (R\$ Milhões)	Ágio (%)	Grupo Controlador
Eletropaulo Metropolitana	Estadual	Abr/98	2.026	-	- Light (33,3%) – Brasil
Celpe	Estadual	Jul/98	450,26	-	- Grupo Rede (65%) – Brasil - Inepar (35%) - Brasil
Elektro	Estadual	Jul/98	1.479	99	- Enron (100%) - EUA
EBE – Empresa Bandeirante de Energia	Estadual	Set/98	1.014	-	- CPFL/VBC (44%) – Brasil - EDP (56%) - Portugal
Celpe	Estadual	Fev/00	1.781	-	- Iberdrola (68%) – Espanha - Previ (20%) - Brasil - Banco do Brasil (12%) – Brasil
Cemar	Estadual	Jun/00	522,7	-	- Pennsylvania Power & Light (100%) - EUA

* Brasil (87,8%) e Espanha (12,2%).

Fonte: BNDES apud Faria (2003).

ANEXO B: Ocupação e sigla de cada entrevistado

OCUPAÇÃO	SIGLA
Assessor da diretoria da ANEEL	E1
Assessor do MME	E2
Assessora do MME	E3
Diretor técnico-regulatório da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)	E4
Coordenadora de projetos da Área de Energia da FGV Projetos	E5
Consultor	E6
Gerente do Departamento de Estudos Energéticos e de Mercado (DEM) da Eletrobras	E7
Diretor-geral da Agência Nacional de Águas (ANA), por ocasião da entrevista, e atual diretor-geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	E8
Professora do Departamento de Economia da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio)	E9